



KGP-4101-001-00/2014
Nr ewid. 17/2015/P/14/018/KGP

Informacja o wynikach kontroli

ZAPEWNIENIE MOCY WYTWÓRCZYCH W ELEKTROENERGETYCE KONWENCJONALNEJ

DEPARTAMENT GOSPODARKI,
SKARBU PAŃSTWA I PRYWATYZACJI

MISJA

Najwyższej Izby Kontroli jest dbałość o gospodarność i skuteczność w służbie publicznej dla Rzeczypospolitej Polskiej

WIZJA

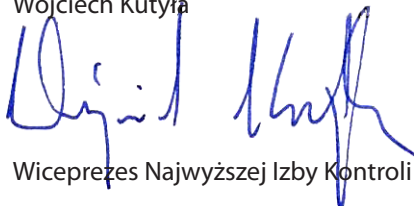
Najwyższej Izby Kontroli jest cieszący się powszechnym autorytetem najwyższy organ kontroli państwowej, którego raporty będą oczekiwanym i poszukiwanym źródłem informacji dla organów władzy i społeczeństwa

Dyrektor Departamentu Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji:
Sławomir Grzelak



Akceptuję:

Wojciech Kutyla



Wiceprezes Najwyższej Izby Kontroli

Zatwierdzam:

Krzysztof Kwiatkowski



Prezes Najwyższej Izby Kontroli

Warszawa, dnia 4.03.2015 r.

Najwyższa Izba Kontroli
ul. Filtrowa 57
02-056 Warszawa
T/F +48 22 444 50 00

www.nik.gov.pl

WPROWADZENIE	6
1. ZAŁOŻENIA KONTROLI	7
2. PODSUMOWANIE WYNIKÓW KONTROLI	8
2.1. Ocena kontrolowanej działalności	8
2.2. Wnioski końcowe	12
3. INFORMACJE SZCZEGÓŁOWE	14
3.1. Organy i podmioty właściwe w sprawach energetyki	14
3.2. Charakterystyka obszaru objętego kontrolą	14
3.3. Istotne ustalenia kontroli	15
3.3.1. Polityka energetyczna	15
3.3.2. Prace legislacyjne w MG	17
3.3.3. Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	18
3.3.4. Analizy planów wytwórców	19
3.3.5. Ocena przyszłego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną	26
3.3.5.1. Odstawienia i budowa nowych mocy, bilans pokrycia zapotrzebowania	29
3.3.5.2. Nowe moce wytwórcze i analiza możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w latach 2014–2018	35
3.3.5.3. Program Polskiej Energetyki Jądrowej	37
3.3.5.4. Kształtowanie instrumentów oddziaływania na decyzje inwestycyjne producentów energii elektrycznej	39
3.3.6. Nadzór właścicielski Skarbu Państwa nad spółkami sektora elektroenergetycznego	40
3.3.6.1. Polityka dywidendowa	42
3.3.6.2. Powoływanie członków Rad Nadzorczych przez MSP	43
3.3.6.3. Wpływ Skarbu Państwa na inwestycje w nowe moce wytwórcze	45
3.3.7. Projekty budowy nowych bloków w Ostrołęce i w Opolu	46
3.3.7.1. Projekt Ostrołęka C	46
3.3.7.2. Projekt Opole II	49
4. INFORMACJE DODATKOWE	53
4.1. Przygotowanie i organizacja kontroli	53
4.2. Postępowanie kontrolne i działania podjęte po zakończeniu kontroli	53
5. ZAŁĄCZNIKI	54

Wykaz stosowanych skrótów i pojęć

Bezpieczeństwo energetyczne	stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska
Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię
ENERGA	grupa kapitałowa ENERGA S.A.
ENEA	grupa kapitałowa ENEA S.A.
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – dokument opracowywany przez operatora systemu przesyłowego na podstawie Art. 9g ust. 4 Prawa energetycznego, określający warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci przesyłowej, zatwierdzany przez Prezesa URE
JWCD	jednostki wytwórcze centralnie dysponowane
nJWCD	jednostki wytwórcze nie będące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi
KE	Komisja Europejska
Konwencjonalna jednostka wytwórcza	jednostka wytwórcza wykorzystująca do wytwarzania energii elektrycznej paliwa (stałe, gazowe lub ciekłe) lub wodę
MPZP	miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny (wg PSE – rozbudowany układ urządzeń do wytwarzania, przesyłania i rozdziału energii elektrycznej)
MG	Ministerstwo Gospodarki
MIR	Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju
MSP	Ministerstwo Skarbu Państwa
Moc	ilość energii dostarczana w jednostce czasu, mierzona w watach (W) lub jednostkach pochodnych
Moc dyspozycyjna	jest to moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe
Moc dyspozycyjna netto	jest to moc dyspozycyjna pomniejszona o moc potrzeb własnych danej jednostki wytwórczej
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Niekonwencjonalne źródło energii	źródło, które nie wykorzystuje w procesie przetwarzania spalania organicznych paliw kopalnych. Pod tym pojęciem należy rozumieć wszelkie odnawialne źródła energii
OSP	operator systemu przesyłowego, w Polsce funkcję OSP dla systemu elektroenergetycznego pełni PSE

OZE	odnawialne źródło energii – źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
PPEJ	Program Polskiej Energetyki Jądrowej
PGE	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
PGE GiEK	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. spółka odpowiedzialna w PGE za działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych
Polityka energetyczna do 2030 roku	Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, przyjęta Uchwałą Nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r. – stanowiącą załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r.
Prawo energetyczne	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – <i>Prawo energetyczne</i> ¹
Program działań wykonawczych	Program działań wykonawczych na lata 2009–2012, stanowiący załącznik nr 3 do Polityki energetycznej Polski do 2030 roku
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna, której nazwę zmieniono w dniu 9 stycznia 2013 r. z firmy Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator Spółka Akcyjna; Spółka pełni funkcję OSP
Rezerwa mocy	zdolność jednostek wytwórczych do podjęcia w różnym czasie wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci, nie wykorzystywana w danym okresie
Równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię	zaspokojenie możliwego do przewidzenia, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną i moc, bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w jej dostarczaniu i poborze
SP	Skarb Państwa
TAURON	grupa kapitałowa TAURON Polska Energia S.A.
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Usługi systemowe	usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej
WZ	Walne Zgromadzenie
NWZ	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie
Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię

¹ Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 ze zm.

W kontroli zbadano wykonanie przez organy administracji rządowej obowiązku zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego określonego w *Prawie energetycznym*, w odniesieniu do dostaw energii elektrycznej. Kontrola została przeprowadzona z inicjatywy własnej NIK, a przesłanką jej podjęcia były sygnały o rezygnacji z budowy nowych, konwencjonalnych źródeł mocy przez przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną. Wstrzymywanie budowy nowych bloków wytwórczych, przy konieczności wycofywania dotychczas pracujących ze względu na wyeksploatowanie i niespełnianie wymagań środowiskowych, może zagrażać bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej w przyszłości. Zasadność przeprowadzenia kontroli potwierdziła dyskusja podczas, zorganizowanego przez NIK, panelu ekspertów (zob. p. 4.1. *Informacji*), a także zlecona opinia ekspercka (zob. zał. 5.7. do *Informacji*).

Tytuł kontroli

Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej – P/14/018.

Cel główny kontroli

Ocena skuteczności działań Państwa oraz spółek energetycznych dla zapewnienia odpowiedniej produkcji energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych.

Cele częściowe kontroli

- ♦ Ocena działań organów i podmiotów odpowiedzialnych za monitorowanie bezpieczeństwa energetycznego, zapewnienie dostaw energii elektrycznej na bezpiecznym poziomie oraz ich wpływu na decyzje inwestycyjne w nowe moce wytwórcze.
- ♦ Ocena nadzoru właścicielskiego i wykonywania przez Ministerstwo Skarbu Państwa praw z akcji elektroenergetycznych przedsiębiorstw wytwórczych, a w szczególności wpływu polityki dywidendowej na zdolności inwestycyjne spółek.
- ♦ Ocena działań spółek elektroenergetycznych związanych z budową nowych mocy wytwórczych.

Podstawa prawna, kryteria kontroli

W Ministerstwie Gospodarki, Ministerstwie Skarbu Państwa, Urzędzie Regulacji Energetyki oraz w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych S.A. kontrola przeprowadzona została na podstawie art. 2 ust. 1 *ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli*², z uwzględnieniem kryteriów celowości, legalności, gospodarności i rzetelności. W spółkach energetycznych kontrola przeprowadzona została na podstawie art. 2 ust. 3 *ustawy o NIK* pod względem legalności i gospodarności.

Zakres przedmiotowy kontroli

Kontrolą objęto zagadnienia związane z tworzeniem i realizacją polityki gospodarczej w zakresie zapewnienia wystarczających dostaw energii elektrycznej, a także polityki właścicielskiej, w tym dywidendowej i inwestycyjnej wobec spółek działających z udziałem Skarbu Państwa, a także przygotowanie i realizację procesu inwestycyjnego przez spółki.

Zakres podmiotowy kontroli

Kontrola została przeprowadzona od 5 maja 2014 r. do 21 października 2014 r. przez Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji w Ministerstwie Gospodarki, Ministerstwie Skarbu Państwa, Urzędzie Regulacji Energetyki, Polskich Sieciach Elektroenergetycznych S.A. oraz w spółkach PGE S.A. i ENERGA S.A.

Wykaz skontrolowanych jednostek i ocen NIK znajduje się w załączniku 5.1. do *Informacji*.

Okres objęty kontrolą

Kontrolą objęto lata od 2009 do 2014 (I półrocze), a także działania i zdarzenia zaistniałe przed i po tym okresie, mające bezpośredni związek z zagadnieniami będącymi przedmiotem kontroli.

² Dalej: ustawa o NIK; Dz. U. z 2012 r., poz. 82 ze zm.

2.1 Ocena kontrolowanej działalności

Skontrolowane podmioty podejmowały skuteczne, w krótkim horyzoncie czasowym, działania w celu zapewnienia dostaw energii elektrycznej na poziomie zaspokajającym zapotrzebowanie krajowe. Niewystarczające były natomiast działania Ministra Gospodarki, odpowiedzialnego za bezpieczeństwo energetyczne kraju, odnoszące się do nowych źródeł mocy, niezbędnych dla zapewnienia dostatecznych dostaw energii elektrycznej w długim horyzoncie.

W latach od 2009 do 2014 (I półrocze) zapewnione było bezpieczeństwo bieżących oraz w perspektywie kilkuletniej – dostaw energii elektrycznej. Należy przy tym uwzględnić fakt mniejszego niż przewidywano zapotrzebowania na energię elektryczną wskutek obniżenia koniunktury gospodarczej.

Moc obecnie funkcjonujących źródeł wytwórczych zainstalowanych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wynosi około 38 GW, przy średnim rocznym zapotrzebowaniu około 22 GW i maksymalnym zapotrzebowaniu 25 GW.

Według obecnych prognoz, maksymalne zapotrzebowanie na moc będzie wzrastać do około 40 GW w 2035 r. i 41–42 GW w kolejnych 15 latach. Wzrastać będzie także zapotrzebowanie na energię elektryczną z ok. 159 TWh w 2015 r. do 230 TWh w 2030 r. W perspektywie do 2050 r., z istniejących obecnie zasobów mocy wytwórczych funkcjonować będą jednostki wytwarzające zaledwie 5 GW mocy (głównie elektrownie wodne), a pozyskiwanie energii elektrycznej po roku 2035 będzie możliwe tylko z bloków, które dopiero powstaną.

W latach 2020–2035 powinna nastąpić likwidacja bloków wytwórczych wybudowanych w latach 70-tych XX wieku (60 jednostek wytwórczych stanowiących ponad 50% mocy KSE). Obecnie wytwórcy deklarują budowę w latach 2014–2028 nowych źródeł o mocy 10,5 GW, za kwotę 54 mld zł oraz modernizację istniejących źródeł, która wymaga nakładów na poziomie 12 mld zł.

Długoterminowe prognozy i bilanse mocy zakładają rozpoczęcie od 2025 r. dostarczania energii elektrycznej z elektrowni jądrowej. Założenie to, jest zdaniem NIK obarczone wysokim ryzykiem kolejnego opóźnienia (pierwotnie zakładano, że będzie to rok 2020) lub wręcz brakiem możliwości realizacji.

Negatywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne, w dłuższym horyzoncie czasowym, ma brak instrumentów systemowych, za pomocą których organy Państwa mogą oddziaływać na zachowania wytwórców energii. W latach 2010–2014 przedsiębiorcy zrezygnowali z budowy 10 nowych jednostek wytwarzających energię, planowanych do przyłączenia do KSE – z powodu zbyt dużego ryzyka regulacyjnego i cenowego.

Minister Gospodarki, wbrew obowiązкови wynikającemu z *Prawa energetycznego*, nie opracował w wymaganym terminie *Polityki energetycznej Polski* (nie została opracowana także do końca I kwartału 2015 r.). Minister Gospodarki nie przygotował również *Programu działań wykonawczych na lata po 2012 r.* stanowiącego część *Polityki energetycznej*.

Minister Gospodarki, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki oraz spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne prawidłowo monitorowali dostawy energii elektrycznej, analizowali plany wytwórców i oceniali bezpieczeństwo dostaw. Dzięki rzetelnemu monitoringowi i analizie funkcjonowania KSE zdiagnozowano, że istnieje ryzyko występowania okresowych niedoborów rezerw mocy w szczytach zapotrzebowania w latach 2015–2018. NIK oceniła jako celowe działania zaradcze podejmowane przez PSE, dotyczące ograniczenia ryzyka wystąpienia okresowych niedoborów mocy w krótkim okresie.

W perspektywie kilkuletniej zapewniona jest, zdaniem NIK, budowa nowych źródeł gwarantujących wystarczającą podaż energii. Do 2020 roku konieczna jest budowa nowych systemowych źródeł wytwórczych o sumarycznej mocy 6–7 GW. W latach 2014–2018 nastąpi likwidacja istniejących źródeł o łącznej mocy 6,4 GW, a w analogicznym okresie powstaną nowe źródła o mocy co najmniej 4,8 GW (w optymistycznych wariantach planów deklarowana jest rozbudowa źródeł wytwórczych o ok. 7,2 GW).

Zgodnie z założeniami *Polityki Energetycznej Polski do 2030 r.* Skarb Państwa posiadał większościowe (lub pozwalające zachować władztwo korporacyjne) pakiety w spółkach dominujących czterech grup kapitałowych sektora elektroenergetycznego. Dywidendy należne Skarbowi Państwa z podziału zysku spółek elektroenergetycznych stanowiły istotne źródło przychodów budżetowych, a spółki tego sektora znajdują się w grupie 10 spółek przynoszących Skarbowi Państwa 98% wszystkich wpływów z dywidend.

Jako niecelowe i niegospodarne NIK uznała zlecenie przez Ministra Skarbu Państwa wyłaniania kandydatów na reprezentantów Skarbu Państwa w radach nadzorczych spółek sektora elektroenergetyki zewnętrznym doradcom, a następnie rezygnowanie z powoływania rekomendowanych kandydatów do rad nadzorczych.

Synteza wyników kontroli

1. Minister Gospodarki nie opracował w wymaganym terminie, wynikającym z art. 15 ust. 2 *Prawa energetycznego*, który upłynął w listopadzie 2013 r., *Polityki energetycznej Polski* oraz sprawozdania z realizacji *Polityki energetycznej Polski* za rok 2013, przedkładanego Radzie Ministrów [str. 15–16 *Informacji*]. Nieopracowanie nowej polityki było uzasadnianie przez MG wydłużeniem horyzontu tego strategicznego dokumentu do 2050 r. Jednak prace nad projektem *Polityki energetycznej Polski do 2050 r.* były kontynuowane w I kwartale 2015 r. Brak jasno sformułowanej *Polityki energetycznej* oraz wskazania narzędzi jej realizacji powoduje, że powstające regulacje prawne, niezależnie od tempa ich tworzenia i uzyskiwania akceptacji ciał ustawodawczych, rozwiązują tylko częściowe problemy lecz nie rozwiązują najistotniejszych problemów kompleksowo. Celem *Polityki energetycznej*, powinno być bezpieczeństwo i niezależność energetyczna i powinna ona uwzględniać zarówno otoczenie polityczne – działania Unii Europejskiej, ekonomiczne – możliwości inwestycyjne polskiej energetyki, jak i techniczne – ograniczenia w działaniu KSE i dostępie do paliw. Brak aktualnej polityki energetycznej tworzy sytuację niepewności dla podmiotów wytwarzających energię elektryczną przy podejmowaniu strategicznych decyzji inwestycyjnych, mających także wieloletnie konsekwencje dla gospodarki. Jednocześnie nie została sporządzona informacja z wykonania w roku 2013 obowiązującej wówczas polityki energetycznej wraz z propozycjami modyfikacji sposobu realizacji zadań.
2. Prace legislacyjne prowadzone w Ministerstwie Gospodarki nie doprowadziły do uchwalenia przepisów niezbędnych do niezakłóconego funkcjonowania sektora elektroenergetyki. Przygotowywany od ponad czterech lat projekt *ustawy o korytarzach przesyłowych* nie został ostatecznie uzgodniony i zatwierdzony, a projekt *ustawy o odnawialnych źródłach energii* został przekazany do Sejmu 8 lipca 2014 r., czyli dopiero po czterech latach od rozpoczęcia prac. [str. 17–18 *Informacji*]

3. W sprawozdaniach Ministra Gospodarki, dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za lata 2011 i 2012, a także w innych dokumentach opracowanych przez MG nie został podniesiony problem rezygnacji z budowy nowych źródeł. Rozwiązania oczekiwane przez przedsiębiorstwa energetyczne, które mają zapewnić opłacalność inwestycji w nowe moce wytwórcze, znajdowały się dopiero w fazie studialnej. Nie został ustalony termin finalizacji prac nad rozwiązaniami systemowymi. Konieczność opracowania dokumentu rządowego w tej sprawie wskazywał także Prezes URE. *[str. 39–40 Informacji]*

Wartość strat społecznych spowodowanych brakiem wystarczających dostaw energii w latach 2020–2030 może wynieść, według szacunków eksperckich, 70 mld zł, natomiast całkowite wydatki na wdrożenie powyższych rozwiązań systemowych, np. rynków mocy – nie powinny przekroczyć 3–5 mln zł. *[str. 76–77 Informacji]*

4. W latach 2010–2014 (I półrocze) przedsiębiorstwa energetyczne wycofały się z decyzji o budowie 10 nowych bloków wytwórczych motywując to głównie wzrostem ryzyka cenowego i wysokim ryzykiem regulacyjnym. Brak budowy nowych bloków może spowodować niedostateczną podaż energii elektrycznej bowiem wycofywane z eksploatacji będą dotychczas pracujące, przestarzałe źródła mocy *[str. 21 Informacji]*. Do 2019 r. planowana jest budowa 11 nowych jednostek wytwórczych, z których dziesięć będzie budowane przez podmioty działające z udziałem Skarbu Państwa *[tab. 3, str. 32 Informacji]*. Należy zauważyć, że trzy duże elektrownie systemowe znajdujące się poza kontrolą Skarbu Państwa (Połaniec, Rybnik i Pątnów – Adamów – Konin) nie planują inwestycji w nowe moce wytwórcze. Zdaniem NIK, system stymulujący podejmowanie inwestycji powinien w taki sam sposób oddziaływać zarówno na podmioty zależne od Skarbu Państwa, jak i będące poza jego kontrolą. Skutkiem opóźnień lub braku regulacji i przepisów, może być wstrzymywanie się przedsiębiorców z rozpoczęciem inwestycji lub opóźnianie i zaniechanie inwestycji.

5. Monitoring i analizy poziomu dostaw energii elektrycznej oraz analizy planów wytwórców były prawidłowo wykonywane przez PSE, URE i MG, a w ich wyniku dokonywano, wiarygodnej zdaniem NIK, oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. *[str. 18–19 Informacji]*

W opracowanym przez MG „Sprawozdaniu z wyników monitorowania dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2011 r. do dnia 31 grudnia 2012 r.” przedstawiono m.in. oceny możliwości pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc w szczycie zimowym oraz w szczycie letnim, które wykazały możliwość wystąpienia niedoborów w latach 2015–2018. *[str. 29 Informacji]*

Także analizy PSE wykazały, że w najbliższych latach może wystąpić ryzyko braku wystarczającej rezerwy mocy. PSE podjęła działania zaradcze, które przy braku zdarzeń nadzwyczajnych i niewystąpieniu ekstremalnych warunków pogodowych powinny zapobiec niedoborom mocy. *[str. 30–34 Informacji]*

Analiza Prezesa URE z października 2014 r. przeprowadzona na podstawie ankiet 49 wytwórców wykazała, że w porównaniu z wynikami analogicznego badania przeprowadzonego w 2011 r., zmniejszyło się prognozowane zapotrzebowanie na moc, a producenci zmniejszyli plany budowy nowych mocy z 29 GW do 18 GW. *[str. 35–37 Informacji]*

Należy zauważyć, że budowa nowych mocy wytwórczych, nawet konwencjonalnych jednostek węglowych, charakteryzujących się znacznie większą sprawnością niż dotychczas eksploatowane, może mieć pozytywny wpływ na realizację celów polityki klimatycznej Unii Europejskiej poprzez zmniejszenie emisji CO₂ w przeliczeniu na jednostkę wytworzonej energii.

6. Rządowe bilanse i długoterminowe prognozy przewidują rozpoczęcie dostaw energii elektrycznej z elektrowni jądrowej w 2025 r. co wynika z Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Ze względu na planowany, znaczący udział tej energii w bilansie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego po 2025 r. oraz ryzyko związane z realizacją PPEJ, Minister Gospodarki powinien szczególnie uważnie śledzić realizację tego programu. Ewentualne niepowodzenie Programu spowoduje konieczność pozyskania energii z alternatywnego źródła [str. 37–39 Informacji]. Rozruch pierwszego bloku pierwszej elektrowni jądrowej o mocy 3 GW ma, według programu rządowego, nastąpić do końca 2024 r., a kolejnej – o analogicznej mocy – do końca 2035 r. Przewidywany udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej ma wynieść w 2030 r. ok. 19%. Rząd nie określił kwoty niezbędnej na uruchomienie elektrowni jądrowej ani nie wskazał źródła nakładów, a eksperckie szacunki kosztów inwestycyjnych na budowę pierwszego bloku wskazują na kwotę 35–40 mld zł. [str. 75–76 Informacji]
7. Minister Skarbu Państwa zachowuje władztwo korporacyjne w czterech kluczowych grupach sektora elektroenergetycznego: PGE, ENEA, ENERGA, Tauron, co jest zgodne z pkt 3.1.2 *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*. Wykonując prawa z akcji będących własnością Skarbu Państwa Minister dokonywał zmian członków rad nadzorczych tych spółek bez uzasadnienia, a odwoływani członkowie otrzymywali skwitowanie z działalności. MSP zleciło zewnętrznym doradcom wyłonienie kandydatów na reprezentantów Skarbu Państwa w radach nadzorczych (raz w PGE S.A. i dwukrotnie w ENEA S.A.). Minister SP zrezygnował z powołania do rad nadzorczych rekomendowanych kandydatów co NIK oceniła jako niegospodarne i niecelowe, a kwoty wypłaconych doradcom wynagrodzeń (123 tys. zł) zaliczyła do finansowych rezultatów kontroli. Opisany wyżej brak transparentności stwarza dodatkowe ryzyko dla podmiotów sektora elektroenergetycznego. [str. 43–45 Informacji]
8. Polityka dywidendowa Ministra Skarbu Państwa miała na celu realizację potrzeb budżetowych. Przychody Skarbu Państwa z dywidend od spółek z udziałem SP w istotnej części (ok. 1/3) w latach 2010–2014 pochodziły z dywidend z podziału zysków czterech spółek elektroenergetycznych. Walne Zgromadzenia, zgodnie z dyspozycją Ministra Skarbu Państwa, zdecydowały o przeznaczeniu na dywidendy za lata 2009–2013 kwoty 13 895,9 mln zł, tj. o 2 548,7 mln zł więcej niż proponowały spółki (11 347,3 mln zł). Zrealizowane w tym okresie nakłady inwestycyjne czterech grup elektroenergetycznych wyniosły łącznie 49 219,0 mln zł i były o ok. 75% wyższe od odpisów amortyzacyjnych. Decyzje walnych zgromadzeń akcjonariuszy tych spółek, dotyczące poboru dywidendy w kwotach wyższych niż wnioskowane przez zarządy nie miały negatywnego wpływu na planowanie i realizację zadań inwestycyjnych w grupach kapitałowych. Przychody Skarbu Państwa ze sprzedaży akcji/udziałów spółek elektroenergetycznych w latach 2010–2014 (I połowa), wyniosły łącznie 21,1 mld zł. [str. 42–43 Informacji]
9. Sprzedaż w trybie oferty publicznej pakietów akcji spółek sektora elektroenergetyki pozbawiła Ministra Skarbu Państwa możliwości samodzielnego wpływu na decyzje organów tych spółek, a jednocześnie spowodowała iż podmioty te, kierując się rachunkiem ekonomicznym, w większym stopniu brały pod uwagę ryzyko ekonomiczne i prawne planowanych inwestycji w nowe moce wytwórcze. W konsekwencji, spółki wstrzymywały realizację projektów, które na skutek zmiany uwarunkowań okazały się bardziej ryzykowne niż wcześniej zakładano. Minister Skarbu Państwa, słusznie, zdaniem NIK, zaangażował się w działania ograniczające

ryzyko budowy dwóch nowych bloków w Elektrowni Opole [str. 46, 52 Informacji]. Niezależnie od pozytywnego, wpływu działań Ministra SP na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego należy zaznaczyć, że jego zaangażowanie mogło być postrzegane przez inwestorów jako „wymuszenie właścicielskie” zwiększające ryzyko gospodarcze działania na polskim rynku energii elektrycznej.

10. Minister Skarbu Państwa aktywnie reagował na niepokojące sygnały o rezygnacji przez wytwórców z budowy nowych mocy i podjął, zasadne zdaniem NIK działania, w celu określenia projektów inwestycyjnych niezbędnych dla bezpieczeństwa energetycznego, zmierzające do opracowania dla nich systemu wsparcia. W kwietniu 2013 r. opracowano Analizę inwestycji sektora energetycznego do 2030 r. Budowa nowych mocy wytwórczych w perspektywie do 2030 roku, jako element polityki właścicielskiej Skarbu Państwa wobec grup elektroenergetycznych. Analiza ta została w dniu 16 kwietnia 2013 r. przekazana Prezesowi Rady Ministrów. Wobec nieprzygotowania przez Ministra Gospodarki, Polityki energetycznej, NIK oceniła te działania jako uzasadnione i celowe. [str. 24–25 Informacji]
11. Spółki PGE i ENERGA podejmowały racjonalne z punktu widzenia ich interesu decyzje związane z projektem Ostrołęka C i Opole II. Spółki przeprowadzały na etapie przygotowania decyzji inwestycyjnych analizy ryzyka i wrażliwości w celu zminimalizowania ryzyka braku opłacalności budowanych jednostek wytwórczych. Mimo to nie udało się przewidzieć odchyśleń od przyjmowanych prognoz parametrów rzutujących na efektywność planowanych inwestycji.
 - Samodzielna realizacja projektu Ostrołęka C przerasta obecnie możliwości grupy ENERGA i decyzja o wstrzymaniu tego projektu oraz poszukiwaniu partnera do jego przejęcia lub wspólnej realizacji w przyszłości jest, w ocenie NIK, biznesowo uzasadniona. Niezależnie od pozytywnej oceny, kontrola ujawniła nieprawidłowość polegającą na kolejnym podwyższeniu kapitału spółki celowej powołanej do realizacji projektu bez opłacenia części kapitału z poprzedniego podwyższenia. [str. 46–49 Informacji]
 - Projekt Opole II jest znacznie mniejszym obciążeniem dla grupy PGE, która w przypadku niezyskania zakładanej rentowności nowobudowanych bloków jest w stanie skompensować ewentualną stratę z zysków innych elektrowni działających w grupie kapitałowej. [str. 49–52 Informacji]

2.2 Wnioski końcowe

- 1) **Wyniki kontroli wskazują na potrzebę zwiększenia przez Prezesa Rady Ministrów nadzoru nad działaniami Ministra Gospodarki, tak aby strategiczne dokumenty programowe i sprawozdawcze dotyczące elektroenergetyki były przygotowane terminowo i rzetelnie. Odnosi się to także do przygotowania projektów ustaw, które dotyczą funkcjonowania tego sektora. Wzmocnienie nadzoru powinno doprowadzić do niezwłocznego przygotowania Polityki energetycznej, determinującej spójność innych działań, w tym wprowadzenia narzędzi stymulujących podejmowanie nowych inwestycji.**

- 2) Ze względu na planowany znaczący udział w bilansie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego po 2025 r. energii pochodzącej z elektrowni jądrowej oraz ryzyka związanego z realizacją Programu Polskiej Energetyki Jądrowej, Minister Gospodarki powinien szczególnie uważnie śledzić realizację tego programu i w razie opóźnień podejmować działania dla zapewnienia alternatywnych źródeł niezbędnych dla stabilnej pracy KSE.
- 3) Uwzględniając przedstawione w niniejszej Informacji wyniki kontroli, Najwyższa Izba Kontroli dostrzega konieczność intensyfikacji prac nad wypracowaniem spójnego systemu instrumentów umożliwiających organom administracji motywowanie wytwórców do podejmowania inwestycji w celu zapewnienia dostaw energii elektrycznej na pożądanym poziomie w długim okresie. Prace te powinny być prowadzone przez Ministra Gospodarki w porozumieniu z Ministrem Skarbu Państwa, który sprawuje funkcje właścicielskie wobec kluczowych spółek sektora elektroenergetyki oraz w porozumieniu z organizacjami branżowymi.

3.1 Organy i podmioty właściwe w sprawach energetyki

Omówienie *Prawa energetycznego* oraz innych przepisów regulujących kontrolowane zagadnienia znajdują się w załączniku Nr 5.2. do *Informacji*.

Minister Gospodarki, zgodnie z przepisami art. 9 ust. 2 pkt 7 *ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej*³, jest ministrem właściwym m.in. dla spraw dotyczących funkcjonowania krajowych systemów energetycznych z uwzględnieniem zasad racjonalnej gospodarki i potrzeb bezpieczeństwa energetycznego kraju. Na podstawie art. 12 ust. 1 *ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne* Minister Gospodarki jest naczelnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach polityki energetycznej, a do jego zadań należy m.in. przygotowanie projektu polityki energetycznej państwa i koordynowanie jej realizacji oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych (art. 12 ust. 2 pkt 1 i 3 *Prawa energetycznego*). Ponadto, Minister Gospodarki reprezentuje Skarb Państwa w spółce Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. pełniącej funkcję operatora systemu przesyłowego odpowiedzialnego za świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, przy zachowaniu wymaganych kryteriów bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, nadzorowany przez Prezesa Rady Ministrów, reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z *ustawą Prawo energetyczne* i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii, monitoruje funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w zakresie m.in. bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej. Prezes URE dokonuje, w corocznych sprawozdaniach z działalności, m. in. oceny bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej. Przedmiotem działania PSE jest świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, przy zachowaniu wymaganych kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE.

3.2 Charakterystyka obszaru objętego kontrolą

Suma mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wynosiła na koniec 2012 r. ok. 38 GW. Dominującą rolę w strukturze mocy KSE stanowią elektrownie zawodowe opalane węglem kamiennym i brunatnym. Energia elektryczna wytwarzana jest w następujących grupach źródeł:

- elektrownie pracujące na węglu kamiennym (zawodowe i przemysłowe),
- elektrownie zawodowe pracujące na węglu brunatnym,
- elektrociepłownie pracujące na węglu kamiennym (zawodowe i przemysłowe),
- elektrociepłownie gazowe (zawodowe i przemysłowe),
- elektrownie zawodowe wodne,
- elektrownie i elektrociepłownie wykorzystujące inne niż woda odnawialne źródła energii.

Schematyczną lokalizację polskich elektrowni ciepłych zawodowych zaprezentowano w załączniku 5.5. do niniejszej *Informacji*⁴.

³ Dz. U. z 2013 r., poz. 743 ze zm.

⁴ Opis elektrowni znajduje się na stronie internetowej Agencji Rynku Energii S.A.

Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce w 2013 r. wyniosła⁵ 162 501 GWh, a krajowe zużycie brutto 157 980 GWh. Około 53% produkcji energii elektrycznej pochodziło z zawodowych elektrowni ciepłych opalanych węglem kamiennym, a ok. 35 % – węglem brunatnym.

Duże uzależnienie polskiej energetyki od węgla, które będzie miało miejsce także w perspektywie najbliższych kilkunastu lat, oznacza, że Polska może mieć problem z obniżeniem poziomu emisji CO₂ spowodowanej produkcją energii. Już obecne wymagania w zakresie emisji CO₂ powodują konieczność wymiany przestarzałych bloków energetycznych.

Również duży stopień wyeksploatowania wykorzystywanych obecnie bloków w elektrowniach konwencjonalnych wskazuje, że w najbliższych latach muszą być podejmowane decyzje o budowie nowych mocy wytwórczych. Decyzje te muszą godzić dwa sprzeczne (w obecnych uwarunkowaniach) cele, tj. długofalowe interesy ekonomiczne wytwórców energii elektrycznej oraz potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Związane z tym dylematy były przedstawiane w 2013 r. w medialnej dyskusji wywołanej decyzjami spółek energetycznych o wstrzymaniu budowy nowych bloków, m.in. w Opolu i Ostrołęce, które motywowano brakiem rentowności tych przedsięwzięć.

3.3 Istotne ustalenia kontroli

3.3.1. Polityka energetyczna

Aktualnie obowiązująca polityka energetyczna państwa zawarta jest w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*⁶ oraz w Strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko”⁷, obejmującej perspektywę do 2020 roku.

Nieopracowanie przez Ministra Gospodarki, w terminie określonym w *Prawie energetycznym*⁸, polityki energetycznej państwa wraz z programem działań wykonawczych, a także niesporządzenie corocznego⁹ sprawozdania z realizacji *Polityki energetycznej Polski* za rok 2013, przedkładanego Radzie Ministrów, NIK oceniła jako działanie nielegalne. Ostatni, opracowany zgodnie z art. 15 ust. 1 pkt 3) *Prawa energetycznego*, plan działań wykonawczych do polityki energetycznej obejmował okres do końca 2012 r. Brak opracowania dokumentów jest nie tylko formalną nieprawidłowością, ale oznacza też brak strategii rządowej w sferze energetyki i w praktyce przyczynia się do zachowawczych postaw przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną przy planowaniu inwestycji w nowe moce.

