

X kadencja



KANCELARIA SEJMU

Biuro Komisji Sejmowych

**Komisja
do Spraw
Energii,
Klimatu
i Aktywów
Państwowych**

PEŁNY ZAPIS PRZEBIEGU POSIEDZENIA

- **PODKOMISJI STAŁEJ DO SPRAW
TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ,
ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII
I ENERGETYKI JĄDROWEJ
(NR 20)
z dnia 25 września 2025 r.**

Pełny zapis przebiegu posiedzenia Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych – podkomisji stałej do spraw transformacji energetycznej, odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej (nr 20)

25 września 2025 r.

Podkomisja stała do spraw transformacji energetycznej, odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej, obradująca pod przewodnictwem posła **Tomasza Piotra Nowaka (KO)**, przewodniczącego podkomisji, rozpatrzyła:

- **informację ministra energii oraz prezesa Polskich Sieci Elektroenergetycznych na temat rynku mocy do i po 2029 r. – funkcjonowanie ustawy o rynku mocy, efektywność mechanizmu, zagrożenia i wyzwania.**

W posiedzeniu udział wzięli: **Wojciech Wrochna** sekretarz stanu w Ministerstwie Energii, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej wraz ze współpracownikami, **Monika Gawlik** dyrektor Departamentu Spółek Paliwowo-Energetycznych Ministerstwa Aktywów Państwowych wraz ze współpracownikami, **Małgorzata Kozak** dyrektor Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumenckich Urzędu Regulacji Energetyki wraz ze współpracownikami, **Piotr Andrusiewicz** prezes zarządu Enea Wytwarzanie sp. z o.o., **Piotr Listwoń** prezes zarządu Towarowej Giełdy Energii SA wraz ze współpracownikami, **Paweł Micuła** prezes zarządu TAURON Wytwarzanie SA, **Grzegorz Onichimowski** prezes zarządu Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA wraz ze współpracownikami, **Przemysław Bielecki** dyrektor Departamentu Regulacji Enea SA, **Agnieszka Radzimowska** dyrektor Departamentu Regulacji i **Paweł Stępień** dyrektor Departamentu Inwestycji PGE SA wraz ze współpracownikami, **Tomasz Prost** kierownik Działu Regulacji Elektroenergetyki i Ciepła w ORLEN SA, **Marcin Sroka** kierownik Wydziału Polityki Regulacyjnej w ENERGA SA wraz ze współpracownikami oraz **Halina Bownik-Trymucha** zastępca dyrektora ds. regulacji Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie wraz ze współpracownikami.

W posiedzeniu udział wzięli pracownicy Kancelarii Sejmu: **Kamila Pawluczuk** i **Łukasz Żylik** – z sekretariatu Komisji w Biurze Komisji Sejmowych.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dzień dobry, witam państwa.

Otwieram posiedzenie podkomisji stałej do spraw transformacji energetycznej, odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej. Witam gości biorących udział w dzisiejszym posiedzeniu: pana ministra Wojciecha Wrochnę, jak również prezesa zarządu PSE SA, pana Grzegorza Onichimowskiego, prezesa zarządu Towarowej Giełdy Energii, pana Piotra Listwonina, prezesa zarządu TAURON Wytwarzanie, pana Pawła Miculę, prezesa zarządu Enea Wytwarzanie i Enea Połaniec, pana Piotra Andrusiewicza. Witam także panią Dorotę Jeziorowską, dyrektor Biura Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, panią Aleksandrę Świdorską, dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Gazu w Ministerstwie Energii, pana Radosława Boćka, zastępcę dyrektora Departamentu Elektroenergetyki i Gazu w Ministerstwie Energii. Witam pana Marka Duka, dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu PSE SA, panią Martę Gryguć, zastępczynię dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu PSE SA, pana Pawła Leszczyńskiego, specjalistę ds. relacji z mediami i public affairs w PSE SA. Witam panią Olgę Dzilińską-Pietrzak, manager ds. regulatory affairs Towarowej Giełdy Energii SA. Witam panią Halinę Bownik-Trymuchę, zastępcę dyrektora ds. regulacji Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie, panią Katarzynę Próchnicką, radcę prawnego TGPE, pana Damiana Komara, również z Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie. Witam pana Tomasza Prosta, kierownika Działu Regulacji Elektroenergetyki i Ciepła w ORLEN SA. Witam panią Agnieszkę Radzimowską, dyrektor Departamentu Regulacji PGE SA, pana Pawła Stępnia, dyrektora Departamentu Inwestycji PGE SA, pana Pawła Mądrego, zastępcę dyrektora Departamentu Biura Rynku Mocy PGE SA. Witam pana Marcina Srokę, kierownika Wydziału Polityki

Regulacyjnej w ENERGA SA, pana Waldemara Więckowicza, głównego specjalistę ds. analiz biznesowych w Wydziale Polityki Regulacyjnej ENERGA SA. Witam panią Monikę Gawlik, dyrektor Departamentu Spółek Paliwowo-Energetycznych Ministerstwa Aktywów Państwowych. Witam panią Małgorzatę Kozak, dyrektor Departamentu Rozwoju Rynku i Spraw Konsumenckich Urzędu Regulacji Energetyki, panią Annę Daniluk, naczelnik Wydziału Analiz Rynkowych w URE. Witam pana Rafała Szymańskiego, naczelnika wydziału w Departamencie Spółek Paliwowo-Energetycznych MAP oraz pana Przemysława Bieleckiego, dyrektora Departamentu Regulacji Enea SA.

Dziękuję za tak liczną obecność, temat dzisiejszego posiedzenia jest bardzo ważny. Porządek obrad przewiduje informację ministra energii oraz prezesa Polskich Sieci Elektroenergetycznych na temat rynku mocy do i po 2029 r. – funkcjonowanie ustawy o rynku mocy, efektywność mechanizmu, zagrożenia i wyzwania.

Jeśli państwo pozwolicie, to od razu przystąpimy do pracy. Mamy tylko półtorej godziny, a więc nie mamy dużo czasu. Dlatego proszę o w miarę krótkie i bardzo merytoryczne wypowiedzi w trakcie dyskusji.

Zaczynamy od pana ministra, a później obejrzymy prezentację pana prezesa Onichimowskiego. Pan minister Wrochna, bardzo proszę.

Sekretarz stanu w Ministerstwie Energii, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej Wojciech Wrochna:

Szanowni państwo, ponieważ rozmawiamy dzisiaj w gronie specjalistów, którzy dużo wiedzą o rynku mocy i energetyce, dlatego nie będę opisywał w szczegółach, jak działa rynek mocy, natomiast skoncentruję się raczej na tym, jak wyglądają obecnie procesy planowania, co się dzieje i co się wydarzy w najbliższym czasie.

W zasadzie od momentu wejścia w życie rynku mocy dokładnie wiemy, w jakim reżimie prawnym pracujemy. Od 2017 r. było wiadomo, że rynek mocy ma określone parametry, a w szczególności w zakresie dotyczącym jednostek niespełniających parametru emisyjnego. Oczywiście pamiętamy, że zaszła zmiana, która powoduje, że limit emisyjny, który już powinien zacząć obowiązywać, mam na myśli wypłaty dla jednostek wysokoemisyjnych po roku 2025, został odłożony w czasie. Na podstawie rozporządzenia państwa członkowskie otrzymały możliwość zawnioskowania o derogację z limitu emisyjnego. Rząd Rzeczypospolitej Polskiej o taką derogację zawnioskował i Komisja Europejska wydała decyzję, która jeszcze nie jest opublikowana w Dzienniku Urzędowym, ale jej treść jest znana. Ta decyzja pozwala nam na derogację od limitu emisyjnego na lata 2026, 2027 i 2028. Konsekwencją jest to, że aukcje, które zostały przeprowadzone lub zostaną przeprowadzone, będą mogły obejmować jednostki o wyższym limicie emisyjnym, a w efekcie do końca 2028 r. te jednostki pozostaną jeszcze w naszym systemie.

Jednocześnie normalnie działa model planowania wystarczalności systemu na lata 2029–2030, zgodnie z wymaganiami przedstawiania tych planów przez operatora i na podstawie wyliczeń wystarczalności generacji, czyli przede wszystkim współczynnika LOLE, pokazujemy, w jakim zakresie ten współczynnik jest spełniony i w ten sposób przekłada się to na ewentualne parametry aukcyjne.

Jeśli chodzi o rok 2029 i 2030, to jesteśmy obecnie w takiej sytuacji, że biorąc pod uwagę tempo zakontraktowania i zdolności, które zostały zakontraktowane w aukcjach w roku 2024, to była perspektywa na lata 2029 i 2030, z naszych analiz wynika, przynajmniej tak pokazują wstępne dane, że rok 2029 może się okazać jeszcze dosyć trudny, a my jednak musimy planować system w taki sposób, żeby bezpieczeństwo było zapewnione. Tutaj pojawia się więc pytanie o ewentualną dostępność w systemie jednostek o wyższej emisji po 2028 r. oraz o sposób, w jaki te jednostki powinny zostać sfinansowane, żeby mogły pracować. Wyłącznie z rynku bowiem te jednostki nie będą w stanie pokryć wszystkich swoich kosztów.

Równolegle biorąc pod uwagę to, że od 2030 r. przestaje funkcjonować rynek mocy w takim modelu, w jakim został zatwierdzony przez Komisję Europejską, pojawia się pytanie o zasadność jego przedłużenia. Oczywiście podstawowym kryterium, które decyduje o tym, czy rynek mocy powinien być przedłużony, jest kluczowy parametr, czyli ocena wystarczalności, ale z drugiej strony ma znaczenie także podsumowanie, w jaki sposób rynek mocy funkcjonował. Zgodnie z tymi wymogami taka ocena została dokonana przez Radę Ministrów.

Pozwolę sobie odnieść się do dokumentów, nad którymi procedowano, i przekażę państwu główne wnioski, które zostały wyciągnięte z funkcjonowania rynku mocy w latach 2018–2024.

Te wnioski są następujące: 1) przez cały okres funkcjonowania, do momentu powstania tego dokumentu, ale to jest nadal kontynuowane, rynek mocy zapewniał bezpieczeństwo dostaw; 2) rynek mocy jako mechanizm znaczący obniżył ryzyko przekroczenia standardu bezpieczeństwa do roku 2030, oczywiście z tym uzupełnieniem, o którym powiedziałem przed chwilą; 3) rynek mocy zapewnił rozwój usług DSR; 4) rynek mocy zapewnił odpowiednie sygnały inwestycyjne dla nowych mocy i modernizacji istniejących, tj. odpowiednio ok. 13 GW dla nowych mocy i ok. 14 GW dla jednostek modernizowanych; 5) nastąpiła poprawa efektywności ekonomicznej istniejących jednostek wytwórczych, czyli w zasadzie osiągnięto ten cel, dla którego rynek mocy został powołany – oprócz bezpieczeństwa energetycznego; 6) rynek mocy wsparł obniżenie emisji energetyki zawodowej i znaczący rozwój OZE, bo należy pamiętać, rynek mocy jest korelatem zmian na rynku energii i powstawania dużo większej mocy o zmiennej charakterystyce pracy.

