

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 18)
z dnia 9 lipca 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 18)

9 lipca 2025 r.

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

- dyskusja na temat elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego; prezentacja rozwiązań PSE SA oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych; propozycje rozwiązań umożliwiających uwolnienie potencjału po stronie popytu i podaży;
- dyskusja na temat planu pracy podkomisji w drugim półroczu 2025 r.

W posiedzeniu udział wzięli: **Miłosz Motyka** podsekretarz stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska wraz ze współpracownikami, **Monika Gawlik** dyrektor Departamentu Spółek Paliwowo-Energetycznych Ministerstwa Aktywów Państwowych wraz ze współpracownikami, **Sławomir Stoliński** doradca prawny w Departamencie Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli wraz ze współpracownikami, **Grzegorz Onichimowski** prezes zarządu i **Konrad Purchała** wiceprezes zarządu Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, **Maciej Mróz** wiceprezes zarządu ds. operatora TAURON Dystrybucja SA, **Mariusz Podkański** wiceprezes zarządu ds. infrastruktury sieciowej PGE Dystrybucja SA wraz ze współpracownikami, **Bogumiła Strzelecka** wiceprezes ds. infrastruktury sieciowej Enea Operator sp. z o.o., **Robert Świerzyński** prezes zarządu Energa-Operator SA, **Tomasz Włodarczyk** dyrektor Oddziału Dystrybucja – PGE Energetyka Kolejowa SA, **Jacek Michalski** koordynator ds. polityki regulacyjnej w Energa SA, **Remigiusz Szlendak** kierownik Działu Rozwoju Produktu Enspirion sp. z o.o., **Grzegorz Dębowski** reprezentant Związku Pracodawców Asian Forum, **Maciej Drozd** dyrektor Forum Energii i Klimatu Związku Przedsiębiorców i Pracodawców, **Aleksandra Jarosiewicz** zastępca przewodniczącej Rady OZE Konfederacji Lewiatan wraz ze współpracownikami, **Krzysztof Kochanowski** prezes zarządu Polskiej Izby Magazynowania Energii i Elektromobilności, **Monika Gruzlewska** dyrektor Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej, **Grzegorz Stanisławski** członek rady Bałtyckiego Instytutu Transformacji Energetycznej wraz ze współpracownikami, **Katarzyna Zalewska-Wojtuś** dyrektor Biura Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz **Mariusz Majewski** i **Maciej Szczepaniuk** współwłaściciele Agencji Heal Pro.

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, otwieram posiedzenie podkomisji stałej do spraw transformacji energetycznej, odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej. Witam wszystkich gości biorących udział w dzisiejszym posiedzeniu. Są z nami dzisiaj: pan minister **Miłosz Motyka**, podsekretarz stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska; pan **Grzegorz Onichimowski**, prezes zarządu Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA; pan **Konrad Purchała**, wiceprezes zarządu PSE SA; pan **Robert Świerzyński**, prezes zarządu Energa-Operator SA; pani **Bogumiła Strzelecka**, wiceprezes ds. infrastruktury sieciowej Enea Operator sp. z o.o.; pan **Mariusz Podkański**, wiceprezes zarządu ds. infrastruktury sieciowej PGE Dystrybucja SA; pan **Maciej Mróz**, wiceprezes zarządu ds. operatora TAURON Dystrybucja SA; pan **Janusz Gajowiecki**, prezes Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej... nie widzę pana prezesa; jest za to pan **Wojciech Racięcki**, dyrektor Departamentu Strategii i Analiz w Ministerstwie Klimatu i Środowiska;

pani Aleksandra Świdarska, dyrektor Departamentu Elektroenergetyki MKiŚ; pan Radosław Bociek, zastępca dyrektora Departamentu Elektroenergetyki MKiŚ; pan Igor Wypych, naczelnik Wydziału Współpracy Międzynarodowej i Monitorowania Rozwoju Rynku Odnawialnych Źródeł Energii w Departamencie Odnawialnych Źródeł Energii Ministerstwa Klimatu i Środowiska; pani Katarzyna Więckiewicz, młodszy specjalista w Wydziale Rynku Energii w Departamencie Elektroenergetyki MKiŚ; pan Bartosz Grabelak, administrator w Biurze Ministra w Ministerstwie Klimatu i Środowiska; pani Monika Gawlik, dyrektor Departamentu Spółek Paliwowo-Energetycznych Ministerstwa Aktywów Państwowych – nie widzę jeszcze pani dyrektor...; jest pan Rafał Szymański, naczelnik w Departamencie Spółek Paliwowo-Energetycznych MAP; pan Maciej Sroka, kierownik Biura Taryf i Regulacji Enea Operator; pani Monika Gruzlewska, dyrektor Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej; pan Włodzimierz Lewandowski, starszy ekspert w Wydziale Monitorowania i Wsparcia Dystrybucji PGE SA; pan Waldemar Kuśnierz, dyrektor Departamentu Analiz i Modelowania Sieci PGE Dystrybucja SA; pan Tomasz Włodarczyk, dyrektor Oddziału Dystrybucja PGE Energetyka Kolejowa SA; pan Grzegorz Dębowski, reprezentant Związku Pracodawców Asian Forum; pani Paulina Grądzik, zastępca dyrektora Departamentu Energii i Klimatu Konfederacji Lewiatan; pani Aleksandra Jarosiewicz, zastępca przewodniczącej Rady OZE Konfederacja Lewiatan... zdaje się, że mamy chyba więcej zgłoszeń niż obecnych na sali; pan Remigiusz Szlendak, kierownik Działu Rozwoju Produktu Enspiron sp. z o.o. – mamy państwa materiał; jest pan Jacek Michalski, koordynator ds. polityki regulacyjnej w Energa SA; pani Katarzyna Zalewska-Wojtuś, dyrektor Biura Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej; pan Mariusz Majewski, współwłaściciel agencji Heal Pro i pan Mariusz Szczepaniuk, współwłaściciel tejże agencji; pan Sławomir Stoliński, doradca prawny w Najwyższej Izbie Kontroli; pan Andrzej Wiszniewski, specjalista kontroli państwowej w NIK... nie ma; jest za to pan Krzysztof Kochanowski, prezes zarządu Polskiej Izby Magazynowania Energii i Elektromobilności; pan Maciej Drozd, dyrektor Forum Energii i Klimatu Związku Przedsiębiorców i Pracodawców; pan Piotr Kociński, specjalista ds. elastyczności i bilansowania w Bałtyckim Instytucie Transformacji Energetycznej oraz pan Grzegorz Stanisławski z tego samego instytutu

Części z państwa, których wyczytałem, jeszcze nie ma, ale pewnie za chwilę te osoby do nas dotrą.