- Minister Gospodarki argumentował, że aktualnie trwają prace nad przygotowaniem projektu „*Polityki energetycznej Polski do 2050 roku*”, a zatem dokumentu obejmującego znacznie dłuższy horyzont czasowy niż 20 lat, jak miało to miejsce w dotychczasowej praktyce przygotowywania poprzednich oraz obowiązującego obecnie dokumentu. MG uważa, że wydłużenie horyzontu czasowego na jaki zostanie przygotowana polityka energetyczna jest podyktowane potrzebą długoterminowego planowania w sektorze, w którym inwestycje prowadzone są w okresie kilkunastu lat, a także dostosowaniem do okresów jakie są określone

⁵ Dane ze Sprawozdania z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2013 r. Warszawa, kwiecień 2014 r. <http://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/sprawozdania/2916,Sprawozdania.html>

⁶ Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r. stanowiący załącznik do *obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r.* (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11). Dalej także – *Polityka*.

⁷ *Uchwała Nr 58 Rady Ministrów z dnia 15 kwietnia 2014 r. w sprawie przyjęcia Strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.”* (M.P. z 2014 r., poz. 469 – opublikowany 16 czerwca 2014 r.).

⁸ Zgodnie z art. 15 ust. 2 *Prawa energetycznego* politykę energetyczną opracowuje się co 4 lata, dlatego też nowa polityka powinna być opracowana w listopadzie 2013 r.

⁹ Zgodnie z zapisami rozdziału 9 *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*.

w dokumentach strategicznych Komisji Europejskiej (Energy Roadmap 2050¹⁰, *Roadmap for moving to a low-carbon economy in 2050*¹¹). Natomiast na opóźnienie w przygotowaniu projektu nowej polityki energetycznej państwa¹² istotny wpływ mają przesunięcia czasowe w rozstrzyganiu kwestii zasadniczych dla określenia jej założeń, obejmujące w szczególności trwający proces formułowania nowych celów polityki energetycznej, w tym redukcji emisji, w UE w horyzoncie 2030 roku¹³, zdefiniowanie i zwymiarowanie nowej architektury krajowego systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii¹⁴. MG przedstawiło pogląd, że bez kierunkowego rozstrzygnięcia wskazanych powyżej zagadnień praktycznie nie było możliwe prawidłowe zdefiniowanie założeń dla Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku, stanowiącej podstawę dla określania architektury celów dokumentu i dla formułowania działań wykonawczych, służących ich realizacji w okresie kolejnych 4 lat.

MG stoi na stanowisku, że przygotowanie projektu *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku* wypełniło zobowiązanie zapisane w art. 15 ust. 2 *Prawa energetycznego*¹⁵, w związku z czym nie jest planowana przez MG aktualizacja *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*.

NIK nie może uznać argumentacji MG, że opracowanie polityki energetycznej było niemożliwe ze względu na oczekiwanie na sformułowanie nowych celów polityki energetycznej (w tym redukcji emisji) w UE, bowiem *Prawo energetyczne* jednoznacznie wskazuje, że politykę energetyczną państwa opracowuje się co 4 lata i nie uzależnia jej opracowania od jakichkolwiek zdarzeń. Opracowanie projektu *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku* stanowiłoby, według NIK, wypełnienie zobowiązania wynikającego z art. 15 ust. 2 *Prawa energetycznego* tylko wówczas gdyby zostało zrealizowane w określonym w prawie terminie. W ocenie NIK, niepewność co do nowych celów UE stanowi argument dla przygotowania polityki energetycznej w wariantach uwzględniających możliwe rozwiązania na szczeblu unijnym. NIK zauważa, że mimo nieustąpienia wymienionych przez Ministra Gospodarki przyczyn, prace nad projektem *Polityki energetycznej Polski do 2050 r.* trwały i w sierpniu 2014 projekt został skierowany do wstępnych konsultacji.

Prace nad projektem *Polityki energetycznej Polski do 2050* były prowadzone w MG jeszcze w I kwartale 2015 r. co wskazuje, że formalne przyjęcie tego dokumentu może się jeszcze przedłużyć¹⁶, ponieważ będzie poprzedzone jeszcze powtórными konsultacjami społecznymi i uzgodnieniami rządowymi.

Kontrola wykazała, że dochowano przewidywanego w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* (pkt 3.1.2) utrzymania przez Skarb Państwa większościowego pakietu akcji w PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz kontrolnego pakietu akcji, na poziomie pozwalającym zachować władztwo korporacyjne Skarbu Państwa, w spółce TAURON Polska Energia S.A. Ustalenia dotyczące wykonywania praw z akcji zaprezentowano w rozdziale 3.3.6. *Informacji*.

¹⁰ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: Plan działania w zakresie energii do roku 2050 z dnia z 15 grudnia 2011 r. /COM(2011) 885/.

¹¹ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r. z 15 grudnia 2011 r. /COM/2011/0112/.

¹² Zgodnie z art. 15 *Prawa energetycznego*.

¹³ *Komunikat dotyczący pomocy publicznej na ochronę środowiska i cele związane z energią na lata 2014–2020* wydany w 2014 r. przez Komisję Europejską (pierwotny termin ogłoszenia *Komunikatu* planowany był na rok 2013).

¹⁴ Określenie tych elementów jest niezbędne do sporządzenia części prognostycznej obejmującej okres nie krótszy niż 20 lat (m.in. zapotrzebowania na paliwa i energię), która zgodnie z art. 15 ust. 1 pkt 2 *Prawa energetycznego*, jest integralnym elementem *Polityki*.

¹⁵ Politykę energetyczną państwa opracowuje się co 4 lata.

¹⁶ Zob. Rzeczpospolita z 15 stycznia 2015 r. *Polityka energetyczna Polski będzie później*.

3.3.2. Prace legislacyjne w MG

Podejmowane w MG prace legislacyjne dotyczące rozwiązań gwarantujących niezbędny w przyszłości poziom mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej, nie doprowadziły dotychczas do uchwalenia stosownych przepisów. Realizowany w ramach tych prac od ponad czterech lat projekt *ustawy o korytarzach przesyłowych* nie został ostatecznie uzgodniony i zatwierdzony¹⁷. Z kolei projekt *ustawy o odnawialnych źródłach energii*¹⁸ został przekazany do Sejmu RP w dniu 8 lipca 2014 r., czyli dopiero po czterech latach od rozpoczęcia prac.

- Prace nad projektem *ustawy o korytarzach przesyłowych* zostały podjęte z własnej inicjatywy przez MG ponad 4 lata temu. Projekt ustawy został po raz pierwszy skierowany pod obrady stałego Komitetu Rady Ministrów w maju 2011 r. W latach 2012 i 2013 odbywały się kolejne uzgodnienia międzyresortowe i ponowne skierowanie pod obrady stałego Komitetu RM. Zgłaszane istotne uwagi do treści projektu spowodowały konieczność dalszej ich analizy i uzgodnień.

Na posiedzeniu w dniu 11 lutego 2014 r. Rada Ministrów postanowiła, że ministrem właściwym w zakresie przygotowania projektu ustawy oraz jego przedstawienia pod obrady Rady Ministrów będzie Minister Infrastruktury i Rozwoju¹⁹.

Po przeprowadzeniu analiz MliR wskazało na konieczność prowadzenia dalszych prac legislacyjnych zmierzających do unifikacji obowiązujących rozwiązań dotyczących kwestii realizacji inwestycji celu publicznego, w szczególności inwestycji liniowych. Wykazano konieczność zmiany zakresu przedmiotowego, rezygnację z rozwiązań, odnośnie których zachodziło ryzyko uznania ich za niekonstytucyjne oraz tych, które nie są ściśle związane z procesem realizacji inwestycji. Do głównych zmian w projekcie należą: zmiana zakresu przedmiotowego (unifikacja regulacji dotyczących inwestycji celu publicznego), rezygnacja z automatyzmu obliczania wynagrodzenia za ustanowienie służebności przesyłu, rezygnacja z regulacji zaszłości (z możliwością przerwania biegu zasiedzenia), skoordynowanie zamierzeń inwestycyjnych różnego rodzaju na etapie realizacyjnym, uwzględnienie w ustawie wybranych zagadnień wynikających z prawodawstwa unijnego, dotyczącego inwestycji publicznych, wzmocnienie ładu przestrzennego. Krytyczna ocena działań Ministra Gospodarki dotyczących prac nad projektem *ustawy o korytarzach przesyłowych* do marca 2013 r., została przez NIK przedstawiona w wystąpieniu pokontrolnym z dnia 10 kwietnia 2013 r., w związku z kontrolą rozwoju gazowej sieci przesyłowej²⁰.

- W związku z prowadzoną przez niektóre państwa członkowskie UE dyskusją na temat wprowadzania oraz funkcjonowania rynku zdolności wytwórczych na terenie Unii, Minister Gospodarki zwrócił się²¹ do wytwórców (skupionych w Towarzystwie Gospodarczym Polskie Elektrownie) o uwagi dotyczące koncepcji wprowadzenia takiego rozwiązania w Polsce, wraz z uzasadnieniem techniczno-ekonomicznym. Zainicjowało to dyskusję na temat przyszłego kształtu rynku energii. Został zlecony projekt *Możliwości zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce poprzez wprowadzenie rynków mocy i mechanizmów mocowych*, którego wykonawcą jest firma EY²².

¹⁷ Na posiedzeniu Rady Ministrów w dniu 11 lutego 2014 r. podjęto decyzję o przekazaniu prac nad projektem *ustawy o korytarzach przesyłowych* Ministrowi Infrastruktury i Rozwoju. W odpowiedzi na pismo MliR z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie przekazania materiałów wytworzonych w toku prac nad projektem ustawy o korytarzach przesyłowych, Minister Gospodarki pismem z dnia 9 kwietnia 2014 r. znak DE-VII-0210-3/4/14 przekazał uwagi zgłaszane w konsultacjach społecznych i uzgodnieniach międzyresortowych, analizy i podsumowania w tym zakresie.

¹⁸ Do dnia sporządzenia niniejszej informacji *ustawa o odnawialnych źródłach energii* nie została uchwalona.

¹⁹ Źródło: <http://www.mg.gov.pl/node/20175>. Zgodnie z decyzją Zespołu ds. Programowania Prac Rządu z dnia 15 kwietnia 2014 r. planowany termin przedstawienia przez Ministra Infrastruktury i Rozwoju projektu ustawy Radzie Ministrów określony został na IV kwartał 2014 r.

²⁰ Pismo znak KGP-4101-06-01/2012.

²¹ Pismo z dnia 18 kwietnia 2013 r., DE-VIII-4060-2/3/13, DE/685/13.

²² Projekt realizowany przez firmę EY na zlecenie TGPE – Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, PTEZ – Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, PGE – Polska Grupa Energetyczna i PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne przy udziale MG i URE.

Do 30 maja 2014 r. (I Faza projektu) przeprowadzone zostały analizy uzasadniające wprowadzenie rynku mocy i kontraktów różnicowych²³ oraz wstępna optymalizacja rozwiązań. Planowana II Faza²⁴ obejmuje zaprojektowanie działań pozwalających na wdrożenie wybranej koncepcji.

Wyniki realizacji projektu mają zostać wykorzystane przez MG do przeprowadzenia szczegółowej oceny możliwości i zasadności wprowadzenia oraz wyboru optymalnego wariantu rynku mocy w Polsce, a także wypracowania rozwiązań systemowych wprowadzających mechanizmy stabilizacji i zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego w sektorze energetyki. Decyzje dotyczące budowy nowych źródeł wytwórczych opartych na węglu podejmowane są w warunkach dużej niepewności ze względu na długotrwałość procesów inwestycyjnych. Powoduje to, że instrumenty wsparcia i mechanizmy zmniejszające ryzyko będą skutkowały w perspektywie kilkunastoletniej.

- W dniu 8 lipca 2014 r. do Sejmu RP wpłynął projekt *ustawy o OZE*²⁵ wnioskowany przez Ministra Gospodarki dotyczący dostosowania przyjętych w Polsce rozwiązań prawnych do standardów prawodawczych rynku energii odnawialnej obowiązujących w innych wiodących krajach UE. Projekt ten ma na celu m.in. zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska, racjonalne wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, kształtowanie mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła lub chłodu lub biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródła energii, wypracowanie optymalnego i zrównoważonego zaopatrzenia w energię odbiorców końcowych. NIK zwraca uwagę na długotrwałość procesu ustalenia systemu wsparcia oraz przygotowania projektu ustawy o OZE. Zgodnie z krajową polityką²⁶ dotyczącą OZE, polegającą na skoncentrowaniu się na wdrożeniu postanowień dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE²⁷, prace nad projektem ustawy rozpoczęte zostały w 2010 r. Oznacza to, że projekt skierowano do Sejmu po 4 latach prac w MG.

NIK zwraca uwagę, że brak ostatecznego uregulowania kwestii, które są przedmiotem tych projektów legislacyjnych powoduje, że przedsiębiorstwa wytwórcze nie znają warunków w jakich będzie funkcjonowała elektroenergetyka w przyszłości i przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych oceniają ryzyko regulacyjne jako wysokie. Przy braku pewności co do prognozowanej dynamiki wzrostu zużycia energii elektrycznej, oraz przewidywanego braku wzrostu cen energii elektrycznej może to być przesłanką do odsuwania w czasie inwestowania w nowe źródła wytwórcze.

3.3.3. Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Kontrola wykazała, że URE i OSP, zobowiązane do monitorowania dostaw energii elektrycznej i oceny bezpieczeństwa dostaw, wypełniły swoje zadania. Natomiast nieprawidłowością w zakresie sprawozdawczości w działaniach Ministra Gospodarki było nieprzygotowanie informacji z realizacji w 2013 r. polityki energetycznej wraz z propozycjami sposobu realizacji zadań (patrz pkt 3.3.1. str. 16 *Informacji*).

- W PSE funkcjonują systemy nadzoru nad pracą KSE zapewniające monitorowanie ciągłości zasilania odbiorców energii elektrycznej. Parametry jakości napięcia energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców

²³ Mechanizm rynku mocy ma na celu zapewnienie odpowiednich mocy rezerwowych na wypadek wystąpienia zapotrzebowania na energię (głównie w okresach zimowych), polegający na zawieraniu przez OSP kontraktów z wytwórcami energii, w których zadeklarują oni gotowość utrzymywania w gotowości określonych mocy wytwórczych. W zamian otrzymywać będą oni stałą opłatę finansowaną z rachunków za energię płaconych przez konsumentów. Kontrakty różnicowe (tzw. system feed-in premium) polegają na gwarantowaniu przez państwo operatorowi elektrowni wpływów ze sprzedaży energii na poziomie rynkowym (wytwórca energii sprzedaje ją po normalnej cenie rynkowej; jeśli cena ta jest niższa niż cena uzgodniona w kontrakcie to instytucja reprezentująca państwo jako płatnik dopłaca różnicę, jeśli cena na rynku jest wyższa niż cena realizacji, wytwórca zwraca różnicę płatnikowi).

²⁴ Zamawiający *Projekt* nie zlecił i nie określił jeszcze terminu wykonania II Fazy Projektu.

²⁵ Projekt realizuje przepisy prawa EU: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U.UE L Nr 140 str.16 z 5.06.2009).

²⁶ Krajowy Plan Działania W Zakresie Energii Ze Źródeł Odnawialnych, opracowany przez MG i przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 7 grudnia 2010 r. (<http://www.mg.gov.pl/Bezpieczenstwo+gospodarcze/Energetyka/Odnawialne+zrodla+energii/Krajowy+plan+dzialan>).

²⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.

są monitorowane w obiektach PSE o największym znaczeniu w procesie przesyłu energii. Są to stacje elektroenergetyczne uczestniczące w wymianie transgranicznej, stacje zlokalizowane w pobliżu obiektów wprowadzających duże zakłócenia do sieci przesyłowej oraz stacje zasilające duże aglomeracje miejskie. System obejmował na koniec I kwartału 2014 r. 31 spośród 103 obiektów, w których zainstalowane zostały 72 urządzenia pomiarowe, spełniające wymagania określone w krajowych i międzynarodowych normach dla przyrządów przeznaczonych do prowadzenia rozliczeń w zakresie dotrzymywania parametrów jakości energii. PSE dysponuje także urządzeniami mobilnymi, które mogą być instalowane w dowolnych miejscach KSE. Urządzenia monitorujące pozwalają na ocenę jakości napięcia w całej sieci najwyższych napięć.

- Minister Gospodarki, zgodnie z art. 15b ust. 3–6 *Prawa energetycznego*, co 2 lata opracowuje sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które publikuje na stronach internetowych resortu i przekazuje Komisji Europejskiej. Sprawozdanie to stanowi podstawę do oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w kraju. Sprawozdania za lata 2009–2010 i 2011–2012 zostały opracowane, opublikowane w BIP oraz terminowo przekazane do KE. Zgodnie z przedstawionymi w sprawozdaniach informacjami, w latach 2009–2012 nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy w KSE. Łączna ilość niedostarczonej energii elektrycznej z powodu awarii sieciowych oraz awarii wynikających ze złych warunków atmosferycznych wyniosła w tym okresie od 0,02% do 0,006% krajowego zużycia energii elektrycznej. Rezerwy mocy osiągalnej dostępne dla OSP kształtowały się na poziomie zapewniającym bezpieczeństwo funkcjonowania KSE i były ogólnie wyższe od wymaganych.
- Zgodnie z art. 24 ust. 1 *Prawa energetycznego* Prezes URE złożył Ministrowi Gospodarki w obowiązującym terminie, tj. do dnia 30 kwietnia 2014 r., sprawozdanie ze swojej działalności w 2013 r. Oceniając bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej, Prezes URE wskazał, że podobnie jak w 2012 r., wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 38 GW, przy czym w 2013 r. nastąpił jej wzrost o ok. 1%. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE stwierdzono, że w 2013 r. kształtowały się one na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Nieznacznie – ok. 0,3% obniżyła się moc dyspozycyjna elektrowni krajowych (wyliczona na podstawie szczytów wieczornych dni roboczych), niemniej należy mieć na względzie, że maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2013 r. było nieco niższe niż w 2012 r. (o ok. 4,2%), co wpływa istotnie na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. NIK oceniła pozytywnie sprawozdania z oceny bezpieczeństwa za wcześniejsze lata w Informacji o wynikach kontroli bezpieczeństwa i funkcjonowania elektroenergetycznych sieci przesyłowych²⁸.

W latach 2010–2014 (I półrocze) nie wystąpiły przesłanki do ogłoszenia przez Prezesa URE wskazanego w art. 16a ust. 1 *Prawa energetycznego* przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię. Bieżące bezpieczeństwo funkcjonowania KSE, tj. wystarczający poziom mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE, w ostatnich latach wynikał głównie z obniżonego zapotrzebowania spowodowanego pogorszeniem koniunktury gospodarczej.

Przykładowo bilans mocy w dniu 10 grudnia 2013 r., kiedy wystąpiło maksymalne zapotrzebowanie na moc wykazał, iż dostępna rezerwa mocy dla OSP wynosiła 2 750,5 MW, podczas gdy pokryte krajowe zapotrzebowanie wynosiło 24 728,2 MW. Dla porównania – bilans mocy w dniu 7 lutego 2012 roku, gdy wystąpiło maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2012 r. wykazał iż dostępna rezerwa mocy dla OSP wynosiła 2 697,1 MW, a pokryte krajowe zapotrzebowanie wynosiło 25 829,2 MW²⁹.

3.3.4. Analizy planów wytwórców

NIK oceniła jako celowe i rzetelne prowadzenie przez PSE, URE i MG, a także przez MSP analiz planów wytwórców energii pod kątem zapewnienia odpowiedniego poziomu dostaw energii elektrycznej w perspektywie kilku lat. OSP podjął działania, które powinny wyeliminować lub zminimalizować spodziewane ryzyko wystąpienia okresowych niedoborów mocy w okresach

²⁸ P/13/055/KGP; kontrola przeprowadzona w 2013 roku.

²⁹ Publikowane na stronie internetowej PSE S.A. w ramach raportów z funkcjonowania KSE. <http://www.pse.pl/index.php?dzid=115&did=581>

szczytowego zapotrzebowania. W ocenie NIK, podmioty odpowiedzialne za monitorowanie dostaw energii elektrycznej posiadają wiarygodne i wystarczające informacje o funkcjonowaniu KSE oraz o czynnikach determinujących funkcjonowanie KSE w najbliższej przyszłości.

OSP nie ma możliwości bezpośredniego wpływu na decyzje przedsiębiorstw w zakresie budowy źródeł wytwórczych energii elektrycznej, w tym wskazywania lokalizacji źródeł pożądanej z punktu widzenia pracy KSE, jego bezpieczeństwa i dalszego rozwoju. Nowelizacja *Prawa energetycznego* obowiązująca od dnia 11 września 2013 r. zobowiązuje OSP do umieszczania w planach rozwoju KSE preferowanych lokalizacji i struktury nowych źródeł mocy. Zgodnie z art. 16 ust. 8 *Prawa energetycznego*, OSP jest zobowiązany w terminie do 11 września 2015 r. po raz pierwszy opracować *Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej*, zawierający m.in. informacje o preferowanych lokalizacjach i strukturze nowych mocy wytwórczych, z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE.

- PSE posiada modele optymalizacyjne funkcjonowania KSE, opracowane w ramach analiz systemowych wykonywanych do oceny pracy systemu elektroenergetycznego w horyzoncie krótko i długoterminowym. Według oceny PSE, planowane obecnie przez inwestorów lokalizacje źródeł wytwórczych, zarówno nowych, jak i odtwarzających moce wycofywane w istniejących elektrowniach, są adekwatne do wielkości i struktury prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz przewidywanych warunków pracy systemu. Według wyjaśnień PSE łączna wielkość mocy aktualnie planowanych źródeł konwencjonalnych jest na tyle duża, że w chwili obecnej nie jest zasadne wskazywanie przez PSE dodatkowych lokalizacji dla budowy kolejnych źródeł.
- Funkcjonowanie KSE w okresie objętym kontrolą, plany i działania podejmowane przez OSP, OSD i wytwórców energii, pozwalają w ocenie NIK, na uznanie przedstawionych przez OSP ocen bezpieczeństwa pracy KSE za wiarygodne.

W okresie objętym kontrolą, na podstawie art. 9j ust. 6 *Prawa energetycznego*, OSP czterokrotnie wystąpił do przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej o prognozy na okres 15 lat (oraz ich aktualizacje) obejmujące w szczególności ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w art. 16 ust. 20–22 *Prawa energetycznego*. OSP dysponuje danymi techniczno-ekonomicznymi, zawartymi w umowach o świadczenie usług przesyłowych, a zakres tych danych jest zgodny z *Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej* opracowaną przez PSE i zatwierdzoną przez Prezesa URE. Każdorazowo, wszystkie przedsiębiorstwa przyłączone do sieci przesyłowej przekazały wymagane dane. Dane dotyczące mocy osiągalnej i produkcji energii elektrycznej prezentowane były w układzie rocznym, do roku 2030. Podmioty posiadające źródła wytwórcze przekazały PSE stosowne plany modernizacyjne, natomiast podmioty planujące wybudowanie nowych źródeł przekazały dane dotyczące przewidywanej lokalizacji, rodzaju jednostki, paliwa podstawowego, planowanej daty uruchomienia, rodzaju instalacji redukcji emisji oraz stanu zaawansowania inwestycji.

- Inwestycje w nowe konwencjonalne moce wytwórcze energii elektrycznej, które będą przyłączone do sieci przesyłowej, są planowane przez 21 przedsiębiorstw energetycznych. PSE zawarła umowy o przyłączenie z 17 wytwórcami, których źródła mają być uruchomione w latach 2015–2021. Czterech kolejnych przedsiębiorców otrzymało od PSE warunki przyłączenia. Łączna planowana moc źródeł wynosi od 14 397,25 MW do 14 757,25 MW. Wszystkie jednostki, za wyjątkiem bloku gazowo-parowego w Gorzowie³⁰, będą jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi przez PSE.

³⁰ Inwestycja realizowana przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

- Zgodnie z art. 7 i 7a oraz art. 16 ust. 1 i 2 *Prawa energetycznego*, na podstawie złożonych wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci przesyłowej dla nowych źródeł, OSP sporządzał ekspertyzy wpływu tych źródeł na system elektroenergetyczny, określające zakres rozbudowy sieci elektroenergetycznej niezbędny do przyłączenia i wprowadzenia mocy.
- W latach 2010–2014, dziesięć podmiotów zrezygnowało z budowy nowych jednostek wytwórczych planowanych do przyłączenia do KSE, których łączna moc miała wynosić około 8 600 MW. W rezultacie rozwiązane zostały trzy umowy przyłączeniowe, a w sześciu przypadkach wytwórcy nie zawarli umowy o przyłączenie w wymaganym ustawą terminie, tym samym warunki przyłączenia wygasły. Z jednym przedsiębiorcą prowadzone są rozmowy o rozwiązaniu umowy o przyłączenie. W sytuacji, gdy PSE poniosła koszty na realizację przyłączenia, a umowy o przyłączenie zostały rozwiązane, koszty te zostały zwrócone operatorowi przez przedsiębiorstwa wytwórcze. Czterech wytwórców (trzech, z którymi rozwiązane zostały umowy o przyłączenie oraz jeden, któremu wygasły warunki przyłączenia) poinformowało PSE o przyczynach rezygnacji z budowy nowych jednostek wytwórczych. Wśród wymienianych powodów były m.in. czynniki ekonomiczne, na które wpływały w szczególności kwestie dotyczące nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂, utrzymanie systemu wsparcia do współspalania węgla z biomasą, niepewność związana z prognozowanymi cenami energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz cenami gazu wykorzystywanego jako paliwo, brak stabilnych regulacji prawnych dotyczących systemu wsparcia dla kogeneracyjnych źródeł energii. W wyjaśnieniach udzielonych w trakcie kontroli NIK, pozostali wytwórcy, którzy zrezygnowali z budowy nowych źródeł podawali także jako powody zaniechania inwestycji m.in. niskie ceny energii oraz wysokie ceny paliwa gazowego.

Planowane nowe konwencjonalne moce wytwórcze, korekty planów ich budowy, w tym przesunięcia w czasie realizacji oraz rezygnacje z inwestycji – były na bieżąco uwzględniane w planach PSE. Działalność inwestycyjna PSE polegająca na budowie, rozbudowie i modernizacji obiektów KSE oraz niezbędnej infrastruktury towarzyszącej, jest planowana w opracowywanych oraz cyklicznie aktualizowanych dokumentach:

- a) *Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej* oraz jego coroczne aktualizacje – w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, przedkładany Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki celem uzgodnienia.
- b) *Plan Zamierzeń Inwestycyjnych*, opracowywany corocznie na kolejne 5 lat.
- c) *Plan Inwestycji Rzeczowych*, będący planem realizacyjnym, opracowywany corocznie na kolejny rok kalendarzowy.

Wydanie przedsiębiorstwu wytwórczemu warunków przyłączenia przez OSP stanowiło podstawę do wprowadzenia inwestycji do *Planu Rozwoju Sieci Przesyłowej* oraz *Planu Zamierzeń Inwestycyjnych*. Wprowadzenie inwestycji do *Planów Inwestycji Rzeczowych* następowało po zawarciu umowy o przyłączenie. Plany w zakresie przyłączania nowych źródeł były sukcesywnie realizowane w okresie objętym kontrolą NIK.

- Do dnia zakończenia kontroli w terminie przekazano do ruchu w KSE trzy inwestycje, zgodnie z umowami o przyłączenie. Były to inwestycje dotyczące podłączenia bloku nr 103 o mocy 1075 MW w Kozienicach (którego uruchomienie planowane jest na dzień 31 lipca 2017 r.), budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew, modernizacja linii Kozienice – Mory/Piaseczno, modernizacja linii 220 kV w stacjach Kozienice, Mory, Piaseczno w celu dostosowania do nowych zdolności przesyłowych.

PSE S.A. podejmuje środki zaradcze w celu zapewnienia wymaganej nadwyżki mocy wytwórczych:

- ♦ Pozyskuje dostęp do rezerwy interwencyjnej z istniejących źródeł konwencjonalnych będących JWCD (interwencyjna rezerwa zimna), które posiadają prawo do korzystania od dnia 1 stycznia 2016 r. z czasowego odstępstwa od standardów emisyjnych, a które ze względów technicznych, ekonomicznych oraz środowiskowych przewidziano do trwałego wycofania od roku 2016. Interwencyjna rezerwa zimna została wprowadzona do katalogu usług systemowych. Sumaryczna moc jaka została pozyskana przez OSP na lata 2016–2018 (z możliwością przedłużenia o kolejne dwa lata) to 830 MW mocy interwencyjnej rezerwy zimnej, co może pokryć 32,1% największego, przewidywanego niedoboru wymaganej nadwyżki mocy.

- ♦ Wprowadza do katalogu usług systemowych usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. PSE, poprzez zawierane z odbiorcami umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania, mogą uzyskiwać dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej w zakresie zmniejszenia odbioru energii. W marcu 2013 r. zostały zawarte pierwsze dwie takie umowy dotyczące interwencyjnej redukcji obciążenia o 25/30 MW odpowiednio dla okresu zimowego i letniego oraz kolejne dwie umowy redukcji obciążenia w lipcu 2014 r. o 20 MW zarówno dla okresu zimowego i letniego. W lipcu 2014 r. Spółka ogłosiła kolejne postępowanie w tym zakresie. Od 1 lipca 2014 r. odbiorcy mogą też składać oferty redukcji obciążenia w ramach mechanizmu rynku bilansującego.
- ♦ Zmodyfikowała od 1 stycznia 2014 r. zasady wyznaczania i rozliczania operacyjnej rezerwy mocy, poprzez wprowadzenie wynagrodzenia dla wytwórców za zdolności wytwórcze, stanowiące dostępną dla OSP nadwyżkę mocy ponad moc objętą umowami sprzedaży energii. Wynagrodzenie dla wytwórcy wyznaczone jest w szczególności w oparciu o jego koszty. Zmiany te zwiększają opłacalność wytwarzania energii elektrycznej, co może stanowić zachętę do inwestowania w nowe źródła lub przedłużenia okresu pracy jednostek planowanych do wycofania.

Niezależnie od zastosowania podstawowych środków zaradczych, mogą wystąpić okresy, w których będzie zachodziła konieczność wykorzystania przez PSE dodatkowych bieżących operatorskich środków zaradczych poprawy bilansu umożliwiających uzyskanie łącznie 900 MW mocy, co może pokryć 34,8% największego, przewidywanego niedoboru wymaganej nadwyżki mocy. Środki zaradcze to: uruchomienie 300 MW rezerw mocy w nJWCD, okresowa praca z przeciążeniem dająca dodatkowe 100 MW, operatorski import energii o mocy 300 MW oraz zmiana harmonogramu remontów JWCD poprawiająca bilans o 200 MW. Są to środki doraźne, a możliwość skorzystania z nich nie jest pewna i zależy od ich bieżącej dostępności. OSP może skorzystać z tych środków w perspektywie średnioterminowej. Z tego względu środki te nie są uwzględniane w długookresowych analizach bilansów mocy w KSE.

- OSP poprzez zakup usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych niebędących JWCD zapewnia minimalne, niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE, wielkości generacji mocy czynnej oraz mocy biernej w poszczególnych miejscach KSE. PSE zawiera umowy z wytwórcami, których jednostki muszą produkować energię w ilościach zdeterminowanych przez względy bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Umowy o świadczenie usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych zawierane są obecnie na okresy roczne i zapewniają wymaganą dyspozycyjność określonych jednostek wytwórczych z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa KSE.
- Usługa pracy z przeciążeniem, polegająca na pracy jednostki wytwórczej z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej świadczona jest na rzecz OSP w ramach porozumień w sprawie warunków świadczenia usług systemowych, które stanowią wyodrębnioną część umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej. W ramach świadczonej na rzecz OSP usługi pracy z przeciążeniem, dostępne jest obecnie około 100 MW. PSE prowadzi działania ukierunkowane na zwiększenie zakresu mocy dostępnej w ramach tej usługi.
- Operatorski import energii, poprawiający bilans o 300 MW, jest bieżącym środkiem zaradczym poprawy bilansu mocy, realizowanym na podstawie umów z operatorami sąsiednich systemów elektroenergetycznych w celu przywrócenia bezpiecznych warunków pracy systemu. Uruchomienie importu jest uwarunkowane wcześniejszym wyczerpaniem dostępnych środków zaradczych. PSE ma zawarte cztery umowy na czas nieokreślony, regulujące zasady realizacji dostaw awaryjnych z operatorami systemów energetycznych: czeskim, słowackim, niemieckim i szwedzkim.
- Współpraca międzyoperatorska jest realizowana również poprzez koordynację działań czterech OSP: Polski, Danii, Szwecji i Niemiec w celu utrzymania bezpiecznej pracy systemów i polega na jednoczesnej zmianie grafików wymiany międzysystemowej. Efektem jest wymuszanie przepływu o pożądanej wielkości mocy i kierunku, umożliwiającego odciążenie połączeń międzysystemowych.

- Odpowiednia zmiana harmonogramu remontów JWCD, poprzez uzgodnienie, zgodnie z art. 9j ust. 4 *Prawa energetycznego*, zmiany terminów części remontów. Zmiana pozwoli na uzyskanie efektu wynoszącego 200 MW dodatkowej mocy KSE w okresach przewidywanego zwiększonego zapotrzebowania.
- PSE umożliwia import energii na teren Polski poprzez udostępnianie zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych z sąsiednimi krajami w maksymalnej wysokości przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy sieci, w tym na połączeniach z Niemcami, Czechami, Słowacją, Szwecją oraz Ukrainą.
- PSE uczestniczy w pracach mających na celu przygotowanie regulacji dla wspólnego rynku dla regionu Europy Środkowo-Wschodniej, które ułatwią uczestnikom rynku uzyskanie zdolności przesyłowych dla realizacji swoich kontraktów handlowych, w tym importu energii z krajów sąsiednich.
- Zakończenie pierwszego etapu budowy połączenia elektroenergetycznego Polska–Litwa planowane jest na 2015 r., a jego realizacja umożliwi przesył mocy w wysokości 500 MW. PSE oraz OSP Litwy pracują obecnie nad uzgodnieniem umowy międzyoperatorskiej, która będzie przewidywała możliwość realizacji dostaw energii na prośbę OSP, który oceni stan swojego systemu jako awaryjny.
- Połączenie KSE z Ukrainą 750 kV³¹, wyłączone z ruchu w 1993 r., jest obecnie rozważane pod kątem ponownego uruchomienia po uzgodnieniu ze stroną ukraińską przyszłego charakteru jego pracy. W czerwcu 2012 r. PSE S.A wysłała do NPC Ukrenergo projekt porozumienia, które miało określić zasady współpracy oraz działania w celu wyboru docelowego wariantu odbudowy połączenia oraz podpisania umowy na realizację odbudowy. Na początku grudnia 2013 r. PSE otrzymała informację z NPC Ukrenergo, że porozumienie zostało przesłane do Ministerstwa Energetyki i Przemysłu Węglowego Ukrainy.
- W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci w zachodniej części KSE, podjęto działania mające na celu ograniczenie zjawiska przepływów nieplanowych i minimalizacji ich negatywnych skutków. PSE oraz operator niemiecki podpisały umowy dotyczące w szczególności skoordynowanej inwestycji w przesuwniki fazowe na połączeniach transgranicznych Polska–Niemcy oraz zasad ich eksploatacji. Realizacja umowy zwiększy możliwości wymiany energii elektrycznej, w tym importu z Niemiec do Polski do poziomu 500 MW. Realizowana przez PSE rozbudowa zachodniej części KSE wpłynie na przyrost zdolności wymiany międzysystemowej, w tym importu do poziomu około 2 000 MW.
- PSE realizuje projekt, polegający na wdrożeniu narzędzi do optymalnego zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa pracy systemu oraz minimalizacji kosztów dostaw energii do odbiorców. Opracowywane są rozwiązania taryfowe mające na celu redukcję szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE poprzez wprowadzenie zróżnicowanych cen w ciągu doby w celu nakłonienia odbiorców do przesunięcia odbioru ze szczytu zapotrzebowania KSE na inne godziny. Wdrożenie pierwszych działań planowane jest w taryfach OSP i OSD na 2015 r.

