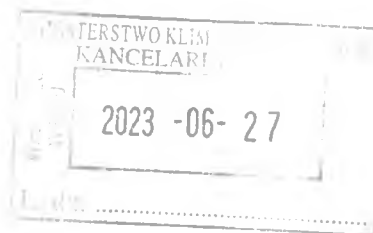




RPW/49008/2023 P
Data: 2023-06-27
MKIS



WICEPREZES
NAJWYŻSZEJ IZBY KONTROLI
Małgorzata Motylow

KGP.410.007.01.2022

Pani
Anna Moskwa
Ministerstwo Klimatu i Środowiska
ul. Wawelska 52/54
00-922 Warszawa

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

P/22/015 Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
ul. Filtrowa 57, 02-056 Warszawa
T + 48 22 444 56 92, F + 48 22 444 55 94
kgp@nik.gov.pl
Adres korespondencyjny: Skr. poczt. P-14, 00-950 Warszawa 1

I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	Ministerstwo Klimatu i Środowiska ¹ ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa
Kierownik jednostki kontrolowanej	Pani Anna Moskwa, Minister Klimatu i Środowiska ² , od 26 października 2021 r., wcześniej w okresie objętym kontrolą za zagadnienia dotyczące energetyki odpowiedzialni byli kolejno ³ : – Minister Energii w okresie od 1 grudnia 2015 r. do 14 listopada 2019 r. – Krzysztof Tchórzewski; – Minister Aktywów Państwowych od 15 listopada 2019 r. do 20 marca 2020 r. – Jacek Sasin, – Minister Klimatu od 21 marca 2020 r. do 5 października 2020 r. – Michał Kurtyka – Minister Klimatu i Środowiska od 6 października 2020 r. do 26 października 2021 r. – Michał Kurtyka.
Zakres przedmiotowy kontroli	Przygotowanie i realizacja PEP2040 ⁴ w części dotyczącej elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Działania ministra ds. energii dotyczące implementacji regulacji Unii Europejskiej (UE) w zakresie rozwoju elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.
Okres objęty kontrolą	Od 1 stycznia 2018 r. do 30 czerwca 2022 r. z wykorzystaniem dowodów dotyczących przedmiotu kontroli, wykraczających poza ten okres.
Podstawa prawna podjęcia kontroli	art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli ⁵
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontrolerzy	Anna Rutkowska-Brdulak, doradca prawny, upoważnienie do kontroli nr KGP/81/2022 z 7 września 2022 r. Robert Sasin, doradca ekonomiczny, upoważnienie do kontroli nr KGP/82/2022 z 7 września 2022 r.

(akta kontroli str.1-4, 225-237)

¹ Dalej: „MKiŚ” lub „Ministerstwo”.

² Dalej: „Minister” lub „Minister ds. energii” lub „Minister Klimatu i Środowiska” (dla działań od 6 października 2020 r.).

³ Sprawy działu energia regulowały kolejne rozporządzenia: Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 7 października 2020 r. w sprawie utworzenia Ministerstwa Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1734); Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. z 2021 r. poz. 941); Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 20 marca 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu (Dz. U. poz. 495); Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 21 listopada 2019 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie utworzenia Ministerstwa Energii (Dz. U. poz. 2290); Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 listopada 2019 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Aktywów Państwowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 943); Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2314); Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 9 grudnia 2015 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2087); Rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 8 grudnia 2015 r. w sprawie utworzenia Ministerstwa Energii (Dz. U. poz. 2075).

⁴ *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* Załącznik do obwieszczenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (MP poz. 264). Dalej: PEP2040.

⁵ Dz. U. z 2022 r. poz. 623, dalej: *ustawa o NIK*.

II. Ocena ogólna⁶ kontrolowanej działalności

OCENA OGÓLNA

Ogłoszona 2 marca 2021 r. *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*⁷ spełnia wymagania art. 15 ustawy Prawo energetyczne⁸ i odpowiada kierunkom polityki Unii Europejskiej⁹ w zakresie elektroenergetyki. W ocenie NIK w Ministerstwie rzetelnie wykorzystano analizy dotyczące sieci elektroenergetycznych przeprowadzone na potrzeby przygotowania PEP 2040.

Minister monitorował realizację PEP2040 głównie poprzez wykonanie obowiązków sprawozdawczych określonych w PEP2040. Jednakże w przewidzianym terminie, tj. do końca 2021 r., koordynowanie przez Ministra realizacji przez operatorów sieci dystrybucyjnej oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zadania pn. *opracowanie krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r.*, zakładającego zwiększenie udziału linii kablowych w liniach średniego napięcia (SN) w Polsce do poziomu średniej w Unii Europejskiej było nierzetelne, a przez to nieskuteczne, gdyż nie przyczyniło się do powstania tego dokumentu. Zgodnie z art. 12 ust. 2 pkt 1 uPe Minister jest odpowiedzialny za koordynowanie realizacji polityki energetycznej państwa. Obowiązek monitorowania wykonania zadań przez Ministra wynika ze standardów kontroli zarządczej dla sektora finansów publicznych¹⁰. Do czasu zakończenia niniejszej kontroli *krajowy plan skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r.* nie został opracowany.

W Ministerstwie identyfikowano akty prawne UE i regulacje, które powinny być przeniesione do porządku prawnego RP. Jednakże stosowne projekty aktów wdrażających kluczowe dla sektora elektroenergetycznego przepisy prawa UE, w szczególności dyrektywa 2019/944¹¹ w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz dyrektywa 2018/2001 w sprawie RED II¹², zostały przygotowane po terminie transpozycji (tj. odpowiednio: 31 grudnia 2020 r. oraz 30 czerwca 2021 r.) bądź zostały przygotowane w niepełnym zakresie. Było to działanie nierzetelne.

Zaproponowane przez Ministra rozwiązania prawne zasadniczo wspierają realizację założonych w PEP2040 celów dotyczących rozwoju elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej. NIK zauważa jednak, że brak stosownych regulacji oraz opóźnienia w transpozycji prawa unijnego uniemożliwiają osobom prywatnym i przedsiębiorstwom pełne zaangażowanie się w rozwój sektora energetycznego oraz powodują niepewność prawa, a także mogą powodować wymierne straty gospodarcze. Istnieje także ryzyko ponoszenia przez Polskę kosztów finansowych w postaci kar lub ryczałtów, jeżeli zostaną nałożone przez Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

⁶ Najwyższa Izba Kontroli formułuje ocenę ogólną jako ocenę pozytywną, ocenę negatywną albo ocenę w formie opisowej.

⁷ Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., M.P. poz. 264, dalej: PEP2040.

⁸ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2022 r. poz. 1385, ze zm.), dalej: „uPe”.

⁹ Dalej też: „UE”.

¹⁰ Załącznik do komunikatu Nr 23 Ministra Finansów z dnia 16 grudnia 2009 r. w sprawie standardów kontroli zarządczej dla sektora finansów publicznych (poz. 84).

¹¹ Dyrektywa rynkowa / dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”] (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125).

¹² Dyrektywa OZE / dyrektywa RED II – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, ze zm.) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”].

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe¹³ kontrolowanej działalności

OBSZAR

1. Przygotowanie i realizacja PEP2040 w części dotyczącej elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

Opis stanu faktycznego

1.1 Przygotowanie Polityki energetycznej Polski do roku 2040

Poprzednia polityka energetyczna państwa była prowadzona w oparciu o dwa dokumenty strategiczne: *Politykę energetyczną Polski do 2030 roku* przyjętą przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r.¹⁴ oraz *Strategię Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.* uchwaloną 15 kwietnia 2014 r.¹⁵. Dokumenty te stanowiły punkt wyjścia dla kierunków interwencji wraz z działaniami ich realizacji w PEP2040¹⁶, opracowanej na podstawie art. 15a ust. 1 uPe oraz zgodnie z ww. ustawą o zasadach prowadzenia polityki rozwoju. PEP2040 jest jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii sektorowych wynikających ze *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)*¹⁷. PEP2040 jest też powiązany z *Krajowym Planem na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030*¹⁸. Załącznik nr 2 do PEP2040 (tj. scenariusz zrównoważonych wzrostów cen uprawnień do emisji CO₂) zawiera prognozy spójne z KPEiK.

W listopadzie 2018 r. przedłożono do wstępnych konsultacji publicznych projekt *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* (projekt 1.2¹⁹). W odniesieniu do rozwoju sieci elektroenergetycznych 34 podmioty przekazały swoje uwagi²⁰. Proponowane uwagi

¹³ Oceny cząstkowe to oceny działalności w poszczególnych obszarach badań kontrolnych. Ocena cząstkowa może być sformułowana jako ocena pozytywna, ocena negatywna albo ocena w formie opisowej.

¹⁴ 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, dalej: PEP2030.

¹⁵ 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. poz. 469, dalej: Strategia BEiŚ. Na podstawie ustawy z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz. U. z 2023 r. poz. 225, ze zm.).

¹⁶ <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>. W 2015 r. opublikowano projekt *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku*, jednakże powołany w II połowie 2015 r. Rząd RP zdecydował o podjęciu prac nad kilkoma istotnymi wyzwaniami, dla których rozwiązania nie zostały określone w ww. projekcie. Kluczowym elementem stały się prace nad rynkiem mocy. Drugim ważnym elementem, wpływającym na kształt polityki energetycznej były prace nad nowymi regulacjami Unii Europejskiej w ramach pakietu *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków* – tzw. pakietu zimowego. Zakończony w drugiej połowie 2018 r. proces negocjacji dyrektyw i rozporządzeń pozwolił na sfinalizowanie prac nad projektem *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030* (dalej: KPEiK). Prace nad nowym projektem polityki energetycznej państwa prowadzone były równolegle.

¹⁷ *Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)* – SOR – uchwała Nr 8 Rady Ministrów z dnia 14 lutego 2017 r. w sprawie przyjęcia Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.) M.P. poz. 260, dalej: SOR. SOR jest aktualizacją średniookresowej strategii rozwoju kraju, tj. Strategii Rozwoju Kraju 2020.

¹⁸ Dokument ten (dalej: KPEiK) został przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich na posiedzeniu w dniu 18 grudnia 2019 r. Minister Aktywów Państwowych w dniu 30 grudnia 2019 r. przekazał KPEiK do Komisji Europejskiej, wypełniając tym samym obowiązek nałożony na Polskę przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (UE) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013, Dz.U.UE.L 2018.328.1. KPEiK prezentuje zintegrowane podejście do wdrażania pięciu wymiarów unii energetycznej: obniżenie emisyjności, efektywność energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne, wewnętrzny rynek energii, badania naukowe, innowacje i konkurencyjność. Podejście w KPEiK do wdrażania ww. wymiarów, w tym cele i kierunki priorytetowe, określono w oparciu przede wszystkim o projekt PEP2040.

¹⁹ <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-zapraszamy-do-konsultacji>

²⁰ MKiŚ przekazało kontrolującym formularze z uwagami, w których znajdowały się odniesienia do rozwoju sieci elektroenergetycznych, przekazane w ramach wstępnych konsultacji publicznych rozpoczętych 23 listopada 2018 r. W MKiŚ poinformowano NIK (pismo z 4 października 2022 r.), że ze względu na wstępny charakter konsultacji, nie opracowano dokumentu podsumowującego, a samo zebranie uwag otworzyło szersze spektrum konsultacji, realizowanych w ramach debaty publicznej i posłużyło do opracowania drugiej wersji projektu.

dotyczyły m.in. potrzeby rozwoju sieci inteligentnych w związku z rozwojem źródeł prosumenckich, promocji technologii wytwarzania energii elektrycznej w generacji rozproszonej, określenia właściwej definicji wskaźników SAIDI i SAIFI, korekty zapisów odnośnie niektórych działań (np. 2.B.4., poprawa jakości dostaw energii do konsumenta). Istotne znaczenie dla rozpoczęcia prac nad aktualizacją polityki energetycznej państwa miały m.in. zmieniające się uwarunkowania funkcjonowania sektora energii, prace nad mechanizmem rynku mocy, jak również negocjacje poszczególnych unijnych aktów prawnych wchodzących w skład pakietu *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków* – tzw. pakietu zimowego oraz celów klimatyczno-energetycznych UE na 2030 r.

Projekt PEP2040, jako jedna z dziewięciu strategii sektorowych, był przedmiotem prac Komitetu Koordynacyjnego ds. Polityki Rozwoju²¹ i tym samym podlegał badaniu ewaluacyjnemu zleconemu przez Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju (MIIR).

W raporcie częściowym z badania ewaluacyjnego stwierdzono m.in., że projekt PEP2040 nie spełniał wymogów przewidzianych dla polityki energetycznej, wynikających z uPe. W szczególności projekt PEP2040 nie był w pełni zgodny z zasadami polityki energetycznej określonymi w art. 15 uPe, gdyż jego część prognostyczna wymagała merytorycznych korekt i uzupełnień, brak było również programu działań wykonawczych wraz z instrumentami ich realizacji. W odpowiedzi na wnioski z ww. badania²², ówczesne Ministerstwo Energii poinformowało o tym, że konsultacje projektu PEP2040 z 23 listopada 2018 r. miały charakter wstępny, dlatego m.in. projekt nie zawierał pełnych analiz liczbowych. Jednocześnie znaczna część wniosków z badania ewaluacyjnego została zaimplementowana w toku dalszego opracowywania i procedowania projektu PEP2040 (np. wykonanie oceny realizacji poprzedniej polityki energetycznej, rozwinięcie zagadnień diagnostycznych z wykorzystaniem najbardziej aktualnych danych, prognostycznych, kosztowych, a także finansowych narzędzi wsparcia).

Uwagi zgłoszone w ramach badania ewaluacyjnego posłużyły do opracowania projektu PEP2040 wraz z pełnymi prognozami paliwowo-energetycznymi, który poddano procedurze strategicznej oceny oddziaływania na środowisko (SOOŚ). W ramach procedury SOOŚ w listopadzie 2019 r. rozpoczęto konsultacje publiczne (projekt 2.1²³). Uwagi i pytania z tego procesu wpłynęły na dalsze procedowanie dokumentu²⁴. Wnioski pozyskane w ramach tego procesu uwzględniono w finalnej PEP2040.

W odniesieniu do zmian dotyczących sektora elektroenergetycznego w obu ww. projektach PEP2040 (tj. wersji 1.2 z listopada 2018 r. oraz 2.1 z listopada 2019 r.) – obok korekt redakcyjnych, doprecyzowania i wzmocnienia poszczególnych elementów – kluczowe zmiany to:

²¹Powołany (zarządzeniem nr 195 Prezesa Rady Ministrów z dnia 5 grudnia 2017 r. w sprawie Komitetu Koordynacyjnego do spraw Polityki Rozwoju – na podstawie art. 35a ust. 4 ustawy z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju) w celu zapewnienia efektywnej koordynacji programowania i wdrażania polityki rozwoju, a także strategicznego monitorowania i oceny instrumentów jej realizacji.

²²Raport częściowy dla projektu strategii pt. *Polityka energetyczna państwa 2040* (odnosił się do wstępnego projektu PEP2040 z 23 listopada 2018 r.). Miał on dać częściową odpowiedź na pytanie badawcze: Czy założenia i cele poszczególnych dziewięciu projektów strategii są spójne i komplementarne między sobą? Jednakże, z uwagi na fakt, że projekt PEP2040 był dopiero czwartą z dziewięciu strategii przekazanych do analizy, ocena spójności założeń i celów PEP2040 w kontekście pozostałych 8 projektów strategii nie była możliwa. Z tego względu ograniczono się do analizy spójności PEP2040 z Polityką Ekologiczną Państwa 2030.

Z tego powodu, na tym etapie, dokonano analizy spójności PEP2040 z Polityką Ekologiczną Państwa 2030 (pep2030).

²³<https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/zaktualizowany-projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>.

²⁴MKiŚ przekazało kontrolującym formularze z uwagami, w których znajdowały się odniesienia do sieci elektroenergetycznych, przekazane w ramach konsultacji publicznych rozpoczętych 8 listopada 2019 r. Uwagi przekazane zostały przez następujące osiem podmiotów: Enea S.A., Energa S.A., HIPH – Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa, Lewiatan, PKEE – Polski Komitet Energii Elektrycznej, PSE S.A., PTPIREE – Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Tauron PE S.A., TOE – Towarzystwo Obrotu Energią. Proces konsultacji został podsumowany w dokumencie pn. *Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – Podsumowanie konsultacji publicznych*, przeprowadzonych w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.