Porządek dzisiejszego posiedzenia przewiduje dyskusję na temat elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego, prezentację rozwiązań PSE oraz operatorów systemów dystrybucyjnych oraz propozycje rozwiązań umożliwiających uwolnienie potencjału po stronie popytu i podaży oraz jako punkt drugi dyskusję na temat planu pracy podkomisji w drugim półroczu br.

Przystępujemy do realizacji punktu pierwszego. Czy jesteśmy już gotowi z prezentacją Polskich Sieci Elektroenergetycznych? Przed chwilą rozmawialiśmy z panem posłem Zyską, że temat zrobił się tak duży, że omówienie go w ciągu 2 godzin wydaje się prawie niewyobrażalne z dość prostego powodu, że dopiero znajdujemy się w trakcie procesu tworzenia czegoś, co byłoby w jakiś sposób skodyfikowane, mam na myśli te działania, które w zakresie elastyczności powinny być zrobione.

Panie ministrze, pana pierwszego poproszę o wystąpienie, bowiem pan ma ogłęd sytuacji z góry, jeśli chodzi tak spojrzelibyśmy na problemy elastyczności. Rozumiem, że czekamy w tej chwili na uzgodnienia w Komisji Europejskiej, aczkolwiek regulacje z 2019 r. już się pojawiły, tylko my nie mamy ich wprowadzonych do polskiego porządku prawnego.

Panie ministrze, jak w związku z tym my wyglądamy, jeśli właśnie popatrzylibyśmy na tę sytuację z góry?

Podsekretarz stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska Miłosz Motyka:

Panie przewodniczący, temat jest szeroki i z pewnością go nie wyczerpiemy w trakcie jednego spotkania.

Proszę państwa, tytułem wprowadzenia do dyskusji chciałbym krótko przedstawić nasz sposób widzenia kwestii elastyczności. Jako resort, chcę to od razu podkreślić, ściśle współpracujemy w trzech obszarach: rynkowym, sieciowym i taryfowym z podmiotami, które są odpowiedzialne za tzw. elastyczność. Mam na tu myśli współpracę z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi, mam na myśli współpracę z Urzędem Regulacji Energetyki oraz mam na myśli współpracę z OSD. Staramy się tworzyć takie otoczenie regulacyjne, także na podstawie przepisów unijnych, żeby aktywność odbiorców była w tym zakresie większa. Usługi elastyczności, które widzimy dzisiaj nie tylko u prosumentów, ale także u innych odbiorców indywidualnych, są absolutnie kluczowe, chcemy je rozszerzać i dlatego przygotowujemy przepisy, które nam

to ułatwią. Przede wszystkim mam tu na myśli nowelizację prawa energetycznego, czyli projekt oznaczony jako UC84. Myślę, że jest chyba jeszcze za wcześnie, żebyśmy deklarowali konkretne terminy, ale mam nadzieję, że końcówka roku, może późna jesień to będzie ten czas, kiedy pojawimy się z tym projektem tutaj w parlamencie na posiedzeniu Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych. W ustawie proponujemy m.in. rozstrzygnięcie kwestii związanych z sieciowymi aspektami elastyczności naszego systemu. Projekt stworzy podstawy do oferowania przez operatorów systemu elektroenergetycznego elastycznych umów przyłączeniowych, które byłyby wykorzystywane w okolicznościach, kiedy nie będzie możliwości, aby wykorzystać infrastrukturę sieciową z powodu ograniczenia jej przepustowości. Te umowy mogą być też rozwiązaniem tymczasowym do czasu rozbudowy sieci elektroenergetycznej.

Na temat elastyczności rozmawialiśmy poniekąd także na wczorajszym posiedzeniu Komisji do Spraw Energii i Komisji do Spraw Deregulacji, ponieważ de facto w projekcie deregulacyjnym, który przyjęliśmy, tzw. *cabel pooling* został rozszerzony o przyłączenia chociażby magazynów energii oraz innych źródeł i to jest oczywiście także zmiana poprawiająca elastyczność, ponieważ zwiększamy efektywność wykorzystania sieci oraz poprawiamy zarządzanie mocą przyłączeniową.

Szanowni państwo, w resorcie pracujemy też nad zmianami rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W tym rozporządzeniu zostaną uporządkowane kwestie związane z ofertowaniem usług elastyczności na rynku oraz obszar współpracy pomiędzy podmiotem a operatorem.

Można więc powiedzieć, że dzisiaj, po przyjęciu projektu deregulacyjnego, znajdujemy się na etapie intensywnych prac międzyresortowych, rządowych, nad projektem UC84, w którym znajdują się m.in. przepisy dotyczące elastyczności. Bogatsi o doświadczenia z niedawnych *blackout'ów*, chociażby w Hiszpanii i innych państwach, będziemy równolegle procedować nad przepisami, które zwiększą bezpieczeństwo energetyczne. Te przepisy dotkną także zagadnienia elastyczności. Mam tu na myśli pewien pakiet *antyblackout'owy*, który będzie łączył się ściśle z kwestią bezpieczeństwa energetycznego i elastycznością sieci. W tym zakresie bardzo blisko współpracujemy z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi, które mają po swojej stronie znaczną część rynku elastyczności.

Chętnie posłuchamy wniosków i sugestii ze strony PSE oraz parlamentarzystów. Jednocześnie chciałbym zachęcić do udziału w otwartych konsultacjach naszego projektu UC84 tak stronę społeczną, jaki i parlamentarzystów. Wszystkie opinie, pozytywne i krytyczne, zostaną przez nas wzięte pod uwagę. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie ministrze, a zatem zaczynamy. Poproszę pana prezesa PSE, żeby jako pierwszy przedstawił prezentację, ponieważ można powiedzieć, że w tej spółce wszystko się zaczyna. Później mamy zejście do OSD i często redysponowanie mocy powoduje, że coś, co miało być konkurencyjne, nagle przestaje być konkurencyjne.

Jestem akurat po wizycie w Enei, panie prezesie, więc zanim pan rozpocznie prezentację, chciałbym zadać jedno pytanie. Docierają do mnie głosy, zresztą nie tylko do mnie, te głosy docierają do wszystkich posłów, ponieważ wielu z nas uczestniczyło we wspomnianej wizycie w Enei, że wspomniane redysponowanie mocy następuje bardzo często, tak się dzieje właśnie w Enei, z tego powodu, że oni mają automatyczne przekierowanie tych wyłączeń wobec określonych farm wiatrowych czy fotowoltaicznych. Gdzie indziej jednak takiej automatyki podobno nie ma, co mnie bardzo zdumiało. Panie prezesie, proszę bardzo.