Działania przedstawione powyżej, dotyczące środków zaradczych, stanowią kontynuację działań OSP poddanych kontroli przeprowadzonej przez Najwyższą Izbę Kontroli w 2013 r. W odniesieniu do lat 2009–2013 (I półrocze) zostały one pozytywnie ocenione w wystąpieniu pokontrolnym³² i informacji o wynikach kontroli³³. Działania te, w ocenie NIK, pozwolą na uniknięcie zagrożenia okresowych niedoborów mocy w szczytach zapotrzebowania o ile nie przekroczy ono zapotrzebowania prognozowanego oraz nie wystąpią nieprzewidziane zdarzenia zmniejszające moc dyspozycyjną.

Prezes URE gromadził informacje dotyczące istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej m.in. w sektorze energii elektrycznej, znajdujące się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej, a wyniki badań zostały przekazane Ministrowi Gospodarki, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 19 *Prawa energetycznego*. Ponadto Prezes URE zbierał od przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej prognozy na okres 15 lat, a wyniki ich analiz w formie raportu „Informacja nt. planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2011–2025” zostały przekazane do Ministra Gospodarki; badanie takie było przeprowadzone w 2011 r. i w 2014 r., zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 *Prawa energetycznego*.

³¹ Rzeszów–Chmielnicka.

³² Wystąpienie pokontrolne, KGP-4101-02-03/2013.

³³ Informacja o wynikach kontroli funkcjonowania i bezpieczeństwa elektroenergetycznych sieci przesyłowych, P/13/055/KGP.

- Kontrola wykazała, że w dwóch tabelach dane o ilości spalanego węgla kamiennego i brunatnego oraz biomasy w niektórych rubrykach zostały wpisane błędnie lub w wyniku korekt dokonanych przez URE. Błędne dane zawarte w informacjach przedsiębiorstw były weryfikowane i korygowane przez URE, jednak zmienione dane nie zostały potwierdzone przez organy przedsiębiorstw, które podpisały pierwotną wersję Informacji. Zdaniem NIK, w sytuacji znalezienia przez URE błędów w informacjach, należało zwrócić się do zobowiązanych podmiotów o korektę źródłowej informacji, podpisanie jej przez upoważnione osoby i przekazanie w takiej formie, jaka była wymagana dla wersji pierwotnej.

W latach 2011 i 2014, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 *Prawa energetycznego*, Prezes URE egzekwował od przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW, sporządzenie prognoz na okres 15 lat, obejmujących w szczególności ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

W 2011 r., w ustawowym terminie powyższy obowiązek sprawozdawczy wypełniło tylko 40,6% przedsiębiorstw energetycznych, zobowiązanych do ich złożenia (26 przedsiębiorstw spośród 64), a w 2014 r. do 30 kwietnia odsetek ten wyniósł 69,4% (34 z 49 zobowiązanych). Do wszystkich przedsiębiorstw, które nie wywiązały się z obowiązku przekazania prognoz lub aktualizacji w ustawowym terminie, Prezes URE skierował wezwania do niezwłocznego ich przesłania, wyznaczając termin nie później niż 14 dni od dnia otrzymania wezwania. W 2014 r. na wezwanie Prezesa URE nie odpowiedziały 2 przedsiębiorstwa, wobec których zapowiedziano wszczęcie postępowania o ukaranie – na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1c *Prawa energetycznego*.

Podsumowanie analizy informacji zebranych przez URE od przedsiębiorstw w 2014 r. przedstawiono w rozdziale 3.3.5.2. niniejszej *Informacji*.

NIK oceniła jako celowe i rzetelne monitorowanie przez Ministra SP realizacji inwestycji, w tym budowy bloków wytwórczych, przez grupy kapitałowe sektora elektroenergetyki, wobec których Minister SP sprawuje nadzór właścicielski. Kolegium MSP w dniu 18 marca 2014 r. określiło, że zgodnie z zasadami OECD państwo powinno działać jako świadomy i aktywny właściciel, zapewniając wykonywanie funkcji nadzoru nad przedsiębiorstwami publicznymi w przejrzysty sposób, tzn. z przejęciem odpowiedzialności za podejmowane działania, a także z wymaganym profesjonalizmem oraz efektywnością. Stwierdzono również, że powyższemu celowi posłuży przygotowany program koordynacji projektów strategicznych realizowanych przez spółki kluczowe, zakładający inicjowanie i wspieranie współpracy gospodarczej pomiędzy tymi podmiotami. Kolegium MSP założyło, że program służący realizacji m.in. powyższego celu powstanie do I kw. 2015 r., a budowa mapy projektów strategicznych spółek kluczowych nastąpi w okresie lipiec – grudzień 2015 r.

Kolegium MSP w dniach 25 stycznia, 1 lutego i 17 maja 2012 r. oraz 30 lipca 2013 r. rozpatrywało przygotowany w MSP harmonogram realizacji i zaawansowanie inwestycji energetycznych, w tym inwestycji ENEA, ENERGA, TAURON i PGE. Na wniosek Kolegium MSP w kwietniu 2013 r. opracowano *Analizę inwestycji sektora energetycznego do 2030 r. Budowa nowych mocy wytwórczych w perspektywie do 2030 roku, jako element polityki właścicielskiej Skarbu Państwa wobec grup elektroenergetycznych*. Analiza zawiera omówienie kluczowych projektów inwestycyjnych oraz harmonogramy ich realizacji, a także uzasadnienie celowości realizacji inwestycji w kontekście zapotrzebowania na energię elektryczną, lokalizację inwestycji oraz rozbudowę sieci przesyłowej. Analiza ta została w dniu 16 kwietnia 2013 r. przekazana Prezesowi Rady Ministrów ze względu na istotne zmiany zachodzące na rynku energetycznym, a także z uwagi na decyzje spółek sektora energetycznego o wycofaniu się z budowy nowych, dużych jednostek wytwórczych.

- Minister SP ocenił we wstępie do *Analizy*, że może być przydatna w opracowaniu strategii właścicielskiej wobec spółek sektora elektroenergetycznego kontrolowanych przez Skarb Państwa oraz uaktualnieniu *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* Przekazując analizę, Minister SP zwrócił się do Prezesa Rady Ministrów o zainicjowanie międzyresortowych prac mających na celu oszacowanie wzrostu zapotrzebowania na energię

elektryczną w kolejnych latach, przedstawienie stanowiska odnośnie inwestycji niezbędnych do pokrycia niedoborów energii oraz wypracowanie kierunków docelowego modelu rynku mocy wytwórczych, w szczególności w zakresie systemu wsparcia ułatwiającego podjęcie decyzji dotyczących realizacji niezbędnych źródeł wytwarzania.

- W *Analizie* zaprezentowano ocenę, że konieczne jest wybudowanie do roku 2020 ok. 5 GW nowych mocy wytwórczych. Na lata 2013–2020 planowane jest trwałe wyłączenie ok. 5,5 GW mocy polskich elektrowni zawodowych (łącznie z elektrociepłowniami zawodowymi ok. 6,6 GW). Zapotrzebowanie na moc w 2020 r. oszacowano na ok. 37,3 GW, przyrost mocy z innych źródeł (kogeneracyjnych i odnawialnych) – na ok. 3,1 GW, a przyrost wynikający z modernizacji istniejących jednostek – na ok. 0,3 GW. W *Analizie*, na podstawie planów inwestycyjnych spółek sektora elektroenergetycznego, MSP wyodrębniło listę 8 projektów inwestycyjnych jednostek wytwórczych niezbędnych do pokrycia niedoborów mocy. Realizacja projektów wytypowanych przez MSP zapewniłaby do 2020 r. moc 6,0 GW przy nakładach inwestycyjnych wynoszących 34,3 mld zł³⁴. Według danych MSP (stan na czerwiec 2014 r.) w fazie realizacji znajdowało się 6 projektów inwestycyjnych³⁵ grup kapitałowych sektora elektroenergetycznego. Realizowane projekty w perspektywie do 2020 r. zapewnią do 4 353,3 MW mocy wytwórczych. Cztery³⁶ realizowane projekty, które zapewnią 4 160 MW mocy wytwórczych³⁷, były wśród wytypowanych w analizie jako niezbędne do pokrycia niedoborów mocy. W fazie przygotowania znajduje się 6 projektów³⁸, które mogą zapewnić do 3 013 MW mocy. W przygotowaniu pozostaje również projekt Elektrownia Jądrowa o mocy 2x1 500 MW. Rozpoczęcie budowy pierwszego bloku planowane jest na 2020 r., a rozpoczęcie komercyjnego użytkowania – na IV 2024 r. W grupie tych 7 projektów w fazie przygotowania znajdują się 3 projekty³⁹ wytypowane przez MSP jako „niezbędne”.

Jako celowe i rzetelne oceniła NIK działania zmierzające do koordynacji projektów strategicznych realizowanych przez spółki kluczowe podjęte po decyzji Kolegium MSP z kwietnia 2014 r. Kształtowanie polityki inwestycyjnej należy wprowadzić do zarządów spółek sektora elektroenergetycznego, jednak zdaniem NIK formułowanie oczekiwań Ministra SP wobec nadzorowanych podmiotów, w tym w zakresie realizacji inwestycji, mają uzasadnienie. Zgodnie z Wytycznymi OECD dotyczącymi nadzoru korporacyjnego w przedsiębiorstwach publicznych, właściciel kapitału ulokowanego w spółce prawa handlowego nie powinien rezygnować z prawa wyznaczania celów i korzyści, jakie ten kapitał winien mu przynosić w przyszłości. W kontekście Wytycznych OECD, aktywność Ministra SP w określeniu poziomu mocy wytwórczych niezbędnych dla zapewnienia dostaw energii elektrycznej, w spółkach sektora elektroenergetycznego w których SP posiada udziały, jest celowa. Działania te były uzasadnione zwłaszcza wobec nieuaktualnienia *Polityki energetycznej Polski do roku 2030* przez Ministra Gospodarki.

³⁴ MSP w analizie uwzględniło inwestycje powyżej 1 mld zł realizowane przez nadzorowane przez Ministra SP grupy kapitałowe. Projekty inwestycyjne w TAURON: Stalowa Wola (450 MW) i Jaworzno III (910 MW). Projekty inwestycyjne w PGE: Opole II (1 800 MW), Turów (450 MW), Puławy (850 MW) i Elektrownia Jądrowa (3 000 MW, paliwo jądrowe, zakończenie realizacji 224/2026, nakłady 40 mld zł). Projekt inwestycyjny w ENEA – Kozienice II (1075 MW). Projekt PKN Orlen: Włocławek (465 MW), gaz ziemny zakończenie w 2015 r.

³⁵ PGE realizuje budowę bloków nr 5 i 6 w Elektrowni Opole o mocy 2X900 MW (bloki na węgiel kamienny, rozpoczęcie komercyjnej eksploatacji w 2018 i 2019 r., wartość inwestycji 11,5 mld zł finansowana obligacyjnymi korporacyjnymi) i budowę bloku w EC Gorzów o mocy 135 MW (paliwo gaz, rozpoczęcie komercyjnej eksploatacji w 2015 r.). TAURON realizuje inwestycję w Elektrowni Stalowa Wola – budowa bloku o mocy 450 MW (blok gazowo-parowy, rozpoczęcie komercyjnej eksploatacji III kw. 2015 r., wartość inwestycji 1,5 mld zł po 50% TAURON i PGNiG), inwestycję w EC Tychy 58,3 MW (węgiel kamienny) oraz inwestycję Elektrownia Jaworzno III o mocy 910 MW (bloki na węgiel kamienny, rozpoczęcie komercyjnej eksploatacji w I kw. 2019 r., nakłady według danych MSP z marca 2013 r. 6,2 mld zł). ENEA realizuje inwestycję w Elektrowni Kozienice (blok na węgiel kamienny, rozpoczęcie komercyjnej eksploatacji 2017 r., wartość inwestycji 6,3 mld zł). Zestawienie sporządzone w MSP na podstawie ogólnie dostępnych informacji z zastrzeżeniem, że może nie obejmować wszystkich realizowanych/planowanych inwestycji.

³⁶ Inwestycje w Elektrowni Opole, w Elektrowni w Stalowej Woli, w Elektrowni Kozienice, Jaworzno III.

³⁷ Piąty projekt jest realizowany przez PKN Orlen, a więc spółkę spoza czterech grup kapitałowych sektora elektroenergetycznego.

³⁸ PGE Elektrownia Turów, PGE Elektrownia Puławy, PGE EC Pomorzany, PGE ZEC Bydgoszcz, TAURON Elektrownia Łagisza, ENERGA Elektrownia Grudziądz.

³⁹ PGE Elektrownia Turów, PGE Elektrownia Puławy i Elektrownia Jądrowa.

3.3.5. Ocena przyszłego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

Oceny przyszłego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną są rzetelnie dokonywane przez OSP, URE i MG i opierają się na wielowariantowych prognozach czynników determinujących. Prognozy zapotrzebowania są sukcesywnie aktualizowane i ich wiarygodność w krótkim okresie (kilku lat) NIK ocenia jako wysoką. Należy mieć jednak na uwadze, że prognozy zapotrzebowania są częściowo uzależnione od zjawisk i czynników trudnych do przewidzenia (np. pogoda – temperatury, koniunktura gospodarcza). Niemniej – Państwo może i powinno wpływać na podaż energii za pomocą instrumentów stymulowania inwestycji ale także na wielkość zużycia i ceny energii poprzez ustalanie i wdrażanie wymagań dotyczących np. efektywności energetycznej czy pakietu klimatycznego.

MG nie dysponuje własnym systemem prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną i korzysta z prognoz wykonywanych przez podmioty zewnętrzne, z których najważniejsze są prognozy wystarczalności mocy przygotowywane przez OSP. MG monitoruje na bieżąco Krajowy System Elektroenergetyczny poprzez weryfikację i analizę codziennych raportów w postaci:

- Informacji PSE o pracy KSE na dany dzień i o przewidywanej pracy KSE na dzień następny;
- *Meldunku operatywnego o pracy KSE*, zawierającego informacje dotyczące bilansu mocy, dobowej produkcji energii elektrycznej, stanu zapasów paliw, importu i eksportu energii elektrycznej, ważniejszych wydarzeń w elektrowniach blokowych oraz ważniejszych wydarzeń ruchowych w sieciach elektrycznych.

Informacje dotyczące m.in. zapotrzebowania na moc, rezerw mocy, ubytków mocy w systemie, produkcji i zużycia energii elektrycznej oraz działań interwencyjnych podejmowanych przez OSP, a także informacje o zapasach węgla kamiennego w elektrowniach oraz tygodniowa prognoza bilansu mocy przekazywane są Ministrowi Gospodarki w cotygodniowych raportach⁴⁰ PSE.

Do oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w przyszłych okresach MG wykorzystuje również sporządzane przez OSP miesięczne i roczne plany koordynacyjne, plany wyłączeń oraz plany remontów bloków energetycznych⁴¹.

Ministerstwo Gospodarki w swoich pracach analitycznych wykorzystywało dostępne prognozy wykonywane przez podmioty zewnętrzne, m.in.: Agencję Rynku Energii S.A.⁴² na potrzeby *Programu Polskiej Energetyki Jądrowej*, Krajową Agencję Poszanowania Energii S.A.⁴³ – na potrzeby przygotowywanej *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku*, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN⁴⁴ oraz prognozy Komisji Europejskiej⁴⁵, a także opracowany przez Departament Analiz Strategicznych Kancelarii Prezesa Rady Ministrów⁴⁶ *Model optymalnego miks energetycznego dla Polski do roku 2060*.

⁴⁰ Raport z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w okresie... (ostatnich czterech tygodni) oraz prognoza bilansu mocy w szczytach zapotrzebowania w dniach... (na następny tydzień).

⁴¹ Zgodnie z punktem 4.3.3. „Planowanie koordynacyjne” *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej opracowanej przez OSP i zatwierdzonej decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(6)/2010/KS z dnia 23 lipca 2010 r. z późniejszymi aktualizacjami*.

⁴² Wykonane przez ARE S.A. na potrzeby Programu Polskiej Energetyki Jądrowej uaktualnienie *Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku* jest aktualizacją prognoz wykonywanych w 2009 r. i w 2011 r..

⁴³ Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku, z grudnia 2013 r.

⁴⁴ *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*, Katowice, październik 2013 r. Praca zrealizowana na zlecenie Górniczej Izby Przemysłowo-Handlowej w Katowicach.

⁴⁵ Reference Scenario 2013 z 16 grudnia 2013 r. i Poland: Reference scenario, Detailed Analytical Results Primes Ver. 4 Energy Model z 27 maja 2013 r. Prognozy UE aktualizowane w okresie dwuletnim.

⁴⁶ Wersja 2.0 z 12 listopada 2013 r.

Wraz z prognozami zapotrzebowania (najczęściej wariantowymi) przedstawiane były także różne scenariusze budowy nowych mocy wytwórczych.

Sporządzona przez Krajową Agencję Poszanowania Energii S.A. *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku* miała na celu zbadanie wpływu projektowanych kierunków polityki energetycznej m.in. na wielkość zapotrzebowania na paliwa i energię, strukturę bilansu energetycznego, kierunki pozyskania paliw i energii oraz ceny energii. W opracowaniu zaprezentowane zostało prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz moc do 2050 r.

Tabela nr 1

Wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną brutto oraz zapotrzebowanie na moc

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto (TWh)	158	159	178	187	207	221	230	229	223
Średnie zapotrzebowanie na moc (GW)	18	18	20	21	24	25	26	26	25
Maksymalne zapotrzebowanie na moc (GW)	26	26	29	31	34	37	38	38	37
Zapotrzebowanie na moc z uwzględnieniem rezerwy (GW)	29	29	32	34	38	40	42	42	41

Źródło: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A. Warszawa, grudzień 2013 r.

W podsumowaniu prognozy wskazano, że optymalnym scenariuszem dla polskiej energetyki w horyzoncie najbliższych lat wydaje się być scenariusz dywersyfikacji pozwalający na swobodny rozwój zarówno funkcjonujących w modelu rozproszonym źródeł odnawialnych, jak i wspierający rozwój systemowych elektrowni jądrowych w sposób umożliwiający ich ewentualną rozbudowę w przyszłości. Podkreślono, że w perspektywie 2050 r. z istniejących obecnie mocy wytwórczych funkcjonować będzie zaledwie 5 GW mocy (głównie elektrowni wodnych). Oznacza to, że zakłada się pozyskiwanie energii elektrycznej po roku 2035 z mocy, które dopiero muszą powstać.

W projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku* zaproponowano podejście scenariuszowe w prezentacji perspektyw rozwoju sektora energetycznego w Polsce, co związane jest przede wszystkim z długoletnią perspektywą przyjętą w pracach analitycznych oraz z brakiem pewności w szczególności co do rozwoju sytuacji w skali globalnej, założeń polityki UE w rozpatrywanym zakresie, kierunków zmian technologicznych oraz strategii podmiotów sektora energetycznego i ich zachowań rynkowych.

W listopadzie 2011 r. na zlecenie MG został opracowany raport *Mix energetyczny 2050 Analiza scenariuszy dla Polski*⁴⁷. Raport podsumowuje wyniki dotychczasowych projekcji przyszłej struktury wytwarzania energii w Polsce oraz przedstawia wnioski i rekomendacje służące

⁴⁷ Opracowany w ramach umowy Nr II/183/P/75001/11/DGR przez Instytut Badań Strukturalnych i demos EUROPA – Centrum Strategii Europejskiej Autorzy: Maciej Bukowski, Aleksander Śniegocki.
www.mg.gov.pl/files/upload/10460/Mix_energetyczny_2050.pdf

wypracowaniu Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej. W Raporcie wskazano, że w przeanalizowanych opracowaniach można dostrzec zarówno wspólne punkty, jak i osie dyskusji. Konsensus panuje w sprawie konieczności i opłacalności poprawy efektywności energetycznej. Wszystkie prognozy potwierdzają, że bez interwencji publicznej współkształtującej przemiany w strukturze miksu energetycznego, Polska zarówno za 20, jak i za 40 lat pozostanie zależna od węgla i innych paliw kopalnych.

W projekcie wniosków z analizy opracowań prognostycznych⁴⁸ z sierpnia 2014 r. przygotowanym w MG i wykorzystywanym w pracach nad *Polityką energetyczną Polski do 2050 roku* zawarto podsumowanie:

- 1) W gospodarce narodowej będzie następował wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną i energię elektryczną. Prognozy różnią się skalą i tempem wzrostu, jednakże należy przyjąć, że w horyzoncie 2050 r., pomimo znacznego przewidywanego postępu w zakresie efektywności energetycznej zapotrzebowanie będzie rosło.
- 2) Ważnym czynnikiem dla kształtowania się bilansu energetycznego jest wysokość cen uprawnień do emisji CO₂ – zaostrzająca się polityka klimatyczna będzie prowadziła do konieczności inwestycji w źródła mniej emisyjne, co będzie prowadziło do zmniejszenia emisji i do konieczności poniesienia wyższych kosztów inwestycyjnych.
- 3) Węgiel pozostanie podstawą bezpieczeństwa energetycznego Polski w przewidywanym okresie, niemniej jego udział będzie się zmniejszał.
- 4) Wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ zdecydują o opłacalności wymiany bloków węglowych na nowe o wysokiej sprawności, skali wzrostu udziału gazu ziemnego oraz OZE, a także o konkurencyjności energetyki jądrowej.
- 5) Rola odnawialnych źródeł energii będzie uzależniona od osiągnięcia przez OZE ekonomicznej konkurencyjności w porównaniu z innymi technologiami wytwarzania energii. Należy jednak stwierdzić, że udział OZE w bilansie energetycznym będzie wzrastał, także ze względu na realizację polityki klimatycznej Unii Europejskiej.
- 6) Energetyka jądrowa jest uzasadnionym ekonomicznie źródłem wytwarzania energii w większości rozpatrywanych scenariuszy i analiz, w szczególności w przypadku znacznego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂.
- 7) W obecnym stanie wiedzy należy przyjąć, że do znacznego zwiększenia udziału gazu ziemnego w bilansie energetycznym konieczne będzie wspólne zaistnienie dwóch czynników – obniżenia cen tego paliwa (np. poprzez zwiększenie podaży wynikające ze wzrostu wydobycia krajowego) oraz wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂.
- 8) Ze względu na zaawansowaną wiekowo infrastrukturę wytwórczą będzie następować wymiana źródeł wytwórczych energii elektrycznej. Ponadto, także ze względu na wzrastający udział energii ze źródeł odnawialnych będzie konieczna rozbudowa infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej.

⁴⁸ http://www.zielona-energia.cire.pl/pliki/1/mg_pep_2050_wnioski_z_analiz_prognostycznych_20140811.pdf Najważniejsze analizy prognostyczne wykorzystane przy tworzeniu tego opracowania:
 1) *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku*, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A., 2013.
 2) *Uaktualnienie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030*, Agencja Rynku Energii S.A., 2013.
 3) *Poland: Reference Scenario 2013*, National Technical University of Athens dla Komisji Europejskiej, 2013.
 4) *Prognoza zapotrzebowania gospodarki polskiej na węgiel kamienny i brunatny jako surowca dla energetyki w perspektywie 2050 roku*, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, 2013.

Na stronie internetowej Kancelarii Prezesa Rady Ministrów opublikowano *Model optymalnego miks energetycznego dla Polski do roku 2060*⁴⁹ z 12 listopada 2013 r., zaznaczając, że opracowanie ma charakter informacyjny i nie stanowi oficjalnego stanowiska KPRM. Model ma charakter modelu liniowej optymalizacji i koncentruje się na technologiach zamiany paliw na energię elektryczną. Jego celem jest wyliczenie najtańszego miks energetycznego, w podziale na źródła energii, który zapewni jednocześnie odpowiednią rezerwę mocy w KSE oraz realizację wiążących Polskę celów pakietu energetyczno-klimatycznego Unii Europejskiej. W dokumencie zaprezentowano różne warianty miks, a we wnioskach podano m.in., że:

- Polska stoi przed koniecznością istotnego zwiększenia nakładów na infrastrukturę energetyczną. W zależności od wybranego wariantu rozwoju sektora elektroenergetycznego, wysokość bieżących inwestycji w moce wytwórcze powinna sięgnąć od 26 do 37 mld zł rocznie, a największe inwestycje w sektorze energetycznym powinny zostać poniesione do roku 2020.
- Istotnym wynikiem modelu jest obecność relatywnie dużych mocy zainstalowanych w siłowniach spalających gaz ziemny, które stanowią moc wykorzystywaną w szczycie. Stabilnym wynikiem modelu jest również obecność kogeneracji w miksie.
- Do 2060 r., należy oczekiwać istotnego zwiększenia importochłonności sektora elektroenergetycznego.
- Ograniczenie wzrostu importochłonności jest możliwe poprzez wybór wariantów przewidujących budowę nowych kopalni węgla brunatnego, a przy wyższym koszcie także poprzez wzrost udziału OZE w miksie.
- Najtańszym sposobem ograniczenia wzrostu emisji jest budowa elektrowni atomowych. Budowa elektrowni jądrowej, mimo zależności od dostaw z zagranicy, pozwoli importować paliwo, którego potrzeba bardzo mało w stosunku do importu np. węgla z krajów o stabilnej sytuacji politycznej. Utrzymanie poziomu emisji na niezmiennym poziomie wymagałoby dodatkowych nakładów względem wariantu przewidującego budowę obecnie planowanych bloków jądrowych w scenariuszu niskich cen uprawnień do emisji.
- Dodatkowe oszczędności można osiągnąć poprzez rozbudowę połączeń transgranicznych z krajami UE, o ile byłoby możliwe pozyskanie gwarancji dostaw o wyznaczonych porach, byłoby jednak ryzyko zwiększenia importochłonności sektora elektroenergetycznego.

3.3.5.1. Odstawienia i budowa nowych mocy, bilans pokrycia zapotrzebowania

W ocenie NIK, bilans pokrycia przyszłego zapotrzebowania na moc był sporządzany rzetelnie w oparciu o wiarygodne dane i prognozy, uwzględniając różne scenariusze dotyczące zarówno zapotrzebowania, jak i podaży mocy.

W opracowanym przez MG *Sprawozdaniu z wyników monitorowania dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2011 r. do dnia 31 grudnia 2012 r.* przedstawiono m.in. oceny możliwości pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc, które wskazywały, że w latach 2015–2018 istnieje duże ryzyko wystąpienia deficytu mocy w szczycie zimowym i w szczycie letnim. Deficyt mocy dyspozycyjnej w szczycie zimowym szacowano na: ok. 95 MW w 2015 r.; ok. 800 MW w 2016 r. i ok. 1 100 MW w 2017 r. Deficyt mocy dyspozycyjnej w szczycie letnim szacowano na ok. 520 MW w 2016 r., ok. 680 MW w 2017 r. i ok. 30 MW w 2018 r.

⁴⁹ https://www.premier.gov.pl/files/files/energymix_das.pdf

Dla oceny możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc w perspektywie roku 2028 sporządzone zostały przez PSE bilanse mocy w układzie miesięcznym przy następujących założeniach metodycznych: Dane do wykonania analizy pozyskano w wyniku przeprowadzonej na przełomie roku 2013 i 2014 ankietyzacji krajowych przedsiębiorstw wytwórczych i inwestorów planujących budowę nowych mocy wytwórczych. Analizy wykonano dla dwóch różnych prognoz zapotrzebowania na moc szczytową i dwóch różnych wariantów budowy nowych mocy z uwzględnieniem prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc czynną opracowanej w marcu 2013 r. przez Agencję Rynku Energii S.A.

- ♦ Bilans mocy wykonywany jest dla wartości średniomiesięcznych szczytów zapotrzebowania z dni roboczych. Wszystkie wartości przedstawione w bilansie (ubytki, moce dyspozycyjne, obciążenie i zapotrzebowanie) są wartościami średniomiesięcznymi dla dni roboczych.
- ♦ Parametrem kryterialnym do oceny wymaganego poziomu bezpieczeństwa KSE jest nadwyżka mocy wytwórczych dostępnych dla OSP ponad prognozowane krajowe zapotrzebowanie na moc. Wymagana nadwyżka mocy wytwórczych dostępnych dla OSP w przypadku rocznych okresów planistycznych (zgodnie zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej) wynosi 18% planowanych dla poszczególnych miesięcy średnich wartości szczytowego zapotrzebowania na moc w dni robocze.
- ♦ Biorąc pod uwagę, że dyspozycyjność źródeł wiatrowych jest silnie uzależniona od bieżących warunków atmosferycznych i charakteryzuje się dużą zmiennością oraz małą przewidywalnością w długim horyzoncie czasowym przyjęto, że do pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc wykorzystane zostanie 10% mocy osiągalnej farm wiatrowych. Współczynnik ten wyznaczono na podstawie danych statystycznych dotyczących faktycznego wykorzystania zdolności wytwórczych farm wiatrowych.
- ♦ W bilansie uwzględniono od 2016 roku możliwość importu mocy w wysokości 200 MW.
- ♦ Terminy wycofań wraz z wartościami wycofywanych mocy przyjęto jak niżej:

Tabela nr 2

Wycofania z eksploatacji istniejących JWCD

Lokalizacja	Wycofania JWCD (koniec danego miesiąca)	Moc [MW]
Bełchatów 1	12. 2015	370
Pątnów 5, 6	12. 2015 *)	400
Dolna Odra 1, 2	12. 2015 (RIZ)	454
Łaziska 1, 2	12. 2015	250
Łagisza 5	12. 2015	120
Siersza 5	12. 2015	120
Siersza 3, 6	12. 2015 (RIZ)	251
Stalowa Wola 7	12. 2015	125
Stalowa Wola 8	12. 2015 (RIZ)	125
Adamów 1–5	12. 2017 **)	600
Połaniec 1	12. 2017	225
Łagisza 6, 7	12. 2018	240
Skawina 6	12.2025	110
Łaziska 9, 10	12.2026	455
Łaziska 11, 12	12.2027	450
Jaworzno III 1, 2	12.2028	450
Razem	2014-2015	2215
	2014-2020	3280
	2014-2028	4745

*) w Elektrowni Pątnów wycofany zostanie blok nr 6. Blok nr 5 będzie pracował w momencie odstawienia do remontu jednego z bloków 1–4.

**) w Elektrowni Adamów trwają prace w celu uzyskania derogacji 32 tys. godz. pracy co pozwoliłoby na wydłużenie okresu eksploatacji do 08.2019 r.

RIZ) Dla bloków podpisano umowę na świadczenie usługi rezerwa interwencyjna zimna na okres 2016–2017 z opcją wydłużenia umowy do końca roku 2019.

Źródło: Materiały z kontroli PSE.

- Wycofania mocy z jednostek wytwórczych nJWCD z grupy elektrociepłowni zawodowych (wartości skumulowane) przyjęto jak niżej:

2014 r. 100 MW	2019 r. 1023 MW	2024 r. 1378 MW
2015 r. 334 MW	2020 r. 1162 MW	2025 r. 1526 MW
2016 r. 556 MW	2021 r. 1162 MW	2026 r. 1627 MW
2017 r. 656 MW	2022 r. 1376 MW	2027 r. 1629 MW
2018 r. 581 MW	2023 r. 1378 MW	2028 r. 1629 MW
- Harmonogram zmian mocy osiągalnej nJWCD z grupy elektrociepłowni przemysłowych i źródeł rozproszonych został sporządzony na podstawie informacji z *Polityki energetycznej 2030* i skorygowany zgodnie z danymi zamieszczonymi w statystyce elektroenergetyki za rok 2012, opracowanej przez Agencję Rynku Energii S.A.
- Przyjęto utrzymanie obecnego potencjału elektrowni szczytowo-pompowych.
- W zakresie energetyki jądrowej na podstawie PPEJ przyjęto, że pierwsza jednostka (1500 MW) zostanie oddana do eksploatacji w roku 2025, a następna o takiej samej mocy w roku 2026.

- ♦ Harmonogram zmian mocy osiągalnej OZE oparty jest na informacjach zawartych w Krajowym Planie Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych – w latach 2011–2020 oraz na informacjach zawartych w *Polityce energetycznej 2030* – w latach 2021–2030 i skorygowany w oparciu o posiadaną przez OSP wiedzę.

Informacje dotyczące planów budowy nowych źródeł wytwórczych przedstawione w ankietach przez przedsiębiorstwa wytwórcze poddano dodatkowej ocenie eksperckiej w zakresie potencjalnej możliwości realizacji zgłoszonych inwestycji. Oceną objęto tylko duże inwestycje z grupy elektrowni systemowych (JWCD). Na jej podstawie opracowano dwa warianty, które w ocenie eksperckiej mają największe szanse na realizację do 2020 roku. W wariantach tych uwzględniono tylko nowe jednostki wytwórcze, w przypadku których rozstrzygnięte zostały postępowania przetargowe lub postępowania są w znacznym stopniu zaawansowane. Zestawienie obiektów, wraz z terminami oddania do eksploatacji, wchodzących w skład poszczególnych wariantów zostało przedstawione w tabeli 3.