W konsekwencji powyższego bardzo intensywnie zastanawiamy się nad kontynuowaniem rynku mocy po 2030 r. Należy podkreślić, że kiedy w roku 2015 pojawiały się pierwsze koncepcje wprowadzenia płatności mocowych czy to w postaci rynków mocy zdecentralizowanych, rynków mocy zcentralizowanych, czy innych form płatności za moc, w Polsce de facto funkcjonowały mechanizmy, które historycznie już można byłoby zakwalifikować jako mechanizmy spełniające wymagania czy przesłanki płatności mocowych, takie jak IRZ czy ORM.

W międzyczasie rynek mocy z narzędzia o wyjątkowym charakterze stał się po prostu mechanizmem na stałe obecnym na europejskich rynkach energii, tak jest teraz postrzegany, i to jest zjawisko pozytywne. Polska od zawsze była zwolenniczką wprowadzenia tego mechanizmu, a z drugiej strony jego praktyczne stosowanie pokazało, że rynki mocy dają bezpieczeństwo energetyczne. Dzisiaj przeprowadzenie notyfikacji rynku mocy jest dużo łatwiejsze. Pewne unijne instrumenty, które nie funkcjonowały, kiedy Polska przeprowadzała notyfikację, dzisiaj umożliwiają łatwiejsze wprowadzanie rynku mocy i stają się one istotnym elementem kształtowania rynków energii w przyszłości.

Nie chciałbym zbyt mocno wybiegać do przodu, ale jestem przekonany i wiem, że wiele osób, które znajdują się w tej sali, podziela ten pogląd, że rozwiązaniem może okazać się doelowo wprowadzenie modelu rynku dwutowarowego i likwidacja modelu rynków mocy jako modelu pomocowego. Dyskusje na ten temat toczą się w Brukseli na różnych forach. Na razie jednak mamy taką sytuację, że co prawda w uproszczonej procedurze, a jednak rynek mocy cały czas stanowi pomoc publiczną, więc w sytuacji, w której chcielibyśmy kontynuować rynek mocy po 2030 r., musimy go notyfikować, uzyskać zgodę Komisji Europejskiej na jego wprowadzenie oraz wprowadzić odpowiednie zmiany legislacyjne, tak aby w 2026 r. można było przeprowadzić aukcje na czwartą dekadę. Tak to wygląda w tej chwili.

Istotne jest to, że planujemy – pomysł jest już gotowy i omawiamy go z Komisją Europejską – zbudować taki model, który jednocześnie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, pozwoli na możliwie najbardziej pragmatyczne i elastyczne podejście do funkcjonowania rynku energii, także po to, żeby nie generować niepotrzebnych kosztów po stronie szeroko rozumianego rynku energii.

Trzy podstawowe elementy, o których rozmawiamy, to jest, po pierwsze, kontynuacja modelu rynku mocy w takim kształcie, jaki ma dzisiaj, czyli w ramach aukcji, które są przeprowadzane i w których jednostki wytwórcze mogą brać udział, ale z takim zastrzeżeniem, że drugim elementem, działającym równolegle, byłyby niezależnie przeprowadzane aukcje na elastyczność. Dzisiaj sytuacja jest taka, że zgodnie z decyzją i wytycznymi Komisji te aukcje są przeprowadzane jednocześnie, czyli dla obu typów źródeł. My jesteśmy przekonani, że takie rozwiązanie nie jest optymalne. Zmiana wymaga oczywiście dosyć intensywnych rozmów z Komisją Europejską, która uważa, że wszystko powinno się odbywać w ramach jednej aukcji. My natomiast mamy argumenty, sądzę, że całkiem dobre, za tym, żeby to rozdzielić. Przede wszystkim dlatego, że z perspektywy spełniania pewnych standardów i celów rynku mocy charakterystyka generacji jest zupełnie inna niż charakterystyka elastyczności, czyli takich źródeł jak DSR czy magazyny.

Trzecim istotnym elementem, który odpowiada w pewien sposób na wyzwania lat 2029 i 2030 oraz następnych, jest mechanizm o dosyć ograniczonych, jak zakładamy, poziomach kontraktowania mocy. To jest po prostu klasyczna aukcja na generację, ale połączona jednocześnie z możliwymi dopłatami do istniejących bloków węglowych. Na to rozwiązanie patrzemy także jak na element transformacji. Generalnie chodzi o to, żeby oczywiście budować nowe bloki, ale w sytuacji, w której wystarczalność generacji na lata 2029–2030 będzie w jakiś sposób

zagrożona, móc utrzymać stare bloki, oczywiście do nich dopłacając. To zapewniałoby nam transformację po minimalnych kosztach dla systemu oraz jednocześnie gwarantowało bezpieczeństwo energetyczne.

Tak wyglądają trzy główne pomysły, nad którymi aktualnie się zastanawiamy. Sądzę, że to wystarczy tytułem wprowadzenia do rozmowy o tym, w którym miejscu obecnie jesteśmy i co planujemy na przyszłość. Na tym skończę, panie przewodniczący, a o przedstawienie szczegółowych danych poproszę operatora, oczywiście jeżeli nie ma pan innego pomysłu na dalsze procedowanie. Ja jestem naturalnie gotowy, żeby podać państwu więcej i odpowiedzieć na ewentualne pytania.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie ministrze. Zgadzam się na pańską propozycję, taki był też mój zamiar.

Bardzo proszę pana prezesa Grzegorza Onichimowskiego o przedstawienie prezentacji.

Prezes zarządu Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA Grzegorz Onichimowski:

Dzień dobry państwu.

Zacznę od kilku ogólnych zdań tytułem wstępu. Pan minister już dużo powiedział, dlatego ja chciałbym tylko dodać, że jesteśmy świadkami bardzo szybkich zmian technologicznych w sektorze, tak szybkich, że zawsze będziemy niestety częściowo walczyć w wojnie, która już była. Dlatego trzeba robić wszystko, żeby koszty osierocone, koszty, które dzisiaj ponosimy, a których nie uda się odzyskać z mechanizmów rynkowych, były jak najniższe. I to jest oczywiście komentarz do wszystkiego, w szczególności na przykład do tego, jak budowaliśmy czy raczej jak projektowaliśmy naszą flotę wytwórczą na początku XXI w. Zaprojektowaliśmy wtedy szereg bardzo dużych bloków węglowych, stawiając głównie na ich efektywność. To były bloki w parametrach nadkrytycznych o bardzo dużych rozmiarach. Po kilkunastu latach okazało się, że to, jakie one mają parametry, jest kompletnie bez znaczenia, ponieważ one prawie nigdy nie działają z pełnym obciążeniem, więc nie osiągają zakładanych parametrów. Pewnie koledzy z firm wytwórczych więcej na ten temat mogą powiedzieć, ale zwykle jest im łatwiej obciążać starsze jednostki, bo one mają większą elastyczność i po prostu mniejsze moce. Dlatego musimy zrobić wszystko, żeby nie popełnić podobnych błędów w przypadku tego mechanizmu, który dzisiaj planujemy.

Pewnie z niewielkim błędem można powiedzieć, że patrząc przede wszystkim na tempo, w jakim rozwijają się systemy magazynowania energii, prawdopodobnie w układzie odnawialne źródła energii plus magazyny, który stworzy system, zabraknie nam pokrycia zapotrzebowania na energię, ale także i innych parametrów energii elektrycznej, które nam są potrzebne. A jeśli chodzi o zapotrzebowania na energię czynną, to w zasadzie braki wystąpią wyłącznie w okresach tzw. *dunkelflaute*, czyli kiedy nie wieje wiatr i nie świeci słońce, ale takich sytuacji jest stosunkowo niewiele. Musimy się zatem liczyć z tym, że naprawdę duża część jednostek wytwórczych, które dzisiaj są nam niezbędne, żeby zapewnić margines bezpieczeństwa dla systemu, będzie pracowała stosunkowo krótko i w związku z tym w zasadzie niemożliwe będzie odzyskanie poniesionych nakładów inwestycyjnych wyłącznie z pracy tych jednostek na rynku energii.

To jest oczywiście konstatacja nie tylko dla Polski, lecz także dla całej Europy. Powoduje to, że przedstawiciele krajów, którzy jeszcze niedawno nam mówili, że dwutowarowy rynek czy mechanizmy mocowe to jest jakiś nasz dziwny wymysł i oni nigdy w życiu w tym kierunku nie pójdą, teraz poważnie o tym myślą. Niemcy są tutaj najlepszym przykładem. Robią już bowiem kolejną przymiarke do wprowadzenia mechanizmu obejmującego kilkadziesiąt gigawatów mocy gazowych. Trzeba wyraźnie powiedzieć, że taki system, mimo że paliwa kopalne drożeją i że mogą nas uzależnić od krajów, od których z pewnością nie chcielibyśmy stać się zależni, na pewno jest bardziej efektywny ekonomicznie i bardziej bezpieczny niż system, który opiera się wyłącznie czy w zasadniczej mierze na paliwach kopalnych. Łatwo to sprawdzić, patrząc na ceny.

Z drugiej strony są pewne parametry, o których już dzisiaj rozmawiamy, choć ta uwaga odnosi się bardziej do przyszłości niż aktualnego rynku mocy – parametry, ważne na przyszłość, ale już teraz trzeba o nich dyskutować z Komisją Europejską. Nie chodzi bowiem tylko o moc danej jednostki. Istotne są wszystkie parametry, które pozwolą nam budować to, co jest najszybsze i najtańsze, a nie to, co jest bardzo skomplikowane i trudne do realizacji. Spójrzmy na przykład na energetykę odnawialną. Dzisiaj możemy się spodziewać bardzo dużej liczby budowanych magazynów energii i być może *capacity factor*, czyli wskaźnik wykorzystania dla

źródeł odnawialnych będzie miał mniejsze znaczenie, natomiast wzrośnie znaczenie odległości od miejsca, gdzie się tę energię konsumuje, wzrośnie znaczenie prawidłowego działania tych systemów w sieci oraz w tzw. hybrydzie czy w jakimś układzie z magazynami energii, nawet jeśli one są bardzo rozproszone na poziomie chociażby prosumenta, to żeby w jakiś sposób były jednak spięte z systemem i kontrolowane przez operatora. Jego główną rolą będzie zapewnienie bezpieczeństwa i stałej częstotliwości w systemie, natomiast trochę mniejsza będzie już nasza rola, jeśli chodzi o wolumeny przesyłanej energii.

