



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP – 4101-02-03/2013

P/13/055

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

I. Dane identyfikacyjne kontroli

Numer i tytuł kontroli	P/13/055 – Funkcjonowanie i bezpieczeństwo elektroenergetycznych sieci przesyłowych
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontrolerzy	1. Edyta Kosiarz, gł. specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr 86860 z 3 lipca 2013 r. 2. Mirosław Wójtowicz, st. inspektor kp., upoważnienie do kontroli nr 86861 z 3 lipca 2013 r. (dowód: akta kontroli str. 1-4)
Jednostka kontrolowana	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna ¹ , ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna
Kierownik jednostki kontrolowanej	Henryk Majchrzak, Prezes Zarządu Spółki od 15 października 2010 r. W okresie od 30 listopada 2007 r. do 15 października 2010 r. stanowisko Prezesa Zarządu sprawowała Stefania Kasprzyk. (dowód: akta kontroli str. 5)

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

Uzasadnienie oceny ogólnej

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie² działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

W latach 2009-2013 (I półrocze) Spółka podejmowała skuteczne działania w celu zapewnienia bezpieczeństwa działania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Spółka na bieżąco monitorowała stan bezpieczeństwa KSE z uwzględnieniem sytuacji wytwórców mocy oraz podejmowała skuteczne działania w celu zapewnienia bezawaryjnej pracy sieci przesyłowej, w tym działania zawarte w *Polityce energetycznej Polski do 2030 r.* W związku z możliwym zagrożeniem bezpieczeństwa funkcjonowania KSE po 2015 r., Spółka podejmowała działania w celu zmniejszenia zagrożenia.

Prowadzona przez PSE S.A. bieżąca modernizacja i konserwacja infrastruktury przesyłowej skutkowałą podjęciem w 2011 r. decyzji o przedłużeniu okresu jej sprawności funkcjonalnej z 40 lat do 70 lat. Posiadany przez Spółkę majątek przesyłowy charakteryzował się niską awaryjnością. Do incydentalnej awarii systemu z przyczyn leżących po stronie sieci przesyłowej doszło tylko raz w 2012 r. W celu przeciwdziałania przyszłym awariom oraz w celu rozbudowy KSE, Spółka realizowała projekty inwestycyjne, które zostały uzgodnione z Prezesem URE w przedkładanych wieloletnich Planach Rozwoju Sieci Elektroenergetycznej. Z dokonanej w trakcie kontroli NIK analizy terminowości realizacji 20 projektów

¹ Dalej: Spółka lub PSE S.A. W dniu 9 stycznia 2013 r. zmieniono nazwę firmy z Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator Spółka Akcyjna na Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna. Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 t.j. ze zm., dalej - *Prawo energetyczne*) Spółka pełni funkcję Operatora Sieci Przesyłowych – dalej: OSP.

² Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna.

inwestycyjnych, prowadzonych w latach 2009-2013, wynika, iż opóźnienia zakończenia pięciu inwestycji nastąpiły z przyczyn niezależnych od Spółki.

PSE S.A. w okresie objętym kontrolą wykonywała zadania w zakresie budowy i wzmocnienia połączeń transgranicznych wraz z rozbudową i modernizacją systemu przesyłowego na terenie kraju, czym realizowała cele przyjęte w *Polityce energetycznej Polski do roku 2030*. Trudności realizacyjne i opóźnienia na etapach poprzedzających wykonywanie robót budowlano-montażowych wynikały z przyczyn leżących poza Spółką.

Spółka monitorowała realizację zadań inwestycyjnych, a w razie potrzeby wspólnie z wykonawcami aktywnie uczestniczyła w rozwiązywaniu występujących utrudnień. Podejmowała także działania edukacyjne i informacyjne w celu lepszego zrozumienia przez lokalne społeczności i władze samorządowe znaczenia pewności i wystarczalności dostaw energii elektrycznej w funkcjonowaniu gospodarki i państwa, w tym wzrostu atrakcyjności regionalnej dla inwestorów.

Pozytywną ocenę uzasadnia również działanie Spółki zmierzające do uporządkowania nieplanowych przepływów mocy do systemu polskiego.

Na podkreślenie zasługuje inicjatywa Spółki w celu zniesienia barier prawnych w realizacji inwestycji sieciowych.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

1.1. Zapewnienie bezpieczeństwa na połączeniach krajowych

Opis stanu
faktycznego

Zgodnie z działaniem 2.33 *Programu działań wykonawczych na lata 2009-2012*, będącego załącznikiem nr 3 do *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.*³ (PEP 2030), Spółka miała zawrzeć kontrakty na regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej i odbudowy zasilania KSE⁴ (termin realizacji 2012 r.). PSE S.A. w latach 2009-2013 posiadała 4 umowy o świadczenie usługi pracą interwencyjną, które obejmowały swoim zakresem również świadczenie usługi odbudowy systemu oraz 8 umów o świadczenie usług systemowych⁵ w zakresie odbudowy KSE. Obecnie Spółka podejmuje działania w celu pozyskania dodatkowego podmiotu świadczącego usługę odbudowy systemu (elektrownia wodna Rożnów należąca do TAURON Ekoenergia Sp. z o.o.). W odbudowie KSE mogą również uczestniczyć jednostki wytwórcze elektrowni ciepłych, które w wyniku realizacji umów pomiędzy PSE S.A. a wytwórcami zostały przystosowane do przejścia do pracy na potrzeby własne i utrzymania się w układzie wydzielonym, w przypadku zaniku napięcia w KSE. W sytuacji wystąpienia awarii katastrofalnej (blackout) OSP ma możliwość skorzystania przy odbudowie KSE ze wszystkich dostępnych obecnie zasobów KSE, które mogą uczestniczyć w tym procesie. Według oceny PSE S.A., zasoby te są wystarczające do przeprowadzenia skutecznej odbudowy KSE w przypadku wystąpienia awarii katastrofalnej.

³ Wprowadzonej obwieszczeniem 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).

⁴ Określana także jako „odbudowa KSE”.

⁵ Usługi systemowe - usługi świadczone na rzecz OSP, niezbędne do zapewnienia przez OSP prawidłowego funkcjonowania KSE, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej – IRIESP; http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/IRIESP-Korzystanie_tekst_jednolity_01022013.pdf [2013.10.15].

(dowód: akta kontroli str.103-104)

Zgodnie z pkt 2.34 *Programu działań wykonawczych na lata 2009-2012*, PSE S.A. była zobowiązana do realizacji ppkt 1, 2, 5, 6, czyli do określenia wielkości mocy interwencyjnych niezbędnych w perspektywie do 2030 r. (w 2010 r.), określenia warunków technicznych, jakie są wymagane od jednostek interwencyjnych oraz preferowanych lokalizacji tych jednostek w systemie (w 2010 r.), uwzględnienia kosztów wynikających z zakupu mocy interwencyjnych (2011 r.) oraz ogłoszenia przetargu na moce interwencyjne (2010/2011 r.).

W 2008 r. została wykonana *Analiza techniczna bezpieczeństwa pracy KSE w obszarze północnej i północno-wschodniej części kraju* z uwzględnieniem dwóch scenariuszy zapotrzebowania na moc, umiarkowanym i wysokim, oraz przy jednoczesnym braku możliwości powstania nowych linii przesyłowych, jak również komercyjnych źródeł wytwórczych. Analiza została przeprowadzona dla lat 2009–2015. Z analizy wynikało, iż brak wystarczającej mocy może skutkować w perspektywie lat 2009-2013 powstaniem stanów awaryjnych w północnej i północno-wschodniej Polsce, w wyniku których może powstać lokalny blackout z wysokim prawdopodobieństwem jego wpływu na pozostałe obszary KSE. W celu utrzymania stabilności funkcjonowania KSE zaproponowano pozyskanie interwencyjnych mocy w wysokości ok. 500 MW. Ostatecznie decyzja o przeprowadzeniu przetargu nie została podjęta po ocenie pracy krajowej sieci 400-220 kV w okresie zimowym 2010/2011 oraz stwierdzeniu poprawy warunków pracy sieci w północnej części KSE. Ryzyko awarii napięciowej zostało skutecznie ograniczone w wyniku instalacji znacznej liczby baterii kondensatorów o sumarycznej mocy 684 MVar. OSP uznał, iż przy zastosowaniu dostępnych dla niego środków możliwe było zapewnienie bieżącego bezpieczeństwa pracy sieci. Wskazał też, że instalacja interwencyjnych źródeł wytwarzania (np. turbin gazowych) w północnej części KSE nie będzie potrzebna, gdy uruchomiony zostanie w Grudziądzu blok gazowo-parowy, dla którego zostały wydane warunki przyłączenia. Dodatkowo na obniżenie zagrożenia bezpieczeństwa zasilania w północnej części kraju miało wpływ: (1) spowolnienie gospodarcze po 2008 r. i związane z tym niskie tempo wzrostu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną; (2) uzyskanie wiarygodnych informacji o uruchomieniu w 2015 r. nowego źródła wytwórczego w rejonie Włocławka o mocy 460 MW; (3) planowane uruchomienie w 2015 r. połączenia z Litwą.