Tabela nr 3

Warianty realizacji nowych źródeł systemowych

Inwestor	Lokalizacja	Moc [MW]	Termin realizacji	Wariant	
				realistyczny	umiarkowany
TAURON	Stalowa Wola	449	6. 2015	x	x
ORLEN	Włocławek	473	10. 2015	x	x
PGE	Gorzów	138	6. 2016	x	x
ENEA	Kozienice	1075	7. 2017	x	x
PGE	Opole 5	900	7. 2018	x	x
TAURON	Jaworzno	910	1. 2019	x	x
PGE	Opole 6	900	4. 2019	x	x
ORLEN	Płock	600	1. 2017		x
PGNiG TERMIKA	Żerań	450	4. 2018		x
PGE	Turów	498	1. 2019		x
Kulczyk Investment	Północ 1	793	4. 2019		x
Moc razem [MW]				4845	7186

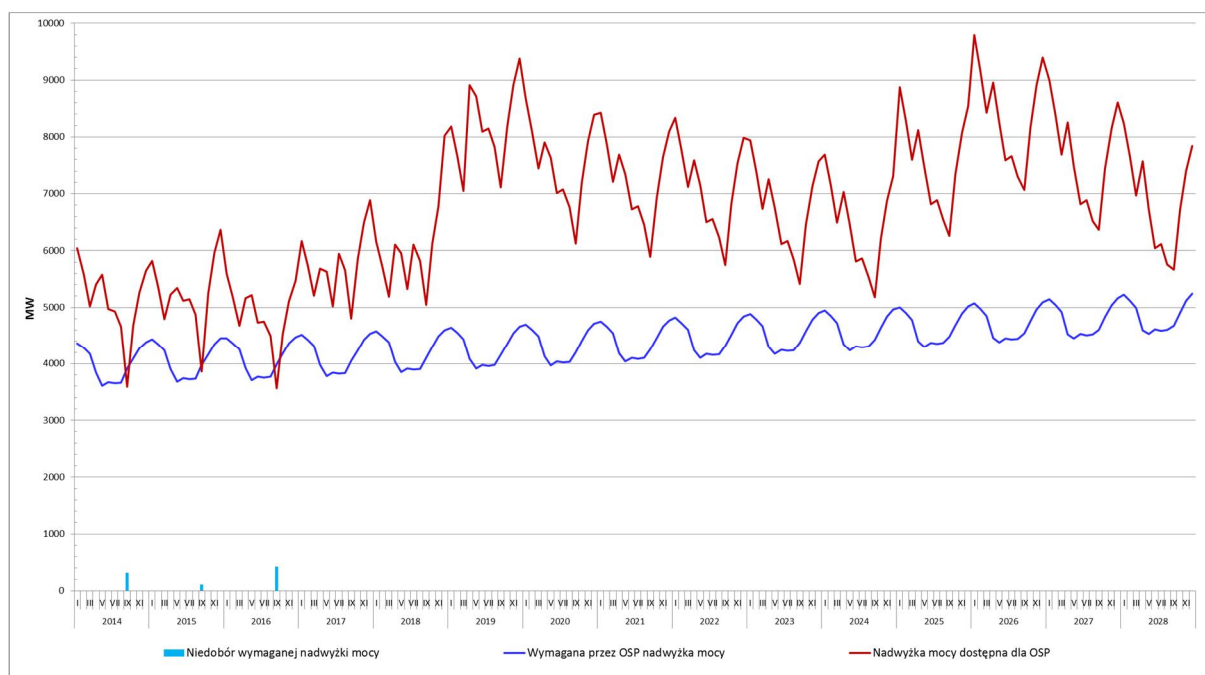
Źródło: Materiały z kontroli PSE.

W oparciu o powyższe założenia dokonano wariantowych bilansów mocy w wariantach realistycznym i umiarkowanym przy zakładanym wzroście zapotrzebowania na poziomie 1,1% rocznie i 1,5% rocznie z uwzględnieniem kolejnych działań zaradczych OSP.

Najniższe niedobory wymaganej nadwyżki mocy wykazał bilans dla wariantu umiarkowanego, wzrostu zapotrzebowania na poziomie 1,1% przy zastosowaniu podstawowych bieżących operatorskich środków zaradczych, a także imporcie 200 MW od 2016 r.

Rysunek nr 1

Wynik bilansu mocy dla wariantu umiarkowanego (wzrost zapotrzebowania 1,1%, podstawowe środki zaradcze, import 200 MW od 2016 r. oraz bieżące operatorskie środki zaradcze)



Źródło: Materiały z kontroli PSE.

Prognozowane w tym wariancie niedobory dotyczyły września 2014 r. (314 MW), września 2015 r. (110 MW) i września 2016 r. (737 MW).

We wnioskach z analizy PSE wskazała, że z uwagi na wymagania bilansowe konieczna jest budowa do 2020 r. nowych systemowych źródeł wytwórczych o sumarycznej mocy 6 000–7 000 MW. Odpowiada to mocy źródeł z wariantu umiarkowanego, lub mocy źródeł z wariantu realistycznego, lecz w tym przypadku z wykorzystaniem podstawowych i bieżących środków zaradczych poprawy bilansu. Ponadto wymagane jest uruchomienie dwóch bloków energetyki jądrowej o mocy 3 000 MW planowanych do realizacji w połowie trzeciej dekady.

Biorąc pod uwagę terminy realizacji nowych źródeł wytwórczych, niezależnie od wariantu budowy nowych mocy, dla zachowania nadwyżki mocy na wymaganym poziomie, konieczne będzie zastosowanie przez OSP podstawowych środków zaradczych poprawy bilansu.

Zastosowanie podstawowych środków zaradczych, a w szczególności zakup usługi interwencyjnej rezerwy zimnej, pozwoli na poprawę bilansu mocy w KSE w latach 2016–2017. Analizy wskazują, że również wymagane będzie przedłużenie wykorzystania tej usługi o 2 lata w przypadku wariantu realistycznego oraz o rok dla wariantu umiarkowanego.

Niezależnie od wariantu oraz zastosowania podstawowych środków zaradczych wystąpią okresy, w których będzie zachodziła konieczność wykorzystania bieżących środków zaradczych poprawy bilansu.

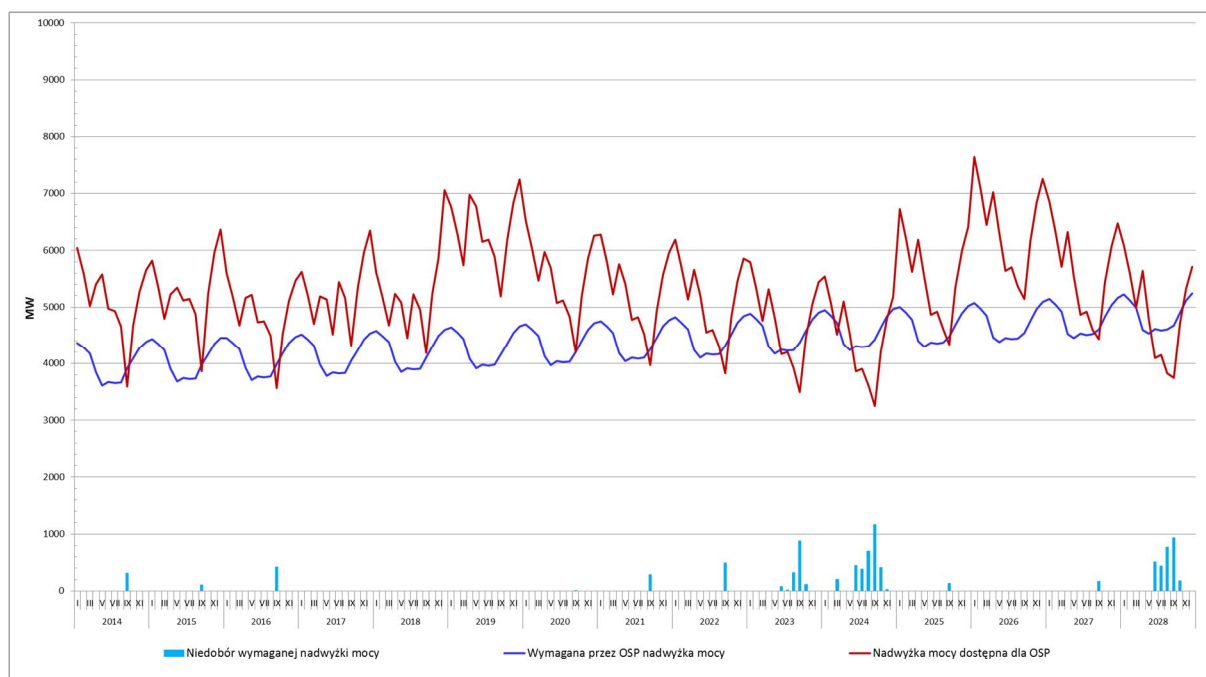
Za najbardziej prawdopodobne PSE uznała:

- ♦ wariant realistyczny budowy nowych mocy konwencjonalnych w KSE o mocy ponad 4 800 MW oraz bloków w Elektrowni Turów i Elektrowni Płock co daje łączną moc ponad 5 900 MW,
- ♦ prognozę wzrostu zapotrzebowania na moc szczytową w KSE zgodną ze scenariuszem bazowym (1,1%).

Biorąc pod uwagę powyższe założenia oraz możliwość zastosowania przez PSE podstawowych i bieżących środków zaradczych stwierdzono, że z dużym prawdopodobieństwem KSE będzie zbilansowany z wymaganą nadwyżką mocy dyspozycyjnej co najmniej do roku 2023, co przedstawiono na rys. 2 wyników bilansu mocy.

Rysunek nr 2

Wynik bilansu mocy dla wariantu realistycznego (wzrost zapotrzebowania o 1,1%, podstawowe środki zaradcze, import 200 MW od 2016 r. oraz bieżące operatorskie środki zaradcze)



Źródło: Materiały z kontroli PSE.

Prognozowane w tym wariancie niedobory dotyczyły:

- ♦ września 2014 r. (314 MW),
- ♦ września 2015 r. (110 MW),
- ♦ września 2016 r. (418 MW),
- ♦ września 2020 r. (16MW),
- ♦ września 2021 r. (304 MW),
- ♦ września 2022 r. (507MW),
- ♦ okresu od czerwca do października 2023 (odpowiednio: 95 MW, 34 MW, 342 MW, 898 MW, 137 MW),
- ♦ marca 2024 r. (211 MW) i okresu od czerwca do listopada 2024 r. (odpowiednio: 454 MW, 394 MW, 704 MW, 1178 MW, 424 MW, 36MW),
- ♦ września 2025 r. (144 MW),
- ♦ września 2027 r. (173 MW),
- ♦ okresu od czerwca do października 2028 r. (odpowiednio: 521 MW, 443 MW, 783 MW, 941 MW, 187 MW).

W konkluzji analizy bilansów PSE wskazała, że w celu zapewnienia nadwyżki mocy dyspozycyjnej na wymaganym poziomie od roku 2023 konieczna jest budowa nowych mocy konwencjonalnych na poziomie zgodnym z wariantem umiarkowanym z uwzględnieniem dodatkowej mocy w energetyce jądrowej.

3.3.5.2. Nowe moce wytwórcze i analiza możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w latach 2014–2018

Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2014–2028⁵⁰ została opracowana przez URE na podstawie planów inwestycyjnych 49 przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej oraz informacji OSP. Stanowi ona wkład do oceny długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w szczególności możliwości długoterminowego zrównoważenia produkcji energii elektrycznej z jej zapotrzebowaniem (szczegółowe omówienie analizy dokonanej przez URE zamieszczono w załączniku 5.7. do niniejszej *Informacji*).

Na podstawie informacji ze wszystkich planowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne inwestycji w nowe moce wytwórcze, zostały wyodrębnione przez URE inwestycje, dla których stopień realizacji uznano za zaawansowany. *Informacja URE* została podsumowana wnioskami skrótkowo przytoczonymi poniżej:

- 1) W latach 2014–2017 w miesiącach zimowych może istnieć ryzyko braku możliwości zrównoważenia szczytowego zapotrzebowania na moc oraz zapewnienia odpowiednich rezerw mocy w KSE poprzez jednostki wytwórcze objęte badaniem URE. Jednocześnie, brak mocy dyspozycyjnej może zostać uzupełniony poprzez jednostki wytwórcze nieobjęte badaniem, jak również dodatkowymi usługami systemowymi pozyskiwanymi przez operatora systemu przesyłowego. W porównaniu do badania przeprowadzonego przez Prezesa URE w 2011 r., ocena sytuacji w zakresie możliwości długoterminowego równoważenia produkcji energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię uległa poprawie. Do zaistniałej sytuacji przyczyniły się między innymi niższe prognozowane szczytowe zapotrzebowanie na moc, jak również wprowadzenie przez operatora systemu przesyłowego dodatkowej usługi systemowej jaką jest interwencyjna rezerwa zimna oraz modyfikacja usługi operacyjnej rezerwy mocy.
- 2) W porównaniu do badania ankietowego przeprowadzonego w 2011 r. nastąpił spadek prognozowanego szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną.

⁵⁰ Dalej Informacja URE – opracowana na podstawie informacji przedstawionych przez przedsiębiorstwa energetyczne w związku z realizacją obowiązków wynikających z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne (tekst jedn. Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, ze zm.) oraz na podstawie informacji o wydanych przez operatora systemu przesyłowego warunkach przyłączenia. Informacja została zamieszczona w Biuletynie URE 04/2014.

Tabela nr 4

Prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną – badanie w 2011 r. oraz w 2014 r.

Rok	Szczytowe zapotrzebowanie na moc elektryczną [MW]			
	badanie w 2011 r.	badanie w 2014 r.	różnica	różnica w % (2011 r.= 100%)
2014	27 906	25 522	2 384	8.5%
2015	28 360	25 921	2 439	8.6%
2016	28 360	26 263	2 097	7.4%
2017	28 899	26 631	2 267	7.8%
2018	30 007	27 001	3 006	10.0%
2019	30 578	27 350	3 227	10.6%
2020	31 159	27 661	3 497	11.2%
2021	32 062	28 005	4 057	12.7%
2022	32 992	28 380	4 612	14.0%
2023	33 949	28 773	5 176	15.2%
2024	34 933	29 112	5 821	16.7%
2025	35 946	29 437	6 509	18.1%

Źródło: Za URE na podstawie danych PSE.

- 3) Wyniki przeprowadzonej analizy nie uwzględniają możliwości importu mocy z zagranicy, produkcji energii elektrycznej z jednostek wytwórczych należących do przedsiębiorstw energetycznych nieobjętych badaniem URE oraz umów na redukcję zapotrzebowania na energię elektryczną. Wymienione powyżej działania stanowią dodatkową moc dyspozycyjną w granicach od 3 000 MW do 6 000 MW odpowiednio w okresie letnim i zimowym. Największy niedobór mocy dyspozycyjnej przewidywany jest w styczniu 2015 r. oraz w styczniu 2016 r. i wynosi odpowiednio 1 188,9 MW 3 521,7 MW. Wymienione powyżej nadwyżki mocy nieujęte w analizie powinny umożliwić w najbliższych latach zarówno zrównoważenie szczytowego zapotrzebowania na moc, jak również zapewnienie wymaganej na poziomie operacyjnym rezerwy mocy w wysokości 9% ponad szczytowe zapotrzebowanie. Deficyt mocy dyspozycyjnej w stosunku do zapotrzebowania na moc ulega w kolejnych latach zmniejszeniu.
- 4) Przesłane przez przedsiębiorstwa energetyczne informacje o inwestycjach w moce wytwórcze obejmują 15-letni horyzont planowania. W tak długim horyzoncie czasowym plany wytwórców mogą jednak podlegać zmianom. Stąd też istotny w kontekście możliwości zrównoważenia szczytowego zapotrzebowania na moc jest horyzont krótkoterminowy równoważny okresowi realizacji inwestycji (np. 5 lat), w ramach którego zasadne jest uwzględnienie stopnia zaawansowania realizacji inwestycji. W dłuższym horyzoncie planowania wyniki analizy mogą mieć jedynie charakter informacyjny, przy czym istotne znaczenie może mieć trend obserwowanych zmian.

- 5) Według PPEJ, rozruch pierwszego bloku jądrowego o mocy co najmniej 1 000 MW powinien nastąpić do końca 2024 r. Badane przedsiębiorstwa energetyczne nie przedstawiły informacji dotyczących planowanych inwestycji w energetykę jądrową. W porównaniu z badaniem przeprowadzonym w 2011 r. sytuacja uległa zmianie, gdyż wówczas dwie grupy energetyczne wykazały zainteresowanie realizacją inwestycji w energetykę jądrową.
- 6) W badaniu przeprowadzonym w 2011 r. największy przyrost nowych mocy wytwórczych spodziewany był w latach 2014–2018, natomiast w niniejszym badaniu największy przyrost mocy wytwórczych planowany jest na lata 2017–2019. W 2011 r. badane przedsiębiorstwa energetyczne planowały ok. 29 GW nowych mocy wytwórczych, a obecnie tylko ok. 18 GW.
- 7) Największy udział w nowych mocach wytwórczych według technologii paliwowej stanowią farmy wiatrowe (ponad 40%), które mogą wymagać zapewnienia w systemie rezerw mocy o dużej dynamice zmian obciążenia (np. elektrownie gazowe) w celu zapewnienia możliwości równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię z jej produkcją. Dotyczy to w szczególności określonych lokalizacji KSE, do których będą przyłączone duże ilości generacji wiatrowej. Jednostki wytwórcze opalane gazem ziemnym stanowią ok. 20% inwestycji w nowe moce wytwórcze.
- 8) Większość zadań modernizacyjnych przewidzianych w planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych dotyczy ich przystosowania do zmniejszenia zanieczyszczenia powietrza. Takie działania mają na celu między innymi zapewnienie wykonania celów wynikających z Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych – IED.

NIK zauważa, że omówiona powyżej *Informacja URE* jest najbardziej aktualnym (na przełom lat 2014/2015) i wiarygodnym (opartym na planach przedsiębiorców) opracowaniem oceniającym możliwość pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2014–2028. Potwierdza ona niepokojącą informację uzyskaną w trakcie kontroli w PSE o wycofywaniu się przedsiębiorstw elektroenergetycznych z planów budowy nowych mocy wytwórczych. Niepokojące, według NIK, z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego i gospodarczego zjawiska wskazane w *Informacji URE* to:

- ♦ obniżenie prognoz szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną,
- ♦ obniżenie planowanych nowych mocy o 11 GW (spadek o 38%),
- ♦ duży udział farm wiatrowych w nowych mocach.

W ocenie NIK, wyniki analizy zaprezentowanej w *Informacji URE* są istotnym argumentem za podjęciem działań w celu wypracowania instrumentów oddziaływania Państwa na zachowania wytwórców energii aby motywować ich do inwestycji gwarantujących dostawy energii elektrycznej po akceptowalnych cenach w długim horyzoncie czasowym, tak aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne i gospodarcze kraju.

3.3.5.3. Program Polskiej Energetyki Jądrowej

Większość prognoz i bilansów zapotrzebowania na energię elektryczną i moc przewiduje (przynajmniej wariantowo) rozpoczęcie od 2025 r. produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej. Zgodnie z *ustawą z dnia 29 listopada 2000 r. Prawo atomowe*⁵¹ (rozdział 12a – Działania

⁵¹ Dz. U. z 2014 r., poz. 1512, ze zm. Dalej także *Prawo atomowe*.

w zakresie rozwoju energetyki jądrowej) Minister Gospodarki, w ramach wykonywania zadań związanych z wykorzystaniem energii atomowej na potrzeby społeczno-gospodarcze kraju, podejmuje działania mające na celu rozwój energetyki jądrowej.

Minister Gospodarki ogłosił⁵² w dniu 28 maja 2014 r. komunikat o podjęciu przez Radę Ministrów uchwały⁵³ w sprawie „Programu polskiej energetyki jądrowej”. Założenia Programu są uwzględnione w projekcie *Polityki 2050*. Realizacja PPEJ została wyznaczona na lata 2014–2030. W PPPEJ⁵⁴ określono m.in. harmonogram wybudowania dwóch elektrowni jądrowych⁵⁵ oraz przygotowania pod te inwestycje infrastruktury regulacyjnej i organizacyjnej, przewidując następujące etapy jego realizacji:

- Etap I (1 stycznia 2014 r. – 31 grudnia 2016 r.) ustalenie lokalizacji i zawarcie kontraktu na dostarczenie wybranej technologii dla pierwszej elektrowni jądrowej;
- Etap II (1 stycznia 2017 r. – 31 grudnia 2018 r.) wykonanie projektu technicznego i uzyskanie wymaganych prawem decyzji i opinii;
- Etap III (1 stycznia 2019 r. – 31 grudnia 2024 r.) pozwolenie na budowę i budowa pierwszego bloku pierwszej elektrowni jądrowej. Rozpoczęcie budowy kolejnych bloków, rozruch pierwszego bloku o mocy 3 000 MW;
- Etap IV (1 stycznia 2025 r. – 31 grudnia 2030 r.) kontynuacja i rozpoczęcie budowy kolejnych bloków elektrowni jądrowej. Zakończenie budowy pierwszej elektrowni jądrowej.

Zakończenie budowy drugiej elektrowni jądrowej o mocy 3 000 MW planowane jest na 2035 r. Z uwagi na przyjęcie Programu w roku 2014, nie wystąpił jeszcze obowiązek jego sprawozdania⁵⁶.

NIK zauważa, że ze względu na wskazane w PPEJ słabe strony i zagrożenia jego realizacji, oraz z uwagi na stosunkowo wysoki, przewidywany udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej (ok. 19% w 2030 r.) szczególne znaczenie ma śledzenie postępu prac realizacji Programu i podejmowanie stosownych reakcji w przypadku zagrożenia jego opóźnienia lub rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej. Podjęcie budowy elektrowni jądrowej będzie wymagało akceptacji społecznej, nieznane są obecnie dokładne koszty jej wybudowania, a także nie są sprecyzowane źródła finansowania tej inwestycji. Powyższe czynniki powodują, według NIK, że PPEJ jest obciążony wysokim ryzykiem wystąpienia okoliczności, które mogą spowodować opóźnienie lub brak możliwości realizacji. Prawdopodobieństwo wystąpienia takiego ryzyka potwierdza wycofanie się wytwórców z planowanych inwestycji w energetykę jądrową (wskazane w informacji URE omówionej w rozdziale 3.3.5.3. niniejszej *Informacji*) oraz opinia ekspercka (zob. zał. 5.7. *Informacji*) wskazująca, że realizacja PPEJ jest wręcz nierealna.

⁵² M.P. z 2014 r. poz. 503 z dnia 24 czerwca 2014 r.

⁵³ Zgodnie z art. 108d *Prawa atomowego*, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, Rada Ministrów przyjęła uchwałę nr 15/2014 w dniu 28 stycznia 2014 r.

⁵⁴ Poza budowę EJ Program Polskiej Energetyki Jądrowej zakładał realizację nowych bloków na węgiel kamienny i brunatny (w Stalowej Woli, Włocławku, Turowie, Kozienicach, Opolu i w Jaworznie) jako inwestycji zdeterminowanych tzn. zadeklarowanych przez inwestorów w ankietach rozsyłanych przez ARE S.A. w trakcie przygotowywania przez spółkę w roku 2013 analiz dla MG.

⁵⁵ Inwestorami pierwszej elektrowni jądrowej mają być spółki kontrolowane przez Skarb Państwa. Główny inwestor PGE S.A. został wyznaczony do realizacji inwestycji uchwałą nr 4/2009 RM z dnia 13 stycznia 2009 r.

⁵⁶ Zgodnie z art. 108c *Prawa atomowego*.

Planowany początkowo na 2020 r. termin uruchomienia pierwszej elektrowni jądrowej uległ przesunięciu o ok. 4 lata, co zostało krytycznie ocenione po kontroli *Opracowania i realizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (nr P/12/055)*⁵⁷ przeprowadzonej przez NIK w 2012 r.

3.3.5.4. Kształtowanie instrumentów oddziaływania na decyzje inwestycyjne producentów energii elektrycznej

Instrumenty, z których mogą skorzystać organy administracji państwowej (choć dotychczas nie było potrzeby korzystania z nich), a które mogą być wykorzystane w celu oddziaływania na decyzje organów spółek elektroenergetycznych w odniesieniu m.in. do źródeł mocy, to:

- ♦ możliwość przeprowadzenia przez Prezesa URE przetargów dotyczących budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną; (art. 23, ust. 2 pkt 9 lit. b *Prawa energetycznego*).
- ♦ możliwość złożenia przez Ministra SP sprzeciwu wobec podjętej przez zarząd spółki uchwały lub innej dokonanej przez zarząd czynności prawnej, dotyczącej rozporządzenia składnikami mienia stanowiącymi infrastrukturę służącą do wytwarzania albo przesyłania energii elektrycznej, wynikająca z art. 2, *ustawy z dnia 18 marca 2010 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych*⁵⁸.

Mając na uwadze podnoszone przez wytwórców energii elektrycznej ryzyko regulacyjne, NIK oceniła negatywnie pod względem celowości brak zarówno w sprawozdaniach z bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za lata 2011 i 2013, a także w innych dokumentach opracowanych przez MG – analizy dotyczącej problemu rezygnacji przez przedsiębiorstwa energetyczne z budowy nowych źródeł wytwórczych.

- Powodem rezygnacji z inwestycji w moce wytwórcze było głównie duże ryzyko regulacyjne⁵⁹ i cenowe. Kontrola w PSE wykazała, że w latach 2010–2014 dziesięć podmiotów zrezygnowało z budowy nowych jednostek wytwórczych planowanych do przyłączenia do KSE. Z kolei *Analiza inwestycji sektora energetycznego do 2030 r. Budowa nowych mocy wytwórczych w perspektywie do 2030 roku, jako element polityki właścicielskiej Skarbu Państwa wobec grup elektroenergetycznych*, opracowana na zlecenie Ministra Skarbu Państwa w kwietniu 2013 r. i przekazana Prezesowi Rady Ministrów z postulatem zainicjowania prac międzyresortowych wskazywała konieczność wsparcia ułatwiającego podejmowanie decyzji o budowie nowych źródeł wytwarzania.

Minister Gospodarki, jako naczelny organ administracji rządowej właściwy w sprawach polityki energetycznej, powinien na bieżąco analizować ryzyko zagrożeń zaopatrzenia w energię elektryczną (także w długoletniej perspektywie czasowej) oraz wypracowywać rozwiązania zarządzania tym ryzykiem. Minister Gospodarki powinien uwzględniać fakt, że dostępność energii elektrycznej dla inwestorów i jej cena jest warunkiem utrzymania i pobudzania koniunktury gospodarczej oraz konkurencyjności polskiej gospodarki. Powinien także rozszerzyć zakres analizy ryzyka i barier stanowiących zagrożenie dla pełnego zaspokajania zapotrzebowania na energię elektryczną, z uwzględnieniem różnych wariantów rozwoju sytuacji na rynku energii elektrycznej w skali globalnej, jak i krajowej, potencjalnych nowych źródeł energii i możliwych zachowań inwestorów na wolnym rynku.

⁵⁷ Zobacz – *Informacja o wynikach kontroli opracowania i realizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (nr P/12/055)*. <http://bip.nik.gov.pl/kontrola/wyniki-kontroli-nik/kontrola,11872.html>

⁵⁸ Dz. U. Nr 65, poz. 404. Ustawa weszła w życie w dniu 1 kwietnia 2010 r. Dalej: *ustawa o szczególnych uprawnieniach Ministra SP*.

⁵⁹ Rozumiane jako ryzyko związane ze stanowieniem prawa i jego zmiennością.

W ramach projektu *Możliwości zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce poprzez wprowadzenie rynków mocy i mechanizmów mocowych*⁶⁰ (zobacz także rozdział 3.2.) do 30 maja 2014 r. przeprowadzone zostały analizy uzasadniające wprowadzenie rynku mocy i kontraktów różnicowych oraz wstępna optymalizacja rozwiązań. Dalsze prace⁶¹ mają objąć zaprojektowanie działań pozwalających na wdrożenie wybranej koncepcji. Wyniki realizacji projektu mają zostać wykorzystane przez MG do przeprowadzenia szczegółowej oceny możliwości i zasadności wprowadzenia oraz wyboru optymalnego wariantu rynku mocy w Polsce, a także wypracowania rozwiązań systemowych wprowadzających mechanizmy stabilizacji i zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego w sektorze energetyki.

W opinii Prezesa URE pożądane zachowania wytwórców w zakresie zapewnienia mocy wytwórczych w energetyce konwencjonalnej powinny być stymulowane poprzez stabilną i jasną politykę państwa w tym obszarze. Konieczne jest opracowanie dokumentu rządowego, który wskaże jaki poziom mocy wytwórczych i w jakich technologiach jest pożądany z punktu widzenia celów polityki energetycznej, tj. bezpieczeństwa energetycznego, ochrony środowiska i rozwoju konkurencji. Zarówno pożądane działania czy zachowania wytwórców jak i instrumenty oraz mechanizmy stymulujące te działania powinny wynikać ze strategii państwa dla wytwarzania energii elektrycznej niezależnie od źródeł jej wytwarzania. Długoterminowa i stabilna strategia wspierania nowych inwestycji i technologii, w tym przyjaznych dla środowiska, powinna być tak ustanowiona, aby zapewnić wytwórcom wyeliminowanie ryzyka inwestycyjnego czy ryzyka wynikającego ze zmian regulacyjnych. Pomimo istniejących strategii w sektorze, konieczne jest – w ocenie Prezesa URE – stworzenie odrębnego dokumentu strategicznego wskazującego drogę rozwoju, korzyści i zachęty do rozwoju sektora elektroenergetyki, przede wszystkim w obszarze inwestycyjnym.

W związku z tą opinią oraz publicznymi wystąpieniami Prezesa URE w tej sprawie⁶², a także ze względu na wagę zagadnienia, NIK stoi na stanowisku, że postulat stworzenia dokumentu rządowego powinien znaleźć się w części wnioskowej opracowywanych przez Prezesa URE i przekazywanych Ministrowi Gospodarki sprawozdań i raportów.

3.3.6. Nadzór właścicielski Skarbu Państwa nad spółkami sektora elektroenergetycznego

Kontrolą objęto nadzór pełniony przez Ministra Skarbu Państwa nad spółkami sektora energetyki, a w szczególności:

- wyznaczanie reprezentantów Skarbu Państwa do rad Nadzorczych,
- politykę dywidendową i wpływ na podział zysku,
- wpływ na politykę inwestycyjną spółek,
- wykonywanie uprawnień do sprzeciwu wobec decyzji spółek w odniesieniu do infrastruktury krytycznej.

Minister Skarbu Państwa wykonywał prawa z akcji spółek energetycznych będących własnością Skarbu Państwa. Polityka dywidendowa wobec tych spółek miała na celu zaspokajanie potrzeb budżetowych i kilkakrotnie Walne Zgromadzenia przeznaczały na wypłaty dywidendy kwoty wyższe niż proponowane przez spółki, ale nie miało to negatywnych konsekwencji w postaci uniemożliwienia inwestowania na niezbędnym poziomie.

⁶⁰ Projekt realizowany przez firmę EY na zlecenie TGPE, PTEZ, PGE i PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne przy udziale MG i URE.

⁶¹ Zamawiający *Projekt* nie zlecił i nie określił jeszcze terminu wykonania tych prac.

⁶² http://www.biznes.newseria.pl/news/elektrownie_dostana,p1768534240

NIK stwierdziła nieprawidłowości w trakcie powoływania członków Rad Nadzorczych spółek sektora elektroenergetyki.

Celowe, uzasadnione względami bezpieczeństwa energetycznego było zlecenie przez MSP opracowania analizy i wskazanie inwestycji strategicznych w sektorze elektroenergetyki, a następnie skierowanie jej do Prezesa Rady Ministrów.

Polityka energetyczna Polski do 2030 roku w punkcie 3.1.2 przewiduje utrzymanie przez Skarb Państwa większościowego pakietu akcji w PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz kontrolnego pakietu akcji, na poziomie pozwalającym zachować władztwo korporacyjne Skarbu Państwa, w spółce TAURON Polska Energia S.A.⁶³.

W latach 2010–2014 (I połowa) Minister SP wykonywał prawa z akcji w jednostkach dominujących grup kapitałowych sektora elektroenergetycznego: ENERGA, PGE Polska Grupa Energetyczna, ENEA i TAURON Polska Energia, które wykorzystywały konwencjonalne źródła wytwórcze. Grupy kapitałowe pozostające w nadzorze właścicielskim Ministra SP wytwarzają ok. 70% mocy zainstalowanej w KSE. W jednostkach dominujących grup kapitałowych, zgodnie z *Polityką energetyczną Polski do 2030 roku*, Skarb Państwa posiadał większościowe pakiety akcji lub pakiet akcji pozwalający zachować władztwo korporacyjne.

Według stanu na 31 grudnia 2008 r. Skarb Państwa posiadał akcje lub udziały w 22 spółkach sektora elektroenergetycznego, których przedmiotem działalności było wytwarzanie energii elektrycznej. W czterech spółkach, które wykorzystywały konwencjonalne źródła wytwórcze (ENEA, PGE, TAURON, ENERGA) oraz w jednej spółce wykorzystującej odnawialne źródła energii (Zespół Elektrowni Wodnych Nidzica S.A.) Skarb Państwa posiadał 100% udziałów w kapitale zakładowym. W spółce Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin S.A., wykorzystującej konwencjonalne źródła wytwórcze, Skarb Państwa posiadał 50% udziałów. W pozostałych 16 spółkach sektora Skarb Państwa posiadał nie więcej niż 25,2% udziału w kapitale zakładowym.

Do 2014 r. (I połowa), w wyniku prywatyzacji oraz udostępnienia akcji uprawnionym pracownikom, zaangażowanie Skarbu Państwa w sektorze elektroenergetyki uległo zmniejszeniu. W spółce PGE – udział SP wynosił 58,39%, w spółce ENERGA – 51,52%, w spółce ENEA – 51,5%, a w spółce TAURON – 30,06%⁶⁴. Przychody ze sprzedaży akcji tych podmiotów oraz mniejszościowych pakietów akcji innych spółek w latach 2010–2014 (I połowa), wyniosły łącznie 21,1 mld zł⁶⁵.

- W statutach ENERGA, TAURON oraz PGE, prawo głosowania akcjonariuszy innych niż Skarb Państwa zostało ograniczone w ten sposób, że żaden z nich nie może wykonywać na Walnym Zgromadzeniu więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w spółce w dniu odbycia Zgromadzenia. Skarb Państwa przy udziale 51,52% w kapitale zakładowym, zgodnie ze statutem ENERGA z uwagi na uprzywilejowanie akcji serii BB, wykonuje prawa głosu z 64,09% głosów na WZ66. W grupie TAURON powyższe ograniczenie wykonywania głosów przez akcjonariuszy innych niż SP oraz uprawnienie do powoływania większości członków rady nadzorczej (połowa składu + 1) obowiązuje w okresie, w którym Skarb Państwa wraz podmiotami zależnymi posiada

⁶³ Zgodnie z Programem działań wykonawczych na lata 2009–2012 Załącznik 3 do „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” odpowiedzialnymi za realizację działania 2.39 byli: minister ds. Skarbu Państwa i minister ds. gospodarki.

⁶⁴ Dane według stanu na 18 lipca 2014 r. debiut na GPW TAURON nastąpił w dniu 30 czerwca 2010 r., debiut na GPW ENEA nastąpił 17 listopada 2008 r., a transakcję zbycia akcji Skarbu Państwa w ENEA zrealizowano 10 lutego 2010 r., PGE debiutowała na GPW 6 listopada 2009 r. ENERGA zadebiutowała na GPW 11 grudnia 2013 r.