Teraz przechodzę już do przedstawienia konkretnych informacji. Część z tych podstawowych informacji jest już państwu znana. Cel mechanizmu mocowego to oczywiście zapewnienie wystarczalności generacji. Uczestnicy rynku to jednostki wytwórcze oraz jednostki redukcji zapotrzebowania. Oczywiście oprócz jednostek wytwórczych i jednostek redukcji zapotrzebowania pojawiły się w ostatnich latach magazyny energii, pan minister już o tym mówił, ich rola jest nieco inna. Obserwując rozwój przemysłu magazynowania energii i to, jak się rozwijają inne usługi zapewniane przez magazyny energii, można powiedzieć, że funkcjonowanie magazynów energii i jednostek wytwórczych na tym samym rynku stało się ekstremalnie trudne. Produktem rynku mocy jest naturalnie zapewnienie gotowości do dostawy mocy i jej realizacja w okresach przywołania. Jeśli chodzi o finansowanie, to opłata mocowa dla gospodarstw domowych jest zryczałtowana, a dla pozostałych – zależna od zużycia energii w godzinach szczytowych. W tym miejscu chciałbym zwrócić uwagę, że część odbiorców, tych pozostałych, również otrzymuje ulgę, jeśli chodzi o opłatę mocową, i głównie są to odbiorcy energochłonni.

11 grudnia 2025 r. odbędzie się ostatnia aukcja w ramach mechanizmu na 2030 r., przy czym tu należy zrobić zastrzeżenie, że być może to jednak nie będzie ostatnia akcja, tylko przedostatnia, ponieważ, jak państwo wiecie, Sejm przyjął rozwiązanie ustawowe w tym obszarze, pojawiły się tzw. aukcje dogrywkowe, co było związane z kłopotem kontraktowania razem magazynów i generacji. Dlatego być może taka aukcja dogrywkowa dla 2030 r. będzie niezbędna, ale to będziemy w stanie ocenić dopiero po wynikach aukcji grudniowej. Wtedy będziemy wiedzieć, czy zapewnimy wystarczalność bądź będziemy blisko tej wystarczalności oraz poznamy pewnie wyniki negocjacji, jeśli chodzi o mechanizm dekarbonizacyjny. Na pewno będzie drożej, w sensie opłat, jeśli będziemy chcieli skoncentrować wszystkie inwestycje w bardzo krótkim czasie. Wówczas płatności będą niewątpliwie wyższe, szczególnie że dzisiaj jest bardzo duże zapotrzebowanie na nowe jednostki mocy i wiadomo, że trudno jest realizować inwestycje w tak dużym tempie.

W ramach całego rynku mocy do tej pory zakontraktowano ok. 10 GW nowych jednostek wytwórczych, 6 GW magazynów energii elektrycznej, 16,5 GW modernizowanych jednostek wytwórczych oraz rokrocznie od 600 MW do 1700 kW jednostek DSR.

Jeżeli chodzi o aukcje, to nie będę państwu, że tak powiem, opowiadał o obrazkach. Wszystko jest na tych wykresach, możecie sobie państwo to znaleźć. Warto może tylko powiedzieć, że mechanizm, o którym mówił pan minister, czyli derogacja dotycząca bloków węglowych na lata 2026–2028 została tak skonstruowana, że to są aukcje roczne. Czyli mamy oddzielnie aukcję i ta została już przeprowadzona na 2026 r., a pozostały nam aukcje na rok 2027 i 2028. Stąd poziomy mocy zakontraktowane dla roku 2026 są znakomicie wyższe niż dla następnych lat, ale to oczywiście nie oznacza, że nie chcemy kontraktować na następne lata. Też będziemy chcieli to zrobić, tylko oczywiście ilości będą mniejsze, bo naturalną kolejną rzeczą chcemy zastąpić te dokontraktowywane moce węglowe. Jeśli w międzyczasie będą oddane inne moce, w szczególności gazowe, to kontraktowane moce węglowe będą niższe. Takie jest zresztą nasze zobowiązanie w ramach oceny wystarczalności zasobów wytwórczych.

Jak państwo widziecie, na następnym slajdzie pojawiają się nowe technologie. Przede wszystkim należy zwrócić uwagę na magazyny energii, przy czym są to oczywiście magazyny wielkoskalowe. My nie kontraktujemy magazynów rozproszonych prosumentów czy małych odbiorców, a można zaryzykować stwierdzenie, że właśnie te magazyny w najbliższych latach będą prawdopodobnie bardzo się rozwijać, tak ja miało to miejsce pięć–sześć lat temu w przypadku fotowoltaiki. Przewidujemy, że czeka nas okres niezwykle burzliwego rozwoju magazynów rozproszonych, tych u prosumentów, u klientów, bo w ten sposób klienci czy prosumenci energii elektrycznej będą mogli znakomicie zwiększać udział zużycia własnego i mniej energii wysyłać do sieci. Oczywiście też jesteśmy tym bardzo zainteresowani, jak również jesteśmy zainteresowani systemami kontroli tych rozproszonych zasobów. Jednak w rynku mocy ich nie ma, tutaj pojawiają się tylko duże magazyny energii.

Kolejny slajd pokazuje obowiązki mocowe DSR. To jest mechanizm interwencyjny. Mamy zakontraktowaną pewną ilość tego mechanizmu. Sądzymy, że wszystkie DSR zostaną podciągnięte pod mechanizm elastyczności, o którym mówiliśmy. On będzie nieco prostszy niż DSR, który jest realizowany dzisiaj. Czy on będzie dokonywany poprzez magazyny energii ulokowane u odbiorców, czy w jakiś inny sposób, to już będzie mniej istotne.

Przy kolejnym slajdzie pozwolę sobie na krótki komentarz. Slajd pokazuje obowiązki mocowe zagraniczne. W ramach negocjacji, przed oficjalnym wejściem rynku mocy, to był jeden z warunków, który został nam postawiony, czyli możliwość kontraktowania się przez wytwórców zagranicznych na naszym rynku mocy. Ta możliwość, trzeba to powiedzieć szczerze, jest z naszego punktu widzenia fikcyjnym obowiązkiem, ponieważ on nie jest wykonywany, po prostu on nie może być wykonywany. Owszem, być może w okresach przywołania te jednostki pracują, tylko my nie otrzymujemy energii z tych jednostek, ponieważ to, czy ją otrzymujemy, czy nie otrzymujemy, zależy od gradientu cen, czyli od układu tzw. *market cap*, i tylko wtedy, jeśli w Polsce jest najdroższa energia. Wtedy rzeczywiście ją otrzymujemy, ale te dwa zdarzenia są ze sobą zupełnie niepowiązane i w związku z tym nie można mówić, że w jakikolwiek sposób ten mechanizm jest wykorzystany.

Możemy państwu zdradzić, że w ramach prowadzonych rozmów zastanawiamy się nad tym, czy rzeczywiście nie można byłoby trochę wykorzystać bardzo dużego przywiązania Komisji Europejskiej do regionalnego rynku energii w taki sposób, że skoro ma to być obowiązek regionalny czy europejski, to również finansowanie tego bezpieczeństwa energetycznego powinno się odbywać na szczeblu regionalnym bądź europejskim. Jeśli mówi się A, to dobrze byłoby także powiedzieć B. Na razie to wygląda tak, jak wygląda, i w zasadzie użyteczność tych kontraktów z punktu widzenia bezpieczeństwa polskiego systemu jest żadna.

Jeśli chodzi o koszty rynku mocy, to skumulowany koszt wyniósł prawie 140 mld zł. Patrząc na slajd, proszę się nie sugerować tym, że koszt spada w latach 2027–2028. Dzieje się tak, ponieważ nie było jeszcze aukcji uzupełniających na te dwa lata. Po aukcjach koszt prawdopodobnie będzie podobny do kosztu w roku poprzedzającym te lata i następującym po nich. Koszt rynku mocy na najbliższe lata jest rzeczywiście wysoki i on przełoży się na rachunki. Należy się zastanowić, co w związku z tym trzeba zrobić. O paru pomysłach już powiedziałem, m.in. o tym ewentualnym mechanizmie europejskim, ale jest też parę naszych własnych pomysłów w tym zakresie. Być może trzeba będzie stworzyć pewien mechanizm, oczywiście musiałoby to zostać wcześniej notyfikowane w Komisji Europejskiej, w którym część tych środków będzie przekładana na rachunek odbiorców końcowych, bo te kwoty mogą być rzeczywiście bardzo wysokie, biorąc pod uwagę te wyłączenia, o których powiedziałem wcześniej.

Następny slajd pokazuje koszty rynku mocy w podziale na typy jednostek. Widać wyraźnie, że w latach późniejszych są to same nowe jednostki. Nic dziwnego, bo de facto zmieniamy całą naszą flotę wytwórczą, jeśli chodzi o jednostki dyspozycyjne. Jeżeli natomiast chodzi o istniejące jednostki, to pewna ich część, niewielka, utrzyma się do 2035 r. O ile pamiętam, to jest pięć istniejących bloków węglowych: jeden blok na węgiel brunatny w Turowie, a reszta to cztery duże bloki na węgiel kamienny. Być może to zostanie uzupełnione w ramach mechanizmu dekarbonizacyjnego, o którym mówił pan minister, ale z naszych obliczeń wynika, zwłaszcza jeśli weźmie się pod uwagę fakt, o którym nie należy zapominać, tzn. że mamy do czynienia także z dużym sektorem ciepłownictwa sieciowego i elektrociepłowni, to wszystko wskazuje na to, że zakres tego mechanizmu, czyli liczba bloków węglowych, które mielibyśmy ewentualnie zgłaszać do tego rodzaju mechanizmu, stosując unijną metodologię wystarczalności, będzie prawdopodobnie niewielka. Część firm czy stowarzyszeń mówi wprawdzie o tym, że to będzie duża rezerwa strategiczna, ale nic nie wskazuje na to, żeby to były duże ilości.

I jeszcze koszty rynku mocy w podziale na technologie. Oczywiście gaz i magazyny energii stają się dominujące. Jak powiedziałem, nie widzimy niebezpieczeństwa, że gaz może nas silnie uzależnić od importu z zagranicy, bo jeśli przełożymy to później na wykonanie, czyli ile energii będziemy produkować z tych jednostek, to czeka nas rzeczywiście niewielki wzrost zapotrzebowania. On będzie dużo wyższy w najbliższych latach, ale potem będzie mocno spadał w latach 30.