(dowód: akta kontroli str. 48-73, 1326-1327, 352)

OSP na bieżąco monitorował sytuację panującą w KSE oraz wykonywał analizy dotyczące możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w nadchodzących latach. Z przeprowadzonych analiz w 2011 r. wynikało, iż pierwsze istotne niedotrzymanie wymagań dotyczących nadwyżki mocy dostępnej dla OSP może pojawić się w 2014 r. i może wynosić od ok. 500 MW (maj, czerwiec, lipiec, sierpień) do ok. 1200 MW (wrzesień), przy czym zakładane uruchomienie do końca 2014 r. jednostek wytwórczych we Włocławku i w Stalowej Woli pozwoli na odbudowę wymaganej nadwyżki mocy w 2015 r. (z wyjątkiem września, dla którego niedotrzymanie wymaganej nadwyżki mocy wynosiło ok. 800 MW). Dodatkowo planowane do końca 2015 r. odstąpienie znacznej ilości jednostek wytwórczych (w tym objętych tzw. derogacją naturalną⁶) przyczyni się do gwałtownego pogorszenia bilansu mocy począwszy od 2016 r. Brak wymaganej nadwyżki mocy będzie utrzymywał się cały rok przekraczając w większości miesięcy poziom

⁶ Wprowadzona art. 33 dyrektywy 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. Nr 334, str.17 ; dalej - dyrektywa 2010/75/UE.

1000 MW i dochodząc we wrześniu do ok. 2800 MW. Jednakże niezbilansowanie mocy na nadwyżkach nie wiąże się z jednoznacznym zagrożeniem dla pokrycia zapotrzebowania odbiorców krajowych i koniecznością wprowadzenia ograniczeń. Uwzględniając analizy zapotrzebowania oraz plany uruchamiania nowych jednostek mocy OSP, wykorzystując narzędzia operatorskie, jest w stanie zagwarantować bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do końca 2015 r., jednakże na 2016 r. takich możliwości technicznych już nie posiada. W związku z tym OSP podjął działania w celu pozyskania dodatkowej rezerwy interwencyjnej w wysokości 500 MW do końca 2015 r., wraz z przesunięciem do 2017 r. terminu wycofania z eksploatacji pewnej liczby jednostek wytwórczych. Na wniosek OSP Prezes URE potwierdził możliwość sfinansowania przedsięwzięcia z przychodów taryfowych OSP pod warunkiem minimalizacji kosztów tego przedsięwzięcia. Z analiz przeprowadzonych przez OSP wynikało, iż usługa pracy interwencyjnej powinna być świadczona z wykorzystaniem turbin gazowych. Na podstawie przedstawionych przez OSP analiz finansowych Prezes URE uznał zasadność zakupu usługi rezerw interwencyjnych, jednakże nie zgodził się, aby skutkowały one znacznym wzrostem taryfy OSP. Spółka zidentyfikowała grupę węglowych jednostek wytwórczych, które ze względów technicznych, ekonomicznych oraz środowiskowych przewidywane są do trwałego wycofania od 2016 r. OSP zaproponował nową usługę pod nazwą interwencyjna rezerwa zimna, która decyzją Prezesa URE z 14 grudnia 2012 r. została wprowadzona do katalogu usług systemowych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Usługę interwencyjnej rezerwy zimnej mogą świadczyć Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWDC) posiadające prawo do korzystania od dnia 1 stycznia 2016 r. z czasowego odstępstwa od standardów emisyjnych (derogacje 17 500 h) zgodnie z dyrektywą 2010/75/WE. PSE S.A. przygotowując się do zakupu interwencyjnej rezerwy zimnej przeprowadziła badanie rynku w zakresie pozyskania usługi. Z analiz wynikało, iż istnieje rynkowy potencjał usługi interwencyjnej rezerwy zimnej przekraczający 1300 MW. Prezes URE potwierdził zasadność zakupu tej usługi dla zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania KSE, jednakże zwrócił uwagę, iż usługa powinna zostać zrealizowana przy jednoczesnym uwzględnieniu konieczności ochrony odbiorców przed nadmiernym wzrostem stawek opłat za energię elektryczną. W dniu 6 czerwca 2013 r. Spółka ogłosiła przetarg publiczny na zakup usługi interwencyjnej rezerwy zimnej. Termin składania ofert upłynął w dniu 9 października 2013 r.

(dowód: akta kontroli str. 74-102, 1592)

W 2012 r. Spółka ogłosiła dwa postępowania przetargowe na zakup usługi *Praca interwencyjna: redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP*⁷. W wyniku tych postępowań zostały zawarte dwie umowy na redukcję zapotrzebowania z PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Jedna z umów dotyczy okresu zimowego i redukcji 25 MW, a druga okresu letniego i redukcji 30 MW. PSE S.A. planuje do 2016 r. pozyskać dzięki takiej usłudze możliwość redukcji mocy u odbiorców na poziomie 200 MW. Usługi te będą traktowane jako stały element usług systemowych wykorzystywany do bilansowania KSE, zarówno przed jak i po 2015 r. Koszt powyższej usługi będzie miał wpływ na wzrost ceny usługi przesyłania energii elektrycznej, jednak nie będzie miał istotnego wpływu na cenę energii elektrycznej.

W dniu 13 maja 2013 r. TAURON Sprzedaż GZE, TAURON Dystrybucja oraz PSE S.A. podpisały trójstronne porozumienie, dzięki któremu rozpoczęły realizację

⁷ Usługa systemowa o charakterze interwencyjnym, stosowana w sytuacji zagrożenia systemu elektroenergetycznego niezbilansowaniem.

wspólnego projektu pilotażowego badania wpływu innowacyjnych taryf na zachowania klientów w zakresie zużycia energii elektrycznej. Celem projektu jest weryfikacja możliwości kształtowania zużycia energii elektrycznej odbiorców energii wyposażonych w inteligentne liczniki i korzystających z innowacyjnych taryf na energię elektryczną w celu przeniesienia obciążenia sieci z okresów szczytowych na strefy pozaszczytowe. Istotnym celem programu jest też potwierdzenie, że działania te będą również opłacalne dla klientów.

(dowód: akta kontroli str. 1266-1268, 95-96, 356)

W wyniku prowadzonych rozmów pomiędzy PSE S.A. a PGE GiEK S.A. uzgodniono możliwość przesunięcia na koniec 2017 r. trwałego wyłączenia bloku nr 1 w Elektrowni Bełchatów. PSE S.A. prowadziło powyższe rozmowy mając na uwadze konieczność zapewnienia wymaganych wielkości dostępnych rezerw mocy wytwórczych w KSE w latach 2016-2017.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE po 2015 r. Spółka ponadto m.in.: modyfikowała zasady wyznaczania i rozliczania operacyjnej rezerwy mocy na rynku usług systemowych (termin wdrożenia - 1 stycznia 2014 r.), brała udział w pracach Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie nad analizą możliwości zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce poprzez wprowadzenie rynków mocy/mechanizmów mocowych (pierwsze wyniki prac spodziewane są w I kwartale 2014 r.), wprowadzała mechanizm aktywnego uczestnictwa w Rynku Bilansującym Uczestników Rynku Bilansującego dysponujących urządzeniami i instalacjami odbiorczymi, które mogą podlegać bezpośredniemu sterowaniu przez OSP (zmiany IRIESP do dnia 1 lipca 2014 r.), wdrażała rynkowe zasady zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego oparte na pełnym modelu sieci elektroenergetycznej *Market Management System* (planowany termin uruchomienia – 2017 r.), realizowała projekt mający na celu opracowanie rozwiązań taryfowych zmieniających charakterystykę odbioru, rozwijała połączenia transgraniczne, współpracowała z sąsiadującymi OSP w zakresie: pomocy awaryjnej, stosowania DC loop flow⁸, poprawy bezpieczeństwa pracy połączonych systemów w ramach grupy Transmission System Operators Security Cooperation (TSC)⁹, w której opracowano system informatyczny CTDS (Common Tool for Data Exchange and Security Assessment) wykorzystywany w procesie codziennego planowania i analizy bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej w regionie Europy Środkowej oraz uzgadniania środków zaradczych wobec przypadków niespełnienia kryterium n-1¹⁰, brała udział w implementacji mechanizmu opartego na przepływach fizycznych Flow-Based Market Coupling (FB MC)¹¹, podejmowała działania w celu pozyskania rezerwy mocy dostępnych w jednostkach wytwórczych małej mocy.

Zdaniem Spółki, wszystkie powyższe działania powinny doprowadzić do zminimalizowania ryzyka zaistnienia okresów deficytów w szczycie zapotrzebowania KSE w najbliższych latach. Działania te nie zastąpią jednak konieczności

⁸ Efektem stosowania DC loop flow jest wymuszenie przepływu kołowego o pożądanej wielkości mocy i kierunku, umożliwiającego odciążenie połączeń międzysystemowych (m.in. na granicy polsko-niemieckiej).

⁹ Grupa utworzona przez OSP Europy Środkowej współpracująca na rzecz poprawy bezpieczeństwa pracy połączonych systemów elektroenergetycznych w regionie; <http://www.tso-security-cooperation.net/en/index.htm> [2013.11.06].

¹⁰ Kryterium n-1 miernik określający bezpieczeństwo pracy sieci przesyłowej - w przypadku wyłączenia jednej linii elektroenergetycznej nie dojdzie do przeciążeń w systemie; <http://www.leonardo-energy.org/n-1-criterion-power-transmission> [2013.10.16].

¹¹ Zdolności przesyłowe w metodzie FB MC wyznaczone są w oparciu o wspólny model sieci przesyłowej przy uwzględnieniu prognozowanych przepływów energii elektrycznej. Wdrożenie mechanizmu FB MC ma na celu poprawę bezpieczeństwa pracy połączonych systemów, w tym KSE pod kątem nieplanowanych przepływów ze strony niemieckiej. Skuteczny mechanizm wyznaczania i alokacji zdolności transgranicznych powinien umożliwiać odzwierciedlenie współzależności między wymianą handlową i przepływami fizycznymi w sieci przesyłowej. Według aktualnych planów wdrożenie mechanizmu FB MC ma nastąpić do końca 2014 r. na obszarze obejmującym Region CEE oraz CWE (Europa Zachodnia i Środkowa).

odtworzenia (modernizacji) i budowy nowych źródeł wytwarzania w kraju. Ze względu na długi okres inwestycji w nowe źródła, działania PSE S.A. mogą zapewnić zbilansowanie KSE do czasu rozpoczęcia pracy przez nowe i zmodernizowane źródła wytwórcze przyłączone do krajowej sieci elektroenergetycznej.