- implementacja zapisów o budowie jednolitego rynku energii elektrycznej w zakresie handlu energią elektryczną, w tym działanie polegające na przygotowaniu planu działań w zakresie realizacji celu udostępniania 70% transgranicznych zdolności przesyłowych do końca 2025 r.;
- wskazanie projektu infrastrukturalnego pn. *Harmony Link* tj. połączenia kablowego między Polską a Litwą;
- zmiana celu w zakresie udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r. z 60% na 56-60% oraz zmiana struktury mocy i wytwarzania energii elektrycznej;
- zaktualizowanie założenia dotyczącego odstawień bloków i planów inwestycyjnych w moce gazowe, co skutkowało także zwiększeniem prognoz wykorzystania OZE;
- opracowanie scenariusza rozwoju sektora elektroenergetycznego w warunkach wysokich wzrostów cen uprawnień do emisji i przy uwzględnieniu kosztów zewnętrznych, co znalazło odzwierciedlenie m.in. w załączniku prognostycznym do PEP2040, tj. załączniku nr 2;
- w odniesieniu do działania 2B.4 *Poprawa jakości dostaw energii do konsumenta* wskazano za odpowiedzialnego Prezesa URE (obok operatorów sieci dystrybucyjnej - OSDe), a także:
 - dodano poddziałanie: *realizacja celów i zadań regulacji jakościowej*,
 - zmieniono cel odnośnie wskaźników SAIDI i SAIFI na: *czas i częstota trwania przerw w dostawach (SAIDI, SAIFI) w KSE²⁵ powinny ulegać stałej poprawie* (w projekcie z PEP2040 z listopada 2018 r. było zapisane, że *powinny osiągnąć poziom średniej w UE*);
 - zmieniono czas realizacji umów przyłączeniowych: *do 2025 r. 85% powinno być realizowanych w 12 miesięcy* (w ww. projekcie było w 6 miesięcy);
 - zmieniono stopień odtworzenia infrastruktury OSDe z 1,4% rocznie (średnio do 2022 r.), na średnio 1,5% rocznie (dodając, że *do czasu osiągnięcia średniej wieku infrastruktury poniżej 25 lat*),
 - zmieniono datę z 2019 na 2021 r. odnośnie do opracowania krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r., dodając przy tym, że skutkiem jego realizacji będzie *zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN w Polsce do poziomu średniej w UE*;
 - na str. 31 PEP2040 dodano zadanie: *stopniowe zastępowanie sieci pasywnej (jednokierunkowej) na aktywną (dwukierunkową)*, co wraz z wdrażanymi rozwiązaniami z zakresu zwiększania elastyczności sieci umożliwi rozwój energetyki rozproszonej, aktywny udział odbiorców końcowych oraz wykorzystanie punktów ładowania i magazynów energii. W tym celu niezbędne jest także jeszcze silniejsze rozwinięcie współpracy między OSDe oraz OSPe;
- w odniesieniu do działania 2B.5 *Zapewnienie warunków sprawnego działania w sytuacjach awaryjnych*:
 - dodano poddziałanie: *zwiększenie wykorzystania w sieciach średnich napięć elementów sterowania i automatycznej rekonfiguracji (2025/2030)*;
 - zmieniono termin wdrożenia poddziałania *wyposażenie systemów oraz linii SN i nn w urządzenia sterowania, diagnostyki i analizy pracy sieci* (było: 2022/2028, jest: 2025/2030);
 - zmieniono termin wdrożenia poddziałania: *wdrożenie cyfrowego systemu łączności w sieci w OSDe* (z 2020 r. na 2021 r.);
- w odniesieniu do działania 2B.6 *Dążenie do rozwoju technologii magazynowania* zmieniono datę uregulowania statusu prawnego instalacji magazynowania energii elektrycznej z 2020 r. na 2021 r.;

²⁵ KSE – krajowy system elektroenergetyczny.

- w odniesieniu do działania 2B.7 *Budowa inteligentnych sieci elektroenergetycznych* dodano poddziałanie *wyposażenie 80% gospodarstw domowych w liczniki zdalnego odczytu do 2028 r.* – działanie 4A.2²⁶.

Prace nad PEP2040 nie zostały sfinalizowane bezpośrednio po upływie terminu składania krajowych uwag, ze względu na wiele czynników, w tym: zmiany strukturalno-organizacyjne w administracji rządowej na przełomie 2019/2020 r. (likwidacja Ministerstwa Energii i objęcie działu administracji „energia” przez Ministra Klimatu i Środowiska), prowadzone konsultacje transgraniczne SOOŚ z Austrią, jak również pandemię COVID-19, która mogła mieć istotny wpływ na sytuację w sektorze energetycznym. Przy przygotowaniu tego projektu uwzględniono również kierunki polityki UE dotyczące ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.

Konsultacje międzyresortowe zostały zakończone 31 grudnia 2020 r. Wówczas projekt PEP2040 został pozytywnie zaopiniowany przez Komitet Koordynacyjny ds. Polityki Rozwoju, a także uzyskał pozytywną ocenę o zgodności ze średniookresową strategią rozwoju kraju. W tym samym czasie projekt PEP2040 uzyskał także pozytywną opinię Centrum Analiz Strategicznych w KPRM. W konsekwencji, zaktualizowany projekt PEP2040 został przyjęty przez Radę Ministrów 2 lutego 2021 r.

Kluczowe działania istotne dla rozwoju sieci dystrybucyjnej są zawarte w PEP2040 głównie w części B celu szczegółowego nr 2²⁷. Mają one na celu: poprawę jakości dostaw energii do konsumenta (działanie 2B.4), zapewnienie warunków sprawnego działania w sytuacjach awaryjnych (2B.5), dążenie do rozwoju technologii magazynowania (2B.6) oraz budowy inteligentnych sieci elektroenergetycznych (2B.7). Projektem strategicznym PEP2040 w części B tego celu szczegółowego jest budowa inteligentnej sieci elektroenergetycznej. Jest to jednocześnie projekt strategiczny SOR w obszarze interwencji Poprawa efektywności energetycznej – PS.2(1)²⁸.

Główne tezy istotne dla rozwoju OSD w PEP2040 to:

- Wzrost udziału OZE we wszystkich sektorach i technologiach. W 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie co najmniej 23%, przy czym nie mniej niż 32% w elektroenergetyce (głównie energia wiatrowa i fotowoltaika);
- Nastąpi istotny wzrost mocy zainstalowanych w fotowoltaice do ok. 5-7 GW w 2030 r. i ok. 10-16 GW w 2040 r. Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej na morzu osiągnie ok. 5,9 GW w 2030 r. (ok. 11 GW w 2040 r.);

²⁶ Poddziałanie pn. wyposażenie 80% gospodarstw domowych w liczniki zdalnego odczytu do 2028 r. występuje jako oddzielne działanie 4A.2 Wzmocnienie pozycji konsumenta energii elektrycznej – wyposażenie do 2028 r. 80% gospodarstw domowych w liczniki zdalnego odczytu w celu szczegółowym 4. Rozwój rynków energii, części 4A. Rozwój rynku energii elektrycznej.

²⁷ Cel szczegółowy nr 2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej. Część B. Rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej. Zgodnie z celami PEP2040 zawartymi w części 2.B *Rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej* pewność dostaw energii elektrycznej wymaga odpowiedniej rozbudowy, modernizacji oraz utrzymania sieci przesyłowej i dystrybucyjnej energii elektrycznej. Kluczowymi celami krajowymi dotyczącymi infrastruktury przesyłu energii elektrycznej jest równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oraz zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej na potrzeby obrotu wewnętrznego i transgranicznego. Dla bezpieczeństwa dostaw operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSPe) – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.) pozostanie jednoosobową spółką Skarbu Państwa. Dystrybucja jest działalnością regulowaną realizowaną przez więcej podmiotów, a operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSDe) są zobowiązani do zapewniania niezawodności systemu dystrybucyjnego, którego zadaniem jest dostarczenie energii elektrycznej do indywidualnych odbiorców końcowych. Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców, OSpE zobowiązany jest do opracowania 10-letnich planów rozwoju w zakresie pokrycia zapotrzebowania na energię, zaś OSDe na okres nie krótszy niż 5 lat. Ponadto spółki wskazane jako operatorzy usług kluczowych są zobowiązane do ochrony kluczowych systemów pod kątem cyberbezpieczeństwa.

²⁸ Projekt strategiczny 2(1) w SOR: Program budowy inteligentnej sieci elektroenergetycznej w Polsce – stworzenie warunków organizacyjno-prawnych i technicznych niezbędnych do wdrożenia inteligentnych sieci wraz z inteligentnym opomiarowaniem, co umożliwi zarządzanie interakcjami i komunikacją między konsumentami, gospodarstwami domowymi lub przedsiębiorstwami oraz innymi użytkownikami sieci i dostawcami energii, jak również stosowanie mechanizmów zarządzania popytem na energię elektryczną i bardziej świadome użytkowanie energii.

- Programy inwestycyjne OSPe i OSDe będą ukierunkowane na rozwój OZE oraz aktywnych odbiorców i bilansowania lokalnego;
- Wskaźniki jakości dostaw energii, tj. czas i częstość trwania przerw w dostawach (SAIDI, SAIFI) w KSE powinny ulegać stałej poprawie – dla SAIDI wyznaczono cel 85 min./odb. w 2030 r.²⁹ Ponadto do 2025 r. 85% umów przyłączeniowych powinno być realizowanych w 12 miesięcy³⁰, a czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych powinien ulec skróceniu;
- Osiąganie celów w zakresie regulacji jakościowej³¹ jest ściśle powiązane ze środkami, jakie w kolejnym roku OSDe może przeznaczyć na inwestycje. Znaczna część infrastruktury dystrybucyjnej ma powyżej 25 lat, a w wielu przypadkach przekracza nawet 40 lat (choć w ostatnich latach OSDe zrealizowali duże inwestycje). Z tego powodu OSDe zobowiązane są do odtwarzania sieci – stopień odtworzenia infrastruktury powinien wynosić co najmniej 1,5% rocznie do czasu osiągnięcia średniego wieku infrastruktury poniżej 25 lat;
- Odbudowa linii niskich napięć (nN) powinna odbywać się przy użyciu przewodów izolowanych lub poprzez skablowanie;
- Skablowanie sieci średniego napięcia (SN) jest silnie skorelowane z SAIDI i SAIFI, a udział linii kablowych w liniach SN w Polsce (w 2017 r. ok. 26%) jest jednym z najniższych w Europie³². Ponad 41 tys. km linii napowietrznych SN znajduje się na terenach leśnych i zadrzewionych, gdzie skablowanie ma szczególne znaczenie dla ograniczenia przyczyn i skutków awarii. Ponadto za priorytet uznaje się również wyposażenie łączników linii średniego napięcia w systemy zdalnego sterowania. Dla osiągnięcia większej niezawodności pracy sieci konieczne jest sukcesywne kablowanie sieci średniego napięcia. W tym celu w 2021 r. miał być opracowany krajowy plan skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r. (odpowiedzialni OSDe i Prezes Urzędu Regulacji Energetyki), a skutkiem jego realizacji będzie zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN w Polsce do poziomu średniej w UE;
- Zwiększenie wykorzystania w sieciach średnich napięć elementów sterowania i automatycznej rekonfiguracji;
- Wyposażenie systemów oraz linii SN i nn w urządzenia diagnostyki i analizy pracy sieci;
- Wdrożenie cyfrowego systemu łączności w sieci dla OSDe (do 2021 r.) – aktualnie wykorzystywany w większości system analogowy jest zawodny i nie ma możliwości jego rozbudowy - nowy powinien gwarantować jednolitość i pewność łączności;
- Zapewnienie odpowiedniej struktury wspomagającej obsługę cyberincydentów, a także współpraca z właściwym Zespołem Reagowania na Incydenty Bezpieczeństwa Komputerowego działającym na poziomie krajowym;

²⁹ W SOR określono cel 50 min./odb. w 2030 r., jednakże ze względu na ponowną analizę technicznych możliwości wartość ta uległa podwyższeniu.

³⁰ Termin realizacji umów przyłączeniowych powinien być liczony od zawarcia umowy o przyłączenie (pomiędzy OSD/OSP a podmiotem przyłączanym) do momentu osiągnięcia gotowości do dostarczania energii elektrycznej po stronie OSD/OSP.

³¹ Dla zapewnienia stabilnych dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych OSDe realizują cele i zadania wynikające z regulacji jakościowej określonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: PURE). Od 2018 r. mechanizm regulacji uwzględnia zarówno anomalie pogodowe, jak różnorodność obszarów (duże miasta, miasta na prawach powiatu, miasta oraz wsie) oraz aktualny poziom rozwoju na obszarze danego OSDe, co pozwala na lepsze wnioskowanie o działalność OSDe.

³² Pewność dostaw energii elektrycznej do odbiorów końcowych zależy od sprawnej i bezpiecznej dystrybucji. Sieć dystrybucyjna ma charakter głównie promieniowy, jest dłuższa i znacznie gęstsza niż sieć przesyłowa, przez co bardziej narażona na awarie. Tworzy ją większość linii o napięciu 110 kV (sieć linii wysokich napięć (WN) pracująca w układzie oczkowym), sieć średnich napięć (SN) i niskich napięć (nN) pracujące w układzie promieniowym oraz prawie 260 tys. stacji elektroenergetycznych. Systemy dystrybucyjne mają znaczenie regionalne. Kluczową dla rozwoju gospodarczego poszczególnych regionów (zasilanie przemysłu, wyprowadzenie mocy z dużych źródeł odnawialnych) jest sieć 110 kV, która stanowi podstawę dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu dystrybucyjnego oraz jest siecią koordynowaną z siecią przesyłową, a także jest wykorzystywana w zarządzaniu kryzysowym. Największy wpływ na niezawodność dostaw energii dla odbiorców końcowych mają zdarzenia w sieci SN, która jest w 74% napowietrzna (źródło: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej).

- Zapewnienie przez OSDe liczby pracowników i sprzętu odpowiednich dla zapewnienia standardów określonych w regulacjach dotyczących warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;
- Wdrożenie systemu monitorowania oraz zarządzania jakością energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, włącznie z systemami rozliczeń za jakość dostarczanej energii elektrycznej;
- Inwestycje prowadzone w systemach dystrybucyjnych powinny przyczyniać się do stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową), co wraz z wdrażanymi rozwiązaniami z zakresu zwiększania elastyczności sieci umożliwi rozwój energetyki rozproszonej, aktywny udział odbiorców końcowych oraz wykorzystanie punktów ładowania i magazynów energii.

W związku z sytuacją międzynarodową 29 marca 2022 r. Rada Ministrów przyjęła założenia do aktualizacji PEP2040 przedłożone przez Ministra Klimatu i Środowiska. Rewizja PEP 2040 ma na celu dobranie odpowiedniej ścieżki w nowej sytuacji geopolitycznej i gospodarczej, mając na uwadze również ochronę odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen energii i pogłębianiem ubóstwa energetycznego.

MKiŚ wywiązał się z obowiązku monitorowania³³ przekazując do Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej *Sprawozdanie z realizacji projektów strategicznych PEP2040* jako wkład do *Sprawozdania z realizacji „Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju” za 2021 r.*³⁴

Minister sporządzał również sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zgodnie z art. 15b ust. 3 uPe. Ostatnie takie sprawozdanie zostało sporządzone za okres 2019-2020. Następne (za lata 2021-2022) powinno zostać sporządzone do 30 czerwca 2023 r.

MKiŚ wywiązywał się również z obowiązku przekazując do Rządowego Biura Monitorowania Projektów (RBMP) w KPRM dane sprawozdawcze z realizacji projektów znajdujących się w Portfelu Projektów Strategicznych, wśród których występują projekty powiązane z PEP2040. Zgodnie z wytycznymi RBMP informacje przekazywane są za pośrednictwem systemu MonAliZa w cyklach miesięcznych tj. do ostatniego dnia danego miesiąca. System jest prowadzony w aplikacji on-line³⁵.

Dodatkowo, w ramach monitoringu własnego Ministerstwo Klimatu i Środowiska opracowało Podsumowanie *realizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. w 2021 r.*, które dostępne jest na stronie internetowej MKiŚ w zakładce *Co robimy*³⁶.

Dnia 18 lipca 2022 r. Kierownictwo Ministerstwa Klimatu i Środowiska przyjęło *Podsumowanie realizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. w 2021 r.*, które dostarcza szczegółowych informacji o działaniach podejmowanych w 2021 r. w obszarze sektora energetycznego. Dokument uporządkowano według działań określonych w ośmiu celach strategicznych PEP2040, a listę działań poprzedza krótkie streszczenie. Zamieszczono także podsumowanie realizacji wskaźników wskazanych w PEP2040.

W ramach celu 2B – *Rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej* przedstawiono m.in. realizację wskaźnika 2B.4. *Poprawa jakości dostaw energii do konsumenta poprzez:*

- a) realizację celów i zadań regulacji jakościowej,*
- b) poprawę wskaźników SAIDI i SAIFI,*
- c) osiągnięcie poziomu realizacji 85% umów przyłączeniowych w 12 miesięcy,*

³³ O którym mowa na str. 83 PEP2040.

³⁴ Zgodnie z PEP2040, str. 83.

³⁵ Na koniec 2021 r. na liście było 10 projektów, zaś na koniec II kwartału 2022 r. – osiem, ponieważ zamknięto projekty: Rozwój LNG i CNG w transporcie oraz Polska Strategia Wodorowa. Ponadto dokonano zmiany nazwy Bezemisijny samochód dostawczy do 3,5 t na: Wspieranie Rozwoju Elektromobilności w Polsce.

³⁶ <https://www.gov.pl/web/klimat/podsumowanie-realizacji-polityki-energetycznej-do-2040-r-w-2021-r>

- d) odtwarzanie infrastruktury dystrybucyjnej w stopniu średnio 1,5% rocznie,
- e) opracowanie krajowego planu skablowania SN do 2040 r. (do 2021 r.) oraz stopniowe zastępowanie sieci pasywnej na aktywną,

Jako termin docelowy ww. wskaźnika 2.B.4 wskazano 2025 r. Odpowiedzialnymi za realizację ww. wskaźnika są: operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSDe) oraz Prezes URE.