Prezes zarządu Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA Grzegorz Onichimowski:

Dzień dobry państwu. Prezentację w imieniu naszej spółki przedstawi prezes Konrad Purchała, natomiast odpowiadając na pytanie pana posła, ja powiem tylko, że właśnie kilka dni temu weszliśmy w nowy system, jeśli chodzi o redysponowanie nierynkowe, bo rozumiem, że o tym była mowa. Ten mechanizm zastosowaliśmy – trzeba to powiedzieć – trochę z rozpaczy, dlatego że z jednej strony system nie ma dziś elastyczności, która jest tematem dzisiejszego posiedzenia, ale nie ma również wystarczających narzędzi do zagospodarowania nadwyżek z odnawialnych źródeł energii. Przede wszystkim chodzi tu oczywiście o różne formy magazynowania, skłanianie odbiorców do takiego zachowania, które maksymalizowałoby popyt na energię elektryczną wtedy, kiedy jest wysoka podaż tej energii, a minimalizowały popyt wtedy, kiedy ta podaż jest niska i ceny są wysokie. Kiedy podaż jest wysoka, to ceny są oczywiście bardzo niskie,

czasami nawet ujemne. Do czerwca mamy już dużo więcej godzin z cenami ujemnymi, niż mieliśmy przez cały zeszły rok. To tylko pokazuje, na ile ten system jest nieelastyczny.

Oczywiście są pomysły, które są nam znane i które – mamy nadzieję – pozwolą dość szybko zredukować skalę problemu. Mam tu na myśli chociażby inwestycje w takie aktywa jak piece elektrodowe w ciepłowniach czy elektrociepłowniach, jak bateryjne magazyny energii od poziomu konsumenta aż po poziom systemowy, gdzie mamy kilkaset megawatów. Wydaliśmy warunki przyłączenia na ponad 40 GW magazynów energii, natomiast realnych projektów, które są już u nas objęte kontraktem mocowym w ramach rynku mocy, mamy na kilka tysięcy megawatów. Można więc powiedzieć, że tutaj są jakieś nadzieje.

Podstawowy mechanizm, o którym za chwilę będzie mówił prezes Purchała, to jest oczywiście mechanizm rynkowy. Chcielibyśmy, żeby to przede wszystkim mechanizmy rynkowe były tymi, które decydują, czy dany producent będzie, czy nie będzie produkował energii oraz w jakim wolumenie będzie tę energią produkował.

Nie da się ukryć, że w odniesieniu do części źródeł odnawialnych, chociażby źródeł prosumenckich, nie do końca da się wprowadzić tego typu mechanizmy. Wiadomo, że w tych przypadkach nie mamy do czynienia z istniejącymi kontraktami na energię elektryczną, a trzeba jak najwięcej tych prosumentów włączać w różne systemy agregacji, gdzie obserwowalność, jak i do pewnego stopnia również zarządzanie energią będzie możliwe. Oczywiście należy także robić wszystko, żeby zwiększać ich autokonsumpcję. Natomiast w odniesieniu do nieco większych producentów, ale też na ogół niedużych, w Polsce rozwinęła się niestety plaga tzw. umów licznikowych, czyli takich umów sprzedaży energii elektrycznej, w których należność ze strony spółki obrotu wobec producenta energii odnawialnej oblicza się na podstawie wskazań licznika. Inaczej mówiąc, ile dany delikwent wyprodukował, tyle mu się płaci, co jest oczywistym niezrozumieniem zasad funkcjonowania rynku energii, niezależnie od tego, czy mówimy o źródłach odnawialnych, czy nieodnawialnych, bo i w jednych i w drugich operator systemu przesyłowego ma prawo redysponowania, ale to prawo redysponowania nic nie zmienia, bo jeśli są zawarte kontrakty sprzedaży i kupna, to ten, który kupił ma zapłacić temu, który sprzedał, niezależnie od tego, od kogo tak naprawdę fizycznie tę energię otrzymał. Po prostu te rozliczenia są rozliczeniami rynku bilansującego i one w sumie tworzą dla sprzedającego i dla kupującego zupełnie neutralny mechanizm, tak jakby ta energia fizycznie rzeczywiście pochodziła od tego producenta, natomiast w tym przypadku tak nie jest.

Co więcej, te spółki obrotu, które mają te umowy, chcą je egzekwować i tym samym, nie da się ukryć, dodatkowo zarabiać, ponieważ w tych godzinach i dniach, kiedy jest duża generacja energii odnawialnej, ceny są niskie, na ogół dużo niższe niż te, które są wpisane do tych dwustronnych umów typu PPA. Jeśli więc ktoś nie zapłaci swojemu kontrahentowi, tylko po prostu kupi tę energię na rynku bilansującym, to kupi ją znakomicie taniej, a my musimy to redysponować i to nasze redysponowanie przekłada się właśnie na sytuację spółek OZE, chociaż nie powinno. I to jest jakby ogólna konstatacja, niemająca może wiele wspólnego z tym, kogo wyłączamy, kogo nie wyłączamy. Tak naprawdę to z punktu widzenia uczestników rynku powinno to być zupełnie bez znaczenia, kogo wyłączamy i w jakim zakresie wyłączamy, ale niestety tak nie jest.

W związku z tym zmieniliśmy oczywiście system, w jakim dokonujemy tego redysponowania. On jest, można powiedzieć, bardziej randomowy. Przy okazji prezentacji prezes Purchała powie parę słów na ten temat. W tej chwili mamy raczej pozytywny odzew ze strony producentów, że wydaje im się, że to jest dużo lepsze rozwiązanie, ale zasadniczo nam zależy na tym, żeby tego typu interwencje maksymalnie ograniczyć, żeby to ceny decydowały o tym, czy ktoś chce, czy nie chce sprzedawać. Jeśli cena jest ujemna, to wiadomo, że nikomu się nie opłaca sprzedawać, bo nawet jeśli jest w jakimś systemie wsparcia, to nie otrzymuje dodatkowych środków przy ujemnych cenach. Oczywiście ta ma również swoje skutki dodatkowe dla operatora, które są czasem dosyć uciążliwe, bo jeśli cena zmienia się z ujemnej na dodatnią, to w bardzo krótkim czasie dużo źródeł odnawialnych się załącza, co stanowi wyzwanie dla systemu, ale musimy sobie musimy sobie z tym tak czy inaczej poradzić. I tu znowu następuje odwołanie do elastyczności jako tego podstawowego mechanizmu, którym powinniśmy się posługiwać, jeśli chodzi o zagospodarowanie tych nadwyżek.

Dzisiaj, szczególnie teraz latem, w skali całej Europy największym wyzwaniem jest nadmiar energii w ciągu dnia i deficyt energii wieczorem. Ponieważ nie dysponujemy wystarczająco elastycznymi źródłami, jeśli chodzi o źródła wytwórcze, musimy te źródła wytwórcze utrzymywać stale w stanie pracy, tzn. spółki muszą to robić, żeby wieczorem były one w stanie pokryć

zapotrzebowanie systemu. To jest coraz większy problem i coraz trudniej nam jest znajdować rezerwy mocy dyspozycyjnych, żeby pokryć zapotrzebowanie. Można powiedzieć, że już kilka razy mieliśmy naprawdę dużo silnych wrażeń, jeśli chodzi o krajową dyspozycję mocy, ale na razie dajemy radę. Bez mechanizmów elastyczności jednak sobie w końcu nie poradzimy.