(dowód: akta kontroli str. 1268-1279, 95-96)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

1.2. Zapewnienie bezpieczeństwa na połączeniach transgranicznych

1.2.1 Przepływy nieplanowe

Opis stanu
faktycznego

Istotnym problemem w KSE, ograniczającym import, a w ekstremalnych warunkach mogącym wpłynąć niekorzystnie na bezpieczeństwo KSE, są nieplanowane przepływy mocy¹² z systemu niemieckiego poprzez system polski do systemu czeskiego i słowackiego. Przepływy nieplanowe zwiększają się znacznie w okresach dużej generacji mocy z energii wiatrowej na obszarze północnej części Niemiec, prowadząc do zagrożenia przeciążeniem linii Krajnik - Vierraden, transformatorów na stacji Mikułowa, linii Mikułowa - Czarna oraz linii wychodzących ze stacji Mikułowa.

(dowód: akta kontroli str. 1093)

Przeprowadzone przez PSE analizy wskazują na silny związek pomiędzy transgraniczną wymianą handlową Niemcy-Austria, a skalą przepływów nieplanowych poprzez system polski, a także czeski, słowacki czy węgierski. PSE S.A. szacuje, że około 50% wymiany handlowej pomiędzy Niemcami i Austrią jest w rzeczywistości realizowane z wykorzystaniem sąsiednich sieci przesyłowych. Przyczyny tego stanu PSE S.A. upatruje w niedostatecznie rozwiniętej sieci przesyłowej w Niemczech na kierunku północ-południe oraz transakcjach handlowych zawieranych na rynku niemieckim i austriackim, które w stopniu niewystarczającym uwzględniają fizyczne aspekty połączonej sieci przesyłowej. W latach 2009-2013 nieplanowane przepływy występowały przez ponad 40 tys. godzin, tj. przez cały czas pracy systemu w różnych przedziałach mocy. Średnioroczna wielkość energii elektrycznej, która przepływa z systemu niemieckiego przez krajowe sieci energetyczne w postaci nieplanowych przepływów, tj. nie zgłoszonych do OSP w postaci grafików wymiany transgranicznej, wynosi 7 TWh.

(dowód: akta kontroli str. 514-530)

Nieplanowe przepływy niosą za sobą skutki finansowe. Koszty powodowane transgranicznymi przepływami rozliczane są pomiędzy operatorami poprzez mechanizm kompensat Inter-TSO Compensation (Mechanizm ITC)¹³. Wielkości te rozliczane są w stosunku do fizycznych przepływów, tj. obejmują również nieplanowe przepływy. Kompensaty w części równoważą straty na przesyłach, a w części stanowią wartość dodaną za wykorzystanie infrastruktury. Saldo kompensat i wpłat dla PSE S.A., dla całego przesyłu (fizycznego) wyniosło: za

¹² Określane także jako przepływy kołowe lub karuzelowe.

¹³ Mechanizm ITC jest systemem obowiązującym obligatoryjnie w krajach członkowskich UE. Wdrożony w 2002 r. w celu likwidacji opłat przesyłowych transgranicznych oraz tranzytowych, co oznacza że uczestnicy transgranicznej wymiany energii elektrycznej w Europie nie ponoszą bezpośrednio opłat na rzecz innych OSP, ale opłaty te ponosi OSP z kraju, z którego realizowany jest eksport/import energii. Zasada i metodologia mechanizmu ITC regulowana jest bezpośrednio przez unijne regulacje prawne, tj. Rozporządzenie 714/2009 oraz Rozporządzenie 838/2010.

2011 r. +2,6 mln euro, za 2012 r. + 5,0 mln euro. Nieplanowe przepływy wpływają również na ograniczenia dochodów uzyskiwanych za udostępnianie połączeń. PSE S.A. szacuje, że ewentualne utracone korzyści zawierają się w przedziale 1-1,5 mln euro/rok. Mając na uwadze dodatnie saldo kompensat i uprzednio przedstawione szacunki, wynik dla PSE S.A. uzyskiwany w ramach mechanizmu rozliczeń międzyoperatorskich obejmujący nieplanowe przepływy, PSE S.A. uznaje za neutralny. Natomiast PSE S.A. w latach 2010-2012 poniosła koszty w związku z podejmowaniem działań zaradczych (Cross-Border Redispatching - transgraniczne przekierowanie energii¹⁴) w wysokości ok. 1 374 tys. euro, które rokrocznie stopniowo wzrastają.

(dowód: akta kontroli str. 504-506, 519, 1093)

Po zidentyfikowaniu sytuacji zagrożenia dla bezpiecznej pracy systemu PSE S.A. podejmowała środki zaradcze, które najczęściej były wystarczające. Jednak występowały przypadki przekroczenia progu bezpiecznej pracy systemu. W 17 miesiącach w latach 2009-2013, wystąpiło od kilku do kilkunastu przypadków przekroczenia przyjętego kryterium bezpieczeństwa, a czas pracy systemu w stanie zagrożenia wynosił od kilku do kilkudziesięciu godzin. Uniknięcie wystąpienia negatywnych skutków nieplanowanych przepływów wymaga ograniczenia/zmiany kierunku rozprawy mocy prowadzącego do zmniejszenia obciążeń zagrożonych elementów sieci. Działania zaradcze obejmują środki wewnętrzne na obszarze operatorskim polegające na zmianie konfiguracji sieci, zmianie grafiku generacji mocy przez elektrownie krajowe lub ograniczeniu udostępnianych zdolności przesyłowych podmiotom z rynku. W przypadkach, gdy działania są niewystarczające, wymagane jest działanie dwóch lub więcej operatorów polegające m.in. na wykorzystaniu do przesyłu „Pętli Stałoprądowej”, tj. przesyłania energii z Niemiec do Polski przez Danię i Szwecję, bilateralnej zmiany grafików pracy elektrowni polegającej na zaniżeniu generacji mocy po stronie niemieckiej przy jednoczesnym podniesieniu mocy po stronie polskiej lub zmiany grafików pracy elektrowni i sald u kilku operatorów. W 2012 r. PSE S.A. i 50Hertz (operator niemiecki) zawarły umowę na tzw. wirtualny przesuwnik fazowy (V-PST), której celem w fazie pilotażowej było podejmowanie działań pozwalających na ograniczenie przepływów nieplanowych od strony niemieckiej do wielkości akceptowalnych z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy i zdolności importowych. 50Hertz zobowiązała się podjąć na własny koszt działania zaradcze zmierzające do usuwania sytuacji zagrożenia bezpiecznej pracy systemu i ograniczenia przepływu do wielkości określonych w umowie. Faza pilotażowa trwała do końca kwietnia 2013 r., a jej głównym celem było testowanie skuteczności mechanizmów V-PST i ocena kosztów ich stosowania. W okresie fazy pilotażowej V-PST środki zaradcze aktywowane były w 14 dniach w przeciągu 132 godzin, a sumaryczna wielkość międzysystemowego przekierowania transgranicznego energii pomiędzy operatorami wyniosła 60 GWh. W tym okresie PSE S.A. była w stanie zaoferować zwiększony o około 50% wolumen zdolności importowych w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, a oferowane zdolności znalazły swoich nabywców w aukcjach. Koszty działań zaradczych w wysokości 3 mln euro zgodnie z umową pokryła 50Hertz.

(dowód: akta kontroli str. 521-526)

Faza pilotażowa pokazała, że V-PST jest narzędziem przydatnym do przeciwdziałania nieplanowanym przepływom, jednak wystąpiły w jej trakcie przypadki niewystarczającego zmniejszenia przepływów do wartości bezpiecznych dla polskiego systemu. Wyniki fazy pilotażowej oraz analizy uwzględniające dalszy

¹⁴ Zaniżenie generacji mocy po stronie niemieckiej (głównie 50Hertz) przy jednoczesnym podnoszeniu generacji u operatorów na południe od systemu polskiego (głównie Czechy i Austria).

wzrost poziomu generacji mocy w systemie niemieckim (z OZE), potwierdziły potrzebę instalacji fizycznych urządzeń – PST (przesuwników fazowych) w celu ograniczenia ryzyka przekraczania wartości granicznych obciążeń sieci, jak również zwiększenia możliwości wymiany mocy na połączeniach z systemem niemieckim. Strony uzgodniły, że do czasu instalacji fizycznych przesuwników fazowych uruchomiona zostanie Faza operacyjna V-PST. Szczegółowe zasady tego mechanizmu są obecnie przedmiotem rozmów pomiędzy PSE S.A. i 50Hertz.

(dowód: akta kontroli str. 541-543)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

1.2.2. Rozbudowa połączeń transgranicznych (działania zmierzające do zwiększenia możliwości importu)

Opis stanu
faktycznego

Obecnie Krajowy System Przesyłowy (KSP) pracuje poprzez dwa połączenia z systemem niemieckim, dwa połączenia z systemem czeskim, jedno połączenie z systemem słowackim oraz z wydzielonym blokiem elektrowni Dobrotwór na Ukrainie. KPS posiada połączenie stałoprądowe z systemem szwedzkim. Zdolności przesyłowe ww. połączeń w 2013 r. zawierają się w przedziale do: dla eksportu mocy 1200/1000 MW (zima/lato) na połączeniach z Niemcami, Czechami i Słowacją oraz na połączeniu z systemem szwedzkim; dla importu 820 MW, w tym 220 MW na jednokierunkowym połączeniu z Ukrainą. W I połowie 2013 r. PSE S.A. oferowały na wszystkich połączeniach łączne zdolności przesyłowe w wysokości umożliwiającej wymianę 7,9 TWh (10,9% energii zużywanej w kraju) w kierunku eksportu i 4,2 TWh (5,8% energii zużywanej w kraju) w kierunku importu.