W ww. dokumencie opisano podjęte działania dotyczące ww. wskaźnika 2.B.4:

- W 2021 r. wystąpiły pojedyncze przypadki przekroczeń wskaźników regulacji jakościowej³⁷, które mogą mieć wpływ na przychód regulowany, a szczegółowa analiza danych nie została zakończona w chwili przygotowania niniejszego dokumentu. Wpływ przekroczeń wskaźników na przychód regulowany operatorów systemów dystrybucyjnych miał być ustalany w procesie taryfowym w II połowie 2022 r. W chwili przygotowania ww. dokumentu nie były dostępne również dane w zakresie stopnia odtworzenia infrastruktury dystrybucyjnej (pkt. d). Jednocześnie operatorzy zrzeszeni w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) podkreślali, że w 2021 r. istotnie zwiększyły się potrzeby inwestycyjne związane z przyłączaniem odbiorców i znacznej liczby wytwórców OZE oraz nastąpił skokowy wzrost cen materiałów i usług, skutkiem tego przy niezmiennym poziomie budżetów inwestycyjnych koniecznym okazało się przesunięcie znacznej części środków na realizację przyłączeń oraz zmniejszenie zakresów możliwych do zrealizowania przy takich samych poziomach nakładów. Operatorzy oceniają, że w kolejnych latach poziom ten zostanie utrzymany co niekorzystnie może odbić się na dalszej poprawie wskaźników niezawodności.
- Wartość wskaźników SAIDI i SAIFI za 2021 r. udostępniono w IV kw. 2022 r.³⁸, jednakże warto zauważyć, że poziom tych wskaźników ulega w ostatnich latach systematycznej poprawie³⁹ – SAIDI spadł z 138,5 w 2019 r. do 118,6 m.in./obiorcę w 2020 r.; SAIFI spadł z 2,6 w 2019 r. do 2,2 przerw/obiorcę w 2020 r.⁴⁰ Jednocześnie warto podkreślić, że dane wstępne dla pięciu największych OSD wskazują, że wskaźnik SAIDI nieplanowanego w 2021 r. wzrósł aż o ok. 43,3 min. w stosunku do 2020 r., ze względu na znacząco gorsze warunki pogodowe w porównaniu do lat poprzednich.
- W odniesieniu do realizacji umów przyłączeniowych⁴¹, należy wskazać, że w 2021 r. pięciu OSD:
 - wydało łącznie prawie 5,5 tys. technicznych warunków przyłączenia do sieci dla źródeł energii o łącznej mocy 9,6 GW (w stosunku do 2020 r. to wzrost o 2 tys. warunków i o 3 GW),
 - podpisało umowy na przyłączenie do sieci ponad 4 tys. nowych źródeł energii o mocy ponad 9,5 GW (w stosunku do 2020 r. to wzrost o 2,4 tys. warunków i o 7 GW).

³⁷ Wskaźniki regulacji jakościowej obejmują – czasu trwania przerw (CTP) oraz częstość przerw (CP) w podziale na duże miasta, miasta na prawach powiatów, miasta wsie, a także czas realizacji przyłączenia (CRP) dla IV i V grupy przyłączeniowej – łącznie 10. CTP i CP wyznaczane są na podstawie zdarzeń na sieciach wysokich i średnich napięć zarówno wyłączeń planowych jak i nieplanowanych.

³⁸ Opublikowana wartość wskaźnika SAIDI za 2021 r. wyniosła 169,9.

³⁹ Wyjątkiem był 2017 r., w którym wystąpiły liczne nadzwyczajne sytuacje, wpływające negatywnie na poziom obu wskaźników.

⁴⁰ Opublikowana na stronie <https://strateg.stat.gov.pl/#/wyszukaj-wskaznik/372> wartość wskaźnika SAIFI za 2021 r. wyniosła 2,8.

⁴¹ Należy zauważyć, że cele wskazane w PEP2040 w odniesieniu do czasu realizacji umów przyłączeniowych wykraczały poza regulację jakościową określaną przez Prezesa URE. Celem regulacji jakościowej jest realizacja przez operatorów systemów dystrybucyjnych wskaźników CRP i V (czas realizacji przyłączenia dla IV grupy przyłączeniowej) i CRPV (czas realizacji przyłączenia dla V grupy przyłączeniowej) definiowanych jako procentowy poziom zrealizowanych umów o przyłączenie w okresie 18 miesięcy oddzielnie dla IV i V grupy przyłączeniowej. Wskaźniki te zgodnie z powyższą definicją dotyczą podmiotów IV i V grupy przyłączeniowej przyłączanych na niskim napięciu.

Biorąc pod uwagę tak dużą dynamikę wynikającą z rosnącej popularności OZE realizacja umów o przyłączenie jest uzależniona zarówno od działań obu stron umowy tj. przyłączanego podmiotu oraz OSD. Terminy przyłączenia dla źródeł energii oraz dużych odbiorców są dostosowane do ich potrzeb oraz możliwości, w tym terminu, w którym zostaną zrealizowane ich działania inwestycyjne, a których to terminy wybiegają znacznie ponad okres 12 miesięcy, o których mowa w PEP2040.

NIK zauważyła, że to wydłużenie powyżej 12 miesięcy w dużej mierze wynika z faktu, że zgodnie z art. 7 ust 8i uPe warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej albo przesyłaniem lub dystrybucją ciepła do zawarcia umowy o przyłączenie odpowiednio do sieci elektroenergetycznej lub ciepłowniczej. Zatem w przypadku późnego zawarcia (lub nie zawarcia umowy) o przyłączenia przez podmiot przyłączany (wnioskodawcę) wydłuża się cały proces inwestycyjny, co także niekorzystnie wpływa na potencjalne przyłączenie innych OZE, którym ze względu na „zajętość” mocy OSD odmawia się wydania warunków.

W 2021 r. nie został opracowany krajowy plan skablowania sieci średnich napięć (SN) do 2040 r.⁴² W kolejnych latach weryfikowana będzie potrzeba jego przygotowania⁴³. Operatorzy systemów dystrybucyjnych opracowują i realizują swoje indywidualne plany rozwoju sieci. Plany obejmują zakresem również inwestycje dotyczące skablowania, a jednocześnie pokrywają całą powierzchnię kraju. Standardem stała się budowa nowych linii SN w technologii kablowej, kwestią kluczową pozostaje dalsza przebudowa napowietrznych linii SN na linie kablowe na obszarach leśnych i zadrzewionych. Na koniec 2021 r. udział linii kablowych we wszystkich liniach SN wyniósł 29%.

(akta kontroli str. 5-10, 30-33, 37-50, 53-71, 73-79, 142-154, 160-163, 189-198, 201-222, 245-392)

1.2 Uzasadnienie przyjęcia celów w PEP2040 dotyczących sieci elektroenergetycznych oraz ich realizacja

Według wyjaśnień uzyskanych w MKiŚ⁴⁴, a także opisu wynikającego z pierwszego akapitu na str. 31 PEP2040, powodem przyjęcia poszczególnych celów i zadań dotyczących sieci dystrybucyjnych była potrzeba zapewnienia stabilnych dostaw energii i rozwoju systemu elektroenergetycznego. Cele dla sieci dystrybucyjnych były określone w oparciu o rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie *szczególonych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*⁴⁵, regulację jakościową w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych Prezesa URE, raporty Prezesa URE⁴⁶, standardy różnych krajów w zakresie wskaźników jakości przesyłu energii⁴⁷, dane statystyczne (GUS, EUROSTAT), wyniki monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej⁴⁸, wiedzę ekspercką i ocenę pracowników urzędu obsługującego ministra właściwego ds. energii oraz współpracę bieżącą z interesariuszami branżowymi.

⁴² Brak opracowania krajowego planu skablowania sieci średnich napięć omówiono szerzej w dalszej części niniejszego wystąpienia pokontrolnego w sekcji „Ustalone nieprawidłowości”.

⁴³ W kwestii krajowego planu skablowania patrz również wyjaśnienie w pkt. 1.2.5 niniejszego wystąpienia pokontrolnego.

⁴⁴ Pismo Ministra Klimatu i Środowiska z 4 i 10 października 2022 r.

⁴⁵ Dz. U. Nr 93, poz. 623 ze zm.

⁴⁶ Raporty i publikacje Prezesa URE (np. sprawozdania z działalności Prezesa URE, raporty roczne, raporty – plany inwestycyjne w nowe moce wytwórcze, dostępne na stronie <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje>).

⁴⁷ Przegląd strategii i doświadczeń krajów zrzeszonych w CEER (Council of European Energy Regulators – Rada Europejskich Regulatorów Energii) pod względem w zakresie analiz benchmarkingowych jakości dostaw energii elektrycznej (jakość handlowa, ciągłość dostaw, jakość napięcia, ekstremalnie niesprzyjające warunki pogodowe).

⁴⁸ W szczególności *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej* opracowywane co dwa lata przez ministra właściwego ds. energii.

Minister wyjaśnił⁴⁹, że cele dotyczące jakości dostaw energii zostały ustalone w oparciu o historyczne dane statystyczne, współpracę bieżącą z organizacjami branżowymi, analizy Europejskiej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (*EU Agency for Cooperation of Energy Regulators*, ACER) oraz Rady Europejskich Regulatorów Energetyki (*Council of European Energy Regulators*, CEER), wiedzę ekspercką urzędników i ocenę potrzeb rozwoju systemu w kontekście przyrostu mocy ze źródeł odnawialnych, wynikającą z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz raportów Prezesa URE – w szczególności corocznych sprawozdań z działalności Prezesa URE oraz raportów opracowywanych na podstawie art. 23 ust. 2a i 2c uPe⁵⁰. Jako istotne dla funkcjonowania i rozwoju systemów elektroenergetycznych wskazano również regulacje unijne, tj.: dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944; rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 oraz dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001.

Minister wyjaśnił również, że w kontekście rozwoju infrastruktury liniowej bardzo ważna jest także działalność ACER oraz CEER. Podmioty te stanowią platformę współpracy specjalistów branżowych oraz wykonują publikacje tematyczne.⁵¹

Minister pozyskuje dane dotyczące wartości wskaźników SAIDI oraz SAIFI w ramach *Programu badań statystycznych statystyki publicznej* – badania statystycznego *Elektroenergetyka i ciepłownictwo* prowadzonego przez ministra właściwego ds. energii i Prezesa URE. Dane dotyczące SAIDI i SAIFI znajdują się w publikacji *Statystyka elektroenergetyki polskiej*, w edycjach rocznych. Na stronie Ministerstwa Klimatu i Środowiska w zakładce *Co robimy – Badania statystyczne*: <https://www.gov.pl/web/klimat/badania-statystyczne> znajduje się odesłanie do publikacji na stronie internetowej Agencji Rynku Energii S.A.: <https://www.are.waw.pl/badania-statystyczne>, gdzie publikacje zamieszczone są do powszechnego użytku.

Oprócz publikacji wynikających z ww. badań statystycznych, dane o SAIDI i SAIFI są dostępne m.in. w ramach prowadzonego przez GUS systemu monitorowania rozwoju kraju – STRATEG. Dane zaprezentowane są na przestrzeni lat począwszy od 2009 r.

Realizacja wskaźników jakościowych podlega monitorowaniu przez Prezesa URE na poziomie poszczególnych operatorów (OSD). W ramach realizacji obowiązków wynikających z *rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do publikacji wskaźników jakościowych na swoich stronach internetowych⁵².

Cel dla SAIDI w PEP2040 jest wyznaczony dla roku 2030 r. W ostatnich latach obserwowany jest spadek wartości ww. wskaźnika, a podejmowane i planowane działania w zakresie regulacyjnym oraz inwestycyjnym mają na celu dalszą poprawę wyników.

NIK zauważa jednakże, że wartość wskaźnika SAIDI za 2021 r. wyniosła 169,9 min/odbiorca/rok⁵³, zaś wskaźnika SAIFI – 2,8 odbiorca/rok⁵⁴. Oznacza to, że oba

⁴⁹ Pismo Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 4 i 10 października 2022 r.

⁵⁰ Raporty są dostępne na stronie URE: <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje>.

⁵¹ Przykładowa publikacja CEER dotycząca jakości dostaw energii elektrycznej to „6th CEER Benchmarking Report on all the Quality of Electricity and Gas Supply 2016”. Dokument pokazuje wskaźniki używane w państwach europejskich, a także rekomendacje i studia przypadków.

⁵² Szczegóły dotyczące zakresu i sposobu publikacji tych danych określone zostały w rozdziale 10. ww. rozporządzenia.

⁵³ Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę) [min/odbiorca/rok], opublikowany na stronie <https://strateg.stat.gov.pl>.

⁵⁴ Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę, opublikowany na stronie <https://strateg.stat.gov.pl>. Według danych OSD e wzrost wskaźników SAIDI i SAIFI w 2021 roku wynika z warunków pogodowych. (przykład: <https://raportzintegrowany2021.gkpg.pl/o-raporcie/istotne-wskazniki/>).

wskaźniki były wyższe niż w 2018 r. (odpowiednio: 133 oraz 2,5), w 2019 (138,5 i 2,6) oraz 2020 r. (118,6 i 2,2). Tym samym nie został spełniony warunek 2.B.4 w PEP2040 dotyczący stałej poprawy wskaźników SAIDI i SAIFI do 2025 r. Ponadto daje to podstawy do stwierdzenia zagrożenia niezrealizowania wartości docelowej wskaźnika SAIDI w wysokości nie większej niż 85 w 2030 r.

Zgodnie z PEP2040 *czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych powinien ulec skróceniu.*

Obecnie (tj. w maju 2023 r.), przy niepełnym nasyceniu punktów poboru energii⁵⁵ licznikami zdalnego odczytu albo niespełnianiu przez niektóre liczniki zdalnego odczytu wszystkich funkcjonalności (w art. 11t ust. 14 uPe oraz w § 21 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. *w sprawie systemu pomiarowego*⁵⁶ określono okres dostosowawczy – 4 lipca 2031 r.)⁵⁷, rozliczenie za energię elektryczną następuje w dużej części na podstawie prognoz oraz po odczytaniu stanu licznika przez inkasenta. Wydłuża to czas przekazywania danych pomiarowych od kilku dni do nawet kilku tygodni.

Przepisy ww. rozporządzenia *w sprawie systemu pomiarowego* unormowały częstotliwość i czas przekazywania danych pomiarowych. Co do zasady operator systemu elektroenergetycznego ma pozyskiwać dane pomiarowe z liczników zdalnego odczytu zsumowane do okresów 15-minutowych. Dane te powinny być przekazane za pośrednictwem systemu zdalnego odczytu w ciągu 24 godzin. Przy czym w § 16 ust. 1 ww. rozporządzenia określono wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych pomiarowych dla doby „n” z liczników zdalnego odczytu za pośrednictwem systemu zdalnego odczytu, który wynosi co najmniej:

- 1) 90% do godziny 09.00 doby „n+1”;
- 2) 94% do godziny 12.00 doby „n+3”;
- 3) 96% do godziny 24.00 doby „n+7”.

Zgodnie z przepisem przejściowym (§ 20 ww. rozporządzenia), wskaźniki te będą obowiązywały od 23 kwietnia 2025 r.

Rozporządzenie w sprawie systemu pomiarowego w § 16 szczegółowo określa sposób postępowania w przypadku niepozyskania danych pomiarowych w terminie.

Dane pomiarowe są pozyskiwane przez operatora systemu elektroenergetycznego (system pomiarowy i system zdalnego odczytu) z liczników zdalnego odczytu, a wraz z wejściem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii z dniem 1 lipca 2024 r., będą przekazywane do tego Systemu, stanowiąc podstawę do rozliczeń z odbiorcą energii.⁵⁸

Zgodnie z wyjaśnieniami Ministerstwa⁵⁹ przewidziane w rozporządzeniu *w sprawie systemu pomiarowego* agregowanie danych do 15-minut oraz ich przekazywanie z częstotliwością dobową wynika m.in. z uzgodnień z Prezesem Urzędu Ochrony Danych Osobowych, którego zdaniem, przetwarzanie danych osobowych z tak dużą częstotliwością (w czasie rzeczywistym) prowadziłoby do profilowania odbiorcy końcowego. Ponadto, przejęte rozwiązania przede wszystkim odzwierciedlają możliwości techniczne operatorów sieci dystrybucyjnych, których stanowisko szeroko reprezentowane jest przez Polskie Towarzystwo Rozdziału i Przesyłu Energii

⁵⁵ Dalej: PPE.

⁵⁶ Dz.U. poz. 788.

⁵⁷ Zgodnie z art. 11t ust. 14 uPe: Operatorzy systemów elektroenergetycznych lub właściciele urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, są obowiązani dostosować użytkowane przed dniem 4 lipca 2019 r. systemy zdalnego odczytu oraz liczniki zdalnego odczytu do wymagań określonych w ustawie oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 2, tj. rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego, w terminie do dnia 4 lipca 2031 r.

⁵⁸ Szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu został określony w § 17 rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego.

⁵⁹ Wyjaśnienia Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 12 października 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB.

Elektrycznej. Odbiorca końcowy posiada i będzie posiadał informacje na temat zużycia energii w czasie zbliżonym do rzeczywistego. Informacje te jednak nie będą zwalidowane (zatwierdzone), a więc nie będą stanowiły podstawy do rozliczeń z operatorem systemu elektroenergetycznego.

Zgodnie ze stanowiskiem Komisji Europejskiej⁶⁰ *największych trudności nastręcza wdrożenie funkcji dotyczącej częstotliwości, z jaką dane o zużyciu mogą być aktualizowane i udostępniane konsumentom oraz stronom trzecim działającym w ich imieniu (...). Jeżeli inteligentny system pomiarowy nie jest w stanie zapewnić tej funkcji, państwa członkowskie powinny zapewnić możliwość uzupełnienia tej funkcji w późniejszym terminie lub jej realizację w ramach innych systemów. Ponadto, jest bardzo wskazane, by na poziomie całej UE został wdrożony przynajmniej minimalny zestaw funkcji zaproponowany w zaleceniu 2012/148/UE, które to funkcje są zgodne z pracami normalizacyjnymi w tej dziedzinie. Jest to konieczne, aby zapewnić techniczną i komercyjną interoperacyjność inteligentnego pomiaru, zagwarantować ochronę i bezpieczeństwo danych oraz umożliwić tworzenie i rozwój usług dotyczących reagowania na zapotrzebowanie oraz innych usług energetycznych.*

W związku z powyższym NIK wskazuje na potrzebę podjęcia działań zmierzających do doprecyzowania w powszechnie obowiązujących regulacjach kwestii częstotliwości udostępniania danych dotyczących zużycia energii, tak aby była ona jak najbliższa czasu rzeczywistego i odzwierciedlała poziom rozwoju technologii oraz możliwości świadczenia nowych usług, które uwzględniałyby wytyczne zawarte w zaleceniach Komisji Europejskiej z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych 2012/148/UE⁶¹, w szczególności pkt 42.