Jeśli państwo będziecie zainteresowani szczegółami, to siedzący obok mnie pan dyrektor Duk może więcej powiedzieć na ten temat, bo to on dowodzi zespołem analitycznym, który przygotowuje analizy wystarczalności na najbliższe lata. Pan dyrektor może powiedzieć więcej na temat tego, jaka jest dodatkowa skala tego zjawiska poza tym, co jest dzisiaj zakontraktowane,

i tym, czego oczekujemy, że zostanie zakontraktowane w ramach nowego mechanizmu na lata po roku 2030. Niezbędną rzeczą jest zachowanie odpowiedniego marginesu wystarczalności mocy wytwórczej.

Czysto informacyjnie pokażę państwu jeszcze, jakie nowe jednostki w poszczególnych latach były kontraktowane na rynku mocy. Widać, że znaczna część dużych bloków węglowych, o których wspominałem, znalazła się w tym mechanizmie. Mimo że budowę tych bloków rozpoczęto wcześniej, to one znalazły się w tym mechanizmie w pierwszych latach. Później pojawia się już coraz więcej jednostek gazowych, a właściwie od 2024 r. to są wyłącznie jednostki gazowe, przy czym to są bardzo różne jednostki – od bardzo dużych do całkiem niewielkich. Szczególnie na ostatnich aukcjach w coraz większym stopniu pojawiały się małe jednostki w cyklu prostym, takie typowe, jak my je nazywamy, „peakery”, czyli jednostki szczytowe, których wykorzystanie jest zaprojektowane na bardzo wybrane godziny i dni w ciągu roku.

Ciekawą rzeczą jest potrzeba rozdzielenia rynku elastyczności i rynku mocy. Pomimo że przy pomocy pewnych parametrów na rynku mocy próbowaliśmy uczynić atrakcyjnym zarówno inwestowanie w jednostki wytwórcze, jak i magazyny, to w zasadzie nie ma możliwości występowania tego tak, żeby funkcjonowało i jedno, i drugie. Albo aukcje wygrywają wyłącznie magazyny, albo aukcje wygrywają wyłącznie jednostki wytwórcze. Dlatego potem, kiedy główna aukcja na 2029 r. przyniosła taki wynik, że w zasadzie wygrały wyłącznie magazyny, musieliśmy wspólnie z ówczesnym Ministerstwem Klimatu i Środowiska oraz Biurem Pełnomocnika wymyślić sposób na uzupełnienie deficytu i tym uzupełnieniem była aukcja dodatkowa, która jest pokazana na naszym ostatnim slajdzie. W ramach tego rzeczywiście zostały zakontraktowane moce, które, jak nam się wydaje, ostatecznie zgasiły czerwone, ostrzegawcze światło informujące, że może nam zabraknąć mocy dyspozycyjnych w tej dekadzie. Teraz jesteśmy już raczej spokojni, że jeśli te jednostki zostaną ukończone na czas, to deficyt mocy dyspozycyjnych nam nie grozi. Odbywa się to wszystko oczywiście sporym kosztem, jak państwo widzieliście. Inwestujemy bardzo dużo w tego rodzaju jednostki, ale tak czynimy dziś nie tylko my, tak z różnych powodów robi pół świata albo nawet więcej niż pół – bardzo intensywnie inwestuje w tego rodzaju jednostki.

Mieliśmy dwa zdarzenia, kiedy nastąpił tzw. okres przywołania na rynku mocy. W każdym z tych dni mieliśmy do czynienia ze sporą nadwyżką wykonania obowiązku mocowego, a zatem wydaje się, że z tego punktu widzenia... To znaczy, nie wydaje się, tylko tamte przypadki udowadniają, że z tego punktu widzenia mechanizm okazał się efektywny. Na razie nie ma planów, żeby coś w nim zmieniać, co do zasady.

Podział rynku mocy na trzy nowe obszary. O tym mówił już pan minister, ja też chwilę temu już wspominałem. Tradycyjny obszar rynku mocy zacznie się od 2031 r., obecny rynek kończy się w 2030 r. – aukcja w grudniu tego roku. Dalej mamy mechanizm elastyczności, który chcielibyśmy uruchomić przede wszystkim w obszarze DSR, ale częściowo być może także w obszarze magazynów energii od 2027 r. I wreszcie ten mechanizm przejściowy, utrzymanie mocy węglowych, i tutaj krytyczne wydają się dwa lata: 2029 r. i 2030 r., bo jak zobaczymy, że dzisiejszy mechanizm wygasa w roku 2028 r., a powiedzmy, że mamy już w miarę wystarczającą ilość mocy zakontraktowaną na lata 2029–2030, to te dwa lata stają się krytyczne z punktu widzenia możliwości pokrycia ewentualnego deficytu. Przede wszystkim, jeśli chodzi o te lata, będzie trzeba zapewnić wystarczalność poprzez mechanizm dekarbonizacyjny, a od tego roku 2031, 2032 należy wpisać obowiązek dla tych, którzy otrzymają przywilej bycia finansowanymi w tych latach... Po prostu oni będą musieli w latach 2031–2032 dostarczyć zastępstwo za te bloki, które będą wówczas utrzymywane.

O mechanizmie transformacyjnym była już mowa. On jest chyba tutaj najciekawszy. W jego przypadku chodziłoby o to, żeby firmy – nie będziemy tego odnosić do poszczególnych bloków, tylko po prostu do firm, które zapewnią nam inwestycje w nowe moce – mogły utrzymać, przynajmniej taka jest koncepcja, zobaczymy, czy ona uzyska zgodę Komisji Europejskiej, żebyśmy łączyli megawat za megawatem, czyli to ma polegać na tym, iż jednostka wysokoemisyjna dostanie pewne wsparcie w określonym czasie, w którym będzie realizowana inwestycja w jednostkę niskoemisyjną. To byłoby oczywiście związane ze zobowiązaniem trwałego wycofania z rynku aktywów po osiągnięciu celu wystarczalności generacji. Prawdopodobnie zgłaszane byłyby te jednostki, których chociażby stan techniczny wskazuje na to, że ich czas życia w zasadzie już się kończy. Szczерze mówiąc, dotyczy to większości bloków węglowych poza tymi, które i tak mają zapewnione wsparcie dla rynku mocy do 2035 r.

Dziękuję, a jeśli macie państwo jakieś pytania, zwłaszcza szczegółowe, to jesteśmy tutaj we troje do dyspozycji i możemy o tych szczegółach mówić. Tak jak pan minister wspomniał, jeśli chodzi o przyszłe mechanizmy, to sprawa jest obciążona jeszcze niepewnością związaną z koniecznością notyfikacji tych rozwiązań w Komisji Europejskiej, ale jesteśmy dobrej myśli, bo tempo, w którym realizujemy tę transformację, jest dzisiaj tak wysokie, że sądzę, iż Komisja musi uwzględnić realia, które są takie, jakie są. Wspomniałem też, że na te jednostki jest bardzo wysoki popyt, globalnie, co powoduje, że niezależnie od tego, ile byśmy na to przeznaczyli środków, nie wszystko da się zrobić naraz.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie prezesie.

Szanowni państwo, teraz rozpoczniemy dyskusję. Najpierw panowie posłowie, później goście, bo chcielibyśmy również podyskutować z branżą i w ramach branży.

Panie prezesie, usłyszeliśmy od pana wieść, która jest dosyć pozytywna. Do tej pory płynęły alarmistyczne sygnały ze strony PSE, że zabraknie nam mocy po roku 2030. Rozumiem, że mamy zabezpieczoną dekadę lat 20. Czy może pan mówi też o dekadzie lat 30.? To jest pierwsze pytanie.

Drugie pytanie. Czy mamy kolejkę chętnych do kolejnych inwestycji gazowych? Bo jeśli myślimy o tym, żeby zainwestować po roku 2030 – rozumiem, że aukcje po 2029 r. odbyłyby się wcześniej – to czy faktycznie jest kolejka chętnych, zwłaszcza że, jak widzimy, w tych aukcjach, które teraz są, cena jest minimalna, żeby nam się zwrócił CAPEX.

I trzecie pytanie. Jakie jednostki węglowe są zakontraktowane, do którego roku, z tych najnowocześniejszych, ale też i z tych starszych? Czyli co z Turowem i Bełchatowem? One w ogóle chyba wypadają z rynku mocy. Może jest Jaworzno? To z mojej strony tyle.

Proszę bardzo, kto z panów posłów chce zabrać głos?

Proszę, pan poseł Ireneusz Zyska.

Poseł Ireneusz Zyska (PiS):

Dzień dobry państwu, bardzo dziękuję za wystąpienie pana ministra oraz za prezentację Polskich Sieci Elektroenergetycznych panu prezesowi Onichimowskiemu. Panie ministrze, ok. dwóch tygodni temu w wywiadzie dla dziennikarza „Wysokiego napięcia” stwierdził pan, że dla bloków węglowych po 2028 r. nie wchodzi już w grę kolejna derogacja w zakresie wydłużenia rynku mocy. Po pana wystąpieniu i prezentacji PSE jest jednak nadzieja, że to mogłoby zostać wydłużone. W związku z tym chcę poprosić o wyjaśnienie tej kwestii. Zwracam uwagę, że jako posłowie jesteśmy nie tylko od tego, aby odpytywać państwa, co zostało zrobione i na jakim etapie procesu jesteśmy, ale również bardzo kibicujemy waszym działaniom i jesteśmy w te działania zaangażowani od strony stanowienia prawa, żeby przeprowadzana transformacja była jak najlepsza oraz – i to jest sprawa kluczowa – aby wprowadzane zmiany nie spowodowały nadmiernego wzrostu cen energii i żeby transformacja nie dokonała się kosztem społeczeństwa oraz sektora energetycznego.

Mam także pytanie do prezesa PSE. To, co widzieliśmy w prezentacji, to na razie jest tylko pewnego rodzaju symulacja. Musimy jeszcze uzyskać notyfikację w Komisji Europejskiej. Widzimy, że jest zainteresowanie w zakresie kolejnych aukcji na rynku mocy potencjalnych projektów gazowych. W swojej prezentacji pan prezes szczególnie akcentował lata 2029–2030. Czy może pan w tej chwili powiedzieć z pełną odpowiedzialnością, że jeśli chodzi o tę lukę mocową, o której rozmawiamy od wielu lat, a szczególnie w ostatnim okresie, to możemy już uspokoić opinię publiczną i wiarygodnie stwierdzić, że bez większych kłopotów dojdziemy do momentu, kiedy będziemy całkowicie pewni, że wejdą mechanizmy elastyczności?