⁶⁵ Ze sprzedaży akcji PGE 6,65 mld zł, ze sprzedaży akcji ENEA 1,13 mld zł, ze sprzedaży akcji ENERGA 2,3 mld zł, ze sprzedaży akcji TAURON 5,27 mld zł. Przychody ze sprzedaży akcji spółek: PAK, Vattenfall Heat Poland S.A., Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A. – łącznie 1,98 mld zł. Przychody ze sprzedaży mniejszościowych pakietów akcji spółek bezpośrednio lub pośrednio zależnych od podmiotów dominujących grup kapitałowych łącznie 3,8 mld zł.

⁶⁶ W tym przypadku jedna akcja uprzywilejowana daje prawo do dwóch głosów na WZ.

więcej niż 25% ogółu głosów na WZ. Statuty podmiotów dominujących grup kapitałowych stanowiły ponadto, że do kompetencji rad nadzorczych, w których większość stanowią reprezentanci Skarbu Państwa, należy m.in. powoływanie i odwoływanie członków zarządów. W statutach ENERGA, TAURON oraz PGE przyznano WZ uprawnienie odwołania lub zawieszenia w czynnościach członków zarządu.

3.3.6.1. Polityka dywidendowa

Polityka dywidendowa Ministra SP uwzględniała potrzeby budżetowe Państwa, ale nie utrudniała realizacji planów inwestycyjnych spółek, a sposób podziału zysku przez Walne Zgromadzenia uwzględniał sytuację i potrzeby inwestycyjne spółek.

Zatwierdzane corocznie przez Ministra SP *Wytyczne dla jednoosobowych spółek Skarbu Państwa oraz spółek z większościowym udziałem Skarbu Państwa sporządzających sprawozdania finansowe za dany rok obrotowy*⁶⁷ znajdują zastosowanie wobec spółek sektora energetycznego, w których SP posiada większość akcji.

Zgodnie z określonymi w *Wytycznych* kierunkowymi zasadami podziału zysku netto w spółkach z większościowym udziałem Skarbu Państwa, MSP proponując wysokość dywidendy uwzględnia: konieczność pokrycia nierozliczonej straty z lat ubiegłych, plany inwestycyjne wynikające z długookresowej strategii przyjętej przez radę nadzorczą lub innych szczegółowych dokumentów, stopień zaawansowania procesów prywatyzacyjnych oraz poziom zadłużenia spółki, co NIK oceniła jako celowe. WZ może odstąpić od poboru dywidendy w całości lub w części w szczególności, gdy organy spółki wnioskuje o przeznaczenie całości lub części zysku netto na kapitały zapasowy lub rezerwy na cele rozwojowe, ze wskazaniem na wynikające ze strategii rozwoju konkretne projekty i zadania przypadające na dany rok obrotowy.

W latach 2010–2013 dywidendy od spółek z udziałem Skarbu Państwa z tytułu zysku za rok poprzedni były istotnym źródłem dochodów realizowanych przez MSP, stanowiących dochody budżetu w części 36. Wpływy budżetu z tego tytułu wynosiły⁶⁸:

w 2010 r.	4 456,7 mln zł, z czego 1 303,6 mln zł uzyskano od 4 spółek sektora elektroenergetycznego (PGE, ENERGA, ENEA, TAURON), co stanowiło 29,3% sumy wpływów z tytułu dywidend,
w 2011 r.	5 147,7 mln , w tym 1 147,4 mln zł od powyższych spółek (22,3% wpływów z tytułu dywidend),
w 2012 r.	7 424,4 mln , w tym 2 933,7 mln zł od powyższych spółek (39,5% wpływów z tytułu dywidend),
w 2013 r.	6 413,9 mln , w tym 1 600,7 mln zł od powyższych spółek (25,0% wpływów z tytułu dywidend).
W I połowie 2014 r.	zrealizowane dochody z tytułu dywidend obejmowały wpływy od ENERGA w kwocie 213,3 mln zł.

Przy podejmowaniu decyzji o podziale zysku spółek sektora energetycznego, Minister SP, w mniejszym stopniu uwzględnił potrzeby spółek niż wynikało to z ich propozycji co do podziału zysku, w niektórych przypadkach pozytywnie zaopiniowanych przez rady nadzorcze. W efekcie

⁶⁷ Wytyczne dla JSSP i spółek z większościowym udziałem SP sporządzających sprawozdanie finansowe za rok: 2009, 2010, 2011, 2012, 2013.

⁶⁸ Dane liczbowe dotyczące łącznych wpływów z tytułu dywidend pochodzą odpowiednio z wystąpień pokontrolnych NIK po kontrolach wykonania budżetu państwa w części 36 Skarb Państwa, przychodów z prywatyzacji majątku Skarbu Państwa, a także wykonania planów finansowych Funduszu Repriwatywacji, Funduszu Restrukturyzacji Przedsiębiorców, Funduszu Skarbu Państwa, Funduszu Rekompensacyjnego za lata 2010–2013.

zysk za lata 2009–2013 zatrzymany w spółkach był mniejszy od wnioskowanych przez zarządy spółek kwot o 2 548,7 mln zł. MSP wnioskowało o wypłatę dywidendy na poziomie wyższym niż proponowany przez zarządy w przypadku podziału zysku w: ENERGA (za lata 2009–2011), ENEA (za lata 2009–2011), TAURON (za lata 2011–2013) oraz PGE (za 2011 r.).

- Zysk netto powyższych spółek sektora elektroenergetycznego w latach obrotowych 2009–2013 wynosił w sumie 21 173,4 mln zł. Ich zarządy proponowały przeznaczenie zysku, a także niepodzielonego zysku z lat ubiegłych oraz kapitału zapasowego (w łącznej kwocie 1 018,4 mln zł)⁶⁹, na dywidendę dla akcjonariuszy 11 347,3 mln zł oraz na kapitał zapasowy oraz inne odpisy 10 844,5 mln zł. WZ przeznaczyły na dywidendy łącznie 13 895,9 mln zł (z czego na rzecz Skarbu Państwa przypadała kwota 8 701,2 mln zł⁷⁰), a na odpisy na kapitał zapasowy oraz inne odpisy – łącznie 8 295,9 mln zł.

Zysk netto czterech grup kapitałowych sektora elektroenergetycznego w latach 2009–2013 wyniósł łącznie 32 252 mln zł, a zrealizowane w tym okresie nakłady inwestycyjne wyniosły łącznie 49 219 mln zł i były o ok. 75% wyższe od odpisów amortyzacyjnych.

Jak wynika z informacji spółek ENEA, TAURON oraz PGE, decyzje WZ dotyczące poboru dywidendy w kwocie wyższej niż wnioskowane przez zarządy nie miały negatywnego wpływu na planowanie i realizację zadań inwestycyjnych w grupach kapitałowych. Natomiast według wyjaśnień zarządu spółki ENERGA, w latach 2009–2011 przeznaczono na dywidendy kwotę o ok. 696 mln zł wyższą niż proponował zarząd i spowodowało to, co do zasady, zmniejszenie możliwości inwestycyjnych grupy kapitałowej na łączną kwotę 1,7 mld zł, poprzez obniżenie środków własnych i ograniczenie możliwości pozyskania dodatkowych zewnętrznych źródeł finansowania.

3.3.6.2. Powoływanie członków Rad Nadzorczych przez MSP

Minister SP, w oparciu o zapisy statutów podmiotów dominujących grup kapitałowych, korzystał z uprawnień osobistych, które umożliwiają decydowanie o składzie rad nadzorczych tak, aby większość ich członków stanowili reprezentanci Skarbu Państwa.

- Zgodnie ze statutami ENERGA i TAURON⁷¹, Ministrowi SP przysługuje uprawnienie osobiste powołania połowy + 1 składu rady, a powołanie i odwołanie jej członków przez Skarb Państwa następuje w drodze pisemnego oświadczenia złożonego zarządowi. W PGE wybór co najmniej połowy członków RN następuje spośród osób wskazanych przez Skarb Państwa. W ENEA⁷², tak jak w PGE⁷³, Skarb Państwa uprawniony jest do powołania i odwołania jednego członka rady nadzorczej w drodze pisemnego oświadczenia złożonego zarządowi. W ENEA i PGE wybór przewodniczącego rady nadzorczej następuje spośród osób wskazanych przez Skarb Państwa. W ENERGA Skarbowi Państwa przysługuje uprawnienie osobiste wskazania przewodniczącego rady. W TAURON przewodniczącego rady wybierają jej członkowie.

W latach 2009–2014 (I połowa) Minister SP, w większości przypadków powoływał jako reprezentantów Skarbu Państwa w radach nadzorczych PGE, ENEA, ENERGA i TAURON pracowników MSP lub administracji rządowej. Za lata obrotowe 2010–2013 Minister SP zdecydował o głosowaniu na WZ podmiotów dominujących grup kapitałowych – za udzieleniem absolutorium dla członków zarządów i rad nadzorczych, w tym dla reprezentantów Skarbu Państwa w radach.

⁶⁹ W latach 2010–2014 podziałowi podlegał zysk netto za lata 2009–2013, a także niepodzielony zysk z lat ubiegłych (120,5 mln zł w PGE za 2010 r. oraz 1,5 mln zł w ENERGA za 2012 r.) oraz część kapitału zapasowego (72,4 mln zł w TAURON za 2010 r. oraz 824,0 mln zł w PGE za 2012 r.).

⁷⁰ Planowane przez Departament Analiz w MSP dochody z tytułu dywidend od spółek z tytułu podziału zysku netto za wskazane wyżej lata obrotowe wynosiły łącznie 8 039,9 mln zł. Różnica (ok. 1,5 mld zł) pomiędzy kwotą zysku przeznaczonego na dywidendy a kwotą wpłaconą do MSP wynika z tego, że w momencie zakończenia kontroli nie wszystkie wpłaty zostały jeszcze dokonane.

⁷¹ W okresie, w którym Skarb Państwa wraz z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa posiada liczbę akcji spółki uprawniającą do wykonywania co najmniej 25% ogółu głosów w spółce. SP posiada prawo powołania 5 członków RN. Rada może liczyć od 5 do 9 członków.

⁷² Rada nadzorcza liczy według statutu spółki od 6 do 15 członków (na dzień 19 marca 2014 r. liczyła 8 członków).

⁷³ Rada nadzorcza liczy według statutu spółki od 5 do 9 członków (na dzień 28 lutego 2014 r. liczyła 5 członków).

Zgodnie z *Zasadami nadzoru właścicielskiego*⁷⁴ wymogiem formalnym do pełnienia funkcji przedstawiciela Skarbu Państwa w organach nadzoru podmiotów z udziałem Skarbu Państwa jest posiadanie uprawnień do zasiadania w radzie nadzorczej, zdobytych w wyniku zdania z wynikiem pozytywnym egzaminu dla kandydatów na członków rad nadzorczych lub posiadanie uprawnień zwalniających z obowiązku jego zdania. Z obowiązujących w MSP *Zasad nadzoru właścicielskiego* wynika, że do rad nadzorczych spółek z udziałem Skarbu Państwa powinny być powoływane osoby posiadające odpowiednie kwalifikacje i doświadczenie, w szczególności członkowie korpusu służby cywilnej.

Zgodnie z § 3 ust. 1 *Zarządzenia Ministra Skarbu Państwa Nr 5 z dnia 20 stycznia 2012 r. w sprawie trybu doboru kandydatów na członków organów niektórych spółek o kluczowym znaczeniu dla Skarbu Państwa* (obowiązującego do 30 grudnia 2013 r.), wskazanie przez Ministra SP kandydata do rady nadzorczej poprzedzone było postępowaniem kwalifikacyjnym przeprowadzonym przez doradcę⁷⁵. W okresie obowiązywania powyższego zarządzenia Kierownictwo MSP zdecydowało o przeprowadzeniu trzech postępowań z udziałem doradcy mających na celu wyłonienie członków rad nadzorczych podmiotów dominujących grup kapitałowych. Żadne z postępowań nie zakończyło się powołaniem przez Ministra SP do składu rady kandydatów rekomendowanych przez doradcę. Z tytułu przeprowadzenia tych postępowań doradcom MSP, po akceptacji przez Departament Spółek Kluczowych wyników ich prac, wypłacono z Funduszu Skarbu Państwa wynagrodzenie w łącznej wysokości 123 tys. zł, w tym koszty wyłonienia kandydata do rady nadzorczej ENEA wyniosły 92 tys. zł, a do rady nadzorczej PGE – 31 tys. zł.

W ocenie NIK, niegospodarne i niecelowe było zlecenie zewnętrznym doradcom wyłonienia kandydatów na reprezentantów Skarbu Państwa w radach nadzorczych spółek, a następnie zrezygnowanie z powołania rekomendowanych kandydatów do rad nadzorczych.

- Wprawdzie, zgodnie z ww. *Zarządzeniem Ministra Skarbu Państwa Nr 5*, to Minister SP podejmuje decyzje odnośnie powoływania i odwoływania członków organów spółek, jednak NIK uznała za niegospodarne i niecelowe zlecenie doradcom przeprowadzenia postępowań kwalifikacyjnych na wyłonienie kandydatów do rad nadzorczych ENEA i PGE, a następnie odstąpienie od ich powołania. Każde z trzech postępowań kwalifikacyjnych przeprowadzonych w okresie obowiązywania *Zarządzenia Ministra Skarbu Państwa Nr 5* zakończyło się rekomendowaniem przez doradców (których wynagrodzenia wyniosły łącznie 123 tys. zł) kandydatów do rad nadzorczych w liczbie większej niż planowana liczba miejsc do obsadzenia. Rekomendacje doradców dotyczące kandydatów zostały zaakceptowane przez MSP, jednak w żadnym przypadku nie powołano do rad nadzorczych osoby z grona rekomendowanych przez doradcę.
- NIK zwraca ponadto uwagę, że zmiany reprezentantów SP w radach nadzorczych TAURON, ENEA, PGE i ENERGA w trakcie trwania kadencji były dokonywane bez uzasadnienia lub z ogólnikowym uzasadnieniem „wzmocnienia nadzoru”. Do rad nadzorczych TAURON i PGE powołano dwie osoby, które nie spełniały kryterium doświadczenia w zakresie reprezentowania Skarbu Państwa w radach nadzorczych spółek z udziałem SP, w tym spółek sektora elektroenergetycznego. Kilkakrotne zmiany w składach rad nadzorczych dokonane bez wskazania zastrzeżeń do sposobu wykonywania przez nie obowiązków, a następnie udzielenie absolutorium odwołanym członkom rady i powoływanie osób niespełniających kryterium doświadczenia, świadczy o niewłaściwym stosowaniu obowiązujących w MSP *Zasad nadzoru właścicielskiego*. NIK zauważa, że przywołana regulacja wprowadzona przez Ministra SP ma na celu m.in. zapewnienie transparentności działania oraz efektywności nadzoru właścicielskiego nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa. Wskazane nieprawidłowości świadczą o braku transparentności przy zmianach i powoływaniu nowych członków w Radach Nadzorczych.

⁷⁴ Część III pkt 2.

⁷⁵ Dwie firmy doradcze wyłonione przez MSP w zamówieniach publicznych.

Zgodnie z załącznikiem nr 3 do *Zasad nadzoru właścicielskiego nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa*⁷⁶, członkowie rady nadzorczej spółki z większościowym udziałem Skarbu Państwa sporządzali informacje na temat działalności rady i przekazywali je do MSP łącznie z kwartalną informacją o spółce.

3.3.6.3. Wpływ Skarbu Państwa na inwestycje w nowe moce wytwórcze

Kontrola wykazała, że Minister SP analizuje sytuację i plany inwestycyjne spółek oraz ocenia je także z punktu widzenia zapewnienia odpowiednich mocy wytwórczych w przyszłości, co NIK oceniła jako rzetelne i celowe.

Kształtowanie polityki inwestycyjnej należy do zadań zarządów podmiotów dominujących grup kapitałowych. Rady nadzorcze tych podmiotów m.in. zatwierdzają strategię spółek i grup kapitałowych oraz roczne i wieloletnie plany rzeczowo-finansowe, a także plany działalności inwestycyjnej. W obowiązujących strategiach działalności, zarządy podmiotów dominujących grup kapitałowych przyjęły, że celem strategicznym każdej z nich pozostaje wzrost wartości zapewniający zwrot zainwestowanego kapitału dla akcjonariuszy m.in. poprzez efektywność organizacyjną i inwestycyjną.

- TAURON w latach 2014–2023 planuje uruchomienie mocy wytwórczych na poziomie 2 200 MW, w tym 1 030 MW w technologii opartej o węgiel kamienny. ENEA, w przyjętej w 2013 r. strategii zakłada, że będzie dążyć do rozwoju mocy wytwórczych do poziomu 1 075 MW w segmencie elektrowni systemowych w 2017 r. oraz docelowo (w 2020 r.) dodatkowych ok. 500 MW w OZE oraz ok. 300 MW i 1 500 MW odpowiednio w źródłach kogeneracyjnych i ciepłowniczych. PGE, realizuje dwie kluczowe z punktu widzenia Ministra SP inwestycje w nowe konwencjonalne moce w Opolu i Turowie. ENERGA według przyjętej w 2013 r. strategii planuje inwestycje o wartości do 19,7 mld zł, koncentrując się na segmencie dystrybucji oraz wytwarzania energii z OZE.

Minister SP w oparciu o zapisy art. 5 ust. 1 ustawy o szczególnych uprawnieniach Ministra SP w latach 2010–2014 (I połowa) uczestniczył w procedurze powołania i odwołania pełnomocników do spraw ochrony infrastruktury krytycznej m.in. w spółkach: ENEA Wytwarzanie S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., PGE Energia Odnawialna S.A. i TAURON Wytwarzanie S.A.

Według informacji dotyczących bieżącej sytuacji spółek PGE, ENEA, ENERGA i TAURON⁷⁷, cele strategiczne zidentyfikowane przez MSP są zgodne z celami strategicznymi grup kapitałowych.

- W dniu 27 czerwca 2013 r., na wniosek Ministra SP, WZ PGE podjęło uchwałę o zmianie statutu, w wyniku której rozszerzono uprawnienia rady nadzorczej m.in. o wyrażanie zgody na przedsięwzięcia inwestycyjne dotyczące lub związane z jednostką wytwórczą oraz jednostką generacyjną, o wartości przekraczającej 50 mln euro lub siecią dystrybucyjną, jeśli jej wartość przekracza 5 mln euro oraz gdy jest realizowana, współfinansowana albo zabezpieczona przez PGE lub na majątku PGE. Rada nadzorcza uzyskała uprawnienie do wyrażania zgody na sposób wykonywania prawa głosu przez reprezentanta PGE na WZ spółek, w których PGE posiada 50% akcji lub udziałów w sprawach dotyczących jednostek wytwórczych, jednostek kogeneracyjnych o wartości przekraczającej 50 mln euro lub sieci dystrybucyjnych o wartości przekraczającej 5 mln euro. Zarządu PGE ma obowiązek przekazywać radzie nadzorczej informacje kwartalne dotyczące przedsięwzięć inwestycyjnych niezależnie od ich zaawansowania.
- W spółce ENERGA, zgodnie ze statutem obowiązującym po upublicznieniu akcji spółki, do zadań rady nadzorczej należy ustalenie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta ENERGA na WZ spółek zależnych, których przedmiotem działalności jest wytwarzanie, przesyłanie lub dystrybucja energii elektrycznej m.in. w sprawach zawierania innych umów lub podejmowania uchwał WZ dotyczących lub związanych z jednostkami wytwórczymi, jednostkami kogeneracyjnymi o wartości przekraczającej 50 mln euro lub z siecią dystrybucyjną o wartości przekraczającej 5 mln euro.

⁷⁶ Wprowadzone Zarządzeniami Ministra SP Nr 19 z dnia 19 marca 2010 r. i Nr 3 z dnia 28 stycznia 2013 r.

⁷⁷ Informacje sporządzane w systemie nadzoru właścicielskiego MSP.

3.3.7. Projekty budowy nowych bloków w Ostrołęce i w Opolu

NIK oceniła jako legalne i gospodarne decyzje organów spółek:

- ENERGA dotyczące bloku w Elektrowni Ostrołęka⁷⁸. Wstrzymanie w 2012 r. inwestycji, podjętej w 2008 r., pomimo wydatkowania na jej przygotowanie około 198 mln zł wynikało z niezależnych od Spółki zmian na rynku energii elektrycznej, które wpłynęły na pogorszenie opłacalności projektu.
- PGE związane z budową w latach 2010–2014 (pierwsze półrocze) nowych konwencjonalnych źródeł mocy wytwórczych energii elektrycznej w elektrowni Opolo⁷⁹. Decyzje i działania w powyższym zakresie były zgodne z polityką właścicielską Skarbu Państwa, postanowieniami statutu Spółki, regulaminu organizacyjnego Spółki oraz strategią rozwoju Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Wstrzymanie budowy bloku w Ostrołęce, a także dwóch bloków w Opolu było spowodowane zmianą zewnętrznych uwarunkowań w stosunku do warunków prognozowanych w okresie podejmowania początkowych decyzji o ich budowie.

Działania podjęte w PGE, przy wsparciu deklarowanym przez administrację rządową, a w szczególności przez Ministra Skarbu Państwa, pozwoliły na poprawę parametrów rzutujących na opłacalność inwestycji i umożliwiły wznowienie budowy. Istotnym czynnikiem była możliwość skompensowania ewentualnych strat generowanych przez nowe bloki w Opolu zyskami generowanymi przez inne elektrownie grupy.

Projekty inwestycyjne, planowane przez spółki PGE, m.in. budowa bloku w Elektrowni Turów, budowa bloków w Elektrowni Opolo zostały zgłoszone Ministrowi Gospodarki⁸⁰ w ramach prac nad Krajowym Planem Inwestycyjnym, stanowiącym integralną część tzw. wniosku derogacyjnego o przydział bezpłatnych uprawnień dla elektroenergetyki na lata 2013–2020 sporządzonego zgodnie z art. 10c dyrektywy 2003/87/EU⁸¹. Minister Gospodarki, w ramach prac Międzyresortowego Zespołu do spraw Realizacji *Polityki 2030*⁸², prezentował stanowisko popierające rozbudowę mocy wytwórczych (w szczególności budowy bloków w Elektrowni Opolo).

3.3.7.1. Projekt Ostrołęka C

Proces planistyczny i faza przygotowawcza projektu Ostrołęka C prowadzone były zgodnie z przyjętymi zasadami w Grupie Kapitałowej ENERGA. Decyzje podjęte w 2008 r. o wszczęciu procesu budowy nowego bloku Elektrowni Ostrołęka poprzedzone były analizami ekonomicznymi i finansowymi, których wyniki wskazywały na opłacalność projektu. Przyjmowane w modelach finansowych prognozy były zbieżne z prognozami *Polityki Energetycznej Polski do 2030 r.*⁸³ i opierały się na wiarygodnych danych makroekonomicznych.

⁷⁸ Dalej: *projekt Ostrołęka C*. Nowy blok Elektrowni Ostrołęka planowany był jako nowa jednostka wytwórcza niezależna od istniejących w sąsiedztwie Elektrociepłowni (Ostrołęka A) oraz Elektrowni Systemowej (Ostrołęka B), tj. dwóch zakładów w spółce Energa Elektrownie Ostrołęka S.A.

⁷⁹ Dalej: projekt Opolo II.

⁸⁰ Minister Gospodarki analizował te projekty pod kątem kwalifikowalności do ujęcia w KPI, zgodnie z zapisami dyrektywy 2003/87/WE.

⁸¹ Komunikat Komisji: Wytyczne w zakresie nieobowiązkowego stosowania art. 10c dyrektywy 2003/87/WE (Dz.U.UE. C. z 2011 r. Nr 99 str. 3, z 31 marca 2011 r.).

⁸² Zarządzenie Nr 40 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 czerwca 2010 r. w sprawie Międzyresortowego Zespołu do spraw Realizacji „*Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*”.

⁸³ Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11).

- Przed wprowadzeniem do planu inwestycyjnego budowy nowego bloku w elektrowni Ostrołęka, w dokumencie inicjującym projekt Budowa Elektrowni „Ostrołęka C” z 27 maja 2008 r. zdefiniowano przesłanki, które wpłynęły na decyzję o realizacji przedsięwzięcia:
 - ENERGA miała w 2008 r. 17% udział w krajowym rynku końcowej sprzedaży energii elektrycznej, wytwarzając we własnych źródłach jedynie około 3% energii elektrycznej produkowanej w Polsce. Stan, w którym produkcja własna zaspokajała niespełna 18% sprzedaży oceniano jako zagrożenie dla utraty obsługiwanych klientów końcowych.
 - Wykonane w 2008 r. przez Energoprojekt Warszawa S.A. Studium Wykonalności wykazało ekonomiczną opłacalność projektu.
 - ENERGA miała najmniejszy wolumen mocy wytwórczych wśród wszystkich grup energetycznych w Polsce (2,95% mocy wytwórczych w elektrowniach systemowych). Planowana sprawność nowego bloku na poziomie około 45% (wobec 37% funkcjonujących bloków elektrowni Ostrołęka B) mogła mieć wpływ na zwiększenie konkurencyjności.
 - Stan techniczny urządzeń w Elektrowni Ostrołęka B, według ówczesnych analiz, zapewniał pracę elektrowni nie dłużej niż do 2025–2030 roku. Zabezpieczenie ciągłości produkcji wymagało podjęcia niezwłocznych działań, zwłaszcza w perspektywie wycofania z eksploatacji starych, nisko sprawnych źródeł, co związane było również z wymogami ekologicznymi Unii Europejskiej (dostosowanie się do przyszłych wymogów w zakresie emisji CO₂).
 - Zespół Elektrowni Ostrołęka był jedyną elektrownią systemową w północno-wschodniej Polsce. W latach 2000–2007 systematycznie zwiększało się obciążenie bloków Elektrowni Ostrołęka B. Mogło to świadczyć o wzrastającym popycie na energię w tym rejonie.
 - Wobec planowanego wycofania z eksploatacji Elektrowni B, realizacja projektu umożliwiała racjonalne zagospodarowania kompetencji i doświadczenia pracowników oraz złagodzenie procesu restrukturyzacji zatrudnienia.

Na podstawie powyższych przesłanek zarządy Zespołu Elektrowni Ostrołęka S.A.⁸⁴, a następnie ENERGA w maju 2008 r. podjęły decyzje o budowie nowego bloku „C”, uzyskując zgody korporacyjne.

- Minister Skarbu Państwa w maju 2011 r. zaakceptował wskazane przez zarząd ENERGA warunki ramowe⁸⁵ projektu i rekomendował ich przyjęcie radzie nadzorczej. Warunki dotyczące opłacalności projektu zdefiniowano jako akceptowalne minimalne wartości progowe uwzględniające możliwości finansowe ENERGA. Wskaźniki NPV i IRR wskazywały na satysfakcjonującą rentowność z punktu widzenia wzrostu wartości całej grupy Zmiana warunków (obniżenie wskaźników) – jak wynika z wyjaśnień zarządu ENERGA „oznaczałyby negatywny wpływ na wycenę Grupy oraz brak możliwości zrealizowania inwestycji w formule *Project Finance*”⁸⁶ (zbyt niska rentowność powoduje brak zainteresowania ze strony instytucji finansujących).⁸⁷

W związku z zahamowaniem wzrostu popytu na energię elektryczną, rozwojem produkcji energii z odnawialnych źródeł energii oraz zmianami prognoz ścieżek cenowych energii elektrycznej, inwestycja stała się mniej opłacalna niż zakładano. Na spadek opłacalności wpływały także zapowiedzi i projekty zmian prawa, w tym zmniejszenia, a następnie zaprzestania wsparcia dla współspalania biomasy, które projektowano dla *Ostrołęki C*. Wyznaczona uchwałą Rady Nadzorczej ENERGA z dnia 27 maja 2011 r.⁸⁷ formuła finansowania inwestycji *Project Finance* okazała się zbyt kosztowna.

⁸⁴ W 2008 r. spółka Energa Elektrownie Ostrołęka S.A. funkcjonowała pod nazwą Zespół Elektrowni Ostrołęka S.A., która przygotowywała i wszczynała proces inwestycyjny dla projektu *Ostrołęka C*.

⁸⁵ Warunki te w różnych dokumentach określane są także jako progowe lub brzegowe. W piśmie do rady nadzorczej z dnia 24 maja 2011 r. Minister Skarbu Państwa przekazał wytyczne w zakresie wielkości warunków ramowych inwestycji. RN ENERGA uchwałami z dnia 27 maja 2011 r. i 14 września 2011 r. ustaliła warunki ramowe: Projekt zostanie wykonany w formule *Project Finance*, oddanie bloku do użytkowania nastąpi nie później niż do końca 2016 r. Wskaźnik NPV dla projektu wyniesie powyżej 800 tys. zł/MW, moc elektryczna bloku nie będzie mniejsza niż 850 MW i nie wyższa niż 1 000 MW, wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) nie będzie niższa niż 10%, całkowite nakłady na inwestycję nie będą wyższe niż 6 057 mln zł w przypadku mocy 850 MW i nie więcej niż 7 147 mln zł w przypadku mocy 1000 MW.

⁸⁶ *Project Finance* – sposób finansowania dużych inwestycji o dużej kapitałochłonności, polegający na utworzeniu specjalnej spółki celowej (SPV z ang. Special Purpose Vehicle), której jedynym przedmiotem działania jest zarządzanie inwestycją.

⁸⁷ RN ENERGA w maju 2011 r. podjęła uchwałę w której ustaliła warunki ramowe dla projektu *Ostrołęka C*. Jednym z warunków było zrealizowanie projektu w formule *Project Finance*.

- W okresie 2008–2012, na zlecenie ENERGA wykonano 10 analiz efektywności (opłacalności) projektu, które oparte były na założeniach przyjętych w studium wykonalności sporządzonym w 2008 r. przed podjęciem decyzji o przystąpieniu do realizacji projektu, oraz na wykonanej w 2010 r. *Koncepcji Programowo-Przestrzennej* z pogłębionym studium wykonalności.
- W początkowych analizach (sporządzonych w latach 2008–2011), główne założenia przyjęte do prognoz makroekonomicznych, zbieżne były z prognozami *Polityki Energetycznej do 2030 roku*. Przewidywano wzrostowe ścieżki cen energii elektrycznej przy stabilnej lub spadkowej cenie węgla oraz wzrastający popyt na energię elektryczną. Dane do analiz uzyskiwano z niezależnych źródeł oraz z wiedzy własnej. W kolejnych analizach efektywności projektu uwzględniano również wpływ regulacji prawnych w zakresie wymogów środowiskowych, w tym m.in. polityki europejskiej w zakresie emisji CO₂, rynku certyfikatów, wsparcia dla współspalania biomasy.
- Od stycznia 2012 r. cztery kolejne analizy wskazały na niespełnianie minimalnych warunków projektu, zarówno w zakresie NPV jak i IRR. Analiza ze stycznia 2012 r. po raz pierwszy wskazała wielkości krytyczne. W stosunku do poprzedniej analizy zaktualizowano prognozowane ceny energii – uwzględniono wydatki związane z modernizacją linii kolejowej na trasie dostaw, zmieniono ścieżki derogacji przyznanych uprawnień do emisji CO₂, zaktualizowano prognozy cen nośników energii (paliw), koszty transportu i zakupu biomasy. Wyniki i wnioski z analiz były przekazywane radzie nadzorczej ENERGA, a także właściwym komórkom organizacyjnym MSP. Zarząd ENERGA w marcu 2012 r. informował MSP, że zmiany parametrów wejściowych i założeń modelu oceny opłacalności projektu w zakresie: średniej prognozowanej ceny energii elektrycznej, spadku prognozowanej ceny zielonych świadectw pochodzenia, wzrostu prognozowanej ceny uprawnień do emisji CO₂, spadku prognozowanej ceny węgla, a także ograniczenia wsparcia dla współspalania biomasy powodują, że wskaźniki opłacalności nie osiągają warunków ustalonych uchwałami rady nadzorczej ENERGA. Natomiast w przypadku przejścia w 100% na paliwo węglowe projekt staje się nieopłacalny.
- Na zlecenie zarządu ENERGA, w sierpniu 2012 r. dokonano prawnej oceny wariantów działania w tym czasowego wstrzymania projektu z możliwością jego sprzedaży. W podsumowaniu wskazano, iż najbardziej korzystnym wówczas dla ENERGA będzie czasowe wstrzymanie realizacji z przeznaczeniem projektu do sprzedaży lub sprzedaży akcji spółki.
- Zarząd ENERGA, w oparciu o sporządzone analizy oraz z uwagi na brak możliwości finansowania projektu w ramach Grupy ENERGA, w dniu 7 września 2012 r. zwrócił się do rady nadzorczej z wnioskiem o wyrażenie opinii w sprawie wstrzymania realizacji projektu i nierozpoczynania nowych etapów jego realizacji, jednocześnie rekomendując podjęcie działań mających na celu zabezpieczenie i uporządkowanie aktywów oraz przygotowanie spółki Elektrownia Ostrołęka S.A. do sprzedaży. W dniu 14 września 2012 r. zarządy i rady nadzorcze spółek ENERGA oraz Elektrowni Ostrołęka S.A. podjęły uchwały w sprawie wstrzymania realizacji projektu Ostrołęka C.

NIK oceniła, że w okolicznościach, które wcześniej trudno było przewidzieć, w oparciu o wyniki przeprowadzanych licznych analiz, decyzja o wstrzymaniu realizacji projektu *Ostrołęka C* była zgodna z interesem ekonomicznym Grupy ENERGA. Nakłady na realizację fazy przygotowawczej były związane z projektem i uzasadnione.

W procesie dokapitalizowania spółki powołanej w celu realizacji projektu Ostrołęka C stwierdzono opisaną poniżej nieprawidłowość.