Zgodnie z założeniami PEP2040⁶² *OSD zobowiązane są do odtwarzania sieci – stopień odtworzenia infrastruktury powinien wynosić co najmniej 1,5% rocznie do czasu osiągnięcia średniej wieku infrastruktury poniżej 25 lat.*

Minister wyjaśniając powody zobowiązania OSD do odtwarzania sieci⁶³, przywołał m.in. następujące argumenty:

- Prezes URE na podstawie z art. 23 ust. 2a i 2c uPe opracowuje co dwa lata raport dotyczący monitorowania funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego. Raporty dostarczają m.in. informacji o warunkach przyłączania podmiotów do sieci oraz bezpieczeństwie dostarczania energii elektrycznej oraz realizacji planów rozwoju przez operatorów⁶⁴. Ponadto na podstawie art. 15b ust. 3–8 uPe co dwa lata minister właściwy ds. energii opracowywał sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Dokumenty te również dostarczały informacji o problematyce rozwoju infrastruktury liniowej. Istotnym materiałem analitycznym dotyczącym stanu krajowej infrastruktury liniowej są również coroczne raporty PTPIREE, które zawierają dane liczbowe dotyczące największych operatorów systemów elektroenergetycznych (operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych) oraz artykuły branżowe, naświetlające problemy, wyzwania i dokonania w sektorze⁶⁵.
- Operatorzy systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych w sprawozdaniach z realizacji swoich planów rozwoju, przedstawianych Prezesowi URE podają wiek

⁶⁰ Sprawozdanie Komisji: Analiza porównawcza rozpowszechnienia inteligentnego pomiaru w UE 27 ze szczególnym uwzględnieniem energii elektrycznej (COM/2014/0356 final).

⁶¹ Dz.U. L 73 z 13.3.2012.

⁶² PEP2040, str. 31, a także str. 34 pkt 26.4, czwarty tiret.

⁶³ Pismo Ministra Klimatu i Środowiska z 4 i 10 października 2022 r.

⁶⁴ Sprawozdania dostępne na stronie Prezesa URE pod linkiem: <https://www.ure.gov.pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/raport-z-dzialalnosci/3989.Raport-z-dzialalnosci-gospodarczej-i-oz-oz-realizacji-planow-rozwoju-przez-ose.html>.

⁶⁵ Dokumenty dostępne pod linkiem: <http://www.ptpiree.pl/opracowania/raporty>.

infrastruktury liniowej w podziale na: linie napowietrzne, linie kablowe, stacje elektroenergetyczne i liczbę transformatorów. Biorąc pod uwagę dane dotyczące stopnia odtwarzania infrastruktury w poprzednich latach, dane dotyczące struktury wiekowej infrastruktury liniowej, ocenę ekspercką, prace nad rozwojem inteligentnej infrastruktury energetycznej, a także perspektywę czasową obowiązującej w okresie opracowania PEP2040 regulacji jakościowej Prezesa URE, ustalono cel wskazujący na odtworzenie infrastruktury o co najmniej 1,5% rocznie do czasu osiągnięcia średniej wieku 25 lat. Mając na uwadze indywidualny charakter uzgadniania planów rozwoju operatorów systemów dystrybucyjnych z Prezesem URE oraz różny stan infrastruktury, w PEP2040 – jako dokumencie kierunkowym – wskazano cel ogólny, bez podziału na typy infrastruktury. W ocenie ministra właściwego ds. energii taka szczegółowość celu oraz jego ujęcie było wystarczające i właściwe z poziomu polityki energetycznej państwa, ponadto zapewniona została wiodąca rola Prezesa URE w tym obszarze, zgodnie z kompetencjami.

Dodatkowo Minister poinformował, że w celu podsumowania realizacji w 2021 r. *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* Ministerstwo Klimatu i Środowiska wystąpiło z prośbą o weryfikację projektu „Podsumowania” za 2021 r. oraz uzupełnienia z zakresu właściwości Prezesa URE. W okresie opracowania dokumentu nie były dostępne najnowsze dane liczbowe dotyczące odtworzenia infrastruktury.

Przedstawiciele Ministra Klimatu i Środowiska uczestniczyli również w pracach związanych z opracowywaniem dokumentu pn. *Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki*, opracowanego przez grupę roboczą pod przewodnictwem Prezesa URE⁶⁶. W ramach ww. działań analizowane były również zagadnienia związane z wyzwaniem inwestycyjnym w zakresie zapewnienia realizacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych celów określonych w PEP2040.

Sygnatariusze ww. *Karty* (dokument został podpisany 7 listopada 2022 r.) zwrócili uwagę, że z punktu widzenia OSD zmiany legislacyjne są celowe przede wszystkim w dwóch obszarach: usprawnienia realizacji inwestycji sieciowych oraz rozwoju OZE, w tym uwolnienia dostępnych mocy przyłączeniowych i wprowadzania rozwiązań bezinwestycyjnych dla rozwoju źródeł, typu *cable pooling*. Ponadto, Ministerstwo powinno dążyć do zapewnienia źródeł dofinansowania inwestycji sieciowych⁶⁷, w szczególności dotyczących wdrożenia inteligentnej infrastruktury elektroenergetycznej.

Należy jednak zaznaczyć, że dotychczasowe rozwiązania prawne oraz wsparcie finansowe dotyczące energii odnawialnej, przyczyniły się do rozwoju ruchu prosumenckiego w Polsce. Z danych Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej wynika, że od początku 2019 r. do końca marca 2023 r. liczba mikroinstalacji przyłączonych przez OSD do swoich sieci elektroenergetycznych uległa blisko 23-krotnemu wzrostowi (z 54 217 do 1 243 281), przy jednoczesnym ponad 28-

⁶⁶ W dniu 7 listopada 2022 r. Prezes URE oraz szefowie pięciu największych dystrybutorów energii elektrycznej w Polsce podpisali *Kartę Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki*. Przewiduje ona m.in., że w perspektywie do 2030 r. krajowy system elektroenergetyczny (KSE) czekają ogromne zmiany. Trzeba będzie do niego przyłączyć co najmniej: ponad 20 GW źródeł słonecznych o potencjale produkcyjnym 21 TWh rocznie, ponad 14 GW lądowych elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym 37 TWh rocznie i prawie 11 GW morskich elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym 40 TWh/rok.

Przewiduje się, że w tym czasie liczba odbiorców przyłączonych do sieci wzrośnie o ponad 2 mln. Będziemy świadkami i beneficjentami cyfryzacji oraz automatyzacji sieci i usług, co będzie skutkowało zwiększeniem elastyczności sieci, a co za tym idzie zwiększeniem aktywności uczestników rynku oraz rozwojem nowych produktów i usług. Z uwagi na rozwój sektora elektromobilności konieczna będzie instalacja coraz większej liczby punktów ładowania pojazdów elektrycznych. Wszyscy odbiorcy energii elektrycznej, których w Polsce jest 18 milionów, zostaną w tym czasie opomiarowani licznikami zdalnego odczytu. Podstawą tych zmian będzie wieloletni i wielokierunkowy proces inwestycji o niespotykanej dotychczas skali.

⁶⁷ M.in. w ramach Programu priorytetowego finansowanego z Funduszu Modernizacyjnego pn. Elektroenergetyka – Inteligentna infrastruktura energetyczna i Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności.

krotnym wzroście mocy zainstalowanej w mikroinstalacjach (z poziomu 342,9 MW do 9 640,4 MW). Przedstawione dane wyraźnie wskazują, że pomimo niepełnej transpozycji przepisów dyrektywy 2018/2001 do prawa krajowego, dotychczasowe działania polskiego ustawodawcy stanowiły dobry krok w stronę regulacji statusu prosumenta energii odnawialnej.

W okresie 2018-2022 (I połowa), działając jako Instytucja Pośrednicząca w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko⁶⁸, Ministerstwo udzieliło wsparcia w formie 34 dotacji w łącznej kwocie 800,1 mln zł w ramach poddziałań: 1.1.2 *Wspieranie projektów dotyczących budowy oraz przebudowy sieci umożliwiających przyłączenie jednostek wytwarzania energii z OZE* (21 umów na łączną kwotę 676,2 mln zł) oraz 1.4.1 *Wsparcie budowy inteligentnych sieci elektroenergetycznych o charakterze pilotażowym i demonstracyjnym* (13 umów na łączną kwotę 123,9 mln zł)⁶⁹.

Zgodnie z założeniami z PEP2040⁷⁰ *odbudowa linii niskich napięć (nN) powinna odbywać się przy użyciu przewodów izolowanych lub poprzez skablowanie*.

Minister wyjaśnił⁷¹, że nie określono poziomu stopnia odtworzenia infrastruktury w poszczególnych technologiach, lecz cel ogólny. Wskazanie technologii ma charakter rekomendacji. Operatorzy mogą wykonywać modernizacje i budowę nowych linii zgodnie z normami obowiązującymi na poziomie krajowym i/lub europejskim.

Odnosząc się do wskazania przewodów izolowanych i skablowania Minister wyjaśnił, że zastosowanie przewodów izolowanych, w odróżnieniu od nieizolowanych tzw. gołych aluminiowych, pozwala na redukcję ryzyka porażenia prądem elektrycznym w przypadku zerwania. Ponadto ich konstrukcja umożliwia zastosowanie większych przekrojów przewodów. Natomiast ułożenie kabli pod ziemią znacząco ogranicza ryzyko uszkodzeń, ale cechuje się znacznie wyższymi kosztami. Nie w każdym przypadku uzasadnione jest zastosowanie kablowania. Decyzja o zastosowaniu ma charakter ekonomiczno-techniczny. Zależy od poziomu skutków potencjalnej awarii, wielkości poboru energii wpływającej na opłacalność inwestycji czy względów estetycznych (np. zastosowanie w gęstej i nowoczesnej zabudowie miejskiej). Z punktu widzenia bezpieczeństwa znacznie ważniejszy jest przyrost skablowania sieci w liniach średnich napięć, gdzie skutki awarii mają większy zasięg, a w szczególności na obszarach zalesionych, gdzie występuje wyższe ryzyko uszkodzeń infrastruktury i utrudniony jest dostęp do niej.⁷²

Minister poinformował⁷³, że materiał informacyjny o stanie i rozwoju systemu elektroenergetycznego dostarczają w szczególności raporty Prezesa URE dotyczące monitorowania funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego oraz sprawozdania z działalności Prezesa URE. Szerszych informacji o działaniach podejmowanych w zakresie rozwoju prosumentów energii odnawialnej, spółdzielni energetycznych i elektromobilności – w tym również rozwoju infrastruktury liniowej – dostarcza *Podsumowanie realizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. w 2021 r.*, w szczególności w częściach 2B, 4C.7, 6.3, 6.4.⁷⁴

Kwestie związane z odpowiednim rozwojem infrastruktury sieciowej stanowią również przedmiot innych działań bezpośrednio nadzorowanych przez Ministra lub, w ramach których, przedstawiciele Ministra biorą aktywny udział. Przykładem takich działań są m.in.

⁶⁸ Dalej: POLiŚ.

⁶⁹ Źródło: MKiŚ za: system teleinformatyczny SL2014.

⁷⁰ Str.31.

⁷¹ Pismo Ministra Klimatu i Środowiska z 4 i 10 października 2022 r.

⁷² Szerszych informacji w tym zakresie dostarcza raport Prezesa URE dotyczący monitorowania funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego, opracowywany co dwa lata.

⁷³ Pismo Ministra Klimatu i Środowiska z 4 i 10 października 2022 r.

⁷⁴ Dokument dostępny pod linkiem: <https://www.gov.pl/web/klimat/podsumowanie-realizacji-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r-w-2021-r>.

wspomniane wcześniej prace nad *Kartą Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki* lub projekt ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw (UD437)

W PEP2040 nie określono precyzyjnie celu (nie zwymiarowano) terminu osiągnięcia lub dynamiki procesu prowadzenia inwestycji w systemach dystrybucyjnych, które będą przyczyniać się do stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową).

Z wyjaśnień Ministra⁷⁵ wynika, że ww. fragment PEP2040 dotyczący prowadzenia inwestycji w systemach dystrybucyjnych, które będą przyczyniać się do stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową), ma charakter informacyjny. Minister wyjaśnił, że pokazuje punkty odniesienia, nakreśla szerszy kontekst i współzależności. Zapis wskazuje, że działania określone w celu szczegółowym 2B, dotyczące rozwoju w dystrybucji energii elektrycznej mają wpływ na stopniowe przekształcanie sieci pasywnej w aktywną. Według Ministra brak jest standardowych warunków i parametrów, które jednoznacznie określałyby status sieci aktywnej. Nie jest zatem możliwe jednoznaczne sparacetryzowanie celu. Ocena aktywności sieci ma charakter jakościowy, gdzie analizie poddaje się to, czy sieć zapewnia odpowiednią pojemność elektryczną, przy nasyceniu systemu źródłami rozproszonymi, przyłączonymi bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, umożliwia swobodne przyłączanie takich źródeł oraz odbiór od nich energii; współpracę z magazynami energii; sprawną wymianę energii elektrycznej między sieciami dystrybucyjnymi a siecią przesyłową oraz czy zapewnia wysoką jakość dostaw energii do odbiorców. Tym samym, według Ministra, wpływ na przekształcanie sieci w aktywną mają przekrojowe działania określone w PEP2040 w kontekście rozwoju sieci elektroenergetycznych.

Prognozowane ogólne nakłady na przesył i dystrybucję energii elektrycznej zamieszczono w załączniku 2 do PEP2040⁷⁶ w rozdziale 1.14 w tabeli 31. Pozycja obejmuje środki na budowę i modernizację sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, w tym wzmocnienie sieci dystrybucyjnej pod kątem rozwoju OZE, elektromobilności oraz instalacji inteligentnych liczników w 80% gospodarstw domowych do 2028 r., z wykorzystaniem planów rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych operatorów.

Dodatkowo, w zakresie kosztów po stronie OSD, aktualizacja oraz określenie wysokości spodziewanych nakładów finansowych są obecnie procedowane w ramach prac nad *Kartą Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki*.

(akta kontroli str. 5-10, 30-50, 53-71, 98-141, 389-394, 399-403)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następującą nieprawidłowość:

Minister nie wywiązał się z obowiązku wynikającego z art. 12 ust. 2 pkt. 1 uPe w zakresie koordynowania realizacji polityki energetycznej państwa nie podejmując skutecznych działań w celu przygotowania przez operatorów sieci dystrybucyjnej oraz Prezesa URE realizacji zadania pn. *opracowanie krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r.* w przewidzianym terminie, tj. do końca 2021 r.

Zgodnie założeniami z PEP2040 *Skablowanie sieci średniego napięcia (SN) jest silnie skorelowane z SAIDI i SAIFI, a udział linii kablowych w liniach SN w Polsce (w 2017 r.*

⁷⁵ Pismo Ministra Klimatu i Środowiska z 4 i 10 października 2022 r.

⁷⁶ Dokument dostępny pod linkiem: <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.

ok. 26%) jest jednym z najniższych w Europie. Ponad 41 tys. km linii napowietrznych SN znajduje się na terenach leśnych i zadrzewionych, gdzie skablowanie ma szczególne znaczenie dla ograniczenia przyczyn i skutków awarii. Ponadto za priorytet uznaje się również wyposażenie łączników linii średniego napięcia w systemy zdalnego sterowania. Dla osiągnięcia większej niezawodności pracy sieci konieczne jest sukcesywne kablowanie sieci średniego napięcia. W tym celu w 2021 r. miał zostać opracowany krajowy plan skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r., a skutkiem jego realizacji ma być zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN w Polsce do poziomu średniej w UE.⁷⁷

Minister poinformował⁷⁸, że w czasie przygotowania PEP2040 oceniono jako zasadne opracowanie oddzielnego dokumentu określającego krajowy plan skablowania. Jednakże na etapie monitorowania realizacji PEP2040 za 2021 r. oceniono w konsultacjach wewnątrzresortowych, że kwestia ta została dostatecznie pokryta w ramach opracowanego przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej raportu *Krajowy plan automatyzacji sieci elektroenergetycznej oraz zmiany struktury sieci z technologii linii napowietrznych na kablowe*.

Minister podkreślił, że operatorzy systemów dystrybucyjnych opracowują i realizują swoje indywidualne plany rozwoju sieci, podlegające uzgodnieniu z Prezesem URE i sprawozdaniu. Plany obejmują zakresem również inwestycje dotyczące skablowania, a jednocześnie pokrywają całą powierzchnię kraju. Standardem stała się budowa nowych linii SN w technologii kablowej, kwestią kluczową pozostaje dalsza przebudowa napowietrznych linii SN na linie kablowe na obszarach leśnych i zadrzewionych.

NIK nie podziela ww. stanowiska Ministra, że kwestia skablowania została dostatecznie pokryta w ramach opracowanego przez PTPIREE raportu *Krajowy plan automatyzacji sieci elektroenergetycznej oraz zmiany struktury sieci z technologii linii napowietrznych na kablowe*. Po pierwsze, gdyby tak było można było uwzględnić ten dokument (datowany na wrzesień 2018 r.) w PEP2040 bez konieczności ujęcia w ramach działania 2.B.4 zadania pn. opracowanie *krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r.* (do 2021 r.). Podmiotami odpowiedzialnymi za to zadanie byli OSDe oraz Prezes URE i to oni ewentualnie powinni podjąć tę decyzję. Po drugie, ww. raport PTPIREE zawiera dane techniczne, prawne i finansowe według stanu z 2017 r., które wymagają aktualizacji. Po trzecie, ww. celem programu kablowania sieci SN jest doprowadzenie w roku 2040 do udziału linii kablowych w liniach SN na poziomie 75%, zaś w PEP2040 przewidziano poziom średniej w UE. Po czwarte, ani odstąpienie od realizacji zadania pn. opracowanie *krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r.*, ani też przyjęcie ww. raportu PTPIREE, nie zostało oficjalnie potwierdzone i zakomunikowane.

NIK zwraca ponadto uwagę, że zgodnie z art. 12 ust. 2 pkt 1 uPe Minister jest odpowiedzialny za koordynowanie realizacji polityki energetycznej państwa. Jednocześnie obowiązek monitorowania wykonania zadań przez Ministra wynika ze standardów kontroli zarządczej dla sektora finansów publicznych.