Proszę pana prezesa Konrada Purchałę o przedstawienie prezentacji.

Wiceprezes zarządu PSE SA Konrad Purchała:

Szanowni państwo, mam do pokazania kilkanaście slajdów, postaram się to zrobić sprawnie, w 15 minut, dlatego niektóre slajdy pokażę bardzo szybko, ponieważ one są wyłącznie ilustracyjne. Zacznę od rosnącego udziału OZE w miksie energetycznym. Jak państwo widzą, z roku na rok udział OZE rośnie. W zeszłym roku dobiliśmy do ok. 25-27%, w tym roku zapewne będzie to jeszcze więcej – mam na myśli udział OZE w krajowym zużyciu. W poszczególnych miesiącach ten udział może być oczywiście większy, na przykład w czerwcu br. doszliśmy już do ok. 40% udziału OZE w krajowym zużyciu energii, i to jest już dużo, chociaż w niektórych dobach udział OZE bardzo często przekracza nawet 50-60%.

Tak czy inaczej, energetyka odnawialna bardzo śmiało wkroczyła na rynek, co widać po wykresach pokazujących przyrost mocy w poszczególnych. Na dziś mamy już ok. 23 000 MW w fotowoltaice oraz ok. 11 000 MW w wietrze. To są główne źródła odnawialne, które pracują w naszym kraju. Warto podkreślić, że większość tych źródeł odnawialnych, które są pokazane na wykresie – ok. 93%, o ile dobrze pamiętam, jest przyłączonych do sieci OSD, a więc koledzy i koleżanki z OSD stoją przed wielkim wyzwaniem, żeby tym wszystkim odpowiednio zarządzać, ponieważ to wszystko pracuje przede wszystkim w ich sieci i wpływa bardzo mocno na to, jak pracuje ich sieć. O tym na pewno będzie jeszcze dzisiaj mowa.

Kolejna kwestia, na którą warto zwrócić uwagę, to jest duży udział prosumentów. Jeszcze rok, 2 lata temu wynosił on 80%, teraz jest to w okolicach 60%, czyli widać, że do prosumentów dołączyły także inne, duże, bardziej zawodowe źródła, przy czym one być może nie są jeszcze do końca zawodowe, jeżeli chodzi o realizację swoich obowiązków. Jak to wygląda w perspektywie przyszłości? Mówił o tym prezes Onichimowski przed chwilą w kontekście magazynów. To co widać, to liczby, które wynikają z naszych umów przyłączeniowych i wydanych warunków przyłączenia, naszych oraz tych, które zostały wydane przez OSD. Te liczby są dość nieprawdopodobne, jeśli chodzi o ich wielkość. W naszej opinii one też nie są do końca prawdopodobne, jeśli chodzi o wykonalność tych projektów, niemniej to są zobowiązania, które wzięli na siebie operatorzy OSP i OSD, i pokazuje to skalę możliwej ewolucji w przyszłości. Magazynów chętnych do przyłączenia jest ponad 50 GW. Źródeł odnawialnych potencjalnie w ciągu perspektywy najbliższych 5 lat możemy mieć 90 GW. Jak jednak powiedziałem, wiele z tych projektów to są projekty „handlowe”, a więc nie do końca się zrealizują, ale oczywiście wszystko bardzo mocno urosło w ciągu ostatnich 2-3 lat i powoli zbliża się czas, kiedy jako operatorzy powiemy: sprawdzam i będziemy prosili kontrahentów o realizację tych zobowiązań, które są zawarte w umowach. Być może, jeśli kontrahenci tych umów nie będą realizować, będziemy chcieli to rozwiązywać. Na pewno potrzebujemy zmiany podejścia do wydawania warunków przyłączenia, mówił o tym pan minister, ponieważ musimy urealnić te liczby. W innym przypadku będziemy poruszać się w warunkach wysokiej niepewności.

Główne wyzwania w zakresie KSE. Na początek kilka istotnych faktów. Ostatni tydzień był dość interesujący w tym kontekście, ponieważ osiągnęliśmy rekordowy poziom generacji fotowoltaicznej – 13,7 GW 2 lipca, i to jest najwyższa liczba, którą do tej pory zarejestrowaliśmy w naszym KSE. Ostatniego dnia czerwca odnotowaliśmy natomiast rekord generacji sumarycznej OZE – 15,6 GW, czyli generacja PV plus generacja wiatrowa osiągnęły niemal 16 GW i to są też wielkości, które nie były wcześniej widziane. Jeśli chodzi o farmy wiatrowe, to akurat nie mieliśmy bardzo wietrznych dni, chociaż też odnotowaliśmy dość duże wielkości, jak na sezon letni, bo 5000-6000 MW. Co to oznacza? Otóż to oznacza, że w KSE są naprzemiennie okresy wysokiej generacji odnawialnej i niskiej generacji odnawialnej, i oczywiście one nie są do końca skorelowane z zapotrzebowaniem. W związku z tym mamy trendy sezonowe w zakresie tych wyzwań.

Jak to wygląda z perspektywy konkretnego dnia, jak wyglądają te wyzwania? W tym kontekście z uwagi na zmienność pewnym wyzwaniem jest fotowoltaika. Dlaczego? Dlatego, że fotowoltaika pracuje bardzo powtarzalnie, codziennie tak samo. Właściwie zmienia się tylko amplituda tej generacji, a w związku z tym nasz system widzi codziennie rzecz następującą – powiedzmy, że mamy typowy letni weekend, letnią niedzielę, wtedy zapotrzebowanie

KSE byłoby na czerwono, ale uwzględniając fakt, że 25 GW PV jest w systemie i one produkują z jakąś średnią sprawnością, dlatego krzywa zapotrzebowania widziana przez pozostałe źródła jest krzywą pokazaną na żółto i tutaj dochodzimy do wyzwań. Te wyzwania są związane z tym, że rano natychmiast, zamiast zwiększać zapotrzebowanie, żeby spotkać się z potrzebami odbiorców, trzeba je jak najszybciej zmniejszać, mam na myśli generację, po to żeby dostosować się do generacji fotowoltaicznej. Z kolei wieczorem, kiedy zachodzi słońce, powstaje luka. Im więcej generacji PV, tym większa jest ta luka, którą trzeba zasypać, ponieważ jak zgaśnie fotowoltaika, to trzeba uruchomić bloki węglowe, gazowe albo magazyny, jeśli takowe będą. Oczywiście to robimy, natomiast te wyzwania są naprawdę istotne, co widać wyraźnie w cenach. Mówił o tym prezes Onichimowski. W okresie letnim mamy taki moment, że ceny są bardzo niskie w ciągu dnia, natomiast bardzo wysokie wieczorem. Wynika to z faktu, że trzeba uruchomić ileś bloków na wieczór i koszt ich uruchomienia dolicza się do ceny energii. Tak czy inaczej, mamy wyzwania w zakresie szybkiego rampowania w dół i szybkiego rampowania w górę oraz minimów technicznych.