(dowód: akta kontroli str. 508, 512)

W PEP 2030 założono wzrost poziomu zdolności wymiany energii, w 2015 r. do 15%, w 2020 r. do 20% i w 2030 do 25% energii zużywanej w kraju. Dążąc do realizacji założeń w planach rozwoju przyjęto, że realizacja zadań i zamierzeń inwestycyjnych dot. połączeń transgranicznych umożliwi wzrost wymiany mocy, odpowiednio: 1) od 2015 r. do poziomu 3600 MW na kierunku eksportu i 2120 MW importu mocy, w efekcie zakończenia I etapu projektu Polska - Litwa i instalacji przesuwników fazowych na połączeniach z systemem niemieckim; 2) od 2020 r. do 5200 MW na kierunku eksportu i 4420 MW importu, poprzez zakończenie II etapu projektu Polska-Litwa, budowy III połączenia z systemem niemieckim oraz odbudowy połączenia z Ukrainą; 3) od 2030 r. do 5800 MW na kierunku eksportu i 5020 MW importu, jeżeli odbudowane zostanie połączenie z Białorusią lub wybudowane nowe połączenie z Rosją. Zdaniem Spółki realizacja powyższych zadań, przy szacowanym wzroście zapotrzebowania krajowego, powinna zapewnić osiągnięcie wskaźników określonych w PEP 2030.

(dowód: akta kontroli str. 512)

Akceptowalny poziom przepływów nieplanowanych oraz osiągnięcie założonych w PEP 2030 wskaźników międzysystemowej wymiany energii elektrycznej, powinny zapewnić prowadzone obecnie zadania inwestycyjne na połączeniach z systemem niemieckim i systemami krajów bałtyckich w ramach budowanego połączenia Polska-Litwa. Realizację wymienionych zadań przedstawiono w pkt 2.3. wystąpienia.

(dowód: akta kontroli str. 512)

Na obecnym etapie działań brak jednak ostatecznych rozstrzygnięć w kwestii uruchomienia i odbudowy połączeń z systemem ukraińskim i białoruskim lub budowy połączenia z systemem rosyjskim. W 2008 r. PGE S.A. przekazała na

majątek PSE S.A. tzw. linie wschodnie: (1) 750 kV Rzeszów – Chmielnicka (Ukraina) – linia trwale wyłączona z ruchu; (2) 220 kV Zamość – Dobrotwór – linia sprawna technicznie; 220 kV Białystok – Roś (Białoruś) – linia trwale wyłączona z ruchu i wymagająca odbudowy. Wyniki analiz wykonanych przez PSE S.A. potwierdziły zasadność uruchomienia połączenia Rzeszów-Chmielnicka. W 2011 r., po uzyskaniu zgody rządu Ukrainy, PSE S.A. i NPC Ukrenergo (operator ukraiński) wykonały analizy rozptylowe dla różnych wariantów odbudowy połączenia. PSE S.A. przekazała operatorowi ukraińskiemu projekt porozumienia określający zasady współpracy w celu realizacji poszczególnych etapów projektu, jednak do chwili obecnej porozumienie nie zostało podpisane – NPC Ukrenergo nie uzyskało zgody ukraińskiego Ministerstwa Energetyki i Górnictwa. Na przełomie lat 2012/2013, a także w lipcu 2013 r. PSE S.A. zwracała się z oficjalnymi prośbami o wsparcie do Ministerstwa Gospodarki oraz Ambasadora RP na Ukrainie.

(dowód: akta kontroli str. 545-549)

W 2009 r. PSE S.A. opracowała wstępną koncepcję budowy linii Narew - granica RP z wykorzystaniem trasy nieczynnej linii Białystok - Roś. Analizy systemowe z 2010 r. wykazały, że warunkiem uruchomienia tego połączenia jest zakończenie rozbudowy KSP w północno-wschodniej części kraju, realizowanej m.in. w ramach projektu Polska - Litwa do 2020 roku. Wstępne badanie rynku (WBR) wykazało umiarkowane zainteresowanie uczestników rynku korzystaniem z połączenia. W marcu 2012 r. m.in. ze względu na zmiany zachodzące na rynku energii, w tym brak ostatecznej decyzji o lokalizacji polskiej elektrowni jądrowej, PSE S.A. zawiesiła prace w projekcie.

(dowód: akta kontroli str. 549-551)

Wyniki analiz PSE S.A. wskazały na brak do 2025 r. uzasadnienia dla budowy połączenia transgranicznego z Obwodem Kaliningradzkim. Wewnętrzne możliwości przesyłu mocy w rejonie północno-wschodniej części kraju według Spółki zawierają się w przedziale 1000-1500 MW. Zrealizowanie I i II etapu połączenia Polska - Litwa umożliwi wymianę mocy na poziomie 1000 MW. Pozostałe, ograniczone możliwości przesyłowe w kraju powodują, że z dwóch rozważanych kierunków połączeń (Białoruś lub Obwód Kaliningradzki) do 2025 r. zrealizowany może być tylko jeden. Obecnie w PSE trwają aktualizacje wykonanych wcześniej analiz. Według PSE S.A. realizacja uzależniona jest również od decyzji na szczeblu rządowym. Ekspertski pogląd dotyczący ewentualnej budowy połączenia z Obwodem Kaliningradzkim PSE S.A. prezentowała na spotkaniach z przedstawicielami Ministerstwa Gospodarki, Skarbu Państwa, Spraw Zagranicznych, Międzyresortowego Zespołu ds. Realizacji Polityki Energetycznej Polski do 2030 r. oraz Kancelarii Prezesa Rady Ministrów.

(dowód: akta kontroli str. 551-552)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

2. Działania PSE S.A. w zakresie utrzymania i rozwoju sieci przesyłowych

Opis stanu
faktycznego

Na dzień 31 grudnia 2012 r. Spółka posiadała 13 546,77 km linii energetycznych (napowietrzne i kablowe), 101 stacji elektroenergetycznych (licząc bez transformatorów) oraz transformatory sieciowe przekładnika (kV/kV) o łącznej mocy 45 116 MVA. W wyniku prowadzonej gospodarki remontowej oraz zabiegów eksploatacyjnych od 2011 r. okres sprawności funkcjonalnej dla obiektów liniowych

wydłużono z 40 do 70 lat¹⁵. Biorąc pod uwagę okres sprawności funkcjonalnej majątku przesyłowego PSE S.A., tylko jeden obiekt przekroczył wyznaczoną granicę sprawności funkcjonalnej, co stanowiło ok. 0,8 % wszystkich linii (modernizowany w latach 2008-2013).

W latach 2009-2012 nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy w KSE. Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych w poszczególnych latach wynosiła: 25,3 GWh, 26,35 GWh, 16,63 GWh, 10,05 GWh. W większości zdarzeń, awarie powstały w wyniku niesprzyjających warunków atmosferycznych. Przeważająca ilość awarii występowała w sieci dystrybucyjnej. Ograniczenie dostaw energii z powodu awarii sieci przesyłowych wystąpiło tylko w 2012 r. i wyniosło ok. 40 MWh. Awary miały miejsce w rozdzielni 110 kV Gdańsk. Przyczyną awarii było zwarcie instalacji modułu odłącznikowo-uziemnikowego, w związku z uszkodzeniem izolacji tego modułu.

W latach 2009-2012 wskaźniki dostępności linii i transformatorów najwyższych napięć były wysokie. Wskaźniki dostępności transformatorów były mniej stabilne niż linii, co wynikało z realizowanego programu wymiany izolatorów (konieczne wyłączenia transformatorów).

(dowód: akta kontroli str. 348-352, 1034-1036, raport na CD)

2.1. Plany rozwoju sieci

W latach 2009–2013 (I półrocze) w PSE S.A. obowiązywały dwa Plany Rozwoju Sieci Przesyłowych¹⁶ uzgodnione z Prezesem URE - PRSP na lata 2006-2020 wraz z aktualizacją na lata 2008-2010 oraz PRSP na lata 2010-2025, który został uzgodniony na 2010 r. wraz z trzema aktualizacjami. PRSP na lata 2010-2025 został sporządzony zgodnie z wymogami art. 16 ust. 3a¹⁷ ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*. Zgodnie z PRSP na lata 2010-2025 Spółka planowała ponieść w latach 2010–2015 nakłady inwestycyjne w łącznej kwocie 8 546 mln zł, w tym w poszczególnych latach odpowiednio: 850 mln zł, 1 100 mln zł, 1 200 mln zł, 1 300 mln zł, 1 300 mln zł, 1 402 mln zł. Wraz z kolejnymi aktualizacjami PRSP wynikającymi przeważnie ze zmiany planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej oraz etapu realizacji inwestycji, zmianie ulegał poziom nakładów inwestycyjnych ponoszonych w poszczególnych latach realizacji PRSP. Zgodnie z aktualizacją PRSP na lata 2011-2016 (uzgodnioną w zakresie 2011 r.) nakłady inwestycyjne w poszczególnych latach miały wynosić odpowiednio: 807 mln zł, 1 586 mln zł, 2 351 mln zł, 2 560 mln zł, 2 448 mln zł. Wraz z aktualizacją PRSP na lata 2012-2016 łączne nakłady inwestycyjne miały wynosić 8,2 mld zł, w tym w poszczególnych latach: 541 mln zł, 997 mln zł, 2 274 mln zł, 2 355 mln zł, 2 038 mln zł. Jak wynika z aktualizacji PRSP na lata 2013-2017 łączne nakłady inwestycyjne miały wynosić 9 923 mln zł, w tym w poszczególnych latach odpowiednio: 769 mln zł, 1 923 mln zł, 2 415 mln zł, 2 414 mln zł, 2 401 mln zł.