W związku z powyższym należy uznać, że realizacja ww. zadania pn. opracowanie *krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r.* nie została zrealizowana w przewidzianym w PEP2040 terminie, tj. do końca 2021 r.

(akta kontroli str. 5-10, 53-71, 98-111)

Ocena cząstkowa

Ogłoszona 2 marca 2021 r. PEP 2040 spełnia wymagania art. 15 uPe, gdyż została opracowana zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju kraju i zawiera wymagane

⁷⁷ Str. 31.

⁷⁸ Pismo Ministra Klimatu i Środowiska z 4 i 10 października 2022 r.

elementy. Wpływ na kształtowanie PEP2040 miała również polityka Unii Europejskiej, w szczególności dotycząca sieci elektroenergetycznych.

W Ministerstwie wykorzystano analizy dotyczące sieci elektroenergetycznych sporządzone na potrzeby przygotowania PEP2040 w stopniu znajdującym uzasadnienie merytoryczne. Projekt PEP2040 poddany był konsultacjom w których uczestniczyli i zgłaszali uwagi przedstawiciele sektora elektroenergetyki, odbiorców biznesowych i konsumentów. Minister po przeanalizowaniu uwag podejmował decyzje o ich uwzględnieniu lub odrzuceniu w uzasadnionych przypadkach.

Minister monitorował realizację PEP2040 głównie poprzez wykonanie obowiązków sprawozdawczych określonych w PEP2040. Jednakże w przewidzianym terminie, tj. do końca 2021 r., jak również do czasu zakończenia niniejszej kontroli, koordynowanie przez Ministra realizacji przez operatorów sieci dystrybucyjnej oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zadania pn. *opracowanie krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r.*, zakładającego zwiększenie udziału linii kablowych w liniach średniego napięcia (SN) w Polsce do poziomu średniej w Unii Europejskiej, było nierzetelne, a przez to nieskuteczne, gdyż nie przyczyniło się do powstania tego dokumentu. Zgodnie z art. 12 ust. 2 pkt 1 uPe Minister jest odpowiedzialny za koordynowanie realizacji polityki energetycznej państwa. Jednocześnie obowiązek monitorowania wykonania zadań przez Ministra wynika ze standardów kontroli zarządczej dla sektora finansów publicznych.

OBSZAR

2. Działania Ministra ds. energii dotyczące implementacji regulacji UE w zakresie rozwoju elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych

2.1 Identyfikacja aktów prawnych UE i regulacji, które powinny być przeniesione do porządku prawnego RP

Opis stanu faktycznego

Minister w piśmie z dnia 4 października 2022 r.⁷⁹ wyjaśnił, że monitoruje w trybie ciągłym zmiany prawa UE wymagające implementacji i obowiązujące wprost.

Proces ten odbywa się już na etapie prac nad projektami aktów prawnych UE na forum UE, gdzie poszczególne komórki MKiŚ identyfikują zarówno akty prawne UE obowiązujące wprost, jak i te, których obowiązywanie jest warunkowane transpozycją do prawa krajowego. Sposób procedowania komórek MKiŚ⁸⁰ wynika między innymi z faktu, że w ramach procedur decyzyjnych UE, Państwa Członkowskie biorą udział w tworzeniu podstawowych aktów prawa wtórnego, przewidzianych w art. 288 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. W tym przypadku przypisanie właściwego resortu (i departamentu) do prac nad danym aktem UE następuje na samym początku tego procesu, po przedstawieniu przez Komisję Europejską propozycji legislacyjnej (w MKiŚ udział komórek w tym procesie jest koordynowany przez Departament Spraw Międzynarodowych⁸¹). Jedynie akty wykonawcze i delegowane, wydawane na podstawie aktów podstawowych przez Komisję Europejską, są projektowane bez bezpośredniego

⁷⁹ BKA-RI.081.18.2022.MB, 2261181.8471251.6831821.

⁸⁰ Wyjaśnienia Zastępcy Dyrektora Departamentu Prawnego z dnia 20 października 2022 r., 2317026.8588971.6938326.

⁸¹ Na podstawie §27 pkt 1 Regulaminu Organizacyjnego MKiŚ do zakresu działania Departamentu Spraw Międzynarodowych (DSM) należy: koordynowanie współpracy dwustronnej i regionalnej oraz zadań wynikających z członkostwa w Unii Europejskiej, w tym koordynowanie realizacji planu pracy Komitetu do Spraw Europejskich w części dotyczącej resortu, również w zakresie notyfikacji projektów aktów normatywnych zawierających ograniczenia w podejmowaniu lub prowadzeniu działalności usługowej, zgodnie z przepisami dyrektywy 2006/123/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 12 grudnia 2006 r. dotyczącej usług na rynku wewnętrznym; zarządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie regulaminu organizacyjnego Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Dz. Urz. MKiŚ, poz. 10 ze zm.

udziału Państw Członkowskich, jednak nawet w tym przypadku przepisy prawa UE zapewniają kontrolę nad wykonywaniem przez Komisję Europejską tych uprawnień. Komórki merytoryczne w MKiŚ, dzięki faktycznemu uczestnictwu w realizacji uprawnień Rzeczypospolitej Polskiej, mają od samego początku unijnego procesu prawodawczego wiedzę na temat powstających w UE przepisów prawa.

Dalszy proces monitoringu następuje⁸² w ramach centralnego systemu koordynacji prowadzonego przez Departament Prawa Unii Europejskiej Kancelarii Prezesa Rady Ministrów.

Instrumentami służącymi realizacji tych celów są:

- Elektroniczny System Transpozycji Prawa Europejskiego e-STEP;
- monitoring orzecznictwa Trybunału Sprawiedliwości UE w zakresie spraw skargowych oraz pytań prejudycjalnych, z których ewentualnie może wynikać konieczność dokonania zmian w polskim ustawodawstwie.

System e-STEP umożliwia koordynowanie i monitorowanie transpozycji prawa Unii Europejskiej w administracji rządowej.⁸³ Zapewnia możliwość wyszukiwania według szeregu kryteriów, m.in. nazwy ministerstwa, tytułu aktu prawnego, terminu wdrożenia. Ma również możliwość automatycznego generowania raportów (statystyk).

Ogłoszone akty prawa Unii Europejskiej gromadzi i wprowadza do systemu e-STEP KPRM. Również KPRM dokonuje wstępnego przydzielenia tych aktów prawnych do odpowiedniego organu administracji rządowej. MKiŚ może odrzucić lub zaakceptować przypisanie. W MKiŚ informacja o pojawieniu się aktu prawa unijnego pojawia się u wskazanych pracowników Wydziału Obsługi Prawnej III w Departamencie Prawnym, pełniących funkcję koordynatorów w MKiŚ. Następnie następuje weryfikacja przypisania resortu przez przełożonego (Naczelnika Wydziału Obsługi Prawnej III), a po określeniu przez koordynatora resortu czy akt prawny UE wymaga transpozycji, weryfikacja wymogu transpozycji przez przełożonego w resorcie. W systemie pojawia się informacja, co do sposobu i terminu transpozycji danego aktu prawnego do systemu prawa polskiego. W sytuacji, kiedy akt prawny wymaga transpozycji, do systemu dodawane są nowe i/lub obowiązujące akty prawne (ustawy i rozporządzenia). W momencie, kiedy zostaje dokonana pełna transpozycja (zostaną dodane wszystkie wymagane akty prawne), tj. zostanie wdrożony akt prawny UE, w systemie pojawi się informacja o jego wdrożeniu. Nadzór nad właściwą transpozycją aktów prawnych i działaniem całego systemu e-STEP prowadzi KPRM.

Wytyczne co do sposobu działania programu znajdują się w „Podręczniku Użytkownika” F3.1.3. System E-STEP nie zawiera danych dotyczących transpozycji wyroków TSUE. Zapewniony jest także publiczny dostęp do wybranych informacji bazy danych e-STEP⁸⁴.

Monitoring orzecznictwa TSUE w MKiŚ⁸⁵ opiera się na centralnym systemie monitorowania orzecznictwa TSUE prowadzonym przez KPRM. Zestawienia spraw skargowych (poza postępowaniami skargowymi przeciwko Polsce – które są opisane oddzielnie) są przekazywane przez KPRM do poszczególnych resortów co ok. 2-5 tygodni, natomiast sprawy prejudycjalne są przekazywane indywidualnie jedynie do resortów właściwych niezwłocznie po ich otrzymaniu przez KPRM. Ww. sprawy są

⁸² BKA-RI.081.18.2022.MB, 2261181.8471251.6831821.

⁸³ Zasady funkcjonowania bazy e-STEP zostały potwierdzone podczas oględzin tego systemu; protokół oględzin systemu E-STEP - Elektronicznego Systemu Transpozycji Prawa Europejskiego, mających miejsce w dniu 14 października 2022 r., KGP. 410.007.01.2022.

⁸⁴ <https://estep.kprm.gov.pl/mz-citizen-web/home.seam>.

⁸⁵ Wyjaśnienia Zastępcy Dyrektora Departamentu Prawnego z dnia 20 października 2022 r., 2317026.8588971.6938326.

przekazywane drogą elektroniczną do Departamentu Prawnego MKiŚ i następnie są rozsyłane zgodnie z właściwością do komórek merytorycznych MKiŚ w celu uzyskania merytorycznych stanowisk. W przypadku spraw skargowych chodzi o stanowisko, co do zasadności przyłączenia się w charakterze interwenienta, natomiast w przypadku spraw prejudycjalnych – w zależności od etapu postępowania – stanowisko, co do zasadności przedstawienia stanowiska pisemnego, udziału w rozprawie i przedstawienia stanowiska ustnego, stwierdzenia czy wyrok wymaga zmian w prawie polskim lub zmian w praktyce jego stosowania. W przypadku stwierdzenia konieczności zmian w krajowym porządku prawnym, w wyniku wydania wyroku przez TSUE, właściwa komórka przygotowuje harmonogram opracowania zmian, który jest przekazywany przez Departament Prawny do KPRM. W następstwie tych działań zarówno KPRM (w ramach przedstawianych cyklicznie zestawień, które podlegają akceptacji KSE) jak i Departament Prawny MKiŚ poprzez analizę tych zestawień, przekazanie ich do właściwych komórek oraz przedstawienie ewentualnych uwag, monitoruje realizację projektowanych zmian w prawie.

Odrębną kategorię spraw skargowych stanowią postępowania skargowe (naruszeniowe) wszczynane przez Komisję Europejską przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej dotyczące niewdrożenia/nieprawidłowego wdrożenia przepisów UE. W przypadku tych skarg, na etapie postępowania przed Komisją Europejską (zarzuty formalne, uzasadniona opinia) korespondencja jest kierowana przez KPRM do właściwego resortu, z prośbą o przedstawienie projektu założeń do odpowiedzi, który jest następnie akceptowany przez Komitet ds. Europejskich. Na podstawie zaakceptowanych założeń właściwe ministerstwo przygotowuje projekt odpowiedzi, który po roboczej akceptacji KPRM jest podpisywany i przekazywany Komisji Europejskiej. W MKiŚ sprawy przekazywane są przez KPRM do Departamentu Prawnego, który przesyła je do właściwych komórek merytorycznych i koordynuje przygotowanie odpowiedzi, a także uzgadnia na roboczo projekty założeń oraz odpowiedzi z KPRM. Analogiczny obieg dokumentów następuje na etapie sądowym tych postępowań, przy czym tutaj ostateczne pisma procesowe przygotowywane są przez KPRM (Pełnomocnika RP przed TSUE) na podstawie wkładów merytorycznych przygotowywanych w MKiŚ. Departament Prawny monitoruje realizację zobowiązań wynikających z postępowań skargowych przeciwko Polsce w ramach koordynacji obiegu dokumentów, podczas całego trwania postępowania naruszeniowego, aż do jego zakończenia poprzez wycofanie skargi albo akceptację wykonania przez RP wyroku TSUE. Jednocześnie MKiŚ monitoruje wykonanie wdrożenia aktów UE, wobec których Komisja prowadzi naruszenie, albo wobec których TSUE wydał niekorzystny dla RP wyrok w ramach cyklicznych zestawień tych aktów przedstawianych przez KPRM do akceptacji KSE. W ramach tego procesu Departament Prawny analizuje przekazywane zestawienia, przekazuje je do właściwych komórek oraz zgłasza ewentualne uwagi i wyjaśnienia. Departament Prawny prowadzi również monitoring prac nad realizacją niezbędnych procesów legislacyjnych w ramach koordynacji prac legislacyjnych. Departament Prawny koordynuje współpracę komórek merytorycznych MKiŚ z KPRM w zakresie spraw związanych z transpozycją oraz naruszeniami prawa Unii Europejskiej na podstawie § 25 pkt 6⁸⁶ Regulaminu organizacyjnego MKiŚ oraz § 13 pkt 12 i 13⁸⁷ wewnętrznego regulaminu organizacyjnego Departamentu Prawnego.

⁸⁶ Zgodnie z § 25 pkt 6 Regulaminu organizacyjnego Ministerstwa Klimatu i Środowiska do zakresu działania Departamentu Prawnego (DP) należy koordynowanie spraw związanych z transpozycją oraz naruszeniami prawa Unii Europejskiej.

⁸⁷ Zgodnie z § 13 pkt 12 Wewnętrznego Regulaminu organizacyjnego Departamentu Prawnego Ministerstwa Klimatu i Środowiska do zadań Wydziału Obsługi Prawnej III należy koordynowanie spraw związanych z uczestnictwem Rzeczypospolitej Polskiej w postępowaniach toczących się przed Trybunałem Sprawiedliwości Unii Europejskiej, sądem EFTA i Europejskim Trybunałem Praw Człowieka, w tym monitorowanie ich orzecznictwa. Z kolei zgodnie § 13 pkt 13 ww. Regulaminu do zadań Wydziału Obsługi Prawnej III należy również koordynowanie:

W ramach ww. działań Departament Prawny⁸⁸:

- przekazuje poszczególnym komórkom przesłane poprzez bazę danych e-STEP akty prawne UE celem potwierdzenia poprawności wstępnego przypisania aktów przez KPRM do MKiŚ oraz stwierdzenia konieczności transpozycji do krajowego porządku prawnego, a także uzupełnia bazę e-STEP na podstawie przedstawionych przez właściwe komórki stanowisk;
- przekazuje poszczególnym komórkom przesyłane przez KPRM orzeczenia TSUE celem ustalenia ewentualnej konieczności zmian w ustawodawstwie krajowym wynikających z ww. orzeczeń, a także przygotowuje stanowiska MKiŚ do KPRM;
- przekazuje poszczególnym komórkom przesyłane przez KPRM zestawienia wniosków prejudycjalnych, celem stwierdzenia zasadności udziału rządu RP w danym postępowaniu z uwagi na jego możliwy wpływ na ustawodawstwo krajowe, a także przygotowuje stanowiska MKiŚ do KPRM;
- przekazuje poszczególnym komórkom przesyłane przez KPRM zawiadomienia o wszczęciu przez Komisję Europejską spraw skargowych celem stwierdzenia zasadności przyłączenia się do tych spraw wszczętych przeciwko innym państwom członkowskim UE w charakterze interwenienta, a także przygotowuje stanowiska MKiŚ do KPRM.

(akta kontroli str. 43-52, 72, 80-97, 245-388)

2.2 Terminowość i sposób realizacji przez Ministra ds. energii zapisów w PEP2040 i aktach prawnych wymagających m.in. wprowadzenia zmian legislacyjnych

W zakresie realizacji wskazanego w *Polityce energetycznej Polski do 2040 r.* działania 2B.7 *Budowa inteligentnych sieci elektroenergetycznych* (str. 34) minister właściwy do spraw energii podejmował między innymi następujące działania⁸⁹. Na przykład w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw⁹⁰ zaproponował wprowadzenie przepisów, które m.in.:

- Określiły Harmonogram instalacji liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych przez operatorów systemów elektroenergetycznych, stanowiący obligatoryjny cel do osiągnięcia – 80% odbiorców końcowych wyposażonych w liczniki zdalnego odczytu do końca 2028 r. Wyposażenie 80% gospodarstw domowych w liczniki zdalnego odczytu do 2028 r. – jest działaniem wprost wynikającym z PEP 2040 i jest z nim zgodne.

Harmonogram ten został określony w art. 11t ust. 1 i 2 uPE i przedstawia się następująco:

- 31 grudnia 2023 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%,
- 31 grudnia 2025 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%,
- 31 grudnia 2027 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65%,

a) spraw związanych z notyfikacją aktów prawnych w ramach Systemu Notyfikacji Krajowych Środków Wykonawczych,

b) uzupełniania bazy zawierającej informacje dotyczące stanu transpozycji dyrektyw Rynku Wewnętrznego (*Internal Market Scoreboard*) w Ministerstwie,

c) elektronicznego systemu transpozycji e-STEP w Ministerstwie.

⁸⁸ Pismo Ministra z dnia 4 października 2022 r., BKA-RI.081.18.2022.MB, 2261181.8471251.6831821.

⁸⁹ Wyjaśnienia Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 12 października 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB.

⁹⁰ Dz.U. poz. 1093.

- 31 grudnia 2028 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80%

łącznie liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych.

Prezes URE ocenia postępy w instalacji liczników zdalnego odczytu przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w terminach skorelowanych z określonymi w ustawie. Zespół ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania monitoruje na bieżąco i zbiera dane dotyczące ilości zainstalowanych liczników zdalnego odczytu.

- Stworzono podstawy prawne dla funkcjonowania operatora informacji rynku energii, co spowoduje przyporządkowanie zadań i odpowiedzialności w zakresie gromadzenia, przechowywania, udostępniania i usuwania informacji rynku energii.
- Ustawa uregulowała również prawo odbiorcy końcowego i posiadacza punktu ładowania pojazdu elektrycznego do licznika zdalnego odczytu, skomunikowania z tym licznikiem urządzeń infrastruktury sieci domowej, możliwość przedpłatowej formy rozliczeń za energię elektryczną.
- Wprowadzono też rozwiązania zobowiązujące operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego po wystąpieniu o to odbiorcy końcowego lub wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej do umożliwienia komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy lub wytwórcy, o ile urządzenia te spełniają wymagania określone w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego. Rozporządzenie to zawiera rozwiązania określające m.in. wymagania techniczne i funkcjonalne, jakie powinien spełniać system pomiarowy oraz układy pomiarowe, standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu, sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym.