- NWZ Elektrownia Ostrołęka S.A., w dniu 30 kwietnia 2012 r. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki (zgodnie z harmonogramem) poprzez emisję akcji serii D (185 000 000 akcji o wartości nominalnej 1 zł za jedną akcję). Dotychczasowy kapitał spółki (210 000 tys. zł) był opłacony w 76,2%, tj. w wysokości 160 100 tys. zł.
Zgodnie z art. 431 § 3 k.s.h. podwyższenie kapitału zakładowego może być dokonane dopiero po całkowitym wpłaceniu co najmniej 9/10 dotychczasowego kapitału zakładowego. NWZ podjęło zatem uchwałę, która nie uwzględniała reguły zawartej w art. 431 § 3 k.s.h. Według wyjaśnień zarządu ENERGA: „akcje serii C nie zostały opłacone w pełnej wysokości z uwagi na optymalizację przepływów pieniężnych w Grupie ENERGA (...), podjęto decyzję o opłaceniu kapitału w miarę faktycznego zapotrzebowania na środki finansowe w spółce a pełne opłacenie akcji C planowano na drugą połowę 2012 r.” Jednocześnie ENERGA opłaciła akcje serii D do kwoty 46 250 tys. zł.
W dniu 6 lutego 2014 r. zarząd spółki Elektrownia Ostrołęka S.A. wystąpił do Sądu Rejestrowego o wykreślenie z KRS 185 000 000 akcji serii D, uzasadniając, że: „wniosek o rejestrację zmiany stanowiący podstawę wpisu złożony został w sytuacji, w której wpłaty na dotychczasowy kapitał nie osiągnęły wymaganej przez przepis

art. 431 § 3 k.s.h. wartości dziewięciu dziesiątych tego kapitału. Taki stan rzeczy był aktualny w dacie rejestracji zmiany i jest aktualny nadal". Postanowieniem z 11 marca 2014 r. sąd wykreślił akcje serii D (185 000 000 akcji) z KRS. Według wyjaśnień zarządu ENERGA, „podjęcie w dniu 30 kwietnia 2012 r. przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki Elektrownia Ostrołęka S.A. uchwały w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 185 000 000,00 zł, tj. do kwoty 395 100 tys. zł poprzez emisję 185 000 000,00 akcji serii D stanowiło wykonanie wytycznych Rady Nadzorczej ENERGA, określonych w uchwale nr 34/III/2011 z 27 maja 2011 roku, jak również realizację uchwały nr 47/III/2012 Rady Nadzorczej ENERGA z dnia 26 kwietnia 2012 roku". NIK nie podziela powyższej argumentacji, bowiem organy ENERGA znając bieżącą sytuację spółki Elektrownia Ostrołęka S.A., czyli nieopłacony w pełnej wysokości dotychczasowy kapitał, faktyczne zapotrzebowanie na środki finansowe oraz wyniki analiz wskazujących na możliwą nieopłacalność inwestycji (a w konsekwencji jej wstrzymanie), powinny zweryfikować ustalony harmonogram dokapitalizowania. ENERGA jako spółka odpowiedzialna za nadzór biznesowy w Grupie ENERGA, będąc jednocześnie 100% akcjonariuszem spółki celowej Elektrownia Ostrołęka S.A., w każdym czasie skutecznie mogła zwołać NWZ tej spółki, celem podjęcia uchwał w sprawie dokapitalizowania.

Przygotowanie terenu pod budowę Ostrołęki C przedstawia poniższe zdjęcie.

Zdjęcie nr 1

Teren przygotowany pod budowę elektrowni Ostrołęka C



Źródło: Zdjęcie ze strony internetowej spółki Elektrownia Ostrołęka S.A.

3.3.7.2. Projekt Opole II

Realizowane od 2008 r. strategię Grupy Kapitałowej PGE opracowane przez Zarząd⁸⁸ przewidywały realizację projektu inwestycyjnego polegającego na budowie w Elektrowni Opole dwóch nowych bloków nr 5 i nr 6 na węgiel kamienny, o mocy elektrycznej 700–1100 MW. Proces decyzyjny przebiegał zgodnie z zasadami i procedurami zawartymi w *Polityce Inwestycji Rzeczowych GK PGE*, *Regulaminem Komitetu Inwestycyjnego GK PGE* oraz *Procedurą opracowywania założeń makroekonomicznych i rynkowych GK PGE* (obowiązującą od 20 marca 2013 r.). Projekt był

⁸⁸ Zatwierdzone zgodnie ze statutem PGE przez RN Spółki.

traktowany jako strategiczny m.in. ze względu na: możliwość budowy wartości dla akcjonariuszy, chęć zwiększenia/utrzymania udziału w rynku wytwarzania, konieczność zastępowania wyeksploatowanych jednostek konwencjonalnych w portfelu wytwórczym PGE oraz całym KSE, obniżenie poziomu jednostkowej emisyjności posiadanych aktywów wytwórczych, zakładany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju, możliwość uzyskania efektu synergii m.in. związanego z budową nowych bloków w istniejących lokalizacjach. Zarząd Spółki, przy podejmowaniu decyzji o wszczęciu budowy bloków nr 5 i 6 w Elektrowni Opole, analizował wielkości wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji, głównie bieżącej wartości netto projektu inwestycyjnego NPV i wewnętrznej stopy zwrotu IRR. W procesie decyzyjnym wykorzystywano m.in.: opinie właściwych jednostek organizacyjnych (ds. strategii, rozwoju, inwestycji), materiały niezależnych firm doradczych, rekomendacje Komitetu Inwestycyjnego GK PGE bazujące na analizach wykonalności zawierających informacje o zakresie projektu, wyniki modeli ekonomiczno-finansowych, zakładane harmonogramy przygotowania i realizacji inwestycji.

- 13 listopada 2008 r. Zarząd PGE zaakceptował uruchomienie projektu budowy bloków energetycznych nr 5 i 6 (o mocy do 2 000 MW) w Elektrowni Opole, a następnie 9 czerwca 2009 r. zatwierdził wniosek⁸⁹ inwestycyjny dotyczący projektu, pozytywnie zarekomendowany przez Komitet Inwestycyjny Spółki. Na podstawie tej drugiej uchwały została wydana przez Zarząd promesa, w której PGE zobowiązała się do zapewnienia finansowania inwestycji w Elektrowni Opole.

30 sierpnia 2011 r. Zarząd PGE wyraził zgodę na udzielenie nowej promesy, zawierającej zobowiązanie PGE do zapewnienia finansowania zobowiązań PGE Elektrownia Opole S.A., w zależności od oferty wybranej w wyniku rozstrzygnięcia postępowania o udzielenie zamówienia publicznego na „Budowę bloków energetycznych nr 5 i 6 w PGE Elektrownia Opole S.A.” oraz wystąpił z wnioskiem do Rady Nadzorczej PGE o wyrażenie zgody na udzielenie promesy. PGE zobowiązała się do zapewnienia dla PGE Elektrownia Opole S.A. finansowania w całości zobowiązań wynikających z umowy zawartej z wykonawcą wybranym po przeprowadzeniu postępowania w przedmiocie realizacji „pod klucz”⁹⁰ dwóch bloków energetycznych nr 5 i 6 w Elektrowni Opole. RN PGE wyraziła zgodę na udzielenie promesy i na udzielenie przez PGE poręczenia za zobowiązania PGE Elektrownia Opole S.A. wynikające z umów zawartych na ustanowienie bankowych linii gwarancyjnych i bankowych gwarancji płatności dla zabezpieczenia finansowego projektu. W dniu 15 lutego 2012 r. Zarząd PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.⁹¹ podpisał z Konsorcjum Rafako S.A., Polimex-Mostostal S.A. oraz Mostostal Warszawa S.A. umowę na budowę dwóch bloków energetycznych o łącznej mocy 1 800 MW w formule: projektowanie, dostawa, budowa, rozruch, przekazanie do eksploatacji, serwis w okresie gwarancyjnym.

Analizy przeprowadzone w styczniu 2013 r. w trakcie przygotowywania nowej strategii PGE wykazały: spadek ceny energii elektrycznej o ponad 20% w porównaniu do 2012 r. i możliwość utrzymania się tego trendu, spadek w 2012 r. zużycia energii elektrycznej o 0,5%, przyrost mocy OZE w Polsce w 2012 r. o 1,3 GW i prawdopodobieństwo dynamicznego wzrostu mocy OZE w przyszłości, możliwość wystąpienia trwałej nadpodaży mocy w KSE, spadek cen w obrocie uprawnieniami do emisji CO₂ i spodziewane utrzymanie trendu. Powyższe prowadziło do wniosku, że moce konwencjonalne będą w przyszłości pracowały mniej godzin i po niższej cenie. Analizy przeprowadzone przez zespół roboczy przygotowujący nową strategię wykazały, przy przyjętych założeniach, że najtańszą technologią wytwórczą są elektrownie opalane węglem brunatnym.

⁸⁹ Uchwały Zarządu PGE Elektrownia Opole S.A. nr 140/2008 z dnia 14 kwietnia 2008 r. i nr 239/2008 z dnia 2 czerwca 2008 r.

⁹⁰ Tj. zaprojektowania, wykonania, przetestowania, przeprowadzenia prób, dostarczenia, zainstalowania oraz oddania do eksploatacji.

⁹¹ Spółka odpowiedzialna w PGE za segment wytwarzania w elektroenergetyce konwencjonalnej.

- Na podstawie zaktualizowanych wyników analiz efektywności projektu „Budowa Elektrowni Opole 5 i 6 o mocy 2x900 MW”, dokonanych w oparciu o przyjęte założenia makro, Komitet Inwestycyjny GK PGE na posiedzeniu w dniu 25 marca 2013 r. zarekomendował: wstrzymanie realizacji projektu oraz przeprowadzenie przez Zarząd PGE GiEK kompleksowej analizy skutków finansowych i prawnych rozwiązania zawartych w związku z projektem umów. Wyniki analiz efektywności projektu Opole II wskazywały w każdym scenariuszu (warianty kryzys, stagnacja, tani gaz, wzrost), że projekt przy przyjętych założeniach wykazuje ujemny wskaźnik NPV. Poziom wewnętrznej stopy zwrotu IRR, przedstawiony w podsumowaniu prezentowanych wyników analiz opłacalności, a wyliczony dla dwóch wariantów stagnacja i wzrost, był znacząco poniżej średnioważonego kosztu kapitału WACC⁹² PGE.

W dniu 3 kwietnia 2013 r. Zarząd PGE przyjął do wiadomości informację Zarządu PGE GiEK z dnia 2 kwietnia 2013 r. o konsekwencjach wstrzymania inwestycji oraz rekomendację Komitetu Inwestycyjnego i postanowił przedstawić RN Spółki bieżący status projektu. RN PGE, w której siedmioosobowym składzie było pięciu członków wskazanych przez Ministra SP, nie zajęła stanowiska wobec decyzji o wstrzymaniu projektu. W dniu 4 kwietnia 2013 r. Zarząd PGE GiEK podjął uchwałę o zamknięciu zadania inwestycyjnego projekt Opole II.

W dniu 18 czerwca 2013 r. Zarząd PGE GiEK, powołując się na informację strony rządowej o możliwym wsparciu projektu, podjął uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na podjęcie prac analitycznych w zakresie dodatkowych rozwiązań poprawiających rentowność projektu, a następnie w wyniku tych prac podjął uchwałę w sprawie wznowienia zadania inwestycyjnego.

- W celu uzyskania obniżenia ryzyka oraz poprawy parametrów ekonomicznych projektu prowadzono analizy możliwości wydzielenia projektu do spółki celowej w celu realizacji projektu wspólnie z innym inwestorem. Zdaniem Zarządu PGE – w drugiej połowie 2013 r. w otoczeniu rynkowym i regulacyjnych zaistniały zmiany o charakterze makroekonomicznym uprawdopodobniające wzrost popytu na energię elektryczną (spodziewane ożywienie gospodarcze) oraz o charakterze regulacyjnym ograniczające ryzyko spadku wykorzystania mocy konwencjonalnych (wprowadzenie przez PSE usługi systemowej Operacyjna Rezerwa Mocy, regulacje w dostępnych od jesieni 2013 r. projektach ustawy OZE i dokument KE Impact Assessment to the Road Map 2050⁹³).
- PGE dokonało aktualizacji założeń do oceny projektów inwestycyjnych. Uchwałami z dnia 7 stycznia 2014 r. Zarząd PGE podjął decyzję w sprawie wielokrotnego obejmowania przez PGE obligacji emitowanych przez PGE GiEK z przeznaczeniem środków na sfinansowanie projektu Opole II. RN PGE S.A. wyraziła zgodę na wielokrotne obejmowanie przez Spółkę obligacji emitowanych przez PGE GiEK przeznaczonych na sfinansowanie projektu.
- W dniu 13 sierpnia 2013 r. PGE GiEK zawarła ze spółką Kompania Węglowa S.A. umowę na dostawy węgla kamiennego na potrzeby bloków nr 5 i 6, w przypadku realizacji projektu. Cena węgla na kolejne lata jej obowiązywania wyznaczana jest w oparciu o wskaźniki dotyczące średnich cen energii elektrycznej, średnich rynkowych cen węgla oraz średnich kosztów uprawnień do emisji CO₂. Istnieje możliwość odstąpienia od umowy przez PGE GiEK do dnia 30 września 2020 r.

Budowa bloków nr 5 i 6 (o mocy 900 MW i sprawności energetycznej netto⁹⁴ 45,5% każdy) w Elektrowni Opole została uruchomiona 1 lutego 2014 r. Zakończenie realizacji zadania zaplanowano na koniec pierwszego kwartału 2019 r. Budowę zaplanowano na miejscu przewidzianym w pierwotnym planie realizacyjnym; nowe bloki będą korzystały z infrastruktury technicznej wybudowanej pod ich potrzeby oraz w znacznej części z istniejących układów technologicznych: bocznicy kolejowych, układów nawęglania, odpopielania i odżużlania, magazynu gipsu, oczyszczalni ścieków, bez ponoszenia dodatkowych istotnych nakładów inwestycyjnych.

⁹² Średnioważony koszt kapitału finansującego inwestycję. $WACC = w_1 \times K_1 + w_2 \times K_2 + \dots + w_n \times K_n$ (gdzie: w – udział danego składnika kapitału w finansowaniu inwestycji, K – koszt danego składnika kapitału, n – liczba składników kapitału).

⁹³ Wskazujące na zaostrzenie polityki klimatycznej i w konsekwencji wzrost cen CO₂ (poprawa pozycji konkurencyjnej nowych wysokosprawnych źródeł węglowych w stosunku do istniejących).

⁹⁴ Iloraz energii elektrycznej wyjściowej netto [różnica energii elektrycznej uzyskanej na zaciskach generatora i energii elektrycznej zużytej na potrzeby własne bloku (wykorzystanej do napędu urządzeń związanych z: obiegiem wodno-parowym, procesem spalania, przygotowaniem i transportem paliwa, obsługą turbiny, chłodzeniem generatora, pomiarami i sygnalizacją, oświetleniem) oraz energii wejściowej (energii chemicznej spalonego paliwa)].

- Od 10 stycznia 2014 r., kiedy przekazano Generalnemu Wykonawcy plac budowy, rozpoczęła się faza fizycznej realizacji projektu Opole II. Do dnia 12 czerwca 2014 r. zostały zrealizowane następujące działania: 20 stycznia podpisano umowę z ubezpieczycielami procesu budowy bloków 5 i 6, 30 stycznia wypłacono Generalnemu Wykonawcy drugą ratę zaliczki w kwocie 695 mln zł, 31 stycznia wydano polecenie rozpoczęcia prac, 27 lutego Generalny Wykonawca przekazał PGE GiEK dokumentację Programu Prac (celem jej zatwierdzenia), 18 marca przekazał dokumentację geologiczno-inżynierską w zakresie dodatkowych planowanych badań geologicznych, a 20 marca przekazał dokumentację z zakresu Projektu Wstępnego (Plan Generalny Obiektu). PGE w związku z realizacją projektu Opole II ponosiła koszty związane z ekspertyzami i opiniami prawnymi. Projekt Opole II ma być sfinansowany ze środków własnych GK PGE. Ponieważ PGE GiEK nie posiada dostępu do wystarczających środków zakłada się finansowanie w formie obligacji korporacyjnych, które wyemituje PGE GiEK na rzecz PGE.

Zdjęcie nr 2

Wizualizacja bloków 5 i 6



Źródło: Strona internetowa projektu budowy bloków energetycznych nr 5 i 6 w Elektrowni Opole <http://www.blok5i6.pl/>.

Na stronie internetowej projektu zamieszczono zdjęcia z poszczególnych faz budowy, a także aktualny widok na budowę z trzech kamer.

Spółka informowała na bieżąco Ministra SP o planach inwestycyjnych GK PGE w moce wytwórcze i przebiegu realizacji rozpoczętych zadań w ww. zakresie, w tym o projekcie Opole II. Część informacji na temat planowanych i realizowanych inwestycji w moce wytwórcze PGE przekazała do MSP w celu dalszego wykorzystania podczas obrad Sejmowej Komisji Skarbu Państwa. W odpowiedzi na wystąpienia MSP w ramach sprawowanego nadzoru właścicielskiego, PGE udzielała dozwolonych prawem informacji dotyczących inwestycji.

O przebiegu realizacji planów inwestycyjnych, w tym projekcie Opole II, Zarząd PGE informował RN PGE, której członkami⁹⁵ byli przedstawiciele MSP. Przedkładane RN informacje zawierały przesłanki kluczowych decyzji.

⁹⁵ W okresie objętym kontrolą funkcję Przewodniczącego RN pełniły osoby wskazane przez Ministra SP.

4.1 Przygotowanie i organizacja kontroli

Najwyższa Izba Kontroli przeprowadziła w 2013 r. kontrolę dotyczącą „*Funkcjonowania i bezpieczeństwa elektroenergetycznych sieci przesyłowych*”, obejmującą głównie kwestie systemu przesyłu energii elektrycznej wraz z zagadnieniami połączeń międzysystemowych i możliwości wymiany energii z sąsiadującymi krajami. Ustalono w niej m.in., że część przedsiębiorstw energetycznych wstrzymało planowane już budowy nowych bloków na paliwa konwencjonalne lub wręcz z nich zrezygnowało. To ustalenie było impulsem do podjęcia kontroli zapewnienia nowych mocy wytwórczych.

Kontrolę poprzedził panel ekspertów przeprowadzony w dniu 15 kwietnia 2014 r. w siedzibie NIK. W trakcie panelu ekspertów, podnoszono m.in. następujące kwestie:

- ♦ polskie regulacje odnośnie sektora energetycznego w ok. 70 % zależą od postanowień Unii Europejskiej;
- ♦ wytwórcy energii oceniają efektywność ekonomiczną inwestycji przez pryzmat szacowanego popytu na energię elektryczną i jej prognozowane ceny;
- ♦ decyzje inwestycyjne o długofalowych skutkach są i będą podejmowane w warunkach dużej niepewności co do parametrów determinujących opłacalność wytwarzania energii elektrycznej w momencie oddania inwestycji;
- ♦ potencjał inwestycyjny polskiej energetyki ogółem, oceniany z punktu widzenia zdolności kredytowej wytwórców jest ograniczony i można go szacować łącznie na kwotę ok. 54 mld zł (łącznie z bardzo kapitałochłonną energetyką jądrową);
- ♦ kierunki rozwoju energetyki muszą zyskać akceptację społeczną.

Dyskusja i wnioski zaprezentowane podczas panelu ekspertów zostały wykorzystane w opracowaniu programu kontroli.

4.2 Postępowanie kontrolne i działania podjęte po zakończeniu kontroli

Wystąpienia pokontrolne skierowano do kierowników wszystkich sześciu skontrolowanych podmiotów. W wystąpieniach tych zawarto oceny i uwagi odnoszące się do skontrolowanej działalności oraz sformułowano łącznie 10 wniosków pokontrolnych. Wszystkie wnioski znajdowały się w trakcie realizacji.

Zastrzeżenia do wystąpień pokontrolnych złożyły Zarządy ENERGA i PGE oraz Minister Gospodarki. Dyrektor Departamentu Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji NIK odmówił przyjęcia zastrzeżeń PGE ze względów formalnych. Komisja Rozstrzygająca w Najwyższej Izbie Kontroli uznała dwa z trzech zastrzeżeń złożonych przez ENERGA, natomiast Kolegium Najwyższej Izby Kontroli oddaliło dwa zastrzeżenia Ministra Gospodarki, a jedno uznało w części.

5.1. Wykaz podmiotów skontrolowanych przez NIK

Lp.	Uczestnicy kontroli	Kontrolowane jednostki	Ocena NIK
1	Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji	Ministerstwo Gospodarki	Pozytywna pomimo stwierdzonych nieprawidłowości
2		Ministerstwo Skarbu Państwa	Pozytywna
3		Urząd Regulacji Energetyki	Pozytywna
4		Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	Pozytywna
5		ENERGA S.A.	Pozytywna pomimo stwierdzonych nieprawidłowości
6		PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Pozytywna

5.2. Stan Prawny i wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej tematyki

Dyrektywy, rozporządzenia, decyzje i zalecenie UE

Wśród podstawowych aktów prawnych Unii Europejskiej dotyczących organizacji sektora elektroenergetycznego jest *Traktat Karty Energetycznej*⁹⁶ oraz *Protokół Karty Energetycznej dotyczący efektywności energetycznej i odnośnych aspektów ochrony środowiska*, sporządzone w Lizbonie dnia 17 grudnia 1994 r.⁹⁷ Traktat ustanowił ramy prawne dla rozwijania długofalowej współpracy w dziedzinie energii.

Wspólne zasady rynku wewnętrznego energii elektrycznej zostały ustanowione w *Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE*⁹⁸ z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE. Dyrektywa ustanawia wspólne zasady dotyczące wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i dostaw energii elektrycznej, wraz z przepisami dotyczącymi ochrony konsumentów, w celu ulepszenia i zintegrowania konkurencyjnych rynków energii we Wspólnocie. Ustanawia ona zasady dotyczące organizacji i funkcjonowania sektora elektroenergetycznego, otwartego dostępu do rynku, kryteriów i procedur mających zastosowanie do zaproszeń do składania ofert i do udzielania zezwoleń oraz do eksploatacji systemów. Określa ona również obowiązki usługi powszechnej i prawa konsumentów energii elektrycznej oraz wyjaśnia wymogi z zakresu konkurencji.

*Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych*⁹⁹ określa działania mające na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w celu zapewnienia właściwego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zagwarantowanie: odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych, odpowiedniej równowagi między dostawami a zapotrzebowaniem oraz właściwego poziomu połączeń międzysystemowych pomiędzy Państwami Członkowskimi w celu rozwoju rynku wewnętrznego. Ustala ona ramy, w których Państwa Członkowskie określają przejrzyste, stabilne i niedyskryminacyjne polityki dotyczące bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zgodne z wymogami konkurencyjnego wewnętrznego rynku energii elektrycznej.

*Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady WE Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003*¹⁰⁰, ma na celu:

- a) ustanowienie sprawiedliwych zasad dotyczących transgranicznej wymiany energii elektrycznej, zwiększając w ten sposób konkurencję na rynku wewnętrznym energii elektrycznej, z uwzględnieniem specyfiki rynków krajowych i regionalnych. Obejmuje to ustanowienie rekompensat z tytułu transgranicznego przepływu energii elektrycznej oraz ustanowienie zharmonizowanych zasad w sprawie opłat za transgraniczne przesyłanie energii elektrycznej oraz alokację dostępnych zdolności połączeń wzajemnych między krajowymi systemami przesyłowymi;

⁹⁶ Dz.U.UE L. z 1994 r. Nr 380, str. 24 ze zm.

⁹⁷ Dz.U. z 2003 r. Nr 105, poz. 985.

⁹⁸ Dz.U.UE L. z 2009 r. Nr 211, str. 55.

⁹⁹ Dz.U.UE L. z 2006 r. Nr 33, str. 22.

¹⁰⁰ Dz.U.UE L. z 2009 r. Nr 211, str. 15 ze zm.

- b) ułatwienie powstania sprawnie funkcjonującego i przejrzystego rynku hurtowego charakteryzującego się wysokim poziomem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przewiduje ono mechanizmy harmonizacji zasad dotyczących transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Rozporządzenie Rady UE Nr 617/2010 z dnia 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz uchylające rozporządzenie (WE) nr 736/96¹⁰¹ ustanawiało wspólne ramy dla zgłaszania Komisji danych oraz informacji na temat projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorach ropy naftowej, gazu ziemnego, energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i biopaliw oraz projektów inwestycyjnych dotyczących wychwytywania i składowania dwutlenku węgla emitowanego przez te sektory. Wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości UE (druga izba) z dnia 6 września 2012 r.¹⁰² – Parlament Europejski przeciwko Radzie Unii Europejskiej stwierdzono nieważność rozporządzenia, natomiast skutki rozporządzenia nr 617/2010 zostały utrzymane do czasu wejścia w życie w rozsądnym terminie nowego rozporządzenia wydanego na właściwej podstawie prawnej, tj. na podstawie art. 194 ust. 2 TFUE. Rozporządzenie 617/2010 zostało zastąpione Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 256/2014 z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej, zastępujące rozporządzenie Rady (UE, Euratom) nr 617/2010 oraz uchylające rozporządzenie Rady (WE) nr 736/96¹⁰³, które weszło w życie w dniu 9 kwietnia 2014 r.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009¹⁰⁴. Rozporządzenie weszło w życie 15 maja 2013 r., a stosuje się je od dnia 1 czerwca 2013 r. z wyjątkiem art. 14 i 15, które stosują się od dnia rozpoczęcia stosowania odpowiedniego rozporządzenia w sprawie instrumentu „Łącząc Europę”. Rozporządzenie odnosi się do zatwierdzonego w dniu 26 marca 2010 r. przez Radę Europejską wniosku Komisji dotyczącego wprowadzenia nowej strategii „Europa 2020”. Jednym z priorytetów strategii „Europa 2020” jest osiągnięcie zrównoważonego wzrostu przez wspieranie gospodarki bardziej zasobooszczędnej, bardziej zrównoważonej i bardziej konkurencyjnej. W strategii tej infrastrukturę energetyczną umieszczono na pierwszym planie, jako element inicjatywy przewodniej „Europa efektywnie korzystająca z zasobów”, podkreślając potrzebę pilnej modernizacji europejskich sieci poprzez połączenia międzysystemowe w skali kontynentu, w szczególności w celu integracji odnawialnych źródeł energii.

Decyzja Komisji z dnia 15 listopada 2012 r. ustanawiająca Grupę Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej¹⁰⁵. Grupa ma za zadanie:

- a) służyć jako platforma do wymiany informacji oraz koordynacji środków polityki w dziedzinie energii elektrycznej, które mają wymiar transgraniczny, oraz do wymiany doświadczeń, najlepszych praktyk i wiedzy specjalistycznej, a także aby wspierać Komisję przy opracowywaniu jej inicjatyw politycznych;

¹⁰¹ Dz.U.UE L z 2010 r. Nr 180, str. 7.

¹⁰² Dz.U.UE C z 2012 r. Nr 331, str. 2/2.

¹⁰³ Dz.U.UE L z 2014 r. Nr 84, str. 61.

¹⁰⁴ Dz.U.UE L 2013. Nr. 115, str. 39 ze zm.

¹⁰⁵ Dz.U.UE C 2012. Nr 353, str. 2.

- b) ułatwiać wymianę informacji i współpracę w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym wystarczalności mocy wytwórczych i stabilności sieci transgranicznych.

*Zalecenie Komisji Nr 2012/148/UE z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych*¹⁰⁶ przedstawia wytyczne dla państw członkowskich w zakresie projektowania i eksploatacji inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych zapewniających podstawowe prawo do ochrony danych osobowych.

Prawo krajowe

Minister Gospodarki, zgodnie z przepisami *ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej*, jest ministrem właściwym m.in. dla spraw dotyczących funkcjonowania krajowych systemów energetycznych z uwzględnieniem zasad racjonalnej gospodarki i potrzeb bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Podstawowym aktem prawnym w dziedzinie energetyki w Polsce jest *ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne*, która określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Celem ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Naczelnym organem administracji rządowej, na podstawie art. 12 *Prawa energetycznego*, właściwym w sprawach polityki energetycznej jest Minister Gospodarki. Zadania Ministra Gospodarki w zakresie polityki energetycznej obejmują:

- przygotowanie projektu polityki energetycznej państwa i koordynowanie jej realizacji,
- określanie szczegółowych warunków planowania i funkcjonowania systemów zaopatrzenia w paliwa i energię,
- nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych,
- współdziałanie z wojewodami i samorządami terytorialnymi w sprawach planowania i realizacji systemów zaopatrzenia w paliwa i energię,
- koordynowanie współpracy z międzynarodowymi organizacjami rządowymi.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w tym w źródłach odnawialnych z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, przesyłaniem energii elektrycznej lub paliw gazowych, magazynowaniem paliw gazowych, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego oraz podmioty realizujące lub planujące realizację projektów inwestycyjnych wykonują obowiązek określony w rozporządzeniu Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 poprzez przekazanie Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej (art. 9t).

Minister właściwy do spraw gospodarki przekazuje do Komisji Europejskiej informacje dotyczące infrastruktury energetycznej w sektorach ropy naftowej, gazu ziemnego, energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, biopaliw oraz dotyczącej wychwytywania i składowania

¹⁰⁶ Dz.U.UE L 2012, Nr 73, str. 9.

dwutlenku węgla emitowanego przez te sektory będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej, o których mowa w rozporządzeniu Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 (art. 15e *Prawa energetycznego*).

Operator systemu elektroenergetycznego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, na okresy nie krótsze niż 5 lat, oraz prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat (art. 16 ust. 2a). Projekty planów, o których mowa w ust. 1, podlegają uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki (art. 16 ust. 6). Przedsiębiorstwa energetyczne przedkładają Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki corocznie, do dnia 1 marca, sprawozdanie z realizacji planów, o których mowa w ust. 1 (art. 16 ust. 7).

Operator systemu elektroenergetycznego dokonuje co 3 lata oceny realizacji planu, o którym mowa w ust. 2a. Na podstawie dokonanej oceny, operator systemu elektroenergetycznego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do uzgodnienia zmiany tego planu (art. 16 ust. 8).

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW sporządzają prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności wielkość produkcji energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł oraz dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej (art. 16 ust. 11).

Przedsiębiorstwo energetyczne, co 3 lata, aktualizuje prognozy, o których mowa w ust. 11, i informuje o tych prognozach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, do których sieci jest przyłączone, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych (art. 16 ust. 12).

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej przyłączone do sieci przesyłowej przekazują operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego informacje o strukturze i wielkościach zdolności wytwórczych i dystrybucyjnych przyjętych w planach, o których mowa w ust. 2a, lub prognozach, o których mowa w ust. 11, stosownie do postanowień instrukcji opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego (art. 16 ust. 13).

Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii (art. 23 *Prawa energetycznego*). Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in.:

- ♦ organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną (art. 23 ust. 2 pkt 9 lit. b *Prawa energetycznego*);
- ♦ zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do dnia 31 marca każdego roku (art. 23 ust. 2 pkt 18 *Prawa energetycznego*):
 - a) średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji obliczonych oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1–2,
 - b) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczenia,

- c) średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:
- opalanych paliwami węglowymi,
 - opalanych paliwami gazowymi,
 - opalanych olejem opałowym,
 - stanowiących odnawialne źródła energii;
 - ♦ gromadzenie informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego (art. 23 ust. 2 pkt 19 lit. a *Prawa energetycznego*).

Art. 24 *Prawa energetycznego* zobowiązuje Prezesa URE do składania ministrowi właściwemu do spraw gospodarki corocznie, w terminie do końca I kwartału¹⁰⁷, sprawozdania ze swojej działalności, w tym ocenę bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, a także przedstawia na żądanie ministra informacje z zakresu swojej działalności.

*Ustawa z dnia 18 marca 2010 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych*¹⁰⁸ określa szczególne uprawnienia przysługujące ministrowi właściwemu do spraw Skarbu Państwa w spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych, w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2009 r. Nr 152, poz. 1223 i Nr 165, Nr 157, poz. 1241 i Nr 165, poz. 1316 oraz z 2010 r. Nr 47, poz. 278) prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych, których mienie zostało ujawnione w jednolitym wykazie obiektów, instalacji, urządzeń i usług wchodzących w skład infrastruktury krytycznej, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. Nr 89, poz. 590, ze zm.).

Mienie, o którym mowa w ustawie obejmuje m.in. w sektorze energii elektrycznej – infrastrukturę służącą do wytwarzania albo przesyłania energii elektrycznej (art. 1 ust. 2 pkt 1 *ustawy o szczególnych uprawnieniach MSP*).

Art. 2 ust. 1 i 2 *ww ustawy* stanowi, że Minister właściwy do spraw Skarbu Państwa może wyrazić sprzeciw wobec podjętej przez zarząd spółki uchwały lub innej dokonanej przez zarząd spółki czynności prawnej, której przedmiotem jest rozporządzenie składnikami mienia, o których mowa w art. 1 ust. 1 i 2 ustawy, stanowiące rzeczywiste zagrożenie dla funkcjonowania, ciągłości działania oraz integralności infrastruktury krytycznej.

Rada Ministrów przyjęła w dniu 10 listopada 2009 roku dokument „Polityka energetyczna Polski do roku 2030”, który w załączniku Nr 3 „Program działań wykonawczych na lata 2009–2012” określa działania i sposób ich realizacji dla Ministra Gospodarki, Prezesa URE i PSE.

Istotnym aktem wykonawczym do *Prawa energetycznego* jest *rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*¹⁰⁹. Rozporządzenie określa w szczególności:

¹⁰⁷ W brzmieniu obowiązującym do dnia 10 września 2013 r. – od dnia 11 września 2013 r. do dnia 30 kwietnia każdego roku.

¹⁰⁸ Dz. U. Nr 65, poz. 404 ze zm. (ustawa weszła w życie z dniem 1 kwietnia 2010 r.) dalej – *ustawa o szczególnych uprawnieniach MSP*.

¹⁰⁹ Dz. U. Nr 93, poz. 623 ze zm.

- 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
- 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich;
- 3) sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną;
- 4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych;
- 5) zakres, warunki i sposób bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu;
- 6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 7) sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego;
- 8) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych;
- 9) zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
- 10) zakres i sposób przekazywania odbiorcom przez sprzedawcę informacji o strukturze paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku;
- 11) sposób informowania odbiorców przez sprzedawcę o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku na środowisko, co najmniej w zakresie emisji dwutlenku węgla i radioaktywnych odpadów;
- 12) parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 13) sposób załatwiania reklamacji.

Zarządzeniem Nr 40 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 czerwca 2010 r. w sprawie Międzyresortowego Zespołu do spraw Realizacji „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” utworzono międzyresortowy zespół jako organ pomocniczy Prezesa Rady Ministrów do spraw Realizacji „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”. Do zadań Zespołu należy w szczególności:

- 1) koordynacja realizacji działań zawartych w „Programie działań wykonawczych na lata 2009–2012”;
- 2) monitorowanie realizacji Polityki energetycznej oraz „Programu działań wykonawczych na lata 2009–2012”;
- 3) przedstawianie propozycji zmian dotyczących sposobu realizacji działań zawartych w „Programie działań wykonawczych na lata 2009–2012”;
- 4) analizowanie strategii rozwoju, w rozumieniu art. 9 pkt 3 ustawy z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz. U. z 2009 r. Nr 84, poz. 712 i Nr 157, poz. 1241), i programów rozwoju dotyczących górnictwa węgla kamiennego, sektora gazowniczego, naftowego oraz elektroenergetycznego w zakresie ich zgodności z Polityką energetyczną oraz formułowanie wniosków o ich dostosowanie do systemu zarządzania rozwojem kraju zgodnie z „Załoženiami systemu zarządzania rozwojem Polski” przyjętymi przez Radę Ministrów w dniu 27 kwietnia 2009 r. i „Planem uporządkowania strategii rozwoju” przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 10 marca 2010 r.;

5) przedstawianie propozycji inicjatyw w zakresie realizacji polityki energetycznej Polski, w szczególności dotyczących bezpieczeństwa energetycznego, prezentowanych na forum międzynarodowym;

6) monitorowanie i analizowanie bieżącej sytuacji bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz przygotowanie zaleceń mających na celu zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa. W skład Zespołu wchodzi m. in. jako przewodniczący – Minister Gospodarki lub wyznaczony przez niego sekretarz stanu lub podsekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki.