(dowód: akta kontroli str. 1163-1208, PRSP na CD)

¹⁵ Sprawność funkcjonalną obiektów liniowych należy rozumieć jako ich zdolność przesyłową (obciążalność prądową) na jaką zostały zaprojektowane oraz ich stan techniczny. W przeszłości, jako okres ww. sprawności funkcjonalnej, przyjmowano 40 lat, przy założeniu wykonywania podstawowych zabiegów eksploatacyjnych (np. wycinki, wymiana uszkodzonych elementów). W praktyce utrzymania obiektów liniowych, zakres zabiegów eksploatacyjnych jest znacznie szerszy (m.in. konserwacja fundamentów, zabezpieczenie antykorozyjne konstrukcji wsporczych, wymiana izolacji), a w połączeniu z odpowiednio prowadzoną gospodarką remontową powoduje znaczne wydłużenie okresu, w którym linia może pozostawać w pełni funkcjonalna. Powyższe spowodowało, iż począwszy od 2011 r., okres sprawności funkcjonalnej dla obiektów liniowych wydłużono do 70 lat.

¹⁶ Dalej: PRSP.

¹⁷ W brzmieniu obowiązującym do dnia 11 września 2013 r.

Zadania inwestycyjne zawarte w PRSP były realizowane poprzez wykonywanie rocznych planów inwestycyjnych. W latach 2009-2013 (I półrocze) Spółka poniosła nakłady inwestycyjne w łącznej kwocie 2 827 mln zł, w tym w okresie 2010-2013 (I półrocze) w kwocie 2 081,7 mln zł, co stanowiło ok. 24% kwoty nakładów inwestycyjnych planowanych do poniesienia w PRSP na lata 2010-2025 bez uwzględnienia aktualizacji. Najwyższe kwotowo nakłady inwestycyjne Spółka poniosła w 2009 r. w wysokości 745 322,9 tys. zł, co stanowiło 89% planowanej kwoty inwestycji na dany rok. Plan inwestycji na 2011 r. został wykonany w najwyższym stopniu, ponieważ zrealizowano go w 99,7%. Planem inwestycyjnym, który został zrealizowany w najniższym stopniu był Plan inwestycyjny na 2010 r. zrealizowany tylko w 65,6%. Głównymi przyczynami niepełnej realizacji zadań inwestycyjnych w 2010 r. były m.in.: 1) brak możliwości przeprowadzenia robót budowlano-montażowych z uwagi na nieuzyskanie wyłączenia linii elektroenergetycznych w pierwotnie planowanych terminach, 2) brak pozyskania prawa do dysponowania nieruchomością na cele budowlane, 3) przedłużające się negocjacje w sprawie określenia wartości wykupu nieruchomości, 4) wstrzymanie prac komisji przetargowych m.in. w związku ze zmianą koncepcji realizowania zadania lub postępowania przetargowego.

Realizując plany inwestycyjne wybudowano łącznie 320 km linii 400 kV, 712,4 km traktów światłowodowych, 0,8 km linii kablowej 110 kV, 4 375 MVA transformatorów, zainstalowano baterie kondensatorów o łącznej mocy 350 MVar oraz wybudowano 5 098,2 m² budynków technologicznych. Ponadto zakupiono infrastrukturę stanowiącą 254 km podmorskiego połączenia stałoprądowego 450 kV DC Polska - Szwecja.

(dowód: akta kontroli str. 1037, płyta CD – Realizacja planów inwestycyjnych-1208)

W związku z utrudnieniami w zakresie uzyskania prawa drogi pod istniejącymi liniami lub w trakcie realizacji inwestycji przesyłowych, w 2008 r. z inicjatywy PSE S.A. zostało zawarte *Porozumienie o współpracy w zakresie stworzenia nowych rozwiązań prawnych ułatwiających realizację inwestycji infrastrukturalnych*, którego stronami były: OGP GAZ-System S.A., Izba Gospodarcza Gazownictwa, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, PSE S.A., Towarzystwo Rozwoju Infrastruktury „ProLinea”, PERN „Przyjaźń” S.A., Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie. Celem powyższego porozumienia było współdziałanie partnerów w zakresie możliwie pilnego doprowadzenia do przyjęcia rozwiązań ustawowych sprzyjających prowadzeniu inwestycji infrastrukturalnych i porządkujących jednoznacznie stan prawny istniejącej i budowanej infrastruktury sieciowej. Efektem działań współpartnerów porozumienia było stworzenie dwóch raportów dotyczących wpływu uregulowań prawnych na warunki eksploatacji i rozwoju infrastruktury technicznej liniowej branży paliwowo-energetycznej decydującej o bezpieczeństwie energetycznym kraju. Powyższe raporty posłużyły stronie rządowej do przygotowania *Założeń do projektu ustawy o korytarzach przesyłowych celu publicznego*. Od 2011 r. członkowie *Porozumienia* czynnie uczestniczą w sejmowej Grupie Roboczej, której celem jest podejmowanie działań na rzecz ustawy o korytarzach przesyłowych.

PSE S.A. podejmuje działania informacyjne mające na celu uświadomienie społeczeństwu i władzom samorządowym znaczenia pewności i wystarczalności dostaw energii elektrycznej w funkcjonowaniu państwa i gospodarki. PSE S.A. podpisuje z samorządami listy intencyjne, których przedmiotem są zasady współpracy w celu zapewnienia odpowiednich warunków realizacji inwestycji, przede wszystkim poprzez prowadzenie akcji informacyjnej i promowania programu inwestycyjnego PSE S.A. wśród mieszkańców. Do dnia 23 sierpnia 2013 r.

podpisano 8 listów intencyjnych. Obecnie trwają prace w celu podpisania kolejnego listu intencyjnego z województwem pomorskim.

PSE S.A. podejmuje działania w kierunku wprowadzenia zadań ujętych w PRSP do Koncepcji Przestrzennego Zagospodarowania Kraju (KPZK) i/lub do Wojewódzkich Planów Zagospodarowania Przestrzennego albo do Strategii Rozwoju Województw. W 2009 r. Spółka podjęła współpracę z Ministrem Gospodarki w celu skutecznej realizacji działań na rzecz projektu rozporządzenia w sprawie programu zadań rządowych polegających na rozwoju elektroenergetycznych sieci przesyłowych. Spółka uczestniczyła w konsultacjach projektu powyższego rozporządzenia. W 2010 r. Spółka podjęła współpracę z Ministerstwem Gospodarki w zakresie opracowywanej w tamtym okresie w Ministerstwie Rozwoju Regionalnego Koncepcji Przestrzennego Zagospodarowania Kraju do 2030 r. W wyniku powyższej współpracy, w przyjętej przez Sejm KPZK 2030 znalazła się imienna lista zamierzeń rozwojowych Krajowej Sieci Przesyłowej. Ponadto po opracowaniu i uzgodnieniu PRSP 2010-2025, w 2009 r. Spółka wystosowała do 16 województw wnioski o ujęcie w planach zagospodarowania przestrzennego województw zamierzeń rozwojowych Krajowej Sieci Przesyłowej. Inwestycje ujęte w PRSP 2010-2015 zostały dotychczas uwzględnione w planach zagospodarowania przestrzennego 6 województw. W pozostałych województwach toczą się prace związane z aktualizacją wojewódzkich planów zagospodarowania przestrzennego, w których PSE S.A. aktywnie uczestniczy.

(dowód: akta kontroli str. 31-47)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

Uwagi dotyczące
badanej działalności

NIK zwraca uwagę, iż PSE S.A. ostateczne sprawozdanie z realizacji PRSP 2010-2025 przekazywała dopiero w kwietniu zamiast do dnia 1 marca jak wynikało to z art. 16 ust. 7 *Prawa energetycznego*¹⁸. Informacje z realizacji planów rozwoju w latach 2010, 2011 oraz 2012 zostały przekazane do Prezesa URE w dwóch terminach tzn. do 1 marca i w kwietniu. Powyższe wynikało z przyjętego w Spółce roku obrachunkowego, który był tożsamy z rokiem kalendarzowym. W związku z powyższym ostateczne rozliczenie danych i zaopiniowanie ich przez biegłego rewidenta następowało po dniu 1 marca. Zdaniem Spółki, w terminie do 1 marca możliwe było przekazanie danych wstępnych, a w kwietniu danych po ostatecznym zamknięciu roku obrachunkowego i zaakceptowaniu przez biegłego rewidenta sprawozdań finansowych. W celu dostosowania przepisów Prawa energetycznego do realiów, w 2013 r. nastąpiła zmiana przepisów odnośnie terminu przedkładania sprawozdań Prezesowi URE – z 1 marca na 30 kwietnia – *ustawą z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz innych ustaw*¹⁹.

(dowód: akta kontroli str. 27-28, 356-357, 1154-1162)

2.2. Inwestycje w połączenia krajowe

Opis stanu
faktycznego

W zakresie zarządzania projektami inwestycyjnymi w Spółce obowiązuje *Procedura zarządzania przedsięwzięciami inwestycyjnymi prowadzonymi na majątku sieciowym*. Zgodnie z aktualizacją procedury (nr 81.002.DI/W/2011) wprowadzono instytucję Inżynier Kontraktu (IK)²⁰. Współpraca pomiędzy PSE S.A. a PSE

¹⁸ W brzmieniu obowiązującym do dnia 10 września 2013 r.