Z kolei w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii⁹¹ określono m.in. wykaz procesów rynku energii, sposób ich realizacji, wymagania dotyczące zapewnienia poprawności i kompletności tych procesów oraz wskaźniki ich jakości, zakres poleceń wysyłanych do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem CSIRE oraz warunki ich wysyłania, a także wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych.

W zakresie realizacji wskazanego w *Polityce energetycznej Polski do 2040 r.* działania 2B.6 *Dążenie do rozwoju technologii magazynowania, w tym uregulowanie w 2021 r. statusu prawnego instalacji magazynowania energii elektrycznej – umożliwienie osiągnięcia poziomu gromadzenia energii w magazynach równej 10% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w 2023 r.* (str. 34) minister właściwy do spraw energii podjął się realizacji prac legislacyjnych nad ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw⁹², która określiła ramy prawne dla magazynowania energii elektrycznej. Najważniejsze zmiany regulacyjne wprowadzone ustawą to⁹³:

- wprowadzenie definicji magazynu i magazynowania energii elektrycznej;
- całkowite wyłączenie z obowiązku posiadania taryfy magazynowania energii elektrycznej;

⁹¹ Dz.U. poz. 234.

⁹² Dz. U. poz. 1093 ze zm.

⁹³ Wyjaśnienia Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 12 października 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB; analogiczne wyjaśnienia znajdują się również w Ocenie Skutków regulacji z dnia 6 listopada 2020 r. do ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw sporządzonej przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska i załączonej do druku nr 808.

- zniesie podwójnego naliczania opłat sieciowych – taryfy dla energii elektrycznej w rozliczeniach z magazynami za świadczone usługi (przesył lub dystrybucja) zapewniającego odliczenie od energii pobranej przez ten magazyn z sieci przedsiębiorstwa energetycznego, energii elektrycznej wprowadzonej do sieci tego przedsiębiorstwa z tego magazynu, w oparciu o wskazania układów pomiarowo-rozliczeniowych;
- uzależnienie obowiązku uzyskania koncesji / wpisu do rejestru, od łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej, bez względu na jego pojemność;
- obowiązek wpisu do rejestru (OSD/OSP) magazynu o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW,
- obowiązek koncesjonowania magazynów o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 10 MW;
- zwolnienie z połowy opłaty za przyłączenie magazynu do sieci z jednoczesnym uregulowaniem w przepisach przejściowych spraw w toku (złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, wniesienie zaliczki);
- wprowadzenie możliwości pobierania energii z sieci przez magazyn będący częścią OZE bez utraty praw do certyfikatów i uprawnień wynikających z innych systemów wsparcia;
- wprowadzenie obowiązków opomiarowania źródeł OZE i uzależnienie praw do certyfikatów i uprawnień wynikających z innych systemów wsparcia od prawidłowego opomiarowania magazynu;
- zwolnienie z obowiązku przedstawiania świadectw pochodzenia do umorzenia, w tym z OZE, z kogeneracji oraz świadectw efektywności energetycznej, energii pobranej z sieci przez magazyn, w części która została następnie po jej zmagazynowaniu wprowadzona do sieci;
- zwolnienie z opłaty przejściowej, z opłaty mocowej oraz opłaty kogeneracyjnej (w tych dwóch ostatnich przypadkach w części dot. zużycia energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej);
- zmiana definicji nabywcy końcowego, która wyłącza z obowiązku akcyzowego nabycie energii przez podmiot posiadający koncesję na magazynowanie;
- uregulowanie statusu elektrowni szczytowo-pompowych i ewentualnie innych podmiotów prowadzących działalność w zakresie magazynowania energii.

Z kolei rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 października 2021 r. w sprawie rejestru magazynów energii elektrycznej⁹⁴ uregulowano aspekty techniczno-formalne dot. rejestru magazynów energii elektrycznej określając między innymi wzór rejestru magazynów energii elektrycznej.

Ponadto, MKiŚ pracuje nad wprowadzeniem kolejnych zmian legislacyjnych:

- w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (numer UC74⁹⁵ w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów) – zaproponowano wprowadzenie między innymi następujących przepisów:
 - wprowadza się przepisy umożliwiające od 2026 r. techniczną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny;

⁹⁴ Dz. U. poz. 2010.

⁹⁵ Wyjaśnienia Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 12 października 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB oraz treść projektu ustawy z dnia 26 stycznia 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw wraz z uzasadnieniem (numer z wykazu UC74), na dzień 17 kwietnia 2023 r. projekt był w Komisji Prawniczej. 15 maja 2023 r. rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw wpłynął do Sejmu. (druk 3237), a 16 maja 2023 r. został skierowany do I czytania w komisjach.

- wprowadza się dostęp dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych i mikro przedsiębiorców o rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh do narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej;
 - wprowadza się ramy prawne do funkcjonowania obywatelskich społeczności energetycznych, reguluje ich prawa i obowiązki, w tym prawo odbiorcy do przystąpienia do obywatelskiej społeczności energetycznej przy zachowaniu pełni praw konsumenckich i do opuszczenia społeczności bez sankcji;
 - wprowadza się prawo odbiorcy do zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej z co najmniej jednym sprzedawcą i każdym sprzedawcą, który ma ponad 200 000 odbiorców, oraz prawo do otrzymywania informacji na temat korzyści i ryzyk związanych z takimi umowami;
- w projekcie ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw, zaproponowano następujące działania⁹⁶:
- rozciągnięcie zastosowania przepisów ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych⁹⁷ na inwestycje dystrybucyjne funkcjonalnie powiązane ze strategicznymi inwestycjami w sieć przesyłową (tj. sieci dystrybucyjne o napięciu znamionowym 110 kV lub wyższym). Na potrzeby prac analitycznych i koncepcyjnych nad projektem nowelizacji, zidentyfikowano następujące strefy ekonomiczne, które skorzystają na zwiększonej zdolności przyłączania się do sieci dystrybucyjnych⁹⁸:
 1. Legnicka Specjalna Strefa Ekonomiczna (inwestycje liniowe związane ze stacją w okolicy Legnicy oraz stacją Głogów).
 2. Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna (inwestycje liniowe związane z terenami w gm. Pruszcz Gdański oraz nową stacją w okolicach Torunia).
 3. Wałbrzyska Specjalna Strefa Ekonomiczna (inwestycje liniowe związane ze stacją w okolicy Poznania oraz ze stacją w okolicy Opola).
 4. Tarnobrzaska Specjalna Strefa Ekonomiczna (inwestycje liniowe związane ze stacją Stalowa Wola oraz ze stacją Jarosław).
 5. Kostrzyńsko-Słubicka Specjalna Strefa Ekonomiczna (inwestycje liniowe związane ze stacją Baczyna i Mironicka).
 6. Katowicka Specjalna Strefa Ekonomiczna (inwestycje liniowe związane ze stacją Byczyna).
 - wprowadzenie zmian w przepisach aktów prawnych, które mają na celu usprawnienie procesu inwestycyjnego w sieci elektroenergetyczne, w szczególności w kontekście konieczności przyspieszenia procesu inwestycyjnego w sieci niskiego i średniego napięcia.

⁹⁶ Wyjaśnienia Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 12 października 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB oraz treść projektu ustawy z dnia 27 lutego 2023 r. o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw wraz z uzasadnieniem (numer z wykazu UD437), na dzień 17 kwietnia 2023 r. projekt był w Komisji Prawniczej. Pismem z dnia 24 kwietnia 2023 r. (znak pisma.JP 2602097.9920488.7981801) Dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Gazu w MKiŚ poinformował, że w dniu 18 kwietnia 2023 Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw (nr w wykazie prac UD437). Dnia 25 kwietnia 2023 r. projekt ten został skierowany do Sejmu (druk 3185). 2 maja 2023 r. skierowano projekt do I czytania w komisjach, zaś 9 maja 2023 r. odbyło się I czytanie w komisjach.

⁹⁷ Dz. U z 2022 r. poz. 273 ze zm.

⁹⁸ Projekt załącznika do ww. ustawy wykaz strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych i inwestycji towarzyszących, z wyjątkiem inwestycji towarzyszących polegających na przebudowie lub remoncie istniejących linii elektroenergetycznych stanowiących elementy sieci dystrybucyjnej o napięci równym lub większym niż 110 kV, w projekcie wymieniono 83 inwestycje strategiczne oraz 77 inwestycji towarzyszących.

Przygotowane przez MKiŚ rozwiązania zostały wypracowane między innymi w ramach Zespołu ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania, działającego przy ministrze właściwym ds. energii.⁹⁹¹⁰⁰¹⁰¹ W skład Zespołu wchodzi przedstawiciele ministra właściwego ds. energii oraz Członkowie – stali przedstawiciele wyznaczeni przez:

- Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki,
- Prezesa Głównego Urzędu Miar,
- Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.,
- Polskie Towarzystwo Przesylu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
- Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej,
- Towarzystwo Obrotu Energią,
- Krajową Izbę Gospodarczą Elektroniki i Telekomunikacji,
- Federację Konsumentów.

Ww. akty prawne były również poddane bardzo szerokim konsultacjom¹⁰² publicznym oraz uzgodnieniom międzyresortowym, a także opiniowaniu (m.in. Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych, Prezesa Głównego Urzędu Miar), szeroko konsultowany.

Dokumentacja związana z ww. aktami prawnymi, w tym zgłoszone uwagi, ich zestawienie oraz raport z konsultacji publicznych, są dostępne na stronach:

- ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, wykaz podmiotów oraz ich uwagi dotyczące projektu znajdują się na stronie: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12317354/katalog/12543041#12543041> oraz <https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/druk.xsp?nr=808>;
- rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12348305>;
- rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12348304>.

Od samego początku procedowania ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw¹⁰³ Ministerstwo Klimatu i Środowiska¹⁰⁴ kładło szczególny nacisk na ochronę danych pomiarowych i informacji rynku energii odbiorców końcowych. Przepisy były na bieżąco konsultowane z Prezesem Urzędu Ochrony Danych Osobowych, a w ramach Zespołu ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania powołano grupę roboczą ds. RODO. Zarówno na poziomie ustawy, jak i w rozporządzeniach wykonawczych zamieszczono szereg odniesień do ochrony tych danych. Jeżeli chodzi o samą anonimizację to wypracowano rozwiązanie, zgodnie z którym (art. 11zf uPe) jednostkowe dane pomiarowe w centralnym systemie informacji rynku energii są przechowywane przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do tego systemu. Po upływie tego okresu, operator informacji rynku energii będzie anonimizował jednostkowe dane pomiarowe. Anonimizacja polega na

⁹⁹ Wyjaśnienia Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 12 października 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB

¹⁰⁰ Zespół ten został powołany zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 marca 2021 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania (Dz. Urz. MKiŚ poz. 29). Zgodnie z § 1 zespół został powołany w celu wypracowania rozwiązań uwzględniających interesy wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej, w szczególności odbiorców końcowych.

¹⁰¹ Wcześniej funkcjonował zespół do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania, powołany zarządzeniem Ministra Energii z dnia 24 października 2018 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania (Dz. Urz. Ministra Energii poz. 25), który był organem doradczym ministra właściwego do spraw energii.

¹⁰² Wyjaśnienia Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 12 października 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB

¹⁰³ Dz. U. poz. 1093.

¹⁰⁴ Wyjaśnienia Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 12 października 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB.

zagregowaniu danych pomiarowych w sposób niepozwalający na identyfikację – przypisanie danych pomiarowych do danego podmiotu, od którego te dane zostały przekazane.

Zdaniem Minister¹⁰⁵ przyjęty w uPe model jednego operatora informacji rynku energii, którego rolę pełni operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.) jest najwyższym gwarantem bezpieczeństwa informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych, sprawności funkcjonowania Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii oraz umieszcza Polskę w szeregu najbardziej zaawansowanych państw z zakresie inteligentnego opomiarowania jak np. kraje skandynawskie.

Koszty budowy systemów zdalnego odczytu, centralnego systemu informacji rynku energii oraz liczników zdalnego odczytu zostały szczegółowo określone w analizach oraz w Ocenie Skutków Regulacji do ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

Podstawowe założenia kosztowe¹⁰⁶ procesu instalacji liczników zdalnego odczytu (w przeliczeniu na punkt pomiarowy) są następujące:

- koszt jednostkowy licznika zdalnego odczytu: 193,62 zł,
- koszt jednostkowy koncentratora (na 1 licznik): 9,42 zł,
- koszt instalacji na 1 licznik: 54,82 zł,
- dostosowanie infrastruktury energetycznej i infrastruktura telekomunikacyjna, koszty oprogramowania: 102,32 zł,
- koszt ogółem: 360,18 zł.

Podstawowe założenia kosztowe¹⁰⁷ procesu instalacji liczników tradycyjnych/statycznych:

- koszt licznika: 67,72 zł,
- koszt odczytu licznika (jednostkowy; średni): 4,68 zł,
- liczba planowych odczytów w roku/szt. (średnia): 3,66,
- koszt odczytu licznika (jednostkowy; nieplanowany; średni): 19,91 zł,
- liczba nieplanowych odczytów w roku/szt.: 0,058 szt.

Jeżeli chodzi o koszty magazynów energii elektrycznej to z reguły przyjmuje się (np. w programach Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej), że koszt wybudowania 1 kWh wynosi blisko 4 tys. zł. Szacunki te wynikają z analiz przeprowadzonych przez Narodowy Fundusz.

Z przyjętych założeń wynika, że jednostkowy koszt zakupu i instalacji przypadający na licznik zdalnego odczytu wynosi ok. 360 zł. Zgodnie z Oceną Skutków Regulacji do ww. ustawy, w perspektywie 15 lat, koszty instalacji liczników zdalnego odczytu zostaną poniesione na poziomie blisko 6.9 mld zł, koszty wdrożenia systemu zdalnego odczytu na poziomie 102 mln zł, koszty funkcjonowania systemu zdalnego odczytu (w tym okresie) na poziomie 913 mln zł (w cenach z 2016 r. zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r.), zaś koszty wdrożenia i funkcjonowania Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii na poziomie 270 mln zł (zdyskontowane na dzień 1 stycznia 2019 r. w cenach z 2018 r.).

¹⁰⁵ Wyjaśnienia Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 12 października 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB.

¹⁰⁶ Aktualizacja istotnych założeń do modelu kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce, Warszawa, kwiecień 2019 r.

¹⁰⁷ Aktualizacja istotnych założeń do modelu kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce, Warszawa, kwiecień 2019 r.

Zgodnie z Oceną Skutków Regulacji do ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw¹⁰⁸ miernikami są:

1. Liczba liczników zdalnego odczytu zainstalowanych i skomunikowanych w systemie CSIRE, zgodnie z harmonogramem określonym w uPe.
2. Liczba dni potrzebna odbiorcom do skutecznej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej (w dniach):
 - w roku uruchomienia CSIRE – 3 dni;
 - rok po roku uruchomienia CSIRE – 1dzień.
3. Liczba zmian sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorców końcowych rocznie – dopuszczalna tolerancja 20%:
 - 31 grudnia 2023 roku – co najmniej 50 tys.
 - 31 grudnia 2025 roku – co najmniej 100 tys.
 - 31 grudnia 2027 roku – co najmniej 300 tys.
 - 31 grudnia 2028 – co najmniej 500 tys.

Według danych posiadanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska¹⁰⁹, z dniem wejścia w życie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw¹¹⁰, tj. 3 lipca 2021 r. było zainstalowanych ok 2,7 mln liczników zdalnego odczytu w grupach taryfowych A, B, C2, C1 oraz G, co stanowiło blisko 14.5 % odbiorców końcowych z ww. grup wyposażonych w te liczniki. Ww. dane dotyczą 38 operatorów systemów elektroenergetycznych, zarówno zrzeszonych w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, tzw. duzi, systemowi OSD (5) oraz OSP (1), jak i zrzeszonych w ramach Ogólnopolskiego Stowarzyszenia Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej (tzw. OSDn (32)). Są to operatorzy, których wdrożenia liczników zdalnego odczytu monitoruje Prezes URE.

Według danych przekazanych przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, na koniec czerwca 2022 r. było zainstalowanych ok. 3.6 mln liczników zdalnego odczytu ww. grupach taryfowych, co stanowiło 19,65 % odbiorców końcowych przyłączonych do sieci operatorów systemów elektroenergetycznych (duzi, systemowi OSD oraz OSP). Jeżeli chodzi o odbiorców końcowych przyłączonych do sieci operatorów systemów elektroenergetycznych zrzeszonych w ramach Ogólnopolskiego Stowarzyszenia Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej, to na dzień 31 grudnia 2021 r., 64,1 % odbiorców w grupie B, C i G było wyposażonych w liczniki zdalnego odczytu.

Z danych posiadanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska wynika, że do sieci operatorów systemów elektroenergetycznych zrzeszonych w ramach Ogólnopolskiego Stowarzyszenia Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej, wg stanu na dzień 31 grudnia 2021 r., przyłączonych była następująca liczba odbiorców końcowych: 91 (grupa B), 8667 (grupa C), 5083 (grupa G).

W związku z powyższym, według Ministerstwa, należy przyjąć, że na chwilę obecną miernik w postaci 15 % punktów poboru energii wyposażonych w liczniki zdalnego odczytu do końca 2023 r. został osiągnięty i nie ma zagrożenia terminowej realizacji ustawowego harmonogramu. Ilość zainstalowanych obecnie liczników zdalnego odczytu wyprzedza harmonogram zawarty w uPe. Przy czym należy podkreślić, że liczniki

¹⁰⁸ Z dnia 6 listopada 2020 r., sporządzona przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, nr w wykazie prac UC17, str. 28-29 oraz wyjaśnieniami Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 12 października 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB.