Zatrzymam się na chwilę przy tych minimach technicznych, ponieważ na nich nie zatrzymali się Hiszpanie – wrzucam tutaj kamyczek do ogródka naszych kolegów z Półwyspu Iberyjskiego. My w PSE mamy ok. 5 GW tzw. *must run*ów, czyli mówiąc inaczej – minimalna moc źródeł dyspozycyjnych systemowych wynosi ok. 5 GW. Poniżej tej mocy nie schodzimy, dlatego że są to źródła, które zapewniają stabilność pracy, zapewniają generację mocy w odpowiednich miejscach w sieci, regulują napięcia, zapewniają inercję itd. My ich potrzebujemy i można powiedzieć, że 5 GW to jest ich obciążenie minimalne, natomiast moc zainstalowana tych źródeł to pewnie będzie ok. 10 GW i one schodzą do połowy mocy lub do 0,6 mocy zainstalowanej. Na dziś to jest taka miękka bariera, poniżej której nie jesteśmy w stanie zejść, ponieważ potrzebujemy mieć ten kręgosłup, taki twardy szkielet sieci, wokół którego można budować stabilność. Ponownie wracam do doświadczeń hiszpańskich, na pewno państwo czytaliście o tym, co zrobił hiszpański operator. Otóż *blackout* przydarzył się im w momencie, kiedy źródła synchroniczne w systemie były na bardzo niskim poziomie, ok. 2 GW. Dziś pracują już znacznie wyżej, po to żeby po prostu mieć mocniejszy ten szkielet, o którym wspominałem.

Przez kilka slajdów przemknę teraz bardzo szybko. Przykładowy tydzień generacji, akurat to jest tydzień 25. Jak widać, zmienność jest bardzo wysoka, ponieważ zaraz po PV trzeba uruchamiać inne bloki dyspozycyjne, które mamy w systemie, czyli gazowe, węglowe i wodne. Jeżeli chodzi o zmienność generacji odnawialnej, to ona tak właśnie wyglądała w tym 25. tygodniu. Zwracam uwagę na widoczne szpileczki. To jest właśnie to, o czym mówił prezes Onichimowski – w sytuacji, gdy na rynku są ceny ujemne, a potem jest okres cen dodatnich, to potrafi się bardzo szybko włączyć duża liczba jednostek wytwórczych, w tym przypadku były to źródła wiatrowe. 19 czerwca widać skok na tych źródłach wiatrowych. Po tym, jak skończył się okres cen ujemnych na rynku, bardzo szybko włączyła się bardzo duża liczba megawatów, ok. 3000 MW. I to też jest coś, co pojawi się w naszych rekomendacjach, a mianowicie plany pracy muszą być wysłane i my musimy wiedzieć, co się wydarzy. Te plany musimy realizować i egzekwować, bo sytuacja, w której nagle włączy się 3000 MW, a za chwilę się włączy 5000 MW, jest porównywalna w zakresie wpływu na system z wyłączeniem 3500 MW w Elektrowni Bełchatów, które kiedyś zdarzyło się awaryjnie. To są porównywalne zjawiska, tylko działające w drugą stronę, ale od nadmiaru, proszę państwa, także boli głowa.

Wymiana międzysystemowa. Mechanizmy rynkowe powodują, że eksport i import nas wspomagają, i tak to już wygląda od wielu lat. To jest bardzo istotne, że mamy tę wymianę, bo ona pozwala eksportować nadwyżki i importować niedobory.

Jak wspierać elastyczność? O tym też mówił już prezes Onichimowski. Przede wszystkim sygnały cenowe. Tutaj mamy pokazany przykład – po lewej stronie u góry są pokazane przebiegi cen, średnia dobowa cen na rynku hurtowym, rynku dnia następnego na giełdzie. Przed reformą rynku, którą uruchomiliśmy w zeszłym roku, te ceny były dość płaskie, to jest pokazane takim słabym, różowym kolorem. Różnica w cenach pomiędzy okresem nadmiarowym generacji, pomiędzy nadwyżkami energii a wieczornym okresem niedoboru jest bardzo niewielka. Po wdrożeniu reformy rynku sygnały cenowe są teraz takie, że bardzo dobrze pokazują sytuacje w systemie. Jak jest nadwyżka, to ceny są niskie, jak jest niedobór, te ceny są wysokie. Oczywiście od razu za tym idzie także poziom eksportu i importu.

To co warto podkreślić, jeżeli chodzi o redysponowanie, przedstawia rysunek po prawej stronie na dole. Redysponowanie jest dzisiaj oczywiście problemem dla właścicieli instalacji,

dla nas to także jest ból głowy, bo to jest proces, który zasadniczo nie powinien mieć miejsca, ponieważ to rynek powinien załatwiać te redysponowania. Autoredukcja generacji w sytuacji, gdy jest za małe zapotrzebowanie, powinna następować, absolutnie jak najbardziej i zawsze, ale skala tego redysponowania na dziś, jak państwo widzicie – tu jest akurat pokazany przypadek PV, nie jest fundamentalnie ogromna. To jest jakiś margines, oczywiście bolesny dla właścicieli instalacji, ale instalacje muszą nauczyć się dostosowywać do potrzeb odbiorców i cała ta nowa energetyka też musi sprostać temu wyzwaniu. Nieustająco bowiem najważniejsi w systemie elektroenergetycznym są odbiorcy.

Innym problemem, który mamy, sygnalizowaliśmy go wcześniej, który również bierze się z braku elastyczności, to jakość bilansowania. Każdy podmiot podłączony do sieci ma obowiązek równoważenia swoich potrzeb energetycznych. Pod koniec marca lub na początku kwietnia opublikowaliśmy raport, w którym wskazaliśmy na istotny problem w związku z jakością bilansowania. To co teraz pokazuję na tym rysunku, powinno się kręcić wokół zera, to powinno być jak najmniejsze. Chodzi o działania bilansowe, które musi podejmować operator. Widzimy jednak, niestety, że mamy systemowe przekontraktowanie i systemowe niedokontraktowanie, a więc to jest obszar, który również będziemy musieli zagospodarować.