¹⁹ Dz. U. z 2013 r. poz. 984 – zmiana weszła w życie w dniu 11 września 2013 r. (art. 16 ust. 18 *Prawa energetycznego*).

²⁰ Spółka PSE Inwestycje S.A. działająca jako przedstawiciel PSE S.A. upoważniona do podejmowania określonych działań i decyzji związanych z realizacją kontraktu zawartego pomiędzy PSE S.A. a Wykonawcą, wskazana w tymże kontrakcie.

Inwestycje S.A. (IK), jak również pomiędzy PSE S.A. a Spółkami Obszarowymi²¹ w zakresie realizacji inwestycji określona została w Umowach Generalnych.

(dowód: akta kontroli str. 182-344)

Kontroli poddano terminowość realizacji 9 projektów inwestycyjnych o łącznej wartości szacunkowej 1 129 mln zł, które były przeprowadzane w latach 2009-2013 (I pół.)²². Dla wszystkich inwestycji opracowano harmonogram rzeczowo-finansowy.

(dowód: akta kontroli str. 361-364, 382-390, 443, 863-865, 880-885, 896-905, 950-955, 1209-1217, 1256-1259)

Realizację inwestycji *Modernizacja stacji 220/110 kV Abramowice* zaplanowano na lata 2011-2014. W dniu 11 maja 2011 r. zawarto z Wykonawcą umowę o wartości 41 847 tys. zł. Na dzień 30 czerwca 2013 r. zrealizowano 102,3% harmonogramu zaplanowanego na okres I półrocza 2013 r. Trwały prace budowlane na stacji elektroenergetycznej. Zdaniem Spółki termin zakończenia inwestycji, tzn. 11 września 2014 r., nie jest zagrożony.

(dowód: akta kontroli str. 361-381, 1483)

Inwestycja *Budowa linii 220 kV Radkowice - Kielce Piaski wraz z rozbudową stacji Radkowice i stacji Kielce Piaski* ma być realizowana w latach 2011-2015. W wyniku inwestycji powstanie ok. 25 km linii 220 kV i trakt światłowodowy oraz zostaną rozbudowane dwie stacje 220/110 kV Radkowice i 220/110 kV Kielce Piaski. W dniu 17 lutego 2011 r. zawarto z Wykonawcą umowę o łącznej wartości 74 928,27 tys. zł. Na dzień 30 czerwca 2013 r. występowały opóźnienia, w stosunku do harmonogramu rzeczowo-finansowego, w zakresie pozyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (dśu). Opóźnienie w pozyskaniu dśu wynikało z błędnie przyjętego terminu jej uzyskania. Wykonawca zaplanował w harmonogramie termin uzyskania ostatecznej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji, w tym opracowanie raportu oddziaływania na środowisko do dnia 31 lipca 2012 r. (czyli 15 m-cy od daty podpisania umowy). Zdaniem Spółki okres 15 miesięcy jest wystarczający dla pozyskania decyzji środowiskowej w warunkach „standardowych” – bez protestów oraz bez konieczności uprzedniego wprowadzenia projektowanych linii do istniejącego Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego (MPZP), w którym linii nie przewidziano. Wykonawca po podpisaniu Umowy przeprowadził analizę w zakresie optymalnej trasy linii elektroenergetycznej. Wykonawca planując docelowy przebieg linii zidentyfikował, że w jednej z gmin uchwalony MPZP nie zawiera planowanej linii elektroenergetycznej, a w następnych gminach brak jest uchwalonych planów MPZP. Już po podpisaniu Umowy z Wykonawcą, Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska (GDOŚ), pismem DOOŚ-GDOŚ.070.232.2011.dkz z dnia 31 maja 2011 r. przesłał Regionalnym Dyrektorom Ochrony Środowiska (RDOŚ) interpretację zapisu art. 80 ust. 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko²³. Zgodnie z powyższą interpretacją w przypadku stwierdzenia niezgodności lokalizacji zamierzenia inwestycyjnego z zapisami MPZP, przyjęcie przez RDOŚ rozwiązania polegającego na prowadzeniu postępowania wydania decyzji środowiskowej,

²¹ Spółka z Grupy Kapitałowej PSE (PSE-Centrum S.A., PSE-Wschód S.A., PSE-Południe S.A., PSE-Zachód S.A., PSE-Północ S.A.), której jedynym akcjonariuszem jest PSE S.A., bądź jej następcy prawni, realizujący zintegrowaną funkcję zarządzania majątkiem wchodzącym w skład KSE na obszarze swojego działania.

²² Budowa linii Kromolice – Państwów, Budowa linii Plewiska – Kromolice, Budowa stacji Kromolice, Budowa linii Pasikowice – Wrocław, Budowa linii Wrocław – Świebodzice, Budowa stacji Wrocław, Rozbudowa stacji Świebodzice, Modernizacja stacji Abramowice, Budowa linii Radkowice-Kielce wraz z rozbudową stacji Radkowice i stacji Kielce Piaski.

²³ Dz. U. Nr 199, poz. 1227 ze zm.

a następnie zawieszeniu go do czasu zmiany ustaleń miejscowego planu jest niecelowe i niedopuszczalne. Biorąc pod uwagę stanowisko GDOŚ wszczęcie procedury o wydanie decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych jest możliwe dopiero po wprowadzeniu linii do MPZP, co zdaniem Spółki istotnie wpłynęło na wydłużenie terminu uzyskania decyzji środowiskowej. Dlatego też Wykonawca podjął działania celem uchwalenia MPZP. Powyższe działania spotkały się z protestami mieszkańców poszczególnych gmin w zakresie przebiegu linii energetycznej. Wykonawca w ramach przeprowadzonych konsultacji społecznych oraz uzgodnień z samorządami doprecyzował ostateczny przebieg linii 220 kV Radkowice - Kielce Piaski. Realny termin uzyskania decyzji środowiskowej oszacowano na grudzień 2013 r., czyli z 17 miesięcznym opóźnieniem w stosunku do terminu zaplanowanego w harmonogramie. Zdaniem Spółki, opóźnienie tego terminu nie wpłynie na termin końcowy realizacji zadania. Odbiór końcowy realizacji inwestycji zaplanowano na 30 listopada 2015 r. W celu zmniejszenia wpływu opóźnienia w pozyskiwaniu decyzji środowiskowych na realizację pozostałych punktów harmonogramu, postanowiono uzyskać odrębne decyzje środowiskowe dla budowy linii Radkowice - Piaski Kielce i rozbudowy stacji.

(dowód: akta kontroli str. 382-430, 358-360, 353-354, 1472-1474)

7 inwestycji (4 inwestycje w aglomeracji wrocławskiej i 3 inwestycje w aglomeracji poznańskiej) na wniosek PSE SA zostały ujęte w inwestycjach realizowanych w ramach przygotowań finałowego turnieju Mistrzostw Europy w Piłce Nożnej UEFA EURO 2012²⁴. Na dzień 30 czerwca 2013 r. zrealizowane zostały prace budowlano-montażowe w zakresie 6 inwestycji. Trwają prace budowlane na stacji Świebodzice.

(dowód: akta kontroli str. 552-554)

Budowa linii 400 kV Kromolice - Pątnów była realizowana od 2006 r. Umowa z Wykonawcą o ostatecznej wartości 206 391,3 tys. zł została podpisana w dniu 2 października 2006 r. Budowę linii zakończono w 2011 r. (1 września 2011 r. zakończono prace budowlane, a w dniu 26 października 2011 r. uzyskano pozwolenie na użytkowanie linii). W wyniku inwestycji powstało ok. 76 km linii 2×400 kV oraz światłowód. Na dzień 30 czerwca 2013 r. kontynuowano procedurę pozyskania prawa do dysponowania gruntem i regulowania zapisów w Księgach Wieczystych. Termin zakończenia prac zaplanowano na 2014 r. W trakcie realizacji inwestycji jej termin ukończenia był dwukrotnie zmieniany. Istotną przyczyną przesunięcia terminu końcowego odbioru inwestycji było nieuzyskanie wyłączeń w KSE niezbędnych do realizacji inwestycji. Budowa nowej linii 400 kV Kromolice - Pątnów miała przebiegać z wykorzystaniem trasy dawnej linii 220 kV Plewiska - Konin, która musiała być trwale wyłączona w celu umożliwienia demontażu starej linii i budowy nowej. Wyłączenie linii 220 kV Plewiska - Konin zostało warunkowo dopuszczone do Planu Wyłączeń na 2009 r., a następnie (wobec braku spełnienia warunku 2009 r.) wprowadzone do Planu Wyłączeń na 2010 r. Głównym warunkiem wyłączenia linii 220 kV relacji Konin – Plewiska było uruchomienie nowo wybudowanej linii 400 kV relacji Plewiska – Ostrów – Rogowiec, co nastąpiło w marcu 2010 r.

(dowód: akta kontroli str. 431-814, 1471, 1593-1594)

Inwestycja Budowa linii 400 kV Kromolice - Plewiska realizowana była od 2003 r. Wartość zawartej z Wykonawcą umowy w dniu 28 listopada 2002 r. wynosiła 106 341 tys. zł. Pierwotny termin zakończenia inwestycji wyznaczono na dzień

²⁴ Inwestycja z poz. 88 Rozbudowa systemu zasilania elektroenergetycznego aglomeracji wrocławskiej oraz inwestycja z poz. 92 Rozbudowa systemu zasilania elektroenergetycznego aglomeracji poznańskiej – Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 12 października 2007 r. w sprawie wykazu przedsięwzięć EURO 2012 (Dz. U. Nr 192, poz. 1385 ze zm.).