Moje trzecie pytanie też dotyczy tego, w jaki sposób chcecie państwo przejść z modelu rynku mocy na powszechne stosowanie mechanizmu elastyczności, żeby zabezpieczyć dostawy energii w sytuacji, kiedy będzie coraz większy przyrost źródeł OZE. Jak państwo doskonale wiecie, uruchomienie morskich farm wiatrowych na Bałtyku wygeneruje w pierwszej fazie cały szereg problemów sieciowych. Jak macie zamiar sobie z tym poradzić? Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Pan poseł Stanisław Lamczyk, bardzo proszę.

Poseł Stanisław Lamczyk (KO):

Dziękuję, panie przewodniczący.

Rzeczywiście wszystkie plusy zostały przez panów przedstawione, pan prezes odniósł się także do kwestii kosztów osieroconych, ale moim zdaniem należy wziąć pod uwagę również słabości, które można znaleźć w tym systemie. Raport Najwyższej Izby Kontroli wskazywał chociażby, że rynek mocy nie stanowi wystarczającej zachęty ekonomicznej do budowy nowych, dużych jednostek węglowych czy gazowych, co ogranicza tempo niezbędnej modernizacji. Problemem jest stan struktury technologicznej, rosnący udział OZE, liczba magazynów energii, elastyczność usług, DSR, niedopasowanie wskaźników dyspozycyjności i sposobu rozliczenia. To jest jakby jedna sprawa.

Dalej mamy to, o czym panowie wspominaliście, o czym mówił także mój przedmówca, a mianowicie ryzyko luki inwestycyjnej. Trzeba sobie powiedzieć, że te 10 GW, o których rozmawiamy, czyli te tzw. dwusetki, to jest jedna trzecia mocy, ale prawdopodobnie nie będą mogły uczestniczyć w produkcji energii dłużej niż do 2028 r. Czyli zostają turbiny gazowe i te tzw. „peakery”, które są tańsze, ale w gazie też będą ograniczenia, bo to jest jednak paliwo kopalne, które de facto jest tylko sprawą przejściową. To oznacza, że tu również pojawią się koszty osierocone. Ile czasu będziemy wykorzystywać turbiny gazowe?

Jeśli popatrzymy, jak te sprawy wyglądają w krajach europejskich, to się okaże, że mamy system podobny do systemu Wielkiej Brytanii, oparty na scentralizowanych aukcjach. Z kolei Francja ma tzw. certyfikaty mocy i jej system okazuje się tańszy i bardziej efektywny. Niemcy mają natomiast strategiczne rezerwy, a Hiszpania stosuje płatność za dostawę. Modele dojścia do celu są więc różne, ale oczywiście to bardzo dobrze, że widzicie państwo te koszty osierocone, bo – jak powiedziałem – gaz to paliwo przejściowe.

Chciałbym się także dowiedzieć, jak mamy zamiar poradzić sobie z oddolnym przyrostem OZE, z architekturą sieci niskich i średnich napięć? Od tego bowiem w dużym stopniu zależy, ile trzeba będzie mieć rezerwy mocy. Wydaje mi się, że dużą rolę odegrają w tym kontekście wszelkiego rodzaju innowacje. Warto zauważyć, że te innowacje praktycznie są już wszędzie i są coraz bardziej odważnie wdrażane. Czy w tym zakresie ministerstwo i PSE ze sobą współpracują? Z wypowiedzi pana prezesa wynika, że innowacje są brane pod uwagę przez PSE, i z tego należy się tylko cieszyć. Oczywiście trzeba też mieć na względzie OZE, ale w sposób zróżnicowany, żeby odpowiednio kształtować architekturę sieci i ją w pożądanym sposób oddolnie zmieniać. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie pośle.

Ja mam jeszcze pytanie do pana ministra. Wiemy, że pan minister praktycznie nie opuszcza Brukseli – dziękujemy, że jest pan dzisiaj z nami – i że prowadzi tam bardzo aktywny dialog na temat procesu notyfikacji po 2030 r. Jakie pan widzi zagrożenia w tym obszarze? Czy one są, czy ich nie ma? Czy są inne kraje, które myślą w podobny sposób jak my? Czy budżet na 2027 r., który zakłada wycofanie się z Funduszu Modernizacyjnego czy z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji – teraz ma być jeden worek środków przekazywanych poszczególnym państwom – spowoduje, że będziemy mieli większą możliwość skorzystania z pomocy publicznej, jeśli nie będą to już fundusze celowane, czy też wręcz przeciwnie, tzn. brak tych funduszy celowanych zmniejszy szansę na pomoc publiczną?

Proszę pana ministra i pana prezesa o udzielenie odpowiedzi, po czym przejdziemy do dyskusji z udziałem naszych gości.

Sekretarz stanu w ME, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej Wojciech Wrochna:

Z uwagi na zapowiadzaną dyskusję postaram się odpowiadać w miarę krótko. Wypowiedź dotycząca braku możliwości zastosowania derogacji po 2028 r. dotyczyła braku możliwości zmiany rozporządzenia w taki sposób, żeby obowiązująca dzisiaj derogacja czy raczej możliwość derogacji, bo to jest tylko opcja, która została dana państwom członkowskim, mogła być zastosowana po 2029 r. Brak możliwości derogacji wynika z rozmów, które zostały przeprowadzone poziomie Komisji Europejskiej. Trzeba pamiętać, że Komisja Europejska jest jedyną instytucją, która posiada inicjatywę ustawodawczą, w związku z tym zmiana rozporządzenia i dodatkowa derogacja wymagałaby inicjatywy ustawodawczej Komisji Europejskiej i trzeba byłoby oczywiście dla tej derogacji znaleźć odpowiednie poparcie i w Parlamencie Europejskim, i w Radzie UE, a już ten pierwszy krok jest bardzo trudny do zrobienia, ponieważ Komisja Europejska stoi

na stanowisku, że derogacja na lata 2025–2028 jest wyjątkowa i została udzielona w związku z nadzwyczajną sytuacją, która zaistniała na rynkach energii.

Szanowni państwo, to o czym dzisiaj rozmawiamy, czyli tak naprawdę możliwość zapłaty jakiegoś wynagrodzenia źródłom wysokoemisyjnym po roku 2028, jest pewną – staram się znaleźć precyzyjne określenie – próbą znalezienia rozwiązania, które, pozostając w bliskiej zgodności z rozporządzeniem, da szansę na to, żeby trochę dłużej utrzymać pracę jednostek węglowych. Liczymy na to, że pomoże nam w tym pewien obiektywny element, ponieważ tak naprawdę my nie chcemy nadmiernie wykorzystywać bloków węglowych, które dzisiaj nie są w stanie się utrzymać. Jesteśmy oczywiście świadomi, że transformacja energetyczna to są koszty i że te koszty ponosimy dzisiaj jako polskie państwo. Tylko na dotacje do górnictwa rząd wydaje ok. 10 mld zł rocznie, ale zdajemy sobie sprawę, chyba wszyscy, że taka sytuacja nie może się utrzymywać wiecznie. Musimy więc dokonać transformacji, ale w taki sposób, który pozwoli ludziom zatrudnionym w górnictwie uzyskać odprawy i znaleźć inną pracę. Pamiętajmy jednak, proszę państwa, że w długim terminie wytwarzanie energii z węgla kamiennego czy z węgla brunatnego nie pozwoli nam na osiągnięcie zakładanych celów, ponieważ działamy w warunkach gospodarki rynkowej, dla której prawidłowego funkcjonowania ceny energii mają kluczowe znaczenie. Z drugiej strony globalne łańcuchy dostaw wymagają dzisiaj niskoemisyjnej gospodarki.

Z perspektywy Polskich Sieci Elektroenergetycznych czy pełnomocnika rządu ds. infrastruktury energetycznej zapewnienie bezpiecznych dostaw energii po jak najniższym koszcie dla systemu jest zadaniem kluczowym. Przypominam, że zaczynaliśmy od stosunkowo niskiej opłaty mocowej, dlatego że początkowo w systemie było zdecydowanie mniej jednostek uprawnionych do wypłaty, natomiast pojawiły się nowe jednostki, jest ich więcej i wzrosły koszty systemowe. Pan prezes mówił o tym, że jest duże zapotrzebowanie na turbiny, jest zapotrzebowanie na siłę roboczą, dlatego rosną koszty budowy jednostek, a to powoduje wzrost kosztów, które trzeba spłacić w ramach rynku mocy. W konsekwencji rośnie również opłata mocowa. Cały czas musimy jednak dbać o to, żeby była ona możliwie jak najniższa.

Jak powiedziałem, widzimy szansę na to, żeby dopłaty do jednostek węglowych naprawdę się pojawiły, ale chciałbym jeszcze wspomnieć o jednej rzeczy, żeby od początku to było jasne. Szanowni państwo, to nie jest próba stworzenia jakiegoś dodatkowego mechanizmu, który pozwoli długoterminowo utrzymać jednostki węglowe. To jest natomiast wyjątkowy mechanizm, którego celem jest zabezpieczenie nam wystarczalności generacji w systemie, czyli w konsekwencji bezpieczeństwa energetycznego po jak najniższym koszcie dla systemu. Utrzymanie jednostek węglowych daje nam po prostu na to konkretną nadzieję. Pamiętajmy jednak, tu nawiążę do słów pana przewodniczącego, że w Brukseli trzeba często być i pokazywać nasze pomysły na funkcjonowanie rynku energii, żeby móc ten rynek kształtować w taki sposób, jakiego potrzebujemy i jaki jest dla nas korzystny. Uważam, że jest na to szansa, aczkolwiek to jest naprawdę potężne wyzwanie.

Odnosząc się natomiast do wypowiedzi panów posłów, chciałbym zauważyć, że musimy bardzo rozsądnie patrzeć na istniejący system. On się będzie w istotny sposób zmieniał, a koszty osierocone, które pojawiły się jako hasło opisujące to, co się dzieje, to jest także, przynajmniej na razie, pewien element systemu, z którym żyjemy. Za rynek mocy płacimy jednostkom, które są jednostkami dyspozycyjnymi i których potrzebujemy ze względu na bezpieczeństwo energetyczne. Te jednostki same nie byłyby jednak w stanie utrzymać się z rynku energii. To jest oczywiście koszt i zdajemy sobie z tego sprawę. Z drugiej strony taka sytuacja sprawia, że na rynku jest więcej źródeł o niskich czy zerowych kosztach zmiennych, co powoduje obniżenie ceny energii.

Analizy, którymi dysponuje ministerstwo, pokazują, że dzięki niskim cenom energii dla źródeł odnawialnych, które powodują obniżkę ceny energii, zwłaszcza na rynkach krótkoterminowych, nawet jeśli doliczymy koszty rynku mocy, cały czas system pozostaje bardziej konkurencyjny. Dlatego rynki mocy są coraz częściej wprowadzane.