Ostatnie 3 slajdy pokazują, co rekomendujemy i jakie podejmujemy działania w tym zakresie. Przede wszystkim jest to działanie nakierowane na poprawę współpracy z zasobami przyłączonymi do sieci OSD. Oczywiście współpraca z operatorami OSD trwa od lat i jest bardzo dobra i jest też coraz bardziej zacieśniana z uwagi na to, że większość nowych zasobów, które się do sieci przyłączają, są w sieci dystrybucyjnej. My potrzebujemy uzyskać od nich usługi... Skoro jest ich więcej w sieci dystrybucyjnej, to jest ich mniej w sieci przesyłowej, a one są jednakowoż ważne dla systemu przesyłowego, w związku z tym należy pozyskiwać nowe źródła usług systemowych, czyli takich, które zapewniają stabilność pracy sieci, od źródeł OZE i od innych źródeł w sieci dystrybucyjnej. To jest bardzo ważna rzecz.

Druga rzecz – sięganie po źródła elastyczności, czyli zdolności do zwiększania i do zmniejszania generacji, także z zasobów rozproszonych po sieci dystrybucyjnej. To kolejny bardzo ważny element, zwłaszcza że spada udział dużych źródeł systemowych. Siłą rzeczy, im więcej OZE w danym momencie pracuje, tym mniej pracuje jednostek systemowych, bo tego się nie da ze sobą w taki sposób pogodzić, a usługi systemowe, regulacyjność jest nader potrzebna. Trzeba regulować napięcia, trzeba dostarczać inercję, moc zwarciovą, trzeba dostarczać regulacyjność częstotliwości itd.

Opomiarowanie, czyli uzyskanie świadomości sytuacyjnej. To też jest wezwanie, zarówno dla nas, jako OSP, jak i dla operatorów systemów dystrybucyjnych, żeby uzyskać pełne opomiarowanie od wszystkich zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. W tym przypadku pewnym bólem głowy są prosumenci, ponieważ generacja prosumencka jest zlokalizowana za licznikiem. My tych informacji nie mamy, OSD ich też nie mają, a jednocześnie generacja źródeł prosumenckich, niskonapięciowych, ma bardzo duży wpływ na pracę KSE, ponieważ tych źródeł jest już ok. 12 000-13 000 MW.

I wreszcie sterowalność wszystkimi zasobami. Znowu tutaj wrócę do prosumentów, bo mogą być w systemie takie okresy, jeśli prosumenci nadal będą rozbudowali swoje instalacje, że po wyłączeniu wszystkich źródeł odnawialnych, które są sterowane przez operatora, wszystkich do zera, i zaniżeniu wszystkich jednostek centralnie dysponowanych, które są, nadal będziemy mieli nieplanową nadwyżkę energii. W ten sposób moglibyśmy zakłócać pracę systemu europejskiego. Dlatego musimy koniecznie, mówię tutaj w imieniu operatorów, nie tylko OSP, uzyskać możliwość zarządzania tym, co się dzieje w sieci prosumenckiej, ponieważ na koniec dnia ma to wpływ na pracę sieci. Wszystkie źródła, także prosumenckie, są istotne.

Jeśli chodzi o działania w kierunku zwiększenia elastyczności i odporności sieci, to należy przede wszystkim wskazać na konieczność utrzymywania źródeł rezerwowych. Jak powiedziałem, im więcej źródeł OZE, im większy mają one udział w torcie energetycznym w kraju, tym mniej produkują duże źródła dyspozycyjne, sterowalne. Tu należy oczywiście pamiętać o konkurencji. Źródła tańsze wygrywają ze źródłami droższymi w zakresie konkretnej megawatogodziny, ale jednocześnie my jako operatorzy i odbiorcy potrzebujemy przecież moc skorzystać z energii także wtedy, kiedy nie świeci słońce i nie wieje wiatr. Dlatego potrzebujemy źródeł sterowalnych, one też muszą istnieć, muszą funkcjonować mechanizmy ich utrzymywania oraz płacenia im za to, że są. Być może one będą pracowały 2000 godzin, być może 1000 godzin, a być

może 500 godzin albo mniej, ale skoro są niezbędne do tego, żeby w tych godzinach dostarczyć usługi odbiorcom, to muszą istnieć mechanizmy, które zagwarantują pracę tych źródeł.

Elastyczność istniejących źródeł. To jest właśnie wyzwanie związane z tym, żeby można było schodzić jeszcze niżej, jeżeli chodzi o minima techniczne, i szybciej zwiększać generację, żeby można było łagodnie przechodzić przez te najtrudniejsze letnie okresy, kiedy przechodzimy od bardzo wysokiej generacji fotowoltaicznej do bardzo niskiej generacji fotowoltaicznej.

Ostatni element to zapewnienie odporności KSE na zmienność warunków produkcji. Dziś mamy wspomniane wcześniej *must run* 'y, czyli te 5000 MW i poniżej tych 5000 MW nie schodzimy. Ale teraz można zadać sobie pytanie, czy to jest sytuacja, która będzie satysfakcjonująca także w 2040 i w 2050 r.? Wtedy byłby limit, który byłby niezmienny. Uważamy, że musimy starać się tak dostosowywać źródła oraz ich zdolność do regulacji i zaniżania, i tak dostosowywać inne urządzenia w sieci, aby móc gwarantować stabilność i pewność pracy sieci także przy bardzo niskiej generacji źródeł synchronicznych. Jak to zrobić? To nie jest takie oczywiste. Przede wszystkim potrzebujemy nowych technologii. Musimy je nie tylko wdrożyć do systemu, ale także nauczyć się tych nowymi technologiami posługiwać. To są te wszystkie tematy typu *grid forming*, czyli imitowanie zachowania maszyny synchronicznej przez energoelektronikę i to wszystko jest absolutnie technicznie możliwe, ale nie jest oczywiste, jak to wszystko wysterować, jak to wyregulować, jak spowodować, żeby to działało w sposób stabilny, bezpieczny i bez niespodzianek. Maszyna synchroniczna to jest fizyka i ona jest oczywiście niezmienna, działa sama z siebie, natomiast energoelektronika to są systemy sterowania, to trzeba zaprogramować żeby to zadziałało, a jak się to źle zaprogramuje, to będzie działało źle. Fizyka działa zawsze tak samo.

Oczywiście to są też magazyny, to jest też konwersja niektórych zamykanych źródeł węglowych na kompensatory synchroniczne, które stabilizują pracę sieci, dostarczają regulacyjność mocy biernej itd.