15 grudnia 2005 r. Etap budowlano-montażowy został zakończony w 2010 r. W wyniku inwestycji budowlanej powstało ok. 32 km linii elektroenergetycznej. W związku z protestami społecznymi i wynikającymi w związku z nimi zmianami trasy przebiegu linii energetycznej, ze względu na zmiany przepisów zachodzące w trakcie budowy, jak również z powodu braku możliwości wyłączeń w KSE, termin końcowy realizacji umowy ostatecznie wyznaczono na dzień 31 grudnia 2015 r. Budowa linii wymagała wyłączania linii 220 kV Plewiska - Konin, co nie było możliwe w okresach letnich i zimowych z uwagi na warunki pracy sieci zasilającej aglomerację poznańską (niespełnione podstawowe kryteria bezpieczeństwa przy trwałym wyłączeniu linii 220 kV Plewiska - Konin). Ponadto, w okresach wiosennych i jesiennych wyłączenia te były uwarunkowane dyspozycyjnością innych linii zasilających aglomerację poznańską²⁵ oraz istotnych lokalnych źródeł wytwórczych (w elektrowni Karolin i elektrowni Pątnów), co dalej ograniczało okresy możliwych wyłączeń. Powyższe w powiązaniu z uwarunkowaniami społecznymi (protesty osób zamieszkujących okolice trasy linii) spowodowało w sposób pośredni wydłużenie czasu realizacji budowy oraz przesunięcie terminu jej zakończenia na 2010 r. W okresie wrzesień 2010 r. – wrzesień 2011 r. linia 400 kV Ostrów - Plewiska nie mogła być wyłączona ze względu na wyłączenie linii 220 kV Konin - Plewiska. W 2012 r. (przed i w czasie EURO 2012) nie były udzielane zgody na wyłączenia ze względu na bezpieczeństwo elektroenergetyczne zasilania Poznania.

(dowód: akta kontroli str. 1594-1595, 815-867)

Inwestycja Budowa stacji 400/110 kV Kromolice była realizowana w latach 2010-2012. Zawarta w dniu 16 grudnia 2010 r. z Wykonawcą umowa o wartości 82 390 tys. zł, została zmieniona aneksem nr 2 z dnia 8 października 2012 r. m.in. do kwoty 82 250 tys. zł, a termin realizacji umowy zmieniono z dnia 6 czerwca 2012 r. na 17 grudnia 2012 r. Istotną przyczyną opóźnienia realizacji umowy było nieuzyskanie wyłączeń w KSE w maju 2012 r. i przeniesienie wyłączeń na wrzesień/październik 2012 r. Odbiór końcowy zadania odbył się w dniu 2 stycznia 2013 r.

(dowód: akta kontroli str. 868-889, 1481, CD-Raport z realizacji PI '2012 – s. 1208)

W dniu 8 lutego 2008 r. została zawarta umowa z Wykonawcą na budowę stacji 400/110 kV Wrocław, której ostateczna wartość wynosiła 42 623 tys. zł. Pierwotny termin realizacji zaplanowano na 31 marca 2010 r., który przedłużono aneksem nr 2 do dnia 31 sierpnia 2012 r. Odbiór końcowy inwestycji odbył się w dniu 29 sierpnia 2012 r. Przyczyny przedłużenia terminu realizacji przedmiotu umowy wynikały z konieczności wstrzymania prac związanych z usuwaniem usterek. Usterki, których usunięcie nie wymagało wyłączeń były niwelowane na bieżąco przed turniejem finałowym EURO 2012. Na czas trwania EURO 2012 wstrzymano wszelkie prace eksploatacyjne, modernizacyjne, remontowe i inwestycyjne, których zakres mógł wpłynąć na bezpieczną i ciągłą pracę wskazanych węzłów KSE. Usterki usunięto po zakończeniu EURO 2012.

(dowód: akta kontroli str. CD-Raport z realizacji PI '2012 – s. 1208, 890-949, 1595-1596)

Realizację inwestycji *Budowa linii 400 kV Pasikurów do nowo projektowanej stacji 400/110 kV Wrocław* rozpoczęto we wrześniu 2008 r. W dniu 23 października 2009 r. została zawarta umowa z Wykonawcą, której ostateczna wartość wynosi 276 382,5 tys. zł. Prace budowlane zakończono. W wyniku inwestycji powstało

²⁵ Miasto Poznań w 2005 r. (i latach wcześniejszych) zasilane było tylko jedną linią 400 kV, wybudowaną w 1975 r. relacji Krajnik-Plewiska oraz wybudowanymi w latach pięćdziesiątych i sześćdziesiątych trzema liniami 220 kV (o małej przepustowości) relacji Pątnów-Czerwiska-Plewiska i Konin-Plewiska oraz dwutorową linią relacji Polkowice-Leszno-Plewiska.

47,5 km linii 400 kV, 7 km linii 2×110 kV i trakt światłowodowy. W I półroczu 2013 r. prowadzono prace związane z regulowaniem stanu prawnego nieruchomości, ustanowieniem służebności przesyłu, negocjacje z właścicielami nieruchomości niezbędnych do przebudowania pozostałego obiektu krzyżującego, tj. linii SN L-308, monitoring porealizacyjny wynikający z decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji. Termin odbioru końcowego linii wyznaczono na 18 grudnia 2013 r. Zdaniem Spółki termin realizacji inwestycji nie jest zagrożony.

(dowód: akta kontroli str. 950-1032, 1475, 971-1032)

Inwestycja *Budowa linii 400 kV od stacji Wrocław do stacji Świebodzice* została rozpoczęta w 2009 r. W dniu 15 lipca 2009 r. zawarto umowę z Wykonawcą, której ostateczna wartość wynosi 177 802,87 tys. zł. Odbiór techniczny linii odbył się w dniu 18 grudnia 2012 r. W I półroczu 2013 r. prowadzono prace związane z regulowaniem stanu prawnego nieruchomości, ustanowieniem służebności przesyłu oraz działania związane z uchwalaniem MPZP w gminach na trasie przebiegu linii. Na koniec maja 2013 r. Wykonawca był w zwłocie w stosunku do harmonogramu rzeczowo-finansowego, w zakresie ustanawiania służebności przesyłu, niemniej jednak w umowie został zawarty zapis o konieczności ustanowienia służebności przesyłu w terminie 24 miesięcy od daty uzyskania pozwolenia na użytkowanie. Zdaniem Spółki termin końcowy realizacji zadania wyznaczony na 30 czerwca 2015 r. nie jest zagrożony.

(dowód: akta kontroli str. 1475-1476, 1209-1225, 1002-1032)

Rozbudowa stacji 220/110 kV Świebodzice o rozdzielnię 400 kV jest kontynuowana od 2010 r. W dniu 27 października 2010 r. została zawarta z Wykonawcą umowa o wartości 75 290,2 tys. zł. Zadanie inwestycyjne zawiera: budowę rozdzielni 400 kV wraz z transformacją 400/220 kV i 400/110 kV, modernizację rozdzielni 220 kV, budowę budynków i infrastruktury stacyjnej. Zdaniem Spółki termin końcowy realizacji umowy 16 grudnia 2013 r. jest zagrożony. Zakończenie prac związanych z dostosowaniem pola 110 kV AT2 220/110/10,5 kV do połączenia z nową rozdzielnią 110 kV GIS (inwestycja realizowana przez TAURON Dystrybucja S.A.) i uruchomieniem transformacji 400/110 kV uwarunkowane jest zakończeniem inwestycji realizowanej przez Spółkę Dystrybucyjną (SD). Po uzgodnieniach, SD zadeklarowała rozpoczęcie realizacji rozdzielni 110 kV w wykonaniu GIS²⁶ w IV kwartale 2009 r. i zakończenie modernizacji przed uruchomieniem rozdzielni 400 kV przez PSE S.A. Terminy te po stronie SD nie zostały dotrzymane i ulegały kolejnym przesunięciom. W wyniku rozmów ustalono, iż ostateczny termin zakończenia realizacji inwestycji przez SD to II kw. 2015 r. Na koniec maja 2013 r. Spółka pracowała nad wypracowaniem aneksu nr 2 do umowy z Wykonawcą. Przewidywany, przy obecnych deklaracjach SD termin zakończenia zadania inwestycyjnego to 2015 r.

(dowód: akta kontroli str. 1476, 971-1032, 1226-1262, 1596-1597)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

2.3. Inwestycje w połączenia transgraniczne

Opis stanu
faktycznego

Szczegółowej kontroli poddano 11 zadań inwestycyjnych projektu Polska - Litwa, prace przygotowawcze w zakresie trzeciego połączenia z systemem niemieckim oraz zadania w zakresie instalacji przesuwników fazowych na istniejących połączeniach z systemem niemieckim.

²⁶ GIS (ang. *Gas Insulated Switchgear*) – rozdzielnica elektryczna, w której jako medium izolacyjne zastosowano gaz o specjalnie dobranych parametrach zamiast powietrza.