Odniosę się w tym momencie do komentarza dotyczącego Francji. Francuzi kończą w tej chwili funkcjonowanie rynku mocy, upływa czas, na który ten rynek został przyjęty, ale już myślą o wprowadzeniu zcentralizowanego rynku mocy jako rozwiązania, które, jak pokazują ich dzisiejsze oceny, będzie skuteczniejsze i tańsze. Wiadomo, że analiza prowadzona na dużych danych jest zawsze trudna, ale to nie jest tak, szanowni państwo, że zdecentralizowany rynek mocy jest z definicji tańszy i lepszy niż rynek zcentralizowany. We Francji w warunkach rynku zdecentralizowanego występują jednocześnie bloki, które korzystają z dotacji w ramach płatności

mocowych niezależnych od zdecentralizowanego rynku mocy. Znana jest na przykład decyzja w tej sprawie dotycząca bloków w Normandii.

Padło także pytanie o Fundusz Modernizacyjny i ramy finansowe po roku 2027. Moim zdaniem jest jeszcze za wcześnie, żeby powiedzieć, jak to wszystko ostatecznie się ułoży. Polska oczywiście myśli o tym, żeby były silne koperty narodowe, gdzie my będziemy decydować o wykorzystaniu tych środków. Warto jednak zauważyć, że Unia Europejska już od dawna nie finansuje ani nie współfinansuje jakichkolwiek inwestycji dotyczących wykorzystania paliw kopalnych. Nawet do tego stopnia, że dzisiaj trudno jest sfinansować interkonektor jako infrastrukturę sieciową, która byłaby wykorzystywana w dużej mierze przez źródła gazowe. To samo dotyczy interkonektorów gazowych.

Z tej perspektywy wydaje się, że niezależnie, jak ułożą się ramy finansowe, a tego cały czas nie wiadomo, to raczej nie wpłynie na możliwość finansowania jednostek wykorzystujących paliwa kopalne, bo dzisiaj nie ma już ani takiego finansowania, ani finansowania inwestycji powiązanych. Rządowi natomiast bardzo zależy na możliwości finansowania wszystkich źródeł, które są niskoemisyjne. Ostatnio, zresztą przy istotnym wsparciu ze strony polskiego rządu, Unia Europejska przechodzi od zielonych źródeł do czystych źródeł. To widać już także w unijnych dokumentach. Naszym zdaniem w określeniu „czyste źródło energii” mieści się na przykład energetyka jądrowa. Oczywiście nie chodzi o bezpośrednie finansowanie energetyki jądrowej z funduszy unijnych, tylko o możliwość wsparcia dla inwestycji powiązanych z energetyką jądrową jako czystym źródłem energii. To jest dla nas istotne i o to będziemy zabiegać. Myślę, że źródła odnawialne będą jeszcze długo pozostawać otwarte na tego typu finansowanie z pieniędzy unijnych. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie ministrze.

Panie prezesie, proszę bardzo.

Prezes zarządu PSE SA Grzegorz Onichimowski:

Jeżeli pan przewodniczący pozwoli, to poproszę o udzielenie odpowiedzi pana dyrektora Marka Duka, a ja ewentualnie później pewne kwestie uzupełnię.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Proszę, panie dyrektorze.

Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA Marek Duk:

Szanowni państwo, odpowiadając po kolei na zadane pytania, będę posługiwał się danymi, które pokazaliśmy w naszej prezentacji. Zacznę od pytania pana przewodniczącego o bloki węglowe, które mamy finansowane. To są bloki, które zakontraktowaliśmy w roku 2021, to były te pierwsze aukcje, czas to 15 lat. Jak widać na slajdzie, z bloków węglowych mamy Jaworzno B7, Opole B5 i B6, Turów B11. Na tym slajdzie nie ma jeszcze Kozienic B11, dlatego że to była jednostka istniejąca, która miała specjalny przepis, zrobiono specjalny wyłom, ale ona też jest zakontraktowana do 2035 r. Wszystkie wymienione jednostki są obecne na rynku mocy, wszystkie wykonują swoje obowiązki mocowe. Po drobnych problemach w Jaworznie tam także obecnie nie widzimy już żadnych większych problemów. Te jednostki są i oczywiście w bilansach zakładamy, że one będą.

Przechodzą teraz płynnie do pytania o zabezpieczenie bilansowe. Ta sprawa wygląda w ten sposób, że zgodnie z analizą bezpieczeństwa dostaw, którą wykonaliśmy przy okazji krajowej oceny wystarczalności generacji w listopadzie zeszłego roku, potrzeby, które oceniamy jako związane z inwestycjami w jednostki gazowe do 2040 r., to jest od 12 GW do 15 GW. Od czasu, kiedy dokonywaliśmy tych obliczeń, zakontraktowaliśmy już 3 GW w aukcji dogrywkowej. W międzyczasie pojawiły się jednostki, które są wymienione na slajdzie. W Dolnej Odrze B9 i B10 zostały już oddane do eksploatacji i bardzo fajnie wspierają system. Mamy elektrownie, które się budują. Adamów jest delikatnie opóźniony, ale Grudziądz, Ostrołęka i Rybnik to są bloki, które się budują w zasadzie zgodnie z harmonogramem, co najwyżej z jakimiś niewielkimi przesunięciami, i one za chwilę wejdą do eksploatacji. Weszła już jednostka w Poznaniu i buduje się zestaw w Łodzi. Te elementy wchodzą do systemu niejako na bieżąco.

Mamy także oczywiście zestaw 3 GW jednostek gazowych, które zakontraktowaliśmy na rok 2029 i bardzo mocno trzymamy za nie kciuki. Widzimy natomiast problemy z dostępnością części, problemy z dostępnością ludzi, problemy z dostępnością transformatorów, linii,

z uzyskiwaniem decyzji itd. To, czego się obawiamy, i dlaczego w ogóle myślimy o mechanizmie transformacyjnym, to jest to, że jeżeli te jednostki delikatnie się opóźnią, na przykład rok czy dwa lata, to nie będzie od razu strukturalny problem, bo my widzimy, że jeżeli w tym tempie zakontraktowaliśmy 3 GW i jesteśmy w stanie kontraktować jeszcze dalej jednostki gazowe, a więc jeżeli będziemy kontraktowali rynek mocy i robili kolejne aukcje, a w każdej kolejnej aukcji kupimy 1 GW, 1,5 GW czy 2 GW, to jak najbardziej będziemy w stanie do 2040 r. zrealizować nasz plan, czyli zbudować 12–15 GW jednostek.

To, czego się obawiamy, to jest perspektywa po zakończeniu derogacji, czyli 2029 r. i 2030 r., kiedy mogą wystąpić opóźnienia w oddawaniu bloków, ale nie tylko. Widzimy także drobne opóźnienia, jeżeli chodzi o *offshore*, nie wiemy, co będzie z jego dalszymi fazami. Widzimy opóźnienia w magazynach energii, które są zakontraktowane. Mamy 6 GW magazynów energii na rynku mocy, ale kiedy rozmawiamy z inwestorami, to się okazuje, że nadal niektóre z tych magazynów są wystawione na sprzedaż i szukają inwestora. To już chyba trochę późno, bo za rok, za dwa one powinny być bardzo mocno zaawansowane, a tego niestety nie widzimy. Ryzyko, które występuje i którym, jak się wydaje, powinniśmy odpowiednio zarządzić poprzez mechanizm transformacyjny, dotyczy okresu przejściowego, aż do momentu, kiedy wszystko już mamy zaplanowane. Większość mocy mamy już zakontraktowaną, wiemy, kiedy zostanie oddana do eksploatacji.

Przechodzę teraz do odpowiedzi na pytanie, czy mamy kolejkę projektów, kolejkę wniosków. Myślę, że z dużą odpowiedzialnością mogę powiedzieć, że tak, bo przepisy o aukcji dogrywkowej, które miały dodatkowy przepis przejściowy, który pozwolił operatorom szybciej wydać warunki przyłączenia dla jednostek dyspozycyjnych, właśnie na potrzeby tej aukcji dogrywkowej, spowodowały, że nie tylko my, ale też operatorzy systemów dystrybucyjnych, wydaliśmy i uzgodniliśmy łącznie warunki przyłączania dla kilkunastu bloków. Kilka z nich zostało już zakontraktowanych, ale pozostałe cały czas są w grze. Poza tym cały czas wydajemy jeszcze warunki przyłączenia i cały czas nawet duże grupy kapitałowe składają do nas wnioski o określenie warunków przyłączenia. Mamy nadzieję że w aukcji grudniowej będziemy mieli prawdziwą konkurencję z bardzo dużą kolejką wniosków. Na to liczymy. Zainteresowani mogą obserwować nasze strony internetowe, ponieważ publikujemy tam informacje o wydanych warunkach przyłączenia. Projektów gazowych jest naprawdę sporo i to są nie tylko projekty spółek Skarbu Państwa, ale także projekty prywatne. Liczymy na udaną aukcję na 2030 r.

Jeżeli chodzi o wystarczalność generacji i źródła gazowe, to mamy oczywiście ryzyko 2029 r. i 2030 r., którym trzeba zarządzić, natomiast pytanie pana posła Lamczyka dotyczące OZE i rozwoju sieci dotknęło bardzo trudnego tematu. Jesteśmy w sytuacji, kiedy system przyłączeniowy okazał się być niefunkcjonalny. Mamy bardzo duże kolejki, bardzo dużo wydanych wniosków czy warunków przyłączenia, mamy trochę zawartych umów o przyłączenie i w zasadzie nikt nie wie, co się realnie z tego wybuduje. Dla OZE i dla magazynów energii liczba warunków przyłączenia, które zostały wydane w naszym systemie, przekracza już 210 GW, kiedy to ów system ma obecnie ok. 27 GW. Poruszamy się więc w jakiejś abstrakcji. Na takim poziomie abstrakcji my jako operatorzy bardzo mocno współpracujemy z operatorami systemów dystrybucyjnych. Staramy się odtworzyć i – że tak powiem – wywróżyć, które projekty i w jakiej ilości powstaną. Pod to planujemy sieć. Jako operatorzy jesteśmy gotowi, żeby przyjąć tych ponad 200 GW, ale mamy oczywiście świadomość, że to może powodować przeinwestowanie w sieć. My naturalnie nie przeinwestujemy, my się tylko szykujemy. Wiemy, co mamy zrobić, i inwestujemy dokładnie tyle, ile jest potrzeba, żeby na bieżąco wszystko przyłączyć.