I naprawdę ostatni element, czyli inne działania, a więc wzmocnienie mechanizmów cenowych. Jeżeli chcemy zagospodarować nadwyżki generacji odnawialnej, bo te nadwyżki są już tanie, to musimy dysponować mechanizmami, które pokażą czy ta energia jest tania, będą zachęcać do odbioru. Mówiąc konkretnie, sygnał cenowy z rynku, który już dziś jest całkiem dobry, musi docierać do odbiorców, musi do nich trafiać. Odbiorcy muszą ten sygnał widzieć. Nad tym trzeba popracować. I jeszcze, jak mówiłem wcześniej – obowiązek bilansowania, a do tego dochodzi także obowiązek wysłania planów pracy przez wszystkie źródła przyłączone do sieci, także przez źródła rozproszone, oraz obowiązek realizacji tych planów pracy. Musimy wiedzieć, kto, kiedy i z jaką mocą będzie pracował, ponieważ operator nie jest w stanie prognozować generacji odnawialnej, jeśli tej generacji odnawialnej jest tak dużo, że o tym, czy ona pracuje czy nie, nie decyduje pogoda, tylko jest to decyzja operatora instalacji. Dziś bardzo często instalacje redukują się już same, bo nie mieszczą się w systemie, bo są narażone na ceny ujemne. Jak pomnożymy moc zainstalowaną przez dwa, to wówczas będą się znacznie częściej samoredukowały. Jako operator możemy prognozować pogodę, możemy mieć modele, które doskonale przetransferują warunki nasłonecznienia na generacji PV, ale jeżeli wyjdzie nam, że dziś o godz. 12:00 ma produkować 30 GW, a zapotrzebowanie jest na 20 GW, to wiemy, że taka prognoza jest hipotetyczna i ona się nigdy nie sprawdzi. Dlatego musimy mieć plany pracy od tych instalacji.

Jeszcze kwestia zasady przyłączeń. Wspominał o tym pan minister – projekt UC84. Powiem, że bardzo liczymy na tę ustawę. Potrzebujemy dostosować proces przyłączania urządzeń do sieci do nowej rzeczywistości oraz potrzebujemy uzyskać możliwość świadomego kształtowania miksu przyłączanego do KSE. Dziś jest tak, że jeżeli przychodzi do nas inwestor, który chciałby swoją instalację rozbudować i chce dodać do systemu bardzo interesujący dla nas *asset*, magazyn do swojej PV, to on musi czekać 7 miesięcy w kolejce. A jak jeszcze źle złoży wniosek, to musi czekać 14 miesięcy, bo wraca do kolejki. Szanowni państwo, my powinniśmy uzyskać możliwość preferencyjnego przyłączenia tych zasobów, które są w systemie potrzebne. Myślę, że dołączenie dziś sto piątego gigawata PV nie jest potrzebne, ale dołączenie któregoś tam gigawata magazynów albo takiego prawdziwego magazynu jest potrzebne na pewno.

I wreszcie cyberbezpieczeństwo. Mówiliśmy o tym w naszym pakiecie *antyblackout* 'owym. Coraz więcej nowych zasobów jest do sieci przyłączonych. Zwróćcie państwo uwagę, jeżeli mamy w systemie powiedzmy 30 elektrowni, to one są chronione przez 30 zespołów informatyków, tam wszystko jest monitorowane, tam działają wszystkie mechanizmy cyberbezpieczeństwa. Ale tych 30 elektrowni ma w sumie mniej mocy zainstalowanej niż wszystkie źródła rozproszone

przyłączone do sieci, a jeśli chodzi o te źródła, to nawet nie mamy pojęcia, czy i jakie wymagania pod względem cyberbezpieczeństwa są spełniane. Nie wiemy nawet, kto ich pilnuje. W związku z tym w pakiecie naszych propozycji chcemy zaproponować określenie wymagań w zakresie certyfikacji i okresowych audytów z zakresu cyberbezpieczeństwa oraz wdrożenie mechanizmów monitorujących zagrożenia cyberatakami w instalacjach OZE w systemie 24/7, czyli 24 godziny dziennie przez 7 dni w tygodniu. Oczywiście tego nie musi robić sam przysłowiowy pan Jan Kowalski, który ma jakąś małą instalację, ale można by to kontraktować na zasadzie usług wyspecjalizowanych firm, które zajmują się takimi rzeczami. To wszystko z naszej strony, dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie prezesie. Za chwilę przejdziemy do prezentacji poszczególnych OSD, ale zanim to nastąpi, mam takie pytanie: czy sterowanie mocą w poszczególnych OSD jest tak samo skonfigurowane? Czy operatorzy widzą produkcję z całego drzewa dostaw, nadmiar energii lub niedobór i faktyczne zapotrzebowanie? Czy to jest jednoznacznie skategoryzowane i w każdym OSD widzimy to samo? Czy w każdym OSD widzimy jak funkcjonuje drzewo dostaw? Czy istnieje uniwersalny system informatyczny u operatorów: Enea, Energa, TAURON i PGE?

Wiceprezes zarządu PSE SA Konrad Purchała:

Wolałbym na ten temat oddać głos kolegom i koleżankom reprezentującym operatorów, mogę jednak powiedzieć, że na pewno nie jest identycznie u każdego operatora. Operatorzy mieli też różne tempo przyłączania instalacji, były one przyłączone w różnych okresach, obowiązywały różne wymagania itd. Z pewnością każdy operator bardzo się stara, aby taką sterowalność uzyskać, ale jeśli chodzi o konkrety, to wolałbym oddać im głos.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Ale czy wam to nie przeszkadza, że tak naprawdę nie wiecie, jak wygląda ten system operacyjny sterowania mocą w poszczególnych OSD?

Wiceprezes zarządu PSE SA Konrad Purchała:

Jeśli chodzi o współpracę z OSD w zakresie redysponowania, to mamy takie uzgodnienie, że po naszej stronie jako operatora OSP jest wyznaczenie skali potrzeb redysponowania, czyli mówimy, ile megawatów trzeba zaniżyć...

Głos z sali:

To dotyczy obszaru.

Wiceprezes zarządu PSE SA Konrad Purchała:

Tak, właśnie do tego chciałem przejść. Podajemy skalę megawatów, którą należy redysponować i w którym obszarze, w którym oddziale OSD ma to nastąpić, a OSD wykonują to redysponowanie za pomocą takich narzędzi, jakie mają. Oczywiście chcielibyśmy, żeby jak największa część tych zasobów była sterowana w sposób natychmiastowy, tak jak to jest w Enei, i do tego dążymy.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję. Proszę, pan poseł Zyska, krótkie pytanie do przedstawicieli PSE. Tylko proszę, żeby pytanie było naprawdę krótkie.

Poseł Ireneusz Zyska (PiS):

Panie prezesie, Europejskie Stowarzyszenie Operatorów Systemowych, do którego oczywiście należą także Polskie Sieci Elektroenergetyczne, wprowadziło system Picasso. Chciałbym zapytać, na jakim etapie jest wdrażanie tego systemu przez PSE? Proszę o krótką informację na ten temat.