Realizację projektu Polska-Litwa podzielono na 2 etapy. I etap obejmuje budowę 4 odcinków linii przesyłowych oraz budowę i rozbudowę 7 stacji do końca 2015 r. II etap, budowę 3 odcinków linii i 5 stacji do 2020 r. Sumaryczna wartość podpisanych umów na realizację I etapu projektu Polska - Litwa wynosi 1 743,2 mln zł. Do podpisania pozostaje umowa z wykonawcą na zawieszenie przewodów fazowych drugiego toru linii Ostrołęka - Łomża. Poniesione przez PSE S.A. nakłady dot. realizacji ww. umów na 30 czerwca 2013 r. wyniosły 146,2 mln zł (około 8,4% zawartych umów). Projekt Polska – Litwa (I etap) uzyskał dofinansowanie w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013. Całkowite dofinansowanie zarezerwowane dla projektu wynosi 723,3 mln zł, średnio na poziomie około 40% wydatków kwalifikowalnych. Na dzień 30 czerwca 2013 r. w ramach dofinansowania zrealizowano płatności w kwocie 38,6 mln zł.

(dowód: akta kontroli str.536-539, 558-564)

Na koniec II kwartału 2013 r. pięć zadań I etapu znajdowało się w fazie wykonywania robót budowlano-montażowych. Pozostałych sześć było na etapie uzyskiwania decyzji administracyjnych i prawa do terenu.

(dowód: akta kontroli str. 572-577)

Proces realizacji prac przygotowawczych i robót budowlano-montażowych dla budowy/rozbudowy 4 stacji i 2 linii elektroenergetycznych przebiegał zgodnie z ustalonymi harmonogramami. Niewielkie odchylenia terminów poszczególnych etapów wynikały z uzasadnionych zmian względem uprzednio przyjętych założeń lub innych napotkanych trudności i nie wywierały istotnego wpływu na terminowe zakończenie kolejnych etapów realizacji zadań.

Przy realizacji budowy/rozbudowy 2 stacji wystąpiły około 12-miesięczne opóźnienia na etapie uzyskania pozwolenia na budowę oraz wykonania i uzgodnienia dokumentacji technicznej. Przyczyną opóźnień dla stacji Ostrołęka była zmiana obowiązujących przepisów prawa w zakresie właściwości organów do wydania pozwolenia na budowę oraz kolizja słupów kablowych projektowanych według uzyskanego pozwolenia z wybudowanym przez inny podmiot rurociągiem wody i ścieków oraz zmiana koncepcji wprowadzenia linii 110kV do stacji Ostrołęka. Opóźnienie w uzyskaniu pozwolenia na budowę dla stacji Łomża wynikało z przedłużającego się postępowania sprzedaży działek pod budowę przez gminę Łomża (właściciela). Według PSE S.A. wskazane opóźnienia, przy sprawnej realizacji dalszych etapów zadania nie wpłyną na terminowe zakończenie procesów inwestycyjnych.

Wyższe poziomy ryzyka PSE S.A. zdefiniowała dla dotrzymania terminów budowy stacji Siedlce Ujrzanów, linii Siedlce Ujrzanów – Miłosna oraz linii Elk Bis – Granica RP. Najczęstszą przyczyną opóźnień był przedłużający się proces uzyskania pozwoleń na budowę uwarunkowany przyjęciem przez lokalne samorządy zmian w Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego oraz uchwaleniem dla nieruchomości zajmowanych pod budowę MPZP.

Przyczynami opóźnień były również odwołania od decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych, protesty właścicieli gruntów i społeczności lokalnych w zakresie lokalizacji inwestycji powodujące konieczność wprowadzania zmian w projektowanej trasie. Najistotniejszym problemem jest zablokowanie procesu przygotowawczego dla budowy linii Elk Bis – granica RP. Rada Gminy Bakalarzewo nie podjęła uchwał w sprawie zmian w SUIKZP i przystąpienia do zmian w MPZP. Pomimo podpisania listu intencyjnego oraz spotkań z wójtem gminy, działania miejscowego samorządu spowodowały wstrzymanie prac planistycznych. Wykonawca równolegle dążył do zwołania sesji Rady Gminy odnośnie podjęcia stosownych uchwał oraz wydania

przez wojewodę podlaskiego zarządzenia zastępczego na prawach MPZP dla gminy Bakalarzewo. O podjęcie działań przez wojewodę zwrócili się również samorządy gmin położonych na trasie budowanej linii. W dniu 7 sierpnia 2013 r. wojewoda podlaski wezwał Radę Gminy Bakalarzewo do uchwalenia zmian w SUIKZP.

(dowód: akta kontroli str.576-659)

Zadania II etapu projektu Polska-Litwa obejmujące 8 przedsięwzięć inwestycyjnych, których zakończenie planowane jest do 2020 r. pozostają w fazie przygotowawczej, z tego: (1) 1 zadanie pozostaje na etapie sporządzania studium wykonalności; (2) dla 3 zadań opracowano dokumentację decyzyjną i program funkcjonalno-użytkowy, przygotowywane jest postępowanie przetargowe; (3) dla 2 zadań wybrano wykonawcę, a w jednym przypadku po unieważnieniu postępowania przetargowego prowadzone jest kolejne.

Dla budowy linii Płock - Olsztyn - Mątki opracowano dokumentację decyzyjną i program funkcjonalno-użytkowy, jednak z uwagi na uwarunkowania wynikające z decyzji inwestorów o wstrzymaniu budowy niektórych źródeł wytwórczych (konwencjonalnych i OZE) oraz brak ostatecznej decyzji o lokalizacji planowanej elektrowni jądrowej, PSE S.A. weryfikuje przyjęte założenia co do realizacji tak zaplanowanej inwestycji w zakładanym terminie.

(dowód: akta kontroli str. 662-663)

W lipcu 2011 r. PSE S.A. otrzymała pozytywną decyzję Komisji Europejskiej o przyznaniu dofinansowania w kwocie 1 250 tys. euro na badania dotyczące trzeciego połączenia pomiędzy Polską a Niemcami, wraz z wzmocnieniem zachodniej części polskiego systemu elektroenergetycznego. PSE S.A. oraz 50Hertz podpisały umowę określającą zasady współpracy w toku działań przygotowawczych (studia wykonalności, decyzje środowiskowe, wspólne analizy systemowe). W 2012 r. PSE S.A. zleciła wykonanie studium wykonalności oraz pozyskanie decyzji środowiskowych. W styczniu i kwietniu 2013 r. odebrano I i II etap prac dla studium wykonalności, a do końca 2013 r. planowany jest odbiór raportu o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji. Wykonane dotychczas prace umożliwiły określenie optymalnego przebiegu ciągu liniowego łączącego stację Plewiska ze stacją Eisenhüttenstadt oraz ciągu Mikułowa – Świebodzice – Ząbkowice – Dobrzeń.

W latach 2010-2012 PSE S.A. przygotowała ekspertyzy w zakresie instalacji przesuwników i PFU na modernizację SE Mikułowa i Krajnik oraz na dostawę i montaż przesuwników. Wielkość nakładów na realizację ww. zadań PSE S.A. oszacowała w planach rozwoju na kwotę 464 mln zł. W 2010 r. PSE S.A. i 50Hertz ustaliły orientacyjny harmonogram działań. 50Hertz dwukrotnie informowała o opóźnieniu po stronie niemieckiej proponując ostatecznie zmianę harmonogramu i zakończenie projektu w 2016 r. W styczniu 2013 r. PSE S.A. uruchomiła procedurę zamówienia publicznego na dostawę i montaż przesuwników fazowych. Wybór wykonawcy zaplanowano na IV kwartał 2013 r. Ostateczne decyzje co do warunków instalacji i użytkowania PST operatorzy podejmą po zakończeniu trwających negocjacji i uzgodnień określających sposób przyszłego użytkowania przesuwników i zasad finansowania wydatków inwestycyjnych.

(dowód: akta kontroli str. 543-545, 776-777)

Nadzór nad realizacją zleconych zadań PSE S.A. prowadzi poprzez wdrożone procedury zarządzania i monitorowania procesami inwestycyjnymi. Zadania obarczone ryzykiem niedotrzymania terminów realizacji, Zarząd PSE S.A. objął szczególnym monitoringiem, m.in. zwiększając częstotliwość odbywania spotkań z wykonawcami i inżynierem kontraktu. Dla usprawnienia współpracy PSE S.A. zawarła listy intencyjne z przedstawicielami administracji rządowej na szczeblu wojewody oraz samorządowej (wojewódzkiej, powiatowej i gminnej) na terenie

działania której realizowane są zadania inwestycyjne. Ponadto wspólnie z Inżynierem Kontraktu i Wykonawcą prowadzi procesy komunikacji społecznej.
(dowód: akta kontroli str. 576-577, 719-728)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność w badanym obszarze.

Ocena częściowa

IV. Uwagi i wnioski

Wnioski pokontrolne

Wobec nie stwierdzenia nieprawidłowości, Najwyższa Izba Kontroli odstępuje od formułowania wniosków pokontrolnych.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

Wystąpienie pokontrolne zostało sporządzone w dwóch egzemplarzach; jeden dla kierownika jednostki kontrolowanej, drugi do akt kontroli.

Zgodnie z art. 54 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli²⁷ kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do dyrektora Departamentu Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli.

Obowiązek
poinformowania
NIK o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 62 ustawy o NIK proszę o poinformowanie Najwyższej Izby Kontroli, w terminie 14 dni od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag.

W przypadku wniesienia zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, termin przedstawienia informacji liczy się od dnia otrzymania uchwały o oddaleniu zastrzeżeń w całości lub zmienionego wystąpienia pokontrolnego.

Warszawa, dnia 22 listopada 2013 r.

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

Kontrolerzy
Edyta Kosiarz
Gł. specjalista kp.
(-)

Dyrektor
z up. Wicedyrektor
Andrzej Sowiński
(-)

.....
podpis

.....
podpis

Mirosław Wójtowicz
St. inspektor kp.
(-)

.....
podpis

²⁷ Dz. U. z 2012 r., poz.82, ze zm. dalej- ustawa o NIK