W tym miejscu chciałbym zaapelować do panów posłów. Mamy przepisy ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, czyli projekt UC84, my go włączamy do naszego pakietu anty-blackoutowego, w ramach którego proponujemy kompleksową zmianę systemu przyłączeniowego, łącznie z wprowadzeniem systemu aukcyjnego na moce przyłączeniowe. To pomogłoby bardzo wszystkim operatorom w planowaniu sieci i w nadążaniu z transformacją energetyczną. Umożliwiłoby to optymalne planowanie działań.

Pozwolę sobie na jeszcze jeden komentarz, jeżeli chodzi w ogóle o planowanie sieci i to, jak my zarządzamy siecią. Proszę państwa, polskie sieci elektroenergetyczne, nie tylko PSE, ale także operatorów systemów dystrybucyjnych, są naprawdę na europejskim poziomie, być może nawet na światowym. Nie mamy zapóźnień technologicznych, nasze sieci są obserwowalne i sterowalne. Nie jest też prawdą to, co niektórzy mówią, że sieci są przestarzałe i dlatego nie przyjmujemy nowych klientów czy dlatego nie wydajemy wszędzie warunków przyłączenia. Tych warunków nie wydajemy ze względu na dużą ilość tzw. projektów zombie, które blokują

moc, ale operatorzy już się zgodzili na przyłączenie 210 GW, więc nie można powiedzieć, że sieci cokolwiek blokują. I może tyle z mojej strony, bardzo dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Proszę, panie prezesie.

Prezes zarządu PSE SA Grzegorz Onichimowski:

Uzupełniając wypowiedź pana dyrektora, chciałbym odnieść się do pytania o to, jak długo będzie jeszcze wykorzystywany gaz. Dzisiaj na horyzoncie nie widać żadnego rozwiązania, które dałoby nam pokrycie okresu dłuższego niż 4–8 godzin niskiej generacji odnawialnych źródeł. Oczywiście zawsze trudno jest przewidywać, a już najtrudniej przyszłość, ale na pewno będzie to trwało dużo dłużej niż się dzisiaj wydaje. Szczególnie że w przypadku takiego systemu w miarę rozwoju źródeł elastyczności, w miarę rozwoju magazynów energii itd. jego rzeczywista emisyjność będziemy minimalna. Okresy, w których będziemy wykorzystywali źródła gazowe w dużej skali, będziemy przecież maksymalnie redukować. Część tych źródeł będzie oczywiście wykorzystywana w miarę często, chociażby dla zapewnienia parametrów energii elektrycznej, ale jeśli uda nam się sensownie zagospodarować takie zasoby jak biogaz, biometan, to być może jeszcze bardziej będziemy mogli ograniczyć wykorzystanie gazu. Oczywiście źródła gazowe działają na jedno i drugie paliwo.

Pan poseł Zyska zadał pytanie dotyczące mechanizmu elastyczności, który miałby zastąpić mechanizm rynku mocy. Nie, panie pośle, nie taka jest intencja. Mechanizm elastyczności nie ma zastępować rynku mocy. Te mechanizmy mają być równoległe. W ramach mechanizmu elastyczności chcielibyśmy po prostu kontraktować magazyny energii chociażby, podczas gdy mechanizm rynku mocy miałby tylko odnosić się do samej generacji. Tzw. konkurowanie między magazynami a generacją jest bowiem fikcją i to trzeba sobie szczerze powiedzieć. Dlatego te mechanizmy będą działać równoległe. Być może, i nad tym się zastanawiamy, uda się wykorzystać tutaj potencjał energochłonnych zakładów, ponieważ one też mogą pomagać systemowi swoim zachowaniem na rynku, zarówno wtedy, kiedy mamy nadwyżkę energii, jak i wtedy, kiedy mamy deficyt, w szczególności, gdyby te zakłady dysponowały na przykład magazynami energii. To mogłoby stać się źródłem dodatkowych przychodów, a co za tym idzie – redukcji kosztów energii dla tych zakładów, a z drugiej strony byłaby to ulga dla nas.

Na zakończenie muszę jeszcze powiedzieć, że już w tej chwili widzimy bardzo dynamiczny rozwój systemów zarządzania źródłami rozproszonymi, włączając w to nawet zwykłe domowe instalacje fotowoltaiczne plus magazyny energii. Dlatego prognozujemy, że prawdopodobnie lata 2026–2028 będą latami takiego boomu w magazynach energii, jaki miał miejsce w fotowoltaice. Jeśli uda nam się część z tych magazynów zaprząć również do pracy dla systemu, to prawdopodobnie zakres płatności na rynku mocy skierowanych do budowy nowych magazynów w dużej skali może okazać się znacznie mniejszy, ponieważ te magazyny nie będą nam potrzebne, a one i tak będą się budować, bo rynkowe powody do tego, żeby powstawały, chociaż dla arbitrażu cenowego, dla możliwości uczestnictwa w rynku systemowym czy w rynkach elastyczności dla znoszenia ograniczeń sieciowych – te wszystkie elementy odegrają swoją rolę i z pewnością magazyny energii, małe i duże, będą powstawać.

I jeszcze uwaga na koniec. Proszę państwa, musimy być bardzo uważni, jeśli chodzi o dorzucanie nowych kosztów do rachunku, czy to kosztów rynku mocy, czy kosztów tzw. opłaty OZE itd., ponieważ istnieje alternatywa dla wielu obywateli. W zasadzie mogą oni przez sześć–siedem miesięcy działać prawie niezależnie od systemu, mając magazyn energii i mając fotowoltaikę, która dzisiaj jest tak tania, że można ją sobie spokojnie przeskalowywać w stosunku do tego, co jest obecnie. Wówczas system popadnie w kłopoty, sieci będą miały problemy. Dlatego niezależnie od tego, że dzisiaj pozyskujemy często kapitał stosunkowo tanio, mam na myśli środki z KPO, to musimy bardzo uważnie patrzeć na to, żeby nie przesadzić z inwestycjami w wielkoskalowe źródła OZE czy w sieci energetyczne. Ewentualne dodatkowe pozycje na rachunku klienta mogą spowodować, że za chwilę będziemy mieli do czynienia z podobną rewolucją, jak w przypadku telekomunikacji i będziemy klientów obciążać wyłącznie za sam dostęp do sieci, a nie opłatami zmiennymi za ilość energii pobieranej z sieci. Mówię tu oczywiście o tej części sieciowej, bo pod tym względem klienci staną się w znacznej mierze niezależni. Chciałbym na to położyć szczególny nacisk.

Proszę państwa, oczywiście my przyjmujemy na siebie odpowiedzialność. Wspomniał o tym pan dyrektor, ja to potwierdzam, że jeśli inwestycje, które są dzisiaj planowane, nie będą miały

jakichś bardzo znaczących poślizgów, to nie widzimy zagrożenia deficytu mocy dyspozycyjnych w systemie, ale widzimy jednocześnie, jak jest wąska ścieżka, którą musimy się poruszać pomiędzy tym, co jest niezbędne, a tym co może w przyszłości okazać się po prostu nadmiarowe i nigdy się nie zwrócić.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie prezesie. Rozumiem, że jesteśmy na Orlej Perci, ale mamy zabezpieczenia, więc mam nadzieję, że ją spokojnie przejdziemy.

Czy ktoś z państwa ma jakieś pytania lub uwagi?

Proszę bardzo, proszę się przedstawić.

Kierujący Zespołem ds. energetyki jądrowej Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie Damian Komar:

Damian Komar, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie.

Panie przewodniczący, ja pamiętam o ramach czasowych posiedzenia, które pan nakreślił na samym początku, więc z mojej strony będzie dosyć krótko, choć pokusa jest duża, bo ta dyskusja jest cenna dla nas, dla wytwórców.

Proszę państwa, jako stowarzyszenie dokładnie rok temu opublikowaliśmy raport, który w pierwszej części oceniał rynek mocy. Ocena tego rynku została przedstawiona dzisiaj na slajdach od pierwszego do czwartego prezentacji PSE. Muszę stwierdzić, że nasze oceny są zbieżne. Warto podkreślić wydaje się to, co powiedział pan minister Wrochna, że rynek mocy nam się udał i teraz Zachód zaczyna kopiować te rozwiązania, wpisuje je do struktury rynku energii jako element stały. My trochę ryzykownie wchodziliśmy w ten mechanizm, ale jak się okazuje, co potwierdził przed chwilą także pan prezes PSE, rynek mocy wygenerował takie sygnały inwestycyjne, że możemy teraz mówić, pamiętając o zastrzeżeniu w związku z opóźnieniami czy niewielkimi przesunięciami w harmonogramach budowanych bloków, iż w perspektywie tej dekady jesteśmy dosyć bezpieczni.

Jako wytwórcy zwracamy się z jednym postulatem zarówno do pana ministra, jak i do pana prezesa. Konkretnie chodzi o slajd piętnasty, który pokazuje trzy mechanizmy, które są planowane do wprowadzenia. Postulujemy, żeby wzorem tego, co, wydaje nam się, było dosyć korzystne, zanim pojawi się legislacja regulująca te trzy mechanizmy, zapewne będzie ona dosyć skomplikowana – spoglądam wymownie na panią dyrektora Świdorską, która pewnie będzie za to odpowiedzialna – postulujemy pewne działanie jeszcze przed rozpoczęciem procedury legislacyjnej, gdzie już oczywiście każde słowo i każdy przecinek ma znaczenie.

Proszę państwa, trzy osoby siedzące w tej sali sporządziły dokument zatytułowany „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy”, kilkanaście stron w programie Word. To były pierwsze prekon-sultacje tych mechanizmów z branżą. Tak naprawdę wystarczy nam opis każdego z tych mechanizmów na mniej więcej trzy strony, plus dodatkowe trzy strony pokazujące korelacje pomiędzy tymi mechanizmami, które są dosyć istotne. Jeżeli to się nie wydarzy, to istnieje poważne zagrożenie, i to bynajmniej nie dotyczące lat 2029–2030, tylko lat 2031–2033, a mianowicie, że nie przygotujemy portfolio inwestycji pod te mechanizmy. Dlatego dosyć wcześnie musimy poznać zamysł operatora i ministerstwa co do tych mechanizmów i zgłosić swoje uwagi, oczywiście w ramach nieformalnych konsultacji wspomnianego wordowskiego dokumentu. Podobną procedurę zastosowano 10 lat temu. Wydaje mi się, że byłoby to także z pożytkiem dla ministerstwa, ponieważ zakładam, że udałoby się stworzyć bazę uzgodnionych rozwiązań do dalszych rozmów z Komisją Europejską. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Czy ktoś z państwa chciałby jeszcze zabrać głos? Jeśli nie, to pytanie ma pan poseł Zyska. Bardzo proszę.