Tryb pracy Zespołu określa regulamin uchwalony przez Zespół na wniosek Przewodniczącego Zespołu.

Przewodniczący Zespołu składa Prezesowi Rady Ministrów sprawozdanie z realizacji zadań, w terminie do dnia 31 marca każdego roku.

Kierownictwo Ministerstwa Gospodarki przyjęło projekt „Strategii Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko perspektywa do 2020 r.” oraz zarekomendowało skierowanie dokumentu pod obrady Komitetu Stałego Rady Ministrów. Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko (BEiŚ) obejmuje energetykę i środowisko, wskazując m.in. kluczowe reformy i niezbędne działania, które powinny zostać podjęte w perspektywie do 2020 roku. Celem strategii jest ułatwianie sprzyjającego środowisku wzrostu gospodarczego w Polsce poprzez zapewnienie dostępu do energii i dostępu do nowoczesnych, w tym innowacyjnych, technologii, a także wyeliminowanie barier administracyjnych utrudniających „zielony” wzrost.

Strategia BEiŚ uszczegóławia zapisy średniookresowej strategii rozwoju kraju (Strategia Rozwoju Kraju 2020 r.) w dziedzinie energetyki i środowiska, z drugiej zaś strony, stanowi ogólną wytyczną dla „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” i „Polityki ekologicznej Państwa” i innych programów rozwoju, które staną się elementami systemu realizacji BEiŚ.

W strategii BEiŚ podano, że aby uzyskać stan trwałego bezpieczeństwa energetycznego należy podjąć ogromny wysiłek inwestycyjny w ramach opisanych poniżej kierunków interwencji:

- ♦ Lepsze wykorzystanie krajowych zasobów energii.
- ♦ Poprawa efektywności energetycznej.
- ♦ Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw importowanych surowców energetycznych.
- ♦ Modernizacja sektora elektroenergetyki zawodowej, w tym przygotowania do wprowadzenia energetyki jądrowej.
- ♦ Rozwój konkurencji na rynkach paliw i energii oraz umacnianie pozycji odbiorcy.
- ♦ Wzrost znaczenia rozproszonych, odnawialnych źródeł energii.
- ♦ Rozwój energetyczny obszarów podmiejskich i wiejskich.

Projekt „Strategii Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko perspektywa do 2020 r.” został w dniu 15 kwietnia 2014 r. przyjęty ze zmianami przez Radę Ministrów¹¹⁰.

Podstawowym aktem prawnym regulującym funkcjonowanie spółek prawa handlowego, w tym m.in. spółek akcyjnych działających w sektorze energetycznym, jest ustawa z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych¹¹¹.

¹¹⁰ Uchwała Nr 58 Rady Ministrów z dnia 15 kwietnia 2014 r. w sprawie przyjęcia Strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.” (M.P. z 2014 r., poz. 469 – opublikowany w dniu 16 czerwca 2014 r.).

¹¹¹ Dz. U. z 2013 r. poz. 1030 ze zm. – dalej k.s.h.

Wykaz aktów prawnych

Źródła prawa europejskiego

1. Traktat Karty Energetycznej oraz Protokół karty Energetycznej dotyczący efektywności energetycznej i odnośnych aspektów ochrony środowiska, sporządzone w Lizbonie dnia 17 grudnia 1994 r. (Dz. U. z 2003 r. Nr 105, poz. 985).
2. Traktat o wspólnocie energetycznej z dnia 26 października 2006 r. (Dz.U.UE L z 2006 r. Nr 1989, str. 18 ze zm.).
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz.U.UE L z 2010 r. Nr 334, str. 17 ze zm.).
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U.UE L z 2009 r. Nr 211, str. 55).
5. Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz.U.UE L z 2006 r. Nr 33, str. 22).
6. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 1099/2008 z dnia 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii (Dz.U.UE L z 2008 r. Nr 304, str. 1 ze zm.).
7. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz.U.UE L z 2011 r. Nr 326, str.1); Dyrektywa Rady 2008/114/WE z dnia 8 grudnia 2008 r. w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony (Dz.U.UE L z 2008 r. Nr 345, str. 75).
8. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady WE Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające Rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz.U.UE L z 2009 r. Nr 211, str. 15 ze zm.).
9. Rozporządzenie Rady UE Nr 617/2010 z dnia 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz uchylające Rozporządzenie (WE) nr 736/96 (Dz.U.UE L z 2010 r. Nr 180, poz. 7) wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości UE (druga izba) z dnia 6 września 2012 r. – Parlament Europejski przeciwko Radzie Unii Europejskiej stwierdzono nieważność rozporządzenia, natomiast skutki rozporządzenia nr 617/2010 zostały utrzymane do czasu wejścia w życie w rozsądnym terminie nowego rozporządzenia wydanego na właściwej podstawie prawnej, tj. na podstawie art. 194 ust. 2 TFUE (Dz.U.UE C z 2012 r. Nr 331 str. 2/2) – rozporządzenie zostało uchylone z dniem 4 sierpnia 2010 r.
10. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 256/2014 z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej, zastępujące Rozporządzenie Rady (UE, Euratom) nr 617/2010 oraz uchylające rozporządzenie Rady (WE) nr 736/96 (Dz.U.UE L z 2014 r. Nr 84, str.61).
11. Rozporządzenie Komisji (UE, Euratom) Nr 833/2010 z dnia 21 września 2010 r. w sprawie wykonania Rozporządzenia Rady (UE, Euratom) Nr 617/2010 w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej (Dz.U.UE L z 2010 r. Nr 248, str. 36).

12. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 663/2009 ustanawiające program wspomagania naprawy gospodarczej poprzez przyznanie pomocy finansowej Wspólnoty na projekty w dziedzinie energetyki (Dz.U.UE L z 2009 r. Nr 200, str. 31 ze zm.).
13. Rozporządzenie Komisji (UE) Nr 838/2010 z dnia 23 września 2010 r. w sprawie ustanowienia wytycznych dotyczących mechanizmu rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi i wspólnego podejścia regulacyjnego do opłat przesyłowych (Dz.U.UE L z 2010 r. Nr 250, str. 5).
14. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające Rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz.U.UE L z 2013 r. Nr 115, str. 39 ze zm.).
15. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) Nr 1391/2013 zmieniające Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej w odniesieniu do unijnej listy projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (Dz.U.UE L z 2013 r. Nr 349, str. 28).
16. Decyzja Komisji z dnia 15 listopada 2012 r. ustanawiająca Grupę Koordynacyjną ds. Energii Elektrycznej (Dz.U.UE C z 2012 r. Nr 353, str. 2).
17. Decyzja Komisji z dnia 19 lipca 2012 r. w sprawie ustanowienia rocznych wykazów priorytetów do celów opracowywania kodeksów sieci i wytycznych na rok 2013 (Dz.U.UE L z 2012 r. Nr 192 str. 32), wygaśnięcie 31 grudnia 2013 r.
18. Decyzja Komisji Nr 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. ustanawiająca wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylająca decyzję 96/391/WE i decyzję nr 1229/2003/WE (Dz.U.UE L z 2006 r. Nr 262, str. 1 ze zm.) – uchylona z dniem 1 stycznia 2014 r.
19. Zalecenie Komisji Nr 2012/148/UE z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych (Dz.U.UE L z 2012 r. Nr 73, str. 9).

Źródła prawa polskiego

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 ze zm.).
2. Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (Dz. U. z 2014 r., poz. 121 ze zm.).
3. Ustawa z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2013 r. poz. 1030 ze zm.).
4. Ustawa z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 2014 r., poz. 518 ze zm.).
5. Ustawa z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2013 r., poz. 330 ze zm.).
6. Ustawa z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2013 r., poz. 1166).
7. Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905, ze zm.).
8. Ustawa z dnia 18 marca 2010 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych (Dz. U. Nr 65, poz. 404).
9. Ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. Prawo atomowe (Dz. U. z 2014 r. poz. 1512, ze zm.).
10. Rozporządzenie Rady Ministrów z 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja (Dz. U. Nr 60, poz. 387 ze zm.).

11. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 17, poz. 158).
12. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U. Nr 89, poz. 828 ze zm.).
13. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623 ze zm.).
14. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2008 r. w sprawie przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub na realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną (Dz. U. Nr 90, poz. 548)..
15. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz. U. Nr 75, poz. 866).
16. Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 lipca 2010 r. w sprawie pełnomocnika do spraw ochrony infrastruktury krytycznej (Dz. U. Nr 135, poz. 906).
17. Uchwała Nr 58 Rady Ministrów z dnia 15 kwietnia 2014 r. w sprawie przyjęcia Strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.” (M.P. z 2014 r., poz. 469).
18. Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 5 marca 2008 r. w sprawie ogłoszenia dnia, w którym umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej ulegają przedterminowemu rozwiązaniu, oraz wykazu umów długoterminowych, które ulegają rozwiązaniu (M.P. Nr 24, poz. 240).
19. Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11).
20. Zarządzenie Nr 40 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 czerwca 2010 r. w sprawie Międzyresortowego Zespołu do spraw Realizacji „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”.
21. Zarządzenie Nr 19 Prezesa Rady Ministrów z dnia 26 lutego 2008 r. w sprawie Zespołu do spraw Polityki Bezpieczeństwa Energetycznego (M.P. Nr 17, poz. 185) – obowiązywało w okresie od 26 lutego 2008 r. do dnia 14 czerwca 2010 r.
22. Zarządzenie Nr 39 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 czerwca 2010 r. w sprawie zniesienia Zespołu do spraw Polityki Bezpieczeństwa Energetycznego (M.P. Nr 45, poz. 635).

5.3. Goście panelu ekspertów

- | | |
|---------------------------------|---|
| 1 Janusz Steinhoff | Przewodniczący Rady Krajowej Izby Gospodarczej |
| 2 Edward Słoma | Zastępca Dyrektora Departamentu Energetyki Ministerstwa Gospodarki |
| 3. Igor Lange | Główny Specjalista Departamentu Energetyki Ministerstwa Gospodarki |
| 4. Piotr Rak | Członek Zarządu Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. |
| 5. Agnieszka Woś | Dyrektor Departamentu Spółek Kluczowych Ministerstwo Skarbu Państwa |
| 6. Adam Dobrowolski | Dyrektor Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła Urzędu Regulacji Energetyki |
| 7. Elżbieta Bytniewska | Zastępca Dyrektora Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła Urzędu Regulacji Energetyki |
| 8. Beata Telecka-Szkurlat | Naczelnik Wydziału w Departamencie Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła Urzędu Regulacji Energetyki |
| 9. Marcin Korolec | Sekretarz Stanu Ministerstwo Środowiska |
| 10. Roman Głaz | Zastępca Dyrektora Departamentu Ochrony Powietrza Ministerstwo Środowiska |
| 11. prof. Krzysztof Żmijewski | Politechnika Warszawska |
| 12. prof. Władysław Mielczarski | Politechnika Łódzka |
| 13. Mirosław Duda | Agencja Rynku Energii S.A. |
| 14. Paweł Smoleń | Konfederacja Lewiatan |
| 15. Andrzej Sikora | Prezes Zarządu Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o. |
| 16. Dominik Smyrgała | Collegium Civitas |
| 17. Marcin Popkiewicz | Portal Ziemia na rozdrożu |
| 18. Michał Smyk | Zastępca Dyrektora Departamentu Strategii Polskiej Grupy Energetycznej S.A. |
| 19. Dalida Gepfert | Wiceprezes Zarządu ds. finansowych ENEA S.A. |
| 20. Mirosław Bieliński | Prezes Zarządu ENERGA S.A. |
| 21. Edyta Tużnik-Kosno | Rada Nadzorcza Haldex S.A. |

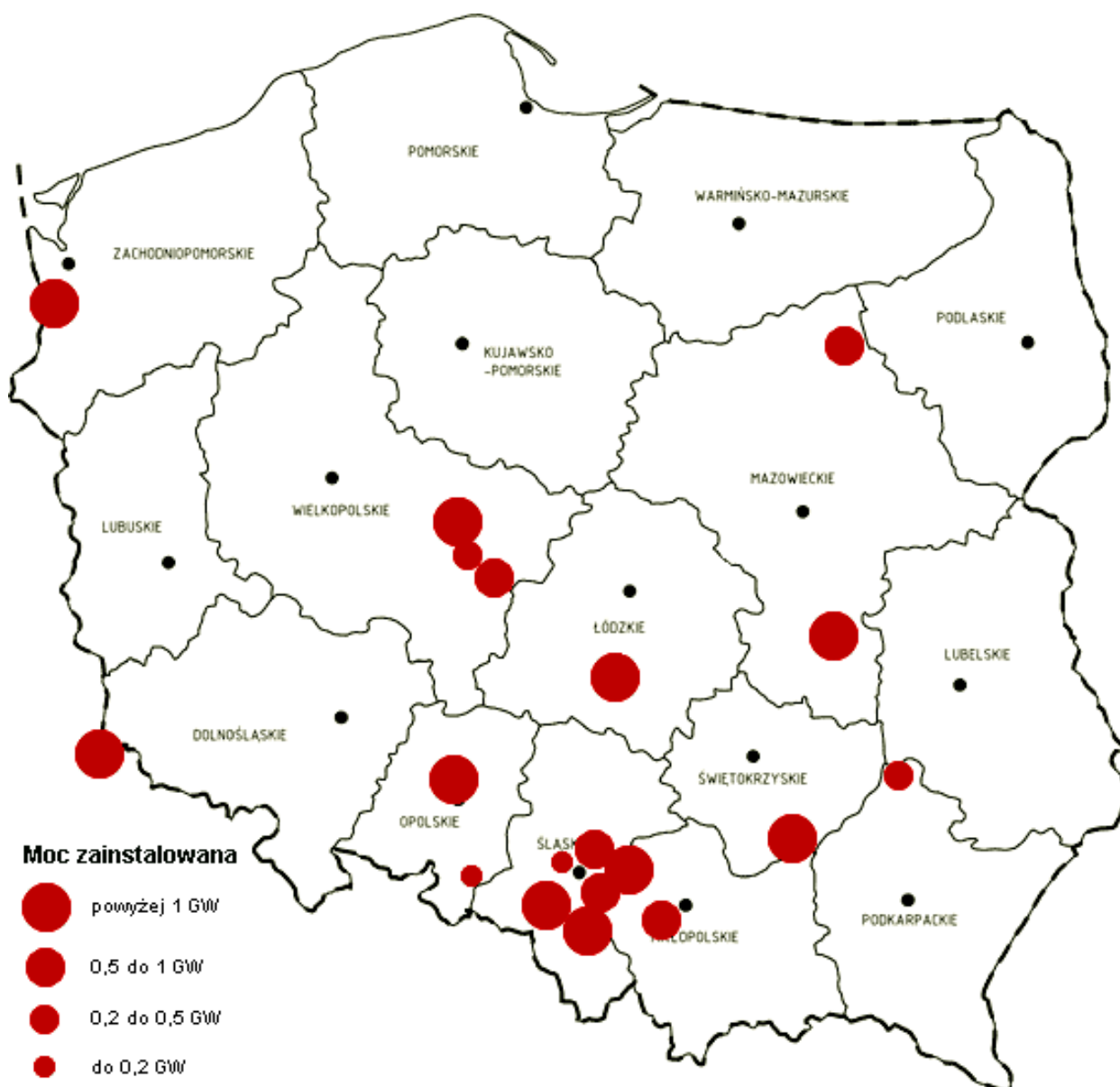
5.4. Lista osób zajmujących kierownicze stanowiska, odpowiedzialnych za kontrolowaną działalność

Lp.	Jednostka kontrolowana	Imię i nazwisko/funkcja
1.	Ministerstwo Gospodarki	Janusz Piechociński, Wiceprezes Rady Ministrów, Minister Gospodarki od dnia 6 grudnia 2012 r. Poprzednio Ministrem Gospodarki był Waldemar Pawlak (od dnia 16 listopada 2007 r. do dnia 27 listopada 2012 r.).
2.	Ministerstwo Skarbu Państwa	Włodzimierz Karpiński, Minister Skarbu Państwa od dnia 24 kwietnia 2013 r. Poprzednio funkcję Ministra Skarbu Państwa pełnili: Mikołaj Budzanowski od dnia 18 listopada 2011 r. do dnia 24 kwietnia 2013 r. i Aleksander Grad od dnia 16 listopada 2007 r. do dnia 18 listopada 2011 r.
3.	Urząd Regulacji Energetyki	Maciej Bando – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki od 2 czerwca 2014 r. i Wiceprezes w zastępstwie Prezesa URE od 12 grudnia 2013 r. do 1 czerwca 2014 r. W okresie objętym kontrolą Prezesami Urzędu Regulacji Energetyki byli również: Marek Woszczyk od 22 grudnia 2010 r. do 11 grudnia 2013 r. (w tym od 22 grudnia 2010 r. do 31 maja 2011 r. p.o. Prezesa URE) i Mariusz Swora od 13 listopada 2007 r. do 21 grudnia 2010 r.
4.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	Henryk Majchrzak, Prezes Zarządu Spółki od 15 października 2010 r. W okresie od 30 listopada 2007 r. do 15 października 2010 r. Prezesem Zarządu była Stefania Kasprzyk.
5.	Energa S.A.	Prezesem Zarządu Spółki od dnia 13 lutego 2008 r. jest Mirosław Bieliński.
6.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	Funkcję Prezesa Zarządu PGE S.A. pełni od dnia 23 grudnia 2013 r. Marek Woszczyk. W okresie od 5 marca 2012 r. do 18 listopada 2013 r. funkcję Prezesa Zarządu PGE S.A. pełnił Krzysztof Kilian. W okresie od 30 marca 2011 r. do 19 marca 2012 r. nie była obsadzona funkcja Prezesa Zarządu a Wiceprezesami Zarządu byli: Paweł Skowroński, Piotr Szymanek, Wojciech Ostrowski. W okresie od 1 sierpnia 2008 r. do 14 grudnia 2011 r. funkcję Prezesa Zarządu PGE S.A. pełnił Tomasz Zadroga. Funkcję Wiceprezesa Zarządu PGE S.A. pełnili: od dnia 24 grudnia 2013 r. Dariusz Marzec, od dnia 23 grudnia 2013 r. Grzegorz Krystek oraz Jacek Drozd.

5.5. Lokalizacja polskich elektrowni ciepłych

Mapa nr 1

Lokalizacja polskich elektrowni ciepłych



Źródło: CIRE.pl.

5.6. Analiza URE – nowe moce wytwórcze i analiza możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w latach 2014–2018

*Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2014–2028*¹¹² została opracowana przez URE na podstawie planów inwestycyjnych 49 przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej oraz informacji OSP. Stanowi ona wkład do oceny długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w szczególności możliwości długoterminowego zrównoważenia produkcji energii elektrycznej z jej zapotrzebowaniem. Na podstawie informacji ze wszystkich planowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne inwestycji w nowe moce wytwórcze, zostały wyodrębnione przez URE inwestycje, dla których stopień realizacji uznano za zaawansowany. Jako kryterium istotnego zaawansowania inwestycji, a tym samym uznania ich realizacji za istotnie prawdopodobną, przyjęto rozpoczęcie co najmniej jednego z niżej wymienionych etapów realizacji:

- ♦ montaż finansowy projektu (umowy na finansowanie inwestycji oraz zabezpieczenie środków własnych),
- ♦ postępowanie przetargowe dotyczące realizacji inwestycji,
- ♦ umowa o wykonawstwo,
- ♦ rozpoczęcie prac budowlanych,
- ♦ zakończenie prac budowlanych,
- ♦ podpisanie umowy o świadczenie usług przesyłania (lub dystrybucji),
- ♦ uzyskanie decyzji pozwolenia na użytkowanie/lub innego dokumentu uprawniającego do przystąpienia do użytkowania/eksploatacji jednostki wytwórczej.

Analiza uwzględniła również planowane wycofania jednostek wytwórczych z eksploatacji oraz modernizacje istniejących mocy wytwórczych. Jako istniejące moce wytwórcze przyjęto moc jednostek wytwórczych na koniec 2013 r. Określając moc dyspozycyjną istniejących źródeł wytwórczych przyjęto wartość mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych w dniu szczytowego zapotrzebowania na moc w 2013 r. (współczynnik mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej wyniósł 74,02%). Natomiast dla nowych mocy wytwórczych przyjęto wskaźnik mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej na poziomie 90%. W latach 2014–2028 przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 18 GW nowych mocy wytwórczych, z czego 10,5 GW zostało wskazane w ankietach przesłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne objęte badaniem ankietowym (pozostałe inwestycje wynikają z warunków przyłączenia wydanych przez operatora systemu przesyłowego i dotyczą głównie energetyki wiatrowej).

Liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wynosi około 5,2 GW mocy zainstalowanej. Wzrost mocy wytwórczych nie jest spowodowany wyłącznie poprzez oddanie do eksploatacji nowych mocy wytwórczych. Przedsiębiorstwa energetyczne przedstawiły również planowane modernizacje istniejących jednostek wytwórczych. W przypadku wszystkich inwestycji największy udział stanowią farmy wiatrowe oraz jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym

¹¹² Dalej *Informacja URE* – opracowana na podstawie informacji przedstawionych przez przedsiębiorstwa energetyczne w związku z realizacją obowiązków wynikających z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne (tekst jedn. Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, ze zm.) oraz na podstawie informacji o wydanych przez operatora systemu przesyłowego warunkach przyłączenia. Informacja została zamieszczona w Biuletynie URE 04/2014.

i gazem ziemnym (odpowiednio 40,22%, 32,32% oraz 22,03%). Natomiast prawie 2/3 inwestycji o zaawansowanym stopniu realizacji to inwestycje na węgiel kamienny. Badane przedsiębiorstwa energetyczne nie przedstawiły w swoich prognozach energii pochodzącej z elektrowni jądrowej lub farm wiatrowych na morzu.

Tabela nr 5

Planowane łączne nakłady inwestycyjne w okresie 2014–2028 w nowe moce wytwórcze w cenach bieżących według technologii paliwowej

Rodzaj paliwa	Moc zainstalowana [MW]	Nakłady inwestycyjne [tys. zł]
biomasa	82,9	419 380
gaz z odmetanowania kopalń	91,0	683 154
gaz ziemny	4 083,6	13 446 152
węgiel brunatny*	518,1	*
węgiel kamienny	3 990,0	26 512 899
promieniowanie słoneczne	6,6	35 908
wiatr	1 467,6	8 917 654
woda*	1,2	*
inne	305,4	810 206
Łącznie	10 546,5	54 151 353

* Dla inwestycji opierających się na węglu brunatnym i wodzie dane na temat nakładów inwestycyjnych nie zostały zamieszczone, gdyż liczba zgłoszonych inwestycji jest nie większa niż 3.

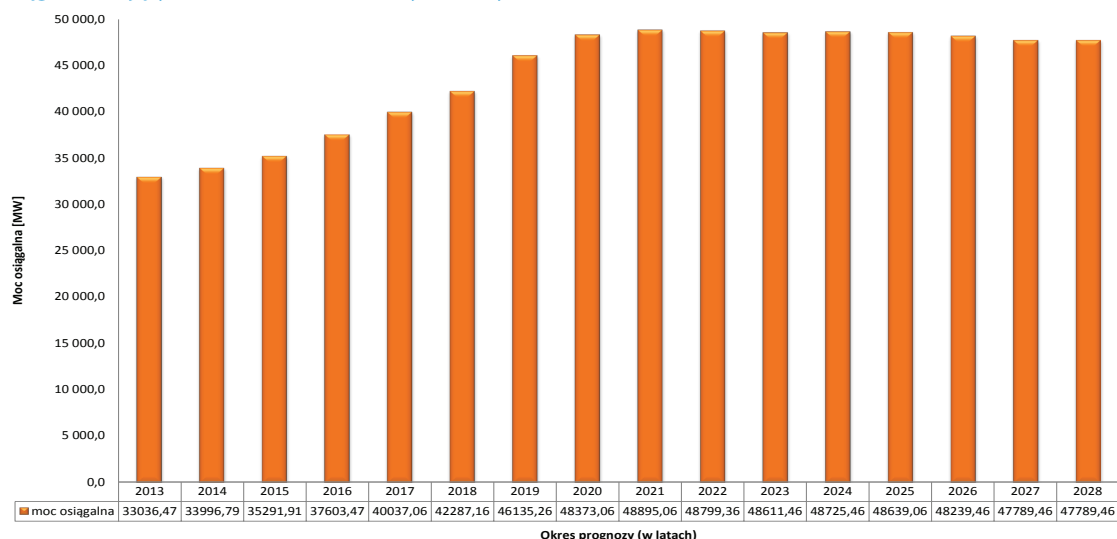
Źródło: Za URE na podstawie danych ankietowych.

Łączne nakłady inwestycyjne związane z modernizacją jednostek wytwórczych w latach 2014–2028 wyniosą 12 155 770,1 tys. zł.

Planowana w latach 2014–2028 moc osiągalna jednostek wytwórczych w przedsiębiorstwach energetycznych objętych badaniem ankietowym (przedstawiona na rys. 6) uwzględnia moc osiągalną istniejących oraz nowych jednostek wytwórczych pomniejszonych o moc jednostek wytwórczych planowanych do wyłączenia z eksploatacji. Wyznaczona moc osiągalna uwzględnia planowane okresowe odstawienia jednostek wytwórczych z eksploatacji ze względu na modernizacje.

Rysunek nr 3

Moc osiągalna objętych badaniem źródeł wytwórczych w latach 2014–2028 – stan na koniec roku kalendarzowego

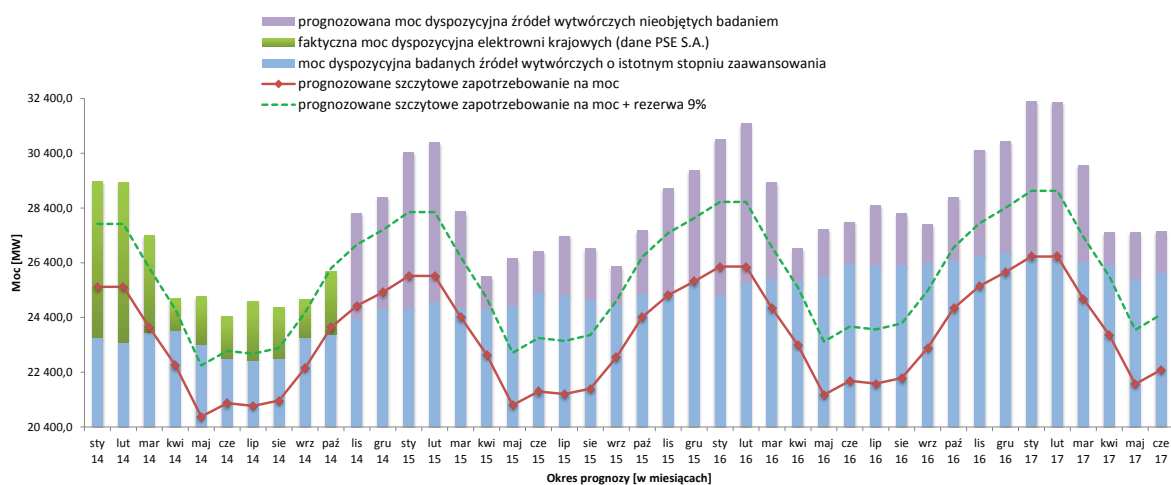


Źródło: Za URE na podstawie danych ankietowych.

Moc osiągalna jednostek wytwórczych została przeliczona na moc dyspozycyjną i porównana z prognozą szczytowego zapotrzebowania na moc sporządzoną przez OSP. Porównanie przeprowadzono w dwóch wariantach: dla wszystkich zgłoszonych nowych mocy i nowych mocy o istotnym stopniu zaawansowania realizacji. Na rysunkach 7, 8, 9 i 10 przedstawiono moc dyspozycyjną jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie od stycznia 2014 r. do grudnia 2028 r.

Rysunek nr 4

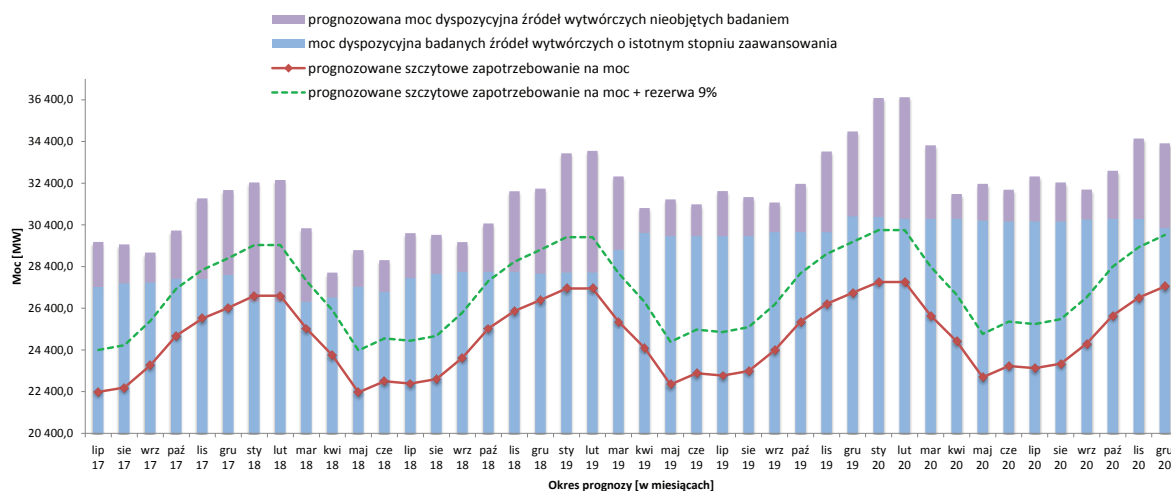
Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania (plany inwestycyjne wytwórców) oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie od stycznia 2014 r. do czerwca 2017 r.



Źródło: Za URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE.

Rysunek nr 5

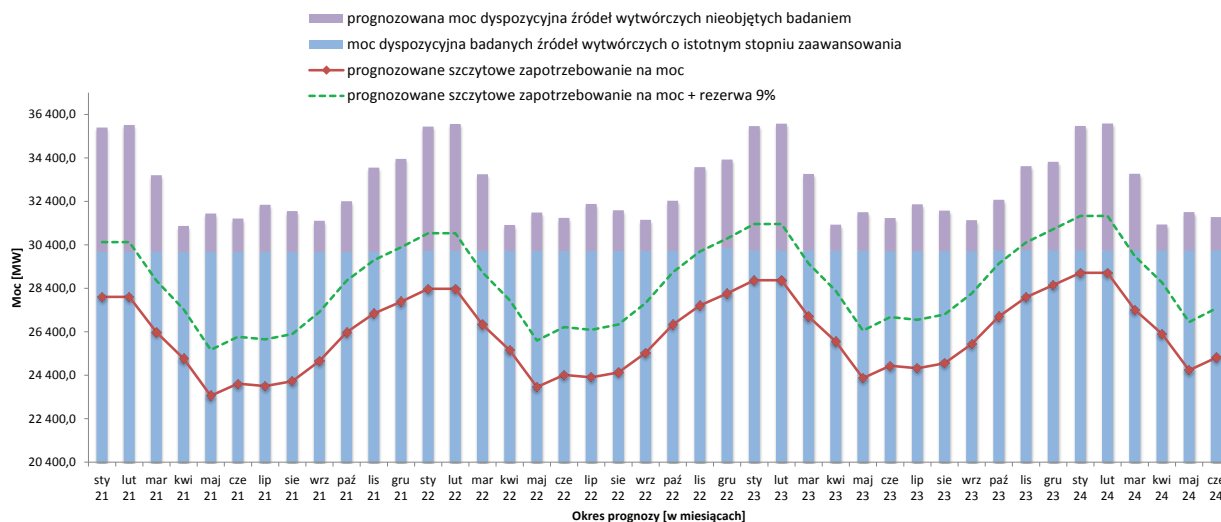
Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania (plany inwestycyjne wytwórców) oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie od lipca 2017 r. do grudnia 2020 r.



Źródło: Za URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE.

Rysunek nr 6

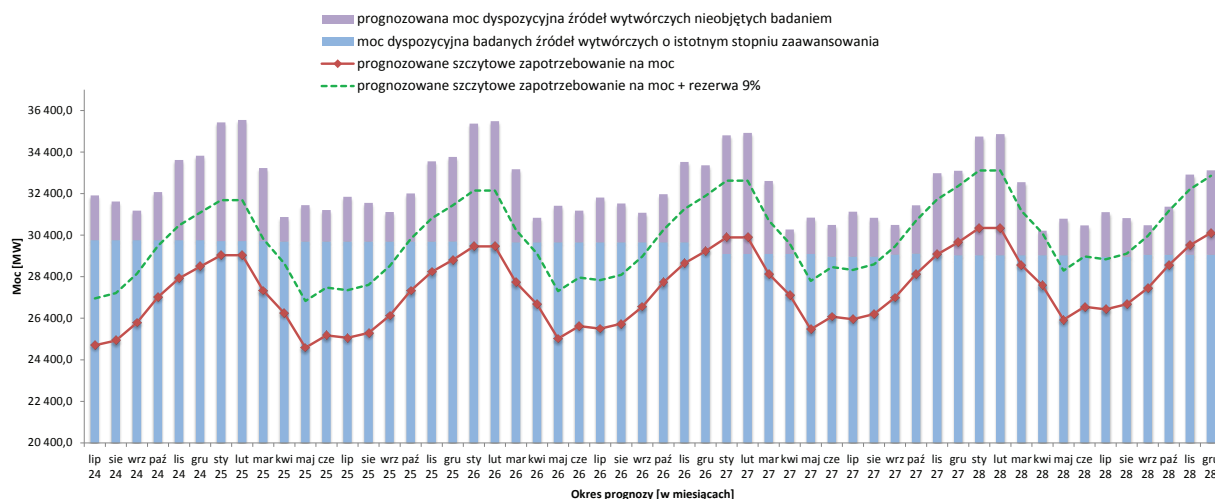
Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania (plany inwestycyjne wytwórców) oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie od stycznia 2021 r. do czerwca 2024 r.



Źródło: Za URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE.

Rysunek nr 7

Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania (plany inwestycyjne wytwórców) oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w okresie od lipca 2024 r. do grudnia 2028 r.



Źródło: Za URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE.