¹⁰⁹ Wyjaśnienia Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 12 października 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB.

¹¹⁰ Dz. U. 1093.

zdalnego odczytu instalowane lub modernizowane po 23 kwietnia 2022 r. – czyli po dniu wejścia w życie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie systemu pomiarowego – będą musiały spełniać wymagania określone w tych przepisach. Tak więc przyjęte przepisy uporządkowują proces instalacji przez operatorów systemu elektroenergetycznego są gwarantem, że liczniki zdalnego odczytu spełniają jednolite w skali kraju wymagania, umożliwiając tym samym osiąganie korzyści z systemu inteligentnego opomiarowania przez odbiorców końcowych.

(akta kontroli str. 53-69, 155-159, 164-188, 194-200, 223-224, 238-244, 389-403)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następującą nieprawidłowość:

Do czasu zakończenia niniejszej kontroli (tj. 30 kwietnia 2023 r.) w trakcie transpozycji była dyrektywa 2019/944 (rynkowa / w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej)¹¹¹ oraz dyrektywa 2018/2001 (RED II)¹¹² pomimo, że termin transpozycji ich minął odpowiednio: 31 grudnia 2020 r. oraz 30 czerwca 2021 r.¹¹³

Komórkami organizacyjnymi Ministerstwa Klimatu i Środowiska, które realizują zadania z zakresu przedmiotowych dyrektyw, są: Departament Elektroenergetyki i Gazu (projekt nr UC74), Departament Odnawialnych Źródeł Energii (UC99) oraz Departament Ropy i Paliw Transportowych (UC110).¹¹⁴

Dyrektywa 2019/944

Dyrektywa 2019/944 nałożyła wymóg implementacji regulacji dotyczących między innymi następujących zagadnień: wytwarzania, przesyłu, dystrybucji, magazynowania energii i dostaw energii elektrycznej, a także ochrony konsumentów. Przepisy dyrektywy mają na celu stworzenia prawdziwie zintegrowanych, konkurencyjnych, ukierunkowanych na potrzeby konsumenta, elastycznych, uczciwych i przejrzystych rynków energii elektrycznej w Unii.

Minister zwrócił uwagę¹¹⁵, że część przepisów dyrektywy 2019/944 w istotnym zakresie pokrywa się z przepisami uchwalonej w 2009 r. dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE¹¹⁶, która została poprawnie implementowana do polskiego porządku prawnego. W związku z powyższym, w tym zakresie na Polsce nie ciążył obowiązek dokonania ponownej implementacji tych przepisów.

Ponadto, Minister zaznaczył, że dyrektywa 2019/944 stanowi kompleksowy akt prawny regulujący wiele kwestii związanych z funkcjonowaniem rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej i państwach członkowskich. W związku z powyższym, jej pełna implementacja dokonywana jest etapami, w sposób zapewniający odpowiednią przejrzystość dokonywanej implementacji. Częściowa implementacja przepisów dyrektywy 2019/944 została dokonana między innymi w drodze następujących regulacji:

- ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw,

¹¹¹ Dyrektywa rynkowa / dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019).

¹¹² Dyrektywa OZE / dyrektywa RED II – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018).

¹¹³ W tych terminach Polska implementować do porządku krajowego regulacje zawarte w ww. dyrektywach.

¹¹⁴ Pismo z dnia 2 maja 2023 r. (BKA-RI.081.18.2022.MB 2596676.9988898.8021963) Dyrektor Generalnej Patrycji Szpak-Lichoty.

¹¹⁵ Pismo Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 30 grudnia 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB, 2398235.9141069.7363585.

¹¹⁶ Dz.U.UE.L.2009.211.94.

- ustawy z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw¹¹⁷,
- ustawy z dnia 17 grudnia 2021 r. o dodatku osłonowym¹¹⁸

Ponadto dyrektywę 2019/944 wdrażają również akty wykonawcze, na przykład:

- rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii,
- rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego
- rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną¹¹⁹.

Na dzień 31 grudnia 2022 r. do wdrożenia do krajowego porządku prawnego pozostały następujące przepisy dyrektywy 2019/944¹²⁰:

- definicje - art. 2 pkt 8, 9, 11, 15, 18 – 20, 44– 51, 57, 59 i 60,
- dostęp stron trzecich do systemu przesyłowego i dystrybucyjnego - art. 6,
- linie bezpośrednie - art. 7,
- podstawowe prawa wynikające z umowy - art. 10 ust. 3 – 5,
- prawo do umowy z cenami dynamicznymi energii elektrycznej - art. 11,
- prawo do zmiany dostawcy oraz przepisy dotyczące opłat związanych ze zmianą dostawcy – art. 12 ust. 1, 3 i 4,
- umowa w zakresie agregacji, narzędzia porównywania ofert, uprawnienie odbiorców końcowych do działania w charakterze odbiorców aktywnych, obywatelskie społeczności energetyczne, odpowiedź odbioru z wykorzystaniem agregacji - art. 13 – 17,
- informacja o zmianie produktu lub ceny bądź rabacie – art. 18 ust. 4,
- prawo do pozasądowego rozstrzygania sporów – art. 26 ust. 1 i 3,
- zadania operatorów systemów dystrybucyjnych - art. 31 ust. 1, 3, 4, 6-9,
- zachęty do wykorzystywania elastyczności w systemach dystrybucyjnych - art. 32,
- rozdział operatorów systemów dystrybucyjnych - art. 35 ust. 2 i 3,
- własność instalacji magazynowania energii przez operatorów systemów dystrybucyjnych - art. 36,
- organy regulacyjne zwolnią operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego z wymogu udzielania zamówień na usługi elastyczności oraz z wymogu rozwoju systemu operatora w oparciu o plany rozwoju sieci - art. 38 ust. 2 lit. c,
- zadania operatorów systemów przesyłowych - art. 40 ust. 1 lit. d, f, h – m, ust. 3-8,
- uprawnienia do podejmowania decyzji w odniesieniu do przyłączania nowych instalacji wytwórczych i instalacji magazynowania energii do systemu przesyłowego - art. 42,
- rozbudowa sieci i uprawnienia do podejmowania decyzji inwestycyjnych - art. 51 ust. 1-5,

¹¹⁷ Dz. U. poz. 2269.

¹¹⁸ Dz. U. z 2023 r. poz. 169 ze zm.

¹¹⁹ Dz. U. poz. 2505.

¹²⁰ Pismo Dyrektora Departamentu Elektroenergetyki i Gazu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska Pawła Pikusa z dnia 17 stycznia 2023 r. IK: 2450411.2450411.9222419.7448063.

- własność instalacji magazynowania energii przez operatorów systemów przesyłowych - art. 54,
- obowiązki i uprawnienia organu regulacyjnego - art. 59 ust. 1 lit. b – i, k, o, p, s, u, w, x, z, ust. 3 lit. a, e, ust. 7 i 10,
- decyzje i skargi - art. 60 ust. 1 i 2,
- współpraca regionalna między organami regulacyjnymi w kwestiach transgranicznych - art. 61 ust. 1-4,
- obowiązki i uprawnienia organów regulacyjnych w odniesieniu do regionalnych centrów koordynacyjnych - art. 62,
- zgodność z kodeksami sieci i wytycznymi - art. 63 ust. 1 i 4,
- minimalne wymagania dotyczące rozliczeń oraz informacji o rozliczeniach - załącznik I pkt 1.2, 2 i 3.

Podstawowym dokumentem, którego celem jest dokonanie implementacji przepisów dyrektywy 2019/944 jest projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (dalej: projekt UC74). Jak zaznaczył Minister, opóźnienia w procedowaniu tego projektu spowodowane są złożonym procesem wymagającym zaangażowania nie tylko środków, jakimi dysponuje minister ds. energii, ale przede wszystkim podjęcia szerokiego dialogu z uczestnikami rynku, którzy będą adresatami nowych norm.

Minister stwierdził¹²¹, że zmiany, jakie zostały przewidziane w przedmiotowej dyrektywie mają fundamentalny charakter dla krajowego rynku energii elektrycznej, a zmiany jakich należy dokonać w krajowym prawodawstwie wymagały podjęcia pogłębionych prac zarówno o charakterze legislacyjnym jak i analitycznym, ze szczególnym wykorzystaniem przekrojowej wiedzy eksperckiej. Dotyczyło to przede wszystkim aspektów technicznych, wynikających ze złożonych procesów rynkowych, jakie wymagają zmian, tak aby zapewnić zgodność krajowego porządku prawnego z celami oraz treścią norm europejskich. Na prace nad tym projektem wpływ też miał kryzys energetyczny oraz konieczność przesunięcia zasobów kadrowych na prace nad regulacjami kryzysowymi na poziomie europejskim i krajowym. Uchwalenie projektu UC74 pozwoli na pełną implementację przepisów ww. dyrektywy do krajowego porządku prawnego.

Pismem z dnia 19 maja 2022 r.¹²² Komisja Europejska wskazała na upływ terminu transpozycji dyrektywy 2019/944 i podkreśliła, że nie otrzymała zgłoszenia kompletnych środków transpozycji służących wprowadzeniu w życie przepisów tej dyrektywy. Komisja wezwała rząd Rzeczypospolitej Polskiej do poinformowania o środkach transpozycji, które należy jeszcze wprowadzić. Komisja zwróciła uwagę, że *obowiązek zgłoszenia środków transpozycji obejmuje obowiązek wskazania w sposób wystarczająco jasny i precyzyjny krajowych środków, które zdaniem państwa członkowskiego stanowią transpozycję różnych obowiązków nałożonych dyrektywą*. Komisja zwróciła się zatem do rządu Rzeczypospolitej Polskiej o przekazanie jej pełnych i szczegółowych informacji o poszczególnych przepisach krajowych, które, zdaniem rządu, zapewniają wykonanie każdego z przepisów tej dyrektywy. Ponadto Komisja stwierdziła, że *Polska uchybiła zobowiązaniom ciążącym na niej na mocy dyrektywy (UE) 2019/944*.

Pismem z dnia 20 lipca 2022 r.¹²³ Minister Klimatu i Środowiska odpowiedział Komisji Europejskiej na ww. zarzuty dotyczące braku transpozycji dyrektywy 2019/944

¹²¹ Pismo Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 30 grudnia 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB, 2398235.9141069.7363585.

¹²² INFR(2022)2037 C(2022)2654 final.

¹²³ Odpowiedź Rzeczypospolitej Polskiej na zarzuty formalne wystosowane na podstawie art. 258 w zw. z art. 260 ust. 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, dotyczące braku powiadomienia o środkach transpozycji dyrektywy

(nr naruszenia w ewidencji KE 2022/2037) i przyznał, że w zakresie dyrektywy 2019/944 Polska nie dokonała transpozycji przepisów w wyznaczonym terminie, tj. do dnia 31 czerwca 2020 r.

Reasumując, regulacje dyrektywy 2019/944 do dnia zakończenia kontroli nie zostały w pełni implementowane do krajowego porządku prawnego. W piśmie do Komisji Europejskiej¹²⁴ Minister wskazał, że projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (numer UC74 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów):

- zostanie przyjęty przez Radę Ministrów w IV kwartale 2022 r. (termin planowany),
- ustawa wejdzie w życie w I kwartale 2023 r. (termin planowany).

Jednakże, do dnia zakończenia niniejszej kontroli (tj. 30 kwietnia 2023 r.), ustawa ta nie została uchwalona i nie weszła w życie. Na dzień 20 kwietnia 2023 r. projekt ten był na etapie prac w Komisji Prawniczej Rządowego Centrum Legislacji.¹²⁵ Pismem z dnia 24 kwietnia 2023 r.¹²⁶ Dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Gazu w MKiŚ poinformował, że w dniu 18 kwietnia 2023 r. Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (numer w wykazie prac UC74) i jest on kierowany do prac parlamentarnych. 15 maja 2023 r. rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw wpłynął do Sejmu. (druk 3237), a 16 maja 2023 r. został skierowany do I czytania w komisjach. 23 maja 2023 r. wpłynęła do Sejmu autopoprawka (druk 3237-A).

W związku z powyższym NIK wskazuje, że Minister nie przygotowywał projektów aktów prawnych implementujących przepisy dyrektywy 2019/944, w taki sposób, aby możliwe było ich transponowanie do krajowego porządku prawnego w wyznaczonym w dyrektywie terminie. Nie zostały one także transponowane w terminie wyznaczonym przez Ministra w piśmie z dnia 20 lipca 2022 r. do Komisji Europejskiej, jak również nie zostały one implementowane do dnia zakończenia kontroli.

NIK zwraca uwagę, że zgodnie z art. 258 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej¹²⁷, jeśli Komisja uzna, że Państwo Członkowskie uchybiło jednemu z zobowiązań, które na nim ciąży na mocy Traktatów, wydaje ona uzasadnioną opinię w tym przedmiocie, po uprzednim umożliwieniu temu państwu przedstawienia swych uwag. Jeśli państwo to nie zastosuje się do opinii w terminie określonym przez Komisję, może ona wnieść sprawę do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

Z kolei zgodnie z art. 260 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej, jeżeli Komisja wniesie skargę do Trybunału zgodnie z artykułem 258, uznając, że dane Państwo Członkowskie uchybiło obowiązkowi poinformowania o środkach podjętych w celu transpozycji dyrektywy przyjętej zgodnie z procedurą ustawodawczą, Komisja może, o ile uzna to za właściwe, wskazać kwotę ryczałtu lub okresowej kary pieniężnej do zapłacenia przez dane Państwo, jaką uzna za odpowiednią do okoliczności. Jeżeli Trybunał stwierdzi, że nastąpiło naruszenie prawa, może nałożyć na dane Państwo Członkowskie ryczałt lub okresową karę pieniężną w wysokości nie przekraczającej kwoty wskazanej przez Komisję. Zobowiązanie do zapłaty staje się skuteczne w terminie określonym w wyroku Trybunału.

NIK zwraca uwagę, że zgodnie z Komunikatem Komisji Europejskiej¹²⁸ wyżej wymienione przepisy Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej mają na celu *silniejsze*

Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE (naruszenie nr 2022/2037), DP-WOPIII.0723.5.2022.ŁA.

¹²⁴ DP-WOPIII.0723.5.2022.ŁA.

¹²⁵ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450>.

¹²⁶ Pismo z dnia 24 kwietnia 2023 r. Dyrektora Departamentu Elektroenergetyki i Gazu w MKiŚ znak pisma JP 2602097.9920488.7981801.

¹²⁷ Dz.U.2004.90.864/2.

¹²⁸ Komunikat Komisji – Stosowanie art. 260 ust. 3 TFUE (2011/C 12/01), Dz.U. C 12 z 15.1.2011/1.

zmotywowanie państw członkowskich do dokonywania transpozycji dyrektyw w terminach przewidzianych przez ustawodawcę i zapewnienie faktycznej skuteczności prawodawstwa Unii.(...) Jest to nie tylko kwestia ochrony interesów ogólnych regulowanych przez prawodawstwo UE, w przypadku których opóźnienia są niedopuszczalne, ale również i przede wszystkim kwestia ochrony obywateli europejskich, których prawa podmiotowe znajdują swe źródło w tym właśnie prawodawstwie. Chodzi wreszcie także o wiarygodność całości prawa Unii, która zostaje podważona, jeżeli wywołanie pełnego skutku prawnego aktów w państwach członkowskich trwa lata. Komisja Europejska, w ramach korzystania ze swojej swobody oceny, ma prawo wskazać kwotę ryczałtu lub okresowej kary pieniężnej.¹²⁹ W ramach korzystania z tej swobody decyzyjnej Komisja uznaje za stosowne korzystanie z instrumentu przewidzianego w art. 260 ust. 3 co do zasady we wszystkich przypadkach uchybienia zobowiązaniom objętych tym postanowieniem, dotyczących transpozycji dyrektyw przyjętych zgodnie z procedurą ustawodawczą. Zapewnienie transpozycji przez państwa członkowskie w przewidzianym terminie jest tak samo ważne w przypadku wszystkich dyrektyw ustawodawczych, zasadniczo nie ma więc powodu wprowadzać między nie rozróżnienia. Komisja nie wyklucza jednak, że w pewnych szczególnych przypadkach może ona uznać, że proponowanie nałożenia kary na mocy art. 260 ust. 3 nie wydaje się właściwe.

Ponadto NIK przypomina, że Komisja Europejska, zgodnie ze swoim komunikatem¹³⁰, przywiązuje dużą wagę do terminowej transpozycji dyrektyw do prawa krajowego. W tym kontekście Komisja ze swojej strony ustaliła cel w postaci 12 miesięcy na przekazanie spraw dotyczących uchybienia zobowiązaniom państwa członkowskiego do Trybunału Sprawiedliwości, jeżeli obowiązek transpozycji dyrektywy do prawa krajowego nadal nie zostanie dopełniony. Zgodnie z priorytetem, jaki Komisja nadaje zapewnieniu terminowego zgłaszania środków transpozycji, Komisja zamierza w pełni wykorzystać możliwości określone w art. 260 ust. 3 TFUE w celu wzmocnienia swojego podejścia do stosowania sankcji w tego rodzaju przypadkach.

Dyrektywa RED II

Dyrektywa RED II ustanawia wspólne ramy dla promowania energii ze źródeł odnawialnych, a także określa zasady dotyczące wsparcia finansowego na rzecz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz dotyczące prosumpcji takiej energii elektrycznej, wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w sektorze ogrzewania i chłodzenia oraz w sektorze transportu, współpracy regionalnej między państwami członkowskimi i między państwami członkowskimi a państwami trzecimi, gwarancji pochodzenia, procedur administracyjnych oraz informacji i szkoleń.

¹²⁹ Po pierwsze, określenie kary musi być nastawione na osiągnięcie zasadniczego celu tego instrumentu, tj. zapewnieniu terminowej transpozycji prawa Unii i zapobieganiu kolejnym naruszeniom tego rodzaju.