Poseł Ireneusz Zyska (PiS):

Bardzo króciutko. Pan dyrektor Duk mówił o projektach zombie w zakresie lądowej energetyki wiatrowej czy też o projektach OZE. Już raz odbyło się posiedzenie podkomisji poświęcone temu tematowi, ale chciałem zapytać państwa, bo jest ku temu okazja, są znakomici goście – pan minister, pan prezes PSE, państwo dyrektorzy – czy jest już wypracowana konkretna koncepcja, żeby przedstawić projekt legislacyjny, który na przykład wskaże konkretny termin, po upływie którego wydane i niezrealizowane warunki przyłączenia stracą ważność? A może macie państwo jakiś inny pomysł na weryfikację tych projektów? Może on się wiązać z tym, że na przykład niektóre projekty opierają się na starych technologiach, przewidują turbiny

o takiej mocy, które już dzisiaj w ogóle nie są produkowane, a mimo to takie projekty blokują moce przyłączeniowe dla nowych projektów.

Generalnie – jak państwo to widzicie? Ta kwestia wpisuje się też w bardzo żywiołową dyskusję, która się przetoczyła przy okazji tzw. ustawy wiatrakowej, zawetowanej, ale myślę, że temat nadal jest ważny w kontekście docelowego polskiego miksu energetycznego. Proszę państwa o ustosunkowanie się do tej kwestii. Jak państwo widzicie ten problem, jak możemy go rozwiązać?

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Proszę, pan poseł Lamczyk.

Poseł Stanisław Lamczyk (KO):

Mam pytanie do pana ministra. Czy nie obawia się pan pułapki gazowej? Jak wiemy, od inwazji Rosji na Ukrainę w Unii Europejskiej zużycie gazu spadło o 20%, a w UE jest plan, żeby do 2030 r. import gazu spadł o 100 mld m³, import LNG – o 25%. Kontrakty gazowe są jednak podpisywane na ponad 20 lat, terminale LNG są budowane tak, aby funkcjonować przez 25 lat. W wyniku spadku popytu na gaz w Unii Europejskiej już w roku 2030 ponad połowa z budowanej i planowanej w UE infrastruktury LNG, warta 53 mld euro, przestanie być używana. Nasz terminal FSRU w Gdańsku ma kosztować 14,1 mld zł. Jak pan patrzy na ten problem? Czy to nie jest jakaś pułapka gazowa?

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Proszę bardzo, panie ministrze.

Sekretarz stanu w ME, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej Wojciech Wrochna:

Zacznę od odpowiedzi na ostatnie pytanie. Chciałbym zwrócić uwagę na trzy elementy. Pierwszy – dzisiaj chyba już wszyscy sobie zdają sprawę z tego, że gaz zostanie z nami dłużej, niż to było planowane jeszcze kilka lat temu. Ostatni wyrok TSUE, który potwierdził, że gaz mieści się w taksonomii, spowoduje, że będzie łatwiej pewne rzeczy finansować. Drugi element, bardzo kluczowy – rzeczywistość pokazuje, że my po prostu tego gazu potrzebujemy. Nie chciałbym się pomylić, ale wydaje mi się, że ostatnio nawet pani przewodnicząca von der Leyen, odnosząc się do tych kwestii powiedziała, że gaz będzie z nami w Unii Europejskiej jeszcze przez dziesiątki lat. I trzeci element, czyli to, o co pan poseł pyta wprost, czyli ryzyko pułapki gazowej, kosztów osieroconych, które mogą się pojawiać.

Proszę państwa, rynek mocy powoduje, że inwestor, mając dodatkowy mechanizm w postaci wynagrodzenia mocowego, podejmuje decyzję biznesową, za którą bierze odpowiedzialność, że przychody z rynku mocy, a także przychody z rynku energii lub innych typów usług systemowych, które jest w stanie świadczyć na tych rynkach, spowodują, że ten biznes musi się opłacić. W takich warunkach inwestor decyduje się na inwestycję i w takim kontekście rynek mocy jest dodatkową opłatą, którą ponosimy na rzecz bezpieczeństwa energetycznego oraz, jak powiedziałem wcześniej, niższych uśrednionych cen energii. Wydaje mi się, że w przypadku, o którym rozmawiamy, nie będzie aż tak istotnego ryzyka, że poniesione nakłady staną się kosztami, których nie można odzyskać.

Charakter transformacji jest z założenia taki, iż po prostu nie da się zaplanować, że ma się ona zacząć w poniedziałek 1 stycznia o godzinie 0.00 i trwać do któregoś konkretnego dnia, w którym się skończy. Siłą rzeczy w pewnym momencie niektóre źródła będą pracować coraz mniej i będą stopniowo wycofywane. Z perspektywy systemowej te źródła będą oczywiście droższe, ale one są utrzymywane po to, żeby istniało bezpieczeństwo energetyczne.

Wczoraj na posiedzeniu innej sejmowej komisji powiedziałem, że planujemy drugi FSRU. To jest na razie wstępny plan, ale zwracam uwagę, że takie inwestycje są przez operatorów planowane i decyduje się o nich w momencie, kiedy z procedur typu *Open Season* wyjdzie im, że będą mieli zapewnione finansowanie w wyniku świadczenia usługi przy pomocy zrealizowanej inwestycji. Czyli przesył przez terminal i regazyfikacja skroplonego gazu zapewnią funkcjonalność i opłacalność inwestycji. Przy tym wszystkim, co Unia Europejska mówi na temat dekarbonizacji i wycofywania się z gazu, aczkolwiek ostatnio zmienia w tym zakresie logikę, przypomnę, że raptem kilka tygodni temu została zawarta czy podpisana umowa handlowa z Amerykanami, która zakłada – mówię o tej umowie taryfowej – zwiększenie ilości importowanego gazu do Europy. Dlatego to ryzyko, panie pośle, oczywiście jest, ale ono jest nie do uniknięcia i będzie rozwiązywane systemowo. Poza tym uważam, że ono nie pojawi się w jakiś nagły sposób.

Jeżeli zaś chodzi o pytanie pana dyrektora dotyczące funkcjonalnych rozwiązań rynku mocy, to uważam, że to jest bardzo dobry pomysł. Deklaruję, że coś takiego zrobimy. Da to i rynkowi, i operatorowi, i pełnomocnikowi czy ministerstwu szansę, żeby jak najszybciej pewne rozwiązania skonsultować i omówić w bardzo roboczym dialogu, co pozwoli przygotowywać się do tych inwestycji wszystkim, którzy myślą o korzystaniu z rynku mocy.

Jeśli zaś chodzi o UC84 – kolejne pytanie – to jest projekt, który już znajduje się w procesie legislacyjnym. Z moich danych wynika, to są informacje przywołane z pamięci, że jeszcze we wrześniu ten projekt znajdzie się na posiedzeniu Komitetu ds. europejskich i będą trwały nad nim prace. Standardowo można się z tym projektem zapoznać poprzez RCL, on jest dostępny, ale też oczywiście służymy swoją pomocą i jeśli jest taka potrzeba, to podeślemy państwu to, co zostało zaplanowane. Bardzo na to liczę i całkowicie potwierdzam słowa pana dyrektora Duka, że liczymy na sprawne procedowanie nad tym projektem. Z jednej strony chodzi o kwestie związane z uniknięciem ryzyka blackoutu, ale tak naprawdę potrzebujemy tych rozwiązań po to, żeby system lepiej funkcjonował i w konsekwencji, żeby lepiej działała cała energetyka.

Jednym zdaniem odniosę się jeszcze do tego, co mówił pan prezes Onichimowski, odpowiadając na pytanie pana pośle o mechanizm elastyczności versus rynek mocy sensu stricto oraz kontraktowanie mocy wytwórczych. To już dzisiaj tak funkcjonuje, że kontraktujemy i jedno, i drugie. Wydzielenie kontraktowania elastyczności do osobnego strumienia jest pomysłem racjonalizatorskim, którego celem ma być precyzyjniejsze kontraktowanie wolumenów tych jednostek, których potrzebujemy.

Uważamy, że funkcjonujący dzisiaj i aprobowany przez Komisję Europejską mechanizm deratingu poprzez swoją mechanikę powoduje, że nie jesteśmy w stanie na bieżąco dostosowywać go do tego, co się dzieje na przykład w trakcie aukcji. Efektem tego były wyniki aukcji w grudniu 2024 r. Pozostanie elastyczność, pozostanie generacja, to na pewno, tylko pytanie w jakim modelu. Uważamy, że model rozdzielonego kontraktowania elastyczności źródeł wytwórczych jest po prostu bardziej racjonalny, natomiast mechanizm deratingu jest obciążony pewnymi rodzajami ryzyka. Rozmawiamy o tym z Komisją Europejską, zobaczymy, gdzie skończymy, ale – tak czy inaczej – i elastyczność, i wytwarzanie pozostaną w rynku mocy. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Bardzo dziękuję, panie ministrze.

Dziękuję państwu, już bowiem czekają członkowie kolejnej podkomisji...

Poseł Ireneusz Zyska (PiS):

Przepraszam, panie przewodniczący, ale nie doczekałem się odpowiedzi na pytanie dotyczące projektów zombie.

Prezes zarządu PSE SA Grzegorz Onichimowski:

Panie pośle, UC84 to jest właśnie ta część. Pakiet antyblackoutowy, który przez nas był proponowany i transformowany już na zapisy prawne, uzupełnia projekt rządowy, który powstał wcześniej, czyli UC84. I ten projekt reguluje kwestię projektów zombie. To, co my teraz dokładamy, to jest trochę inna kwestia, a mianowicie chodzi o równy dostęp do sieci i przejście na model bardziej brytyjski, czyli taki, w którym rząd poprzez Krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK), poprzez politykę energetyczną będzie wyznaczał pożądany miks energetyczny, a my do tego będziemy dostosowywać rozwój sieci i w tych punktach, w których istnieje możliwość przyłączenia, będziemy aukcjonowali dostęp do poszczególnych technologii. Spróbujemy strategię rządową przełożyć na język przyłączeń, a nie odwrotnie, czyli musimy próbować wybudować sieć pod dyktando...

Poseł Ireneusz Zyska (PiS):

Ale poprzez aukcję, tak?

Prezes zarządu PSE SA Grzegorz Onichimowski:

Tak, poprzez aukcję.

Poseł Ireneusz Zyska (PiS):

Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Powiało optymizmem. Mam nadzieję, że będziemy jeszcze wracać do tego tematu.

Szanowni państwo, dziękuję panu ministrowi, dziękuję panu prezesowi i wszystkim uczestnikom obrad.

Zamykam posiedzenie podkomisji.