Porównanie mocy dyspozycyjnej jednostek o istotnym stopniu zaawansowania z prognozą szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną wskazało, że deficyt mocy dyspozycyjnej w stosunku do szczytowego zapotrzebowania na moc występuje przede wszystkim w miesiącach zimowych, a największy deficyt mocy występuje w okresie od 2014 r. do 2017 r. Niemniej, deficyt ten powinien zostać pokryty przez moc dyspozycyjną pozostałych elektrowni krajowych, które nie były objęte badaniem URE.

W *Informacji URE* przedstawiono także m.in. dane o prognozowanym deficycie mocy dyspozycyjnej w wybranych miesiącach w 2014 r. na tle danych rzeczywistych, z których wynika, że prognozowany deficyt nie wystąpił (zob. tab. 6).

Tabela nr 6

Prognozowana moc dyspozycyjna źródeł objętych badaniem na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc oraz rzeczywistego bilansu mocy w wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc w 2014 r.

miesiąc	Prognozowana moc dyspozycyjna źródeł objętych badaniem [MW]	Prognozowane szczytowe zapotrzebowanie na moc [MW]	Prognozowany deficyt mocy [MW]	Rzeczywista moc dyspozycyjna w KSE [MW]	Rzeczywisty bilans mocy w wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc [MW]
styczeń	23 668,3	25 522,4	-1 854,1	29 380,0	3 845,2
luty	23 500,9	25 522,4	-2 021,5	29 328,7	5 397,9
marzec	23 872,1	24 038,5	-166,5	27 388,5	4 121,2

Źródło: Za URE na podstawie danych ankietowych oraz PSE.

W *Informacji URE* zaznaczono, że moc dyspozycyjna przyjęta do analizy nie uwzględnia:

- jednostek wytwórczych należących do przedsiębiorstw energetycznych nieobjętych niniejszym badaniem – moc dyspozycyjna tych jednostek w szczycie zapotrzebowania na moc zawierała się w przedziale od 2 000 MW (okres letni) do 5 000 MW (okres zimowy);
- umów na redukcję zapotrzebowania na energię elektryczną – obecnie ok. 150 MW;
- możliwości importu mocy z zagranicy (obecnie do 1 020 MW, dodatkowo od 2016 r. możliwości importu powinny zostać powiększone o 500 MW);
- inwestycji podmiotów objętych badaniem ankietowym, dla których OSP wydał warunki przyłączenia do sieci, a które nie zostały zgłoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne w nadesłanych ankietach – przewidywana moc osiągalna to ok. 5 700 MW;
- energetyki jądrowej – badane przedsiębiorstwa energetyczne nie przedstawiły w swoich planach informacji o inwestycji w energię jądrową, natomiast według PPEJ, rozruch pierwszego bloku o mocy co najmniej 1 000 MW powinien nastąpić do końca 2024 r.

W *Informacji URE* wskazano, że porównując wszystkie moce wytwórcze zgłoszone w planach inwestycyjnych z mocami wytwórczymi o zaawansowanym stopniu realizacji, możliwość pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2014–2017 nie ulega zasadniczej zmianie. Natomiast analizując inwestycje o znacznym stopniu zaawansowania należy zaobserwować znaczny spadek mocy dyspozycyjnej począwszy od stycznia 2021 r. Jeśli zatem badane przedsiębiorstwa energetyczne planujące budowę nowych mocy wytwórczych, których stan realizacji na chwilę obecną jest jeszcze mało zaawansowany, zrezygnowałyby z planów ich budowy, to w latach 2027–2028 może ponownie wystąpić niedostatek mocy dyspozycyjnej w stosunku do zapotrzebowania.

5.7. Opinia ekspercka

Przy opracowywaniu niniejszej *Informacji* wykorzystano omówione poniżej analizy wykonane na zlecenie NIK przez Profesora dr hab. inż. Władysława Mielczarskiego z Politechniki Łódzkiej.

- 1) Analizę działań dotyczących przygotowania przez administrację rządową strategicznych dokumentów programowych w warunkach niepewności co do konsekwencji decyzji UE o redukcji emisji CO₂; konsekwencje braku aktualnych dokumentów strategicznych i ich wpływ na podaż energii i zachowania inwestorów w długim horyzoncie czasowym.

W jej podsumowaniu stwierdzono znaczny i nieskoordynowany wpływ kilkunastu instytucji na tworzenie polityki energetycznej i wykonanie celów tej polityki. Do rozproszenia decyzji w kraju dochodzi oddziaływanie zewnętrzne Unii Europejskiej, które wnosi zarówno sporo niepewności, co do przyszłych celów i stawia znak zapytania co do realności części zamierzeń europejskiej polityki energetycznej i klimatycznej.

- 2) Perspektywy wprowadzenia w Polsce rozwiązań zachęcających inwestorów do budowy mocy w energetyce konwencjonalnej z uwzględnieniem regulacji unijnych.

W jej podsumowaniu wskazano, że w Polsce, podobnie jak w innych krajach Unii Europejskiej, niskie ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym nie zachęcają do inwestycji w nowe moce wytwórcze ze względu na brak opłacalności. Sytuacja ta wynika z wprowadzenia rynku energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej jako rynku tylko energii, bez płatności za dyspozycyjność elektrowni, niezbędną do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Również szybki rozwój odnawialnych źródeł energii ogranicza czas pracy konwencjonalnych elektrowni nie pozwalając na odzyskanie wszystkich kosztów na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej.

Konkluzje opracowań eksperckich potwierdzają wyniki kontroli oraz je uzupełniają, a najistotniejsze z nich w sferze rozwiązań systemowych, odnoszące się do konwencjonalnych źródeł wytwórczych to:

- konieczność powołania w Polsce ośrodka analitycznego na odpowiednim poziomie, który dostarczałby niezależnych analiz propozycji powstających w Komisji Europejskiej i był w stanie przedstawiać propozycje działań mogących chronić polską gospodarkę przed negatywnymi skutkami działań i decyzji podejmowanych w ramach Unii Europejskiej. W Polsce nie ma nawet niezależnego ośrodka, który mógłby dokonać kompleksowych profesjonalnych symulacji w zakresie możliwych wariantów polityki energetycznej. Brak odpowiedniego wsparcia eksperckiego rządu jest również widoczny przy tworzeniu polityki energetycznej dla Polski. Instytucje centralne, jak Ministerstwo Gospodarki, mogą stworzyć formalny dokument, ale nie mogą prowadzić zaawansowanych studiów analitycznych i symulacji;
- Minister Gospodarki, którego rola w energetyce jest wiodąca ma mało realnych narzędzi do realizacji polityki energetycznej;
- ze względu na olbrzymią gromadzoną wiedzę o funkcjonowaniu sektora prezes URE powinien inicjować działania na rzecz zmiany regulacji prawnych, które eliminowałyby nieprawidłowości w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej;
- operator systemu przesyłowego nie ma formalnych narzędzi do skłonienia inwestorów do lokowania nowych mocy wytwórczych w pożądanym miejscu sieci czy zastępowanie starych mocy wytwórczych, których praca jest niezbędna do prawidłowego funkcjonowania sieci. Dlatego konieczne jest stworzenie systemu koordynacji rozbudowy systemu przesyłowego i zdolności wytwórczych energii elektrycznej, tak aby zapewnić prawidłowe funkcjonowanie sieci

jak najniższym kosztem. Powinien to być element przygotowania Polityki energetycznej. Drugim elementem powinien być system zachęt do lokowania inwestycji w określonych punktach sieci, jak np. zwolnienie z części kosztów przyłączenia czy pewna rozbudowa sieci na potrzeby inwestycji, której kosztów nie będzie ponosił inwestor.

Ekspert odniósł się także do zawartych w projekcie „Polityki energetycznej Polski do roku 2050” scenariuszy rozwoju energetyki: zrównoważonego oraz alternatywnych – scenariusz jądrowy – scenariusz gaz + OZE.

Prezentowany jako główny scenariusz zrównoważony wydaje się najbardziej realnym, z wyjątkiem udziału energetyki jądrowej, który jest mało realny.

Za wadę publikowanego projektu dokumentu ekspert uznał brak wyraźnego wskazania na sposób realizacji tej polityki oraz na bardziej szczegółowe cele do osiągnięcia w perspektywie 2050 roku. Braki te jednak wynikają z uwarunkowań zewnętrznych: trudnej do przewidzenia polityki energetycznej Unii Europejskiej w perspektywie roku 2050 i jeszcze trudniejszej do przewidzenia reakcji na tę politykę władz polskich.

Brak wskazania szczegółowych narzędzi realizacji Polityki energetycznej przygotowanej przez Ministerstwo Gospodarki jest wyjaśniony na tle instytucji i podmiotów mających wpływ na realizację Polityki energetycznej. Analiza wpływu poszczególnych instytucji i ich relacje w zakresie polityki energetycznej pokazują, że wskazanie jakichkolwiek narzędzi realizacji polityki energetycznej, a tym bardziej próba jej realizacji jest mało realne.

Ekspert omówił także *Program optymalizacyjny eMix* zbudowany przez pracowników Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. Dla ilustracji działania eMix i pokazania możliwych scenariuszy technologii produkcji energii elektrycznej w Polsce wybrano cztery główne scenariusze, nazwane:

- ♦ Węgiel brunatny. Ceny pozwoleń na emisje CO₂ = 5 Euro/Tonę. Gaz = 450 USD/1000m³
- ♦ Węgiel kamienny. Wzrost cen pozwoleń na emisje CO₂ co 10 Euro na każde 10 lat. Opcja 5-15-25 Euro/Tonę. Gaz = 450 USD/1000m³
- ♦ Gaz. Ceny pozwoleń na emisje CO₂ – opcja 5-15-25. Cena gazu = 250 USD/1000m³
- ♦ Realizacja polityki klimatycznej. Fizyczna realizacja polityki klimatycznej poprzez redukcję emisji z elektrowni i elektrociepłowni o 43% w roku 2030 w stosunku do roku 2005.

Najbardziej korzystny ekonomicznie byłby dla Polski scenariusz węgla brunatnego. Jednak jego realizacja wymagałaby wykorzystania nowych złóż węgla brunatnego, co może wiązać się z protestami społecznymi. Determinacja Unii Europejskiej w polityce dekarbonizacji oraz wprowadzany system MSR (Market Stability Reserve) mający na celu podniesienie cen pozwoleń na emisje CO₂, powoduje że utrzymanie niskich cen pozwoleń, jak zakładano w tym scenariuszu jest mało prawdopodobne.

Bardziej kosztowny jest scenariusz węgla kamiennego. Jego opłacalność w stosunku do produkcji energii z węgla brunatnego wynika z zakładanego wzrostu cen pozwoleń na emisje. Można zakładać utrzymywanie się na w miarę stabilnym poziomie cen węgla kamiennego przez najbliższe 15–20 lat. Nie ma również problemu z dostępnością do tego paliwa, ponieważ braki węgla krajowego można zrekomensować importem. Jest to jednak wariant kosztowny dla gospodarki.

Scenariusz gazu ma szansę na realizację w przypadku niskich cen gazu – poniżej 300 USD/1000m³ i odpowiednio drogich pozwoleń na emisje CO₂, które zwiększają konkurencyjności produkcji

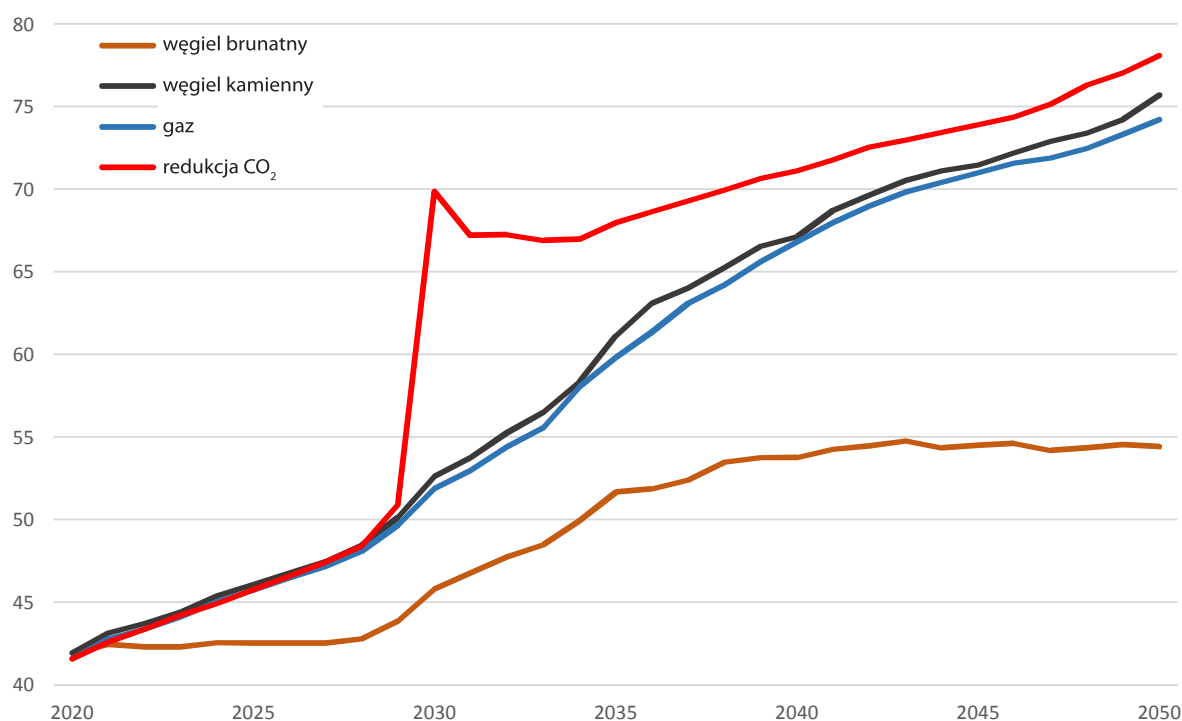
energii elektrycznej z gazu. Jednak realizacja tego scenariusza wymagałaby przeznaczenia na cele tylko elektroenergetyki systemowej ponad 25–30 mld m³ gazu rocznie, co wymagałoby nowych rurociągów lub gazoportów.

Ekspert wskazał, że nierealistyczna jest polityka klimatyczna prowadzona przez Unię Europejską, a jej fizyczna realizacja wymagałaby zamknięcia w Polsce wszystkich elektrowni węgla brunatnego i kamiennego. Powodowałoby to nie tylko znaczne koszty ekonomiczne, ale również trudne do oszacowania koszty społeczne.

W analizie przedstawiono także przewidywane koszty energii elektrycznej w zależności od przyjętego scenariusza.

Rysunek nr 8

Koszty energii elektrycznej dla różnych scenariuszy.



Źródło: Władysław Mielczarski Analiza działań dotyczących przygotowania przez administrację rządową strategicznych dokumentów programowych w warunkach niepewności co do konsekwencji decyzji UE o redukcji emisji CO₂; konsekwencje braku aktualnych dokumentów strategicznych i ich wpływ na podaż energii i zachowania inwestorów w długim horyzoncie czasowym.

Ekspert ocenił, że Program Polskiej Energetyki Jądrowej przyjęty przez rząd jest nierealny, a podawane w nim koszty produkcji energii elektrycznej z elektrowni jądrowych w Polsce są znacznie zaniżone. Należy liczyć się z ceną nie 86,3 Euro/MWh, jak podaje PPEJ, ale z ceną około 150 Euro/MWh, czyli ponad 600 zł/MWh.

Nie tylko koszty produkcji energii elektrycznej z elektrowni jądrowych są wysokie. Znaczne koszty inwestycyjne szacowane na 35–40 mld zł za pierwszy blok są barierą dla inwestycji. Polskie firmy energetyczne, te które podpisywały list intencyjny budowy elektrowni, do tej pory podjęły znaczny program inwestycyjny. W budowie są bloki energetyczne w elektrowniach: Kozienice, Stalowa Wola, Opole (dwa bloki), Turów i Jaworzno. Wejście do eksploatacji tych bloków spowoduje, że firmy inwestujące stracą dalsze zdolności inwestycyjne (możliwość zaciągania kredytów na dalsze

inwestycje) ze względu na spłatę obecnych zobowiązań. Dodatkowo w okresie 2017–2021 należy liczyć się ze znacznym spadkiem cen na rynku hurtowym ze względu na chwilowy nadmiar energii elektrycznej z nowych instalacji i trudności z domykaniem bilansów przez firmy energetyczne.

PPEJ spowodował do tej pory koszty i zobowiązania na sumę około 1,5 mld zł, przy dalszym braku decyzji czy elektrownie tego typu będą w Polsce budowane.

Ekspert wskazał, że oprócz odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych, konieczne jest również zapewnienie:

- odpowiedniej wielkości rezerw mocy,
- rezerw i mocy wytwórczych o możliwości szybkiego uruchamiania,
- odpowiedniej lokalizacji mocy wytwórczych w celu spełnienia standardów pracy sieci: poziomy napięcie i stabilność.

Narastająca produkcja energii z OZE będzie zmniejszała udział JWCD prowadząc do niestabilności systemu elektroenergetycznego. Najszybciej rośnie udział niestabilnych źródeł OZE, takich jak elektrownie wiatrowe. W roku 2014 wzrost produkcji energii z wiatru wzrósł aż o 23,38% – z poziomu 5,82 TWh w 2013 r. do 7,18 TWh. Chociaż stanowi obecnie to zaledwie 4,5% całkowitego zużycia energii elektrycznej – 157 TWh w roku 2014, to system elektroenergetyczny pracuje w wielu okresach poniżej rezerw mocy przewidywanych przez standardy techniczne – przykładowo w końcu 2014 roku w okresie Świąt Bożego Narodzenia czy Nowego Roku 2015. Dlatego szacuje się, że wzrost produkcji energii OZE, głównie źródeł niestabilnych, do 15% całkowitego zużycia energii elektrycznej może spowodować utratę stabilności systemu skutkującą awarią systemową – black out.

Ekspert wskazał, że niskie ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym powodują dwa główne problemy:

- ♦ wstrzymywania się istniejących jednostek wytwórczych od uczestnictwa w rynku ze względu na brak możliwości pokrycia wszystkich kosztów (missing money),
- ♦ powstrzymywania się od inwestycji w nowe moce wytwórcze (missing capacity).

Kraje Unii Europejskiej powszechnie wprowadzają różne systemy stymulacji inwestycji w formie rynków mocy i kontraktów różnicowych. Najlepszym przykładem jest Wielka Brytania, której systemy rynku mocy i kontraktów różnicowych zostały zatwierdzone przez Komisję Europejską w 2014 roku.

W Polsce występują oba problemy (missing money i missing capacity), jednak jak do tej pory nie wprowadzono kompleksowego systemu stymulacji inwestycji. Działania w Polsce ograniczyły się do wprowadzenia rezerwy zimnej w celu uniknięcia likwidacji części mocy wytwórczej oraz wprowadzenia od stycznia 2014 r. płatności OSP za rezerwę operacyjną. Działania te mają jednak charakter krótkoterminowy i nie rozwiązują podstawowego problemu, jakim jest brak opłacalności inwestycji w nowe moce wytwórcze.

W latach 2020–2035 w polskim systemie elektroenergetycznym powinna nastąpić likwidacja bloków wytwórczych z serii 200MW (60 jednostek wytwórczych stanowiących ponad 50% mocy) wbudowanych w latach 70-tych ubiegłego wieku, w przypadku których modernizacje pozwalające na spełnienie standardów technicznych wprowadzanych przez Unię Europejską są nie tylko nieopłacalne ekonomicznie, ale i niemożliwe do realizacji od strony technicznej – czas życia jednostki wytwórczej wynosi od 30–40 lat. Dlatego niezbędny jest kompleksowy system stymulacji inwestycji w nowe moce wytwórcze.

W przypadku braku działania i niewprowadzenia systemu stymulacji inwestycji w nowe moce wytwórcze w postaci rynku mocy, zdyskontowana na rok 2014 wartość kosztu niedostarczonej energii w latach 2020–2030 wynosi 70,4 mld PLN w cenach roku 2012. Wartość ta stanowi społeczną stratę z tytułu braku dostaw energii.

Z przeprowadzonych analiz wynika, że wprowadzenie systemu stymulacji inwestycji poprzez obniżenie ryzyka inwestycyjnego za pomocą systemów rynków mocy jest niezbędnym elementem utrzymania bezpieczeństwa energetycznego w polskim systemie elektroenergetycznym.

Wdrożenie rynku mocy nie wymaga poniesienia istotnych kosztów, w dużej mierze można bazować na istniejących zasobach kadrowych i systemach teleinformatycznych. Dla OSP i wytwórców z jednostkami centralnie dysponowanymi, dostosowanie do wymogów rynku mocy będzie pomijalnie małe, łączne wydatki nie powinny przekroczyć 3–5 mln zł. Wyższe koszty muszą ponieść inni uczestnicy rynku – pozostali wytwórcy i odbiorcy ze sterowanym odbiorem, ale jest to koszt uaktywnienia obecnie pasywnych wytwórców i odbiorców końcowych. Tylko uaktywnienie odbiorów odpowiadające poziomowi 10% zapotrzebowania z powodzeniem zrekompensuje wszystkie wydatki wdrożeniowe w jeden rok.

5.8. Wykaz organów, którym przekazano informację o wynikach kontroli

1. Prezydent Rzeczypospolitej Polskiej
2. Marszałek Sejmu
3. Marszałek Senatu
4. Prezes Rady Ministrów
5. Prezes Trybunału Konstytucyjnego
6. Rzecznik Praw Obywatelskich
7. Minister Finansów
8. Minister Środowiska
9. Minister Gospodarki
10. Sejmowa Komisja do Spraw Kontroli Państwowej
11. Sejmowa Komisja Gospodarki
12. Sejmowa Komisja Skarbu Państwa
13. Senacka Komisja Gospodarki Narodowej
14. Szef Centralnego Biura Antykorupcyjnego
15. Szef Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego

Warszawa, 24 marca 2015 r.

BDG-III-0911-14/15/14
BDG/ 593 /15

Pan
Krzysztof Kwiatkowski
Prezes
Najwyższej Izby Kontroli

Szanowny Panie Prezencie,

Stosownie do przekazanej w dniu 10 marca 2015 r. *Informacji o wynikach kontroli zapewnienia mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej*, na podstawie art. 64 ust. 2 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli (Dz. U. z 2012 r. poz. 82, z późn. zm.) przedstawiam stanowisko do przedmiotowej Informacji.

Niezasadne jest stwierdzenie, że brak nowej polityki energetycznej powoduje, że powstające regulacje prawne rozwiązują tylko częściowe problemy, a także stwarza sytuację niepewności dla podmiotów wytwarzających energię elektryczną.

Należy podkreślić, że aktualnie obowiązują dwa dokumenty strategiczne - *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* (przyjęta przez Radę Ministrów w listopadzie 2009 r.) oraz *Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko* (przyjęta przez Radę Ministrów w kwietniu 2014 r.), które przedstawiają ramy strategiczne dla sektora w długim okresie czasu. Zapisane w nich priorytety pozostają aktualne i dają wyraz polityki Rządu Rzeczypospolitej Polskiej w sektorze energetycznym. Wobec powyższego, brak formalnej aktualizacji jednego z dokumentów nie oznacza braku strategii Rządu w sektorze energetycznym.

Ramy czasowe przygotowania projektu nowej Polityki energetycznej Polski skorelowane są z procesem decyzyjnym Unii Europejskiej (UE) w zakresie rozstrzygania kwestii

zasadniczych dla określenia jej założeń, obejmujące w szczególności trudny proces formułowania nowych celów redukcji emisji w ramach UE w horyzoncie 2030 r., zdefiniowanie i zwymiarowanie nowej architektury krajowego systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz *Komunikatu dotyczącego pomocy publicznej na ochronę środowiska i cele związane z energią na lata 2014-2020*. Przedstawienie *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku*, bez uwzględnienia powyższych czynników było niecelowe, gdyż dokument przedstawiający długoterminową strategię Rządu w sektorze energetycznym, musiałby zostać zmieniony po kilku miesiącach obowiązywania w bardzo istotnym zakresie. Takie właśnie postępowanie stworzyłoby sytuację niepewności dla podmiotów sektora energetycznego.

Należy wyraźnie podkreślić, że tworzone akty prawne mają charakter rozwiązań kompleksowych, projektowanych na długi okres, podlegających ocenie w całym procesie legislacyjnym, zarówno na etapie prac w Radzie Ministrów, jak i na etapie prac parlamentarnych. Z tego powodu twierdzenie, że akty prawne rozwiązują problemy jedynie fragmentarycznie jest niezasadne.

Ponadto, mając na uwadze rzetelne przedstawienie stanu faktycznego i właściwy opis wyników kontroli pragnę zwrócić uwagę, iż w syntezie wyników kontroli zawarto nieprecyzyjne dane. Na str. 12 przedmiotowej *Informacji* w pkt 6 wskazano, iż „(...) **Rozruch pierwszego bloku** o mocy 3 GW ma, według programu rządowego, nastąpić do końca 2024 r., a kolejnego – o analogicznej mocy – do końca 2035 r. Przewidywany udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej ma wynieść w 2030 r. ok. 19%. Rząd nie określił kwoty niezbędnej na uruchomienie elektrowni jądrowej ani nie wskazał źródła nakładów, a eksperckie szacunki kosztów inwestycyjnych na **budowę pierwszego bloku** wskazują na kwotę 35-40 mld zł.”. Prawidłowo powinno być: „**Rozruch pierwszego bloku pierwszej elektrowni** jądrowej o mocy 3 GW ma, według programu rządowego, nastąpić do końca 2024 r., a kolejnej – o analogicznej mocy – do końca 2035 r. Przewidywany udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej ma wynieść w 2030 r. ok. 12%. Rząd nie określił kwoty niezbędnej na uruchomienie elektrowni jądrowej ani nie wskazał źródła nakładów, a eksperckie szacunki kosztów inwestycyjnych na budowę **pierwszej elektrowni** wskazują na kwotę 35-40 mld zł.”.

Zawarcie nieprecyzyjnych wyrażen wpływa na całościowy odbiór przedstawionego stanu faktycznego. Najbardziej niezrozumiałe jest wskazanie 19% udziału energii jądrowej w produkcji elektrycznej w 2030 r. czyli wariantu przyjętego w Programie Polskiej Energetyki Jądrowej dla określonych, specjalnych warunków dla budowy elektrowni jądrowej. Tymczasem, w podstawowym wariantcie, przewidziany udział energetyki jądrowej określony został na poziomie 12%. W sytuacji, gdy jak wyniki kontroli wskazują na str. 40 „(...) PPEJ jest obarczony wysokim ryzykiem wystąpienia okoliczności, które mogą spowodować opóźnienia lub brak możliwości realizacji.” ogromne wątpliwości budzi wzięcie pod uwagę w podsumowaniu wyników wariantu wyższego.

Nie można się również zgodzić ze stwierdzeniem eksperta zawartym na str. 80 *Informacji*, zgodnie z którym, z uwagi na nieprzewidywalny charakter produkcji, udział odnawialnych źródeł energii „nie może stanowić więcej niż 15% mocy KSE”. Należy zwrócić uwagę na fakt, iż zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki oraz Agencji Rynku Energii S.A., udział mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł energii w ogólnej mocy elektrycznej zainstalowanej (na koniec stycznia 2015 r.) **przekroczył ww. wskaźnik.**

Dodatkowo, należy zauważyć, iż *Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych* zakłada, iż ww. wskaźnik w 2020 r. kształtować się będzie na poziomie 23%, a produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii stanowić będzie ponad 19% zużycia ogółem energii elektrycznej.

Z poważaniem

MINISTER
Z up.
Jerzy W. Bielawicz
PEŁNOMOCNIK RZĄDU DO SPRAW
DEREGULACJI GOSPODARCZYCH
SEKRETARZ STANU



Janusz Piechociński
SM/2743/13

Warszawa, 12 września 2013 r.

BDG-117/MJWP-11/13

UPOWAŻNIENIE

Na podstawie art. 37 ust. 1, 2 i 5 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o Radzie Ministrów (Dz. U. z 2012 r. poz. 392) oraz na podstawie art. 268a ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2013 r. poz. 267)

upoważniam

Pana Jerzego Witolda Pietrewicza
Sekretarza Stanu w Ministerstwie Gospodarki

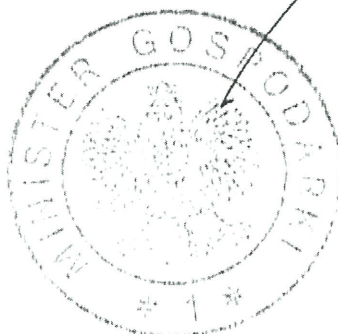
do zastępowania mnie w pełnym zakresie zadań, kompetencji i uprawnień należących do Ministra Gospodarki, niezależnie od upoważnień udzielonych innym osobom.

MINISTER GOSPODARKI

mp.

Do wiadomości:

Pan Donald Tusk
Prezes Rady Ministrów



ZA ZGODNOŚĆ
Z ORYGINAŁEM
24.03.2015 r.
WYDZIAŁ
ORGANIZACYJNY
Biuro Dyrektora Generalnego
Joanna Puchalska
GŁÓWNY SPECJALISTA



PREZES
NAJWYŻSZEJ IZBY KONTROLI
KRZYSZTOF KWIATKOWSKI

KGP-4101-001-00/2014

Warszawa, dnia 14 kwietnia 2015 r.

OPINIA

Prezesa Najwyższej Izby Kontroli
do Stanowiska Ministra Gospodarki przedstawionego do *Informacji o wynikach kontroli zapewnienia
mocy wytwórczych w energetyce konwencjonalnej.*

Minister Gospodarki uznał za niezasadne stwierdzenie NIK, że brak nowej polityki energetycznej powoduje, że powstające regulacje prawne rozwiązują tylko częściowe problemy, a także stwarza sytuację niepewności dla podmiotów wytwarzających energię elektryczną. Minister wskazał, że nadal obowiązuje *Polityka energetyczna Polski do roku 2030* i *Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko*.

NIK nie twierdzi w *Informacji o wynikach kontroli*, że wymienione przez Ministra Gospodarki dokumenty nie są obowiązujące, przytaczając je na str. 16 *Informacji*. Formułując negatywną ocenę braku strategii Rządu w sektorze energetycznym Izba wzięła pod uwagę, że w myśl ustawy *Prawo energetyczne* (art. 13-15a) to właśnie *Polityka energetyczna* jest dokumentem określającym poszczególne elementy służące zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostowi konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochronie środowiska. Zgodnie z *Prawem energetycznym*, kolejna *Polityka energetyczna* powinna zostać opracowana najpóźniej w listopadzie 2013 r., niezależnie od warunków zewnętrznych. Na str. 17 *Informacji* NIK podkreśla, że niepewność co do celów Unii Europejskiej – będącej według Ministra Gospodarki jedną z przyczyn nieprzygotowania tego dokumentu – stanowi właśnie argument dla przygotowania *Polityki energetycznej* w wariantach uwzględniających możliwe rozwiązania na szczeblu unijnym.

Odnosząc się do sytuacji niepewności dla podmiotów sektora elektroenergetycznego NIK zauważa, że jednym z najważniejszych źródeł wiedzy na temat możliwych scenariuszy rozwoju rynku energetycznego są strategiczne dokumenty rządowe. W dokumentach tych są prezentowane kierunkowe założenia polityki państwa w odniesieniu do podmiotów działających w sektorze, dotyczące m.in. działań legislacyjnych, regulacyjnych, dywersyfikacji struktury wytwarzania energii elektrycznej, wykorzystania odnawialnych źródeł energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii czy też ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko. Oczywistym zatem jest, że strategiczne dokumenty rządowe mają istotne znaczenie dla prowadzonych przez przedsiębiorców procesów analitycznych i inwestycyjnych.

Tym samym NIK nie może zgodzić się z Ministrem Gospodarki, że nieprzygotowanie *Polityki energetycznej* nie miało wpływu na sytuację przedsiębiorców działających w sektorze energetycznym. Na str. 41 *Informacji*

wskazano, że jedną z przyczyn rezygnacji niektórych przedsiębiorców z budowy nowych mocy wytwórczych było ryzyko regulacyjne.

Formułując ocenę w pkt 6 Syntezy, NIK korzystała z dokumentu *Program polskiej energetyki jądrowej (PPEJ)*¹ gdzie podawane są różne wartości udziału energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej. NIK nie widzi podstaw do korekty zapisu na str. 12 *Informacji*. Na str. 56 *PPEJ* znajduje się zapis: „W 2026 r. już ok. 23 TWh (ponad 13 % krajowej produkcji energii elektrycznej) będzie pochodzić z elektrowni atomowych, a w 2030 r. produkcja elektrowni jądrowych osiągnie 35 TWh (19% udział w krajowej produkcji elektryczności)”, na str. 61: „Nowe elektrownie jądrowe będą w 2025 r. mieć ok. 6,5% udziału w produkcji energii elektrycznej, a w 2030 r. udział ten wzrośnie do ok. 12%, co wpłynie na stabilizację cen energii.”, natomiast na str. 62: “W wykonanej dodatkowo we wrześniu 2013 r. przez ARE analizie (przy rynkowych parametrach dla energetyki jądrowej) energetyka jądrowa ma 7% udział w krajowym wytwarzaniu energii elektrycznej netto w roku 2025. Udział ten wzrasta w 2030 r. do 19% (35 TWh).”

Co do szacowanych kosztów budowy elektrowni atomowej, to zaangażowany przez NIK ekspert, prof. Władysław Mielczarski² ocenia koszty budowy na minimum 4,5 mld euro za 1000 MW, natomiast inny ekspert³ szacuje te koszty na 4,68 mld euro za 1000 MW. Agencja ratingowa Moody's⁴ przyjmuje w modelach symulacyjnych koszt budowy 5,4 mld euro za 1000 MW. Oznacza to, że koszt budowy typowego bloku o mocy 1600 MW wyniesie co najmniej 8 mld euro, czyli ponad 33 mld zł za jeden blok. Do tych kosztów należy dodać koszt infrastruktury sieciowej i instalacji chłodzącej. Te wyliczenia pokazują, że podany przez NIK w *Informacji* koszt pierwszego bloku pierwszej elektrowni jądrowej mieści się w przedziale 35-40 mld zł.

Stosowne korekty precyzujące termin oddania do eksploatacji pierwszego bloku pierwszej elektrowni jądrowej o mocy 3 GW zostały wprowadzone w pkt 6 Syntezy wyników kontroli na str. 11, oraz dotyczące udziału produkcji energii elektrycznej z OZE na str. 76 w trzecim akapicie od góry.

¹ MP z 2014 r., poz. 502

² W. Mielczarski, „Kosztowna energetyka jądrowa”, *Energetyka*, nr 677, 11/2010 r

³ D. Ciepiela: „1000MW elektrowni jądrowych w Polsce będzie kosztować ok. 4,7 mld euro”, *Nowy Wirtualny Przemysł*, www.wnp.pl, 29 lipca 2010r.

⁴ Agencja Ratingowa Moody's: „New Nuclear Generating Capacity”, *Moody's Corporate Finance*, maj 2008 r.