Określając wysokość kary, należy, zdaniem Komisji, wziąć pod uwagę trzy fundamentalne kryteria:

- powagę uchybienia,
- długość trwania uchybienia,
- konieczność zapewnienia efektu odstraszającego kary w celu uniknięcia kolejnych uchybień.

Po drugie, kary zaproponowane Trybunałowi przez Komisję muszą być przewidywalne dla państw członkowskich oraz obliczone z wykorzystaniem metody, która będzie przestrzegać zarówno zasady proporcjonalności, jak i zasady równego traktowania państw członkowskich. Stosowanie jasnej i jednolitej metody jest również ważne z tego względu, że Komisja będzie musiała uzasadniać swoje obliczenia przed Trybunałem.

Po trzecie, z punktu widzenia skuteczności kary ustalenie odpowiednich kwot jest ważne w celu zapewnienia jej odstraszającego skutku. Nakładanie kar czysto symbolicznych pozbawiłoby ten instrument wszelkiej użyteczności i stałoby w sprzeczności z celem, jakim jest zapewnienie terminowej transpozycji dyrektyw.

Sposób obliczenia okresowej kary pieniężnej oraz kwoty ryczałtu został opisany w pkt 23-28 Komunikatu Komisji. Komunikat Komisji – Stosowanie art. 260 ust. 3 TFUE (2011/C 12/01), Dz.U. C 12 z 15.1.2011/1.

¹³⁰ Komunikat Komisji Prawo Unii: lepsze wyniki dzięki lepszemu stosowaniu (2017/C 18/02), Dz.U. C 18 z 19.1.2017/10.

Minister wyjaśnił¹³¹, że opóźnienia z wdrożeniem dyrektywy RED II wynikają w przeważającej mierze ze złożonego oraz interdyscyplinarnego charakteru zagadnień w niej zawartych. Minister zwrócił uwagę, że ze względu na charakterystykę obecnego miksu energetycznego Polski, regulacje prawne zawarte w dyrektywie RED II są często rozwiązaniami zupełnie nowymi dla obecnego systemu prawnego, co wpływa na ograniczoną możliwość dokonania analizy wypracowanych dotychczas rozwiązań, w tym rozwiązań zastosowanych w innych Państwach Członkowskich, co istotnie ułatwiłoby opracowywanie krajowych przepisów wdrażających dyrektywę RED II. W związku z powyższym projekty aktów prawnych dokonujących transpozycji dyrektywy RED II musiały być wynikiem długotrwałych konsultacji, które miały na celu wspólne stworzenie całkowicie nowej koncepcji regulacyjnej w obszarach, które nie istniały w polskim systemie prawa.

Minister wskazał, że sytuacja wojenna, która niespodziewanie wystąpiła w Ukrainie w 2022 r., wpłynęła bezpośrednio między innymi na ceny energii czy łańcuchy dostaw, co spowodowało konieczność ponownej analizy sposobu implementacji regulacji zawartych w dyrektywie RED II. Czynniki te dodatkowo wpłynęły na znaczne obciążenie Ministra Klimatu i Środowiska nowymi, pilnymi zadaniami i wyzwaniem adresującymi kryzys energetyczny.

Zgodnie ze stanowiskiem Ministerstwa okolicznością usprawiedliwiającą w pewnym stopniu brak pełnej transpozycji dyrektywy RED II były poważne zmiany organizacyjne w strukturze organów odpowiedzialnych za wdrożenie - dopiero 20 marca 2020 r. wszystkie sprawy z zakresu wdrożenia dyrektywy RED II znalazły się w obecnym Ministerstwie Klimatu i Środowiska, co pozwoliło na ich kompleksową realizację i ostatecznie ustrukturyzowało prace.

Minister zwrócił uwagę, że rozwiązania zawarte w dyrektywie RED II zostały częściowo zaimplementowane do polskiego porządku prawnego w związku z transpozycją dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE¹³². Dyrektywa 2009/28/WE została bowiem zastąpiona przez dyrektywę RED II. Ponadto, niektóre regulacje zawarte w dyrektywie RED II zostały implementowane ustawą z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii¹³³, która była nowelizowana¹³⁴, oraz ustawą z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych¹³⁵.

Dyrektywa RED II nie została dotychczas transponowana m.in. w następującym zakresie¹³⁶:

- Uproszczenia i skracania procedur administracyjnych (Art. 15 – 16);
- Powołania krajowego punktu kontaktowego ds. OZE (Art. 16);
- Rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia na biometan, ciepło i chłód, wodór (Art. 19);
- Sprzedaży bezpośredniej energii z OZE „peer to peer” (Art. 21);
- Zwiększania roli OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie (Art. 23 – 24);
- Zwiększania roli energii odnawialnej w sektorze transportu (Art. 25);

¹³¹ Pismo Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 30 grudnia 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB, 2398235.9141069.7363585.

¹³² Dz.U.UE.L.2009.140.16.

¹³³ Dz. U. z 2022 r. poz. 1378 ze zm.

¹³⁴ ustawą z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1873) oraz ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2376).

¹³⁵ Dz. U. z 2022 r. poz. 403 ze zm.

¹³⁶ Pismo Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 30 grudnia 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB, 2398235.9141069.7363585.

- Zasady szczególnej w odniesieniu do biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy wyprodukowanych z roślin spożywczych i pastewnych (Art. 26);
- Zasady obliczania w odniesieniu do udziałów minimalnych energii odnawialnej w sektorze transportu (Art. 27);
- Innych postanowień dotyczących energii odnawialnej w sektorze transportu (Art. 28);
- Kryteriów zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy (Art. 29);
- Weryfikacji zgodności z kryteriami zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych (Art. 30).

Zgodnie z wyjaśnieniami Ministra dyrektywa RED II, w zasadniczej części, pozostałej do transponowania, zostanie wdrożona poprzez następujące projekty ustaw:

- projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99)¹³⁷;
- projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (UC110)¹³⁸;
- projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74).

Pismem z dnia 23 lipca 2021 r.¹³⁹ Komisja Europejska wskazała na upływ terminu transpozycji dyrektywy RED II i podkreśliła, że nie otrzymała zgłoszenia kompletnych środków transpozycji służących wprowadzeniu w życie przepisów tej dyrektywy. Komisja wezwała rząd Rzeczypospolitej Polskiej do poinformowania o środkach transpozycji, które należy jeszcze wprowadzić. Komisja zwróciła się o przekazanie jej pełnego i szczegółowego zestawienia poszczególnych przepisów krajowych, które, zdaniem rządu, zapewniają wykonanie każdego z przepisów tej dyrektywy.

Pismem z dnia 27 września 2021 r.¹⁴⁰ Minister Klimatu i Środowiska odpowiedział Komisji Europejskiej na ww. zarzuty dotyczące braku transpozycji dyrektywy RED II (nr naruszenia w ewidencji KE 2021/0317) i przyznał, że *w zakresie dyrektywy RED II Polska nie dokonała transpozycji przepisów w wyznaczonym terminie, tj. do dnia 30 czerwca 2021 r. i poinformował Komisję Europejską, że obecnie organem właściwym do spraw wdrożenia przedmiotowej dyrektywy jest Minister Klimatu i Środowiska.*

Ponadto, Minister wyjaśnił,¹⁴¹ że w dniu 24 lutego 2022 r. odbył się tzw. *package meeting* i dialog z przedstawicielami poszczególnych Dyrekcji Generalnych KE, podczas którego przedstawiono postępy w przygotowywaniu ww. aktów wdrażających dyrektywę RED II. Jako kolejny krok do transpozycji dyrektywy RED II Ministerstwo Klimatu i Środowiska

¹³⁷ Na dzień 20 kwietnia 2023 r. projekt ten był na etapie prac w Komisji Prawniczej, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12357005>. Zgodnie z pismem z dnia 2 maja 2023 r. (BKA-RI.081.18.2022.MB 2596676.9988898.8021963) Dyrektor Generalnej Patrycji Szpak-Lichoty w dniu 6 marca 2023 r. projekt uzyskał akceptację Stałego Komitetu Rady Ministrów, a w dniach 20–30 marca został rozpatrzony przez komisję prawniczą. W dniu 25 kwietnia 2023 r. projekt został pozytywnie rozpatrzony przez Radę Ministrów i zostanie skierowany do prac parlamentarnych. Usunięto z projektu przepisy dotyczące partnerskiego handlu energią peer-to-peer i przeniesiono te rozwiązania do nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne UC74.

¹³⁸ Na dzień 20 kwietnia 2023 r. projekt ten był na etapie prac w Komitecie do Spraw Europejskich, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12356550>. Zgodnie z pismem z dnia 2 maja 2023 r. (BKA-RI.081.18.2022.MB 2596676.9988898.8021963) Dyrektor Generalnej Patrycji Szpak-Lichoty w dniu 27 marca 2023 r. projekt został przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich, a w dniu 6 kwietnia 2023 r. został skierowany do rozpatrzenia przez Stały Komitet Rady Ministrów.

¹³⁹ sygn. INFR(2021)0316>INFR(2021)0324 C(2021)6000/22.

¹⁴⁰ Odpowiedź Rzeczypospolitej Polskiej na zarzuty formalne Komisji Europejskiej wystosowane na podstawie art. 258 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, dotyczące braku transpozycji dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (nr naruszenia wg ewidencji KE 2021/0317) DP-WOPI.0723.4.2021.AM 1697649.6022005.4822862, pismo z upoważnienia Ministra podpisał Ireneusz Zyska, Sekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska.

¹⁴¹ Pismo Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 30 grudnia 2022 r. BKA-RI.081.18.2022.MB, 2398235.9141069.7363585.

w dniu 14 lipca 2022 r. przekazało do Komisji Europejskiej tabelę częściowej transpozycji, co jednoznacznie wykazało postęp w implementacji dyrektywy RED II. W tabeli tej wskazano przepisy już obowiązujące w polskim systemie prawnym, które wdrażają dyrektywę RED II. Komisja Europejska po otrzymaniu tych informacji nie podjęła dalszych kroków formalnych ani kontaktu z Ministerstwem.

NIK zwraca uwagę, że wyjaśnienia Ministra przedstawione na potrzeby niniejszej kontroli w zakresie przyczyn braku implementacji regulacji dyrektywy RED II są w znacznej mierze tożsame z wyjaśnieniami, które były przedstawione Komisji Europejskiej w piśmie z dnia 27 września 2021 r. Należy jednak podkreślić, iż pomiędzy sporządzeniem tych dwóch pism, upłynęło mniej więcej półtora roku i do dnia zakończenia kontroli nadal nie implementowano w pełni przepisów dyrektywy, pomimo że Minister wskazywał¹⁴², że:

- projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw:
 - zostanie przekazany do uzgodnień, konsultacji publicznych i opiniowania w IV kwartale 2021 r. (termin planowany);
 - zostanie przyjęty przez Radę Ministrów w II kwartale 2022 r. (termin planowany);
 - ustawa wejdzie w życie w III kwartale 2022 r. (termin planowany).
- projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw:
 - zostanie przekazany do uzgodnień, konsultacji publicznych i opiniowania w IV kwartale 2021 r. (termin planowany);
 - zostanie przyjęty przez Radę Ministrów w II kwartale 2022 r. (termin planowany);
 - ustawa wejdzie w życie w III kwartale 2022 r. (termin planowany).
- projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (numer UC74 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów)
 - zostanie przyjęty przez Radę Ministrów w II kwartale 2022 r. (termin planowany);
 - ustawa wejdzie w życie w III kwartale 2022 r. (termin planowany).

Reasumując, NIK wskazuje, że Minister nie przygotowywał projektów aktów prawnych implementujących przepisy dyrektywy RED II, w taki sposób, aby możliwe było ich transponowanie do krajowego porządku prawnego w wyznaczonym w dyrektywie terminie. Nie zostały one także transponowane w terminie wyznaczonym przez Ministra w piśmie z dnia 27 września 2021 r. do Komisji Europejskiej, jak również nie zostały one implementowane do dnia zakończenia kontroli.

Głównymi konsekwencjami braku transpozycji dyrektywy RED II (jak wskazał Minister Klimatu i Środowiska¹⁴³) jest brak możliwości skorzystania przez przedsiębiorstwa energetyczne z niektórych rozwiązań proponowanych przez dyrektywę, takich jak na przykład: gwarancje pochodzenia na biometan, ciepło i chłód, wodór, czy sprzedaż bezpośrednia energii z OZE „peer to peer”.

NIK wskazuje, że, tak jak w przypadku braku pełnej implementacji dyrektywy 2019/944, możliwe jest również zastosowanie art. 258 oraz art. 260 ust. 3 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej, w związku z brakiem pełnej implementacji dyrektywy RED II. W konsekwencji możliwe jest, iż w ramach procedury opisanej

¹⁴² Pismo z dnia 27 września 2021 r., podpisane z upoważnienia Ministra Klimatu i Środowiska przez Ireneusza Zyskę (Sekretarza Stanu), DP-WOPI.0723.4.2021.AM 1697649.6022005.4822862.

¹⁴³ Pismo Minister Klimatu i Środowiska Anny Moskwy z dnia 30 grudnia 2022 r. BKA-R1.081.18.2022.MB, 2398235.9141069.7363585

powyżej, Trybunał nałoży na Polskę sankcję w formie ryczałtu lub okresowej kary pieniężnej.

(akta kontroli str. 144-159, 164-188, 194-195, 199-200, 238-244, 389-403)

Ocena częściowa

W Ministerstwie identyfikowano akty prawne UE i regulacje, które powinny być przeniesione do porządku prawnego RP. Jednakże stosowne projekty aktów wdrażających kluczowe dla sektora elektroenergetycznego przepisy prawa UE, w szczególności dyrektywa 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz dyrektywa 2018/2001 w sprawie RED II, zostały przygotowane po terminie transpozycji bądź zostały przygotowane w niepełnym zakresie. Było to działanie nierzetelne. Opóźnienia w przygotowaniu projektów aktów prawnych spowodowały, że Rada Ministrów nie przedłożyła tych projektów Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej w terminie, czyli nie później niż na trzy miesiące przed upływem terminu implementacji przepisów prawa wspólnotowego¹⁴⁴, zgodnie z art. 18 ust. 1 ustawy o współpracy Rady Ministrów z Sejmem i Senatem w sprawach związanych z członkostwem Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej¹⁴⁵.

Zaproponowane przez Ministra rozwiązania prawne zasadniczo wspierają realizację założonych w PEP2040 celów dotyczących rozwoju elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej. NIK zauważa jednak, że brak stosownych regulacji oraz opóźnienia w transpozycji prawa unijnego uniemożliwiają osobom prywatnym i przedsiębiorstwom pełne zaangażowanie się w rozwój sektora energetycznego oraz powodują niepewność prawa, a także mogą powodować wymierne straty gospodarcze. Istnieje także ryzyko ponoszenia przez Polskę kosztów finansowych kar lub ryczałtów, jeżeli zostaną nałożone przez TSUE.

IV. Uwagi i wnioski

W związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami, Najwyższa Izba Kontroli, na podstawie art. 53 ust. 1 pkt 5 ustawy o NIK, przedstawia następujące uwagi i wnioski:

Uwagi

1. NIK wskazuje na potrzebę podjęcia działań zmierzających do doprecyzowania w powszechnie obowiązujących regulacjach kwestii częstotliwości udostępniania danych dotyczących zużycia energii tak, aby była ona jak najbliższa czasu rzeczywistego i odzwierciedlała poziom rozwoju technologii oraz możliwości świadczenia nowych usług, które uwzględniałyby wytyczne zawarte w zaleceniach Komisji Europejskiej z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych 2012/148/UE, w szczególności pkt 42.
2. NIK wskazuje także na potrzebę podjęcia działań systemowych w Ministerstwie dotyczących prac nad projektami ustaw implementujących prawo UE, które zapewnią przedłożenie przez Radę Ministrów projektów ustaw Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej nie później niż na trzy miesiące przed upływem terminu implementacji przepisów prawa wspólnotowego, zgodnie z art. 18 ust. 1 ustawy o współpracy Rady Ministrów z Sejmem i Senatem w sprawach związanych z członkostwem Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej.

Wniosek

Dokonanie oceny realizacji przez OSDe oraz Prezesa URE zadania pn. *opracowanie krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r.* oraz podjęcie działań dla realizacji celu, jakim jest przygotowanie planu skablowania sieci średniego napięcia.

¹⁴⁴ Art. 18 ust. 1 ustawy o współpracy Rady Ministrów z Sejmem i Senatem w sprawach związanych z członkostwem Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej. Dz.U. Nr 213 poz. 1395

¹⁴⁵ Ustawa z dnia 8 października 2010 r. o współpracy Rady Ministrów z Sejmem i Senatem w sprawach związanych z członkostwem Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej.

Z uwagi na stopień zaawansowania prac prowadzonych przez MKiŚ, mających na celu pełną transpozycję niewdrożonych dotychczas przepisów dyrektywy 2019/944 oraz dyrektywy 2018/2001 RED II, Najwyższa Izba Kontroli odstępuje od sformułowania wniosków pokontrolnych w tej kwestii. NIK prosi jednak o poinformowanie o zakończeniu procesu pełnej implementacji dyrektywy 2019/944 oraz dyrektywy 2018/2001.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

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

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

Zgodnie z art. 54 ustawy o NIK 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 Prezesa Najwyższej Izby Kontroli. Prawo zgłaszania zastrzeżeń, zgodnie z art. 61b ust. 2 ustawy o NIK, nie przysługuje do wystąpienia pokontrolnego zmienionego zgodnie z treścią uchwały w sprawie zastrzeżeń.

Obowiązek
poinformowania
NIK o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 62 ustawy o NIK należy poinformować Najwyższą Izbę Kontroli, w terminie 21 od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków pokontrolnych oraz o podjętych działaniach lub przyczynach niepodjęcia tych działań.

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, 26 czerwca 2023 r.

Wiceprezes
Najwyższej Izby Kontroli
Małgorzata Motylow



podpis