Wiceprezes zarządu PSE SA Konrad Purchała:

Oczywiście, panie pośle. System Picasso to jest system, który usprawnia działanie regulacji wtórnej, to już są kwestie bardzo techniczne. Chodzi o nadążne dostosowanie bilansu mocy Polski i w tym celu system wysyła sygnał regulacyjny co 4 sekundy. Do tego systemu zamierzamy dołączyć w piątek, czyli już za 2 dni będziemy funkcjonowali w tym systemie.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję za odpowiedź. Przechodzimy w takim razie do poszczególnych OSD. Dziękuję za materiały, które zostały nam dostarczone. Rozumiem, że pani dyr. Monika Gawlik z Ministerstwa Aktywów Państwowych pokieruje wystąpieniami poszczególnych OSD.

Dyrektor Departamentu Spółek Paliwowo-Energetycznych Ministerstwa Aktywów Państwowych Monika Gawlik:

Szanowny panie przewodniczący, szanowna podkomisjo, przesłaliśmy państwu obszerne materiały, jeżeli chodzi o spółki dystrybucyjne. Oczywiście wiemy, że sieci to bardzo ważny element systemu elektroenergetycznego i, że tak powiem, całej transformacji systemowej. W tej chwili jest realizowanych wiele inwestycji w różnych obszarach, jeżeli chodzi o poszczególne spółki dystrybucyjne. Każda spółka posiada plany rozwoju zatwierdzone przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i jest rozliczana z wykonania tych planów, natomiast jeśli o szczególne, to poproszę po kolei przedstawicieli spółek o zabranie głosu. Proponuję, żebyśmy zaczęli od wywoływanej już wcześniej Enei.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Oczywiście, bardzo proszę, tylko mam prośbę. Państwo znacie się dobrze i wiecie, jak to wygląda w poszczególnych OSD. Proszę powiedzieć za każdym razem, co robicie wspólnie, tzn. proszę wskazać, że to jest wspólne działanie, a to jest nasze działanie indywidualne, innowacyjne.

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

Przepraszam, panie przewodniczący, czy chodzi o...

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Chodzi mi o wskazanie, że dane działanie jest uniwersalne w takim sensie, że realizują je wszystkie OSD, a na przykład inne działanie jest wykonywane tylko przez konkretnego OSD, z jego inicjatywy.

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

Proszę państwa, generalnie jeżeli chodzi o spółki dystrybucyjne, to oczywiście istnieją plany rozwoju identyczne dla każdej z tych spółek. Była bowiem taka inicjatywa – Karta Efektywnej Transformacji, która dotyczyła rozwoju spółek dystrybucyjnych. Zakreślono wówczas 5 bardzo ważnych obszarów, w które spółki energetyczne muszą inwestować. Przede wszystkim chodziło o rozwój sieci w kierunku tworzenia możliwości do przyłączania nowych odnawialnych źródeł energii, także odbiorców, następnie to było kablownanie, następnie inicjatywa w zakresie cyberbezpieczeństwa, inwestycje dotyczące liczników – tutaj wiemy doskonale, że ustawa Prawo energetyczne nakłada określony termin. Oczywiście różnie to wygląda i różne są poziomy zaawansowania poszczególnych operatorów. Z tego, co się orientuję, Enea i Energa są bardzo zaawansowane, jeżeli chodzi o instalację liczników. Kolejny obszar to mówiąc ogólnie magazyny, tutaj też oczekujemy inwestycji ze strony spółek dystrybucyjnych. Magazyny wiążą się w naturalny sposób z elastycznością sieci, która musi zostać zwiększona, ponieważ bez elastyczności sieci nie uda się przeprowadzić we właściwy sposób transformacji systemu. Doskonale wiemy, ponieważ mamy to określone przez PSE, jakie źródła i jakie moce są potrzebne w systemie.

Chcę państwa poinformować, że dzisiaj zakończyliśmy pracę Zespołu ds. wydzielenia aktywów państwowych. Pan minister Jakub Jaworowski poinformował, że brak jest uzasadnienia ekonomicznego dla realizacji projektu NABE i że potrzebne są systemy wsparcia. W związku z tym uważam, że ostatecznie wyklarowała się sytuacja, jeżeli chodzi o umiejscowienie aktywów węglowych, czyli źródeł, w spółkach Skarbu Państwa. To wszystko jest naturalnie skoordynowane, spółki Skarbu Państwa przedstawiły swoje strategie, w których pokazały, że jak najbardziej są w stanie tutaj inwestować, czyli generalnie rzecz biorąc realizować transformację, nawet posiadając w swoich zasobach określone aktywa.

Ale wracając do tematu, bo tę informację przekazałam tylko przy okazji – skończyłam na wspólnych inwestycjach związanych z licznikami. Oprócz tego działania będą kierowane na zwiększenie niezawodności sieci i poprawę cyberbezpieczeństwa. Oczywiście będą realizowane także inwestycje związane z podnoszeniem jakości obsługi odbiorców końcowych.

W wymienionych zakresach działania spółek są skoordynowane i generalnie wszystkie podmioty zmierzają w tym samym kierunku. Natomiast jeśli chodzi o zakres i wielkość poszczególnych inwestycji, to poproszę już o wypowiedź przedstawicieli operatorów.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Spoglądając na dostarczone materiały, widzę pewne różnice pomiędzy poszczególnymi spółkami.

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

Oczywiście, panie przewodniczący. Można powiedzieć obrazowo, że mamy drzewo, a w zasadzie korzeń, który wskazuje kierunek, w jakim będą podążały spółki, natomiast korona tego drzewa, jego gałęzie rozwijają się indywidualnie. Każda spółka ma prawo do innowacyjności i swoich pomysłów, i bardzo dobrze, co oczywiście nie przeszkadza temu, że wszystkie podmioty zmierzają w jednym kierunku.

Poproszę o zabranie głosu przedstawiciela Enei.

Wiceprezes ds. infrastruktury sieciowej Enea Operator sp. z o.o. Bogumiła Strzelecka:

Nazywam się Bogumiła Strzelecka, reprezentuję zarząd Enea Operator, jestem wiceprezesem ds. infrastruktury sieciowej.

Szanowni państwo, zanim przejdę do naszych propozycji związanych ze zwiększeniem elastyczności sieci dystrybucyjnej, czy też generalnie konkretnych propozycji dotyczących usług elastyczności, chciałabym odnieść się do tematów, które zostały poruszone w pierwszej części posiedzenia, czyli mam na myśli naszą aktywność w procesie transformacji energetycznej oraz to, co już zrobiliśmy dla tego procesu.

Do sieci Enea Operator do końca czerwca tego roku przyłączonych zostało 7500 MW źródeł odnawialnych. Kiedy zostaną zrealizowane wszystkie umowy przyłączeniowe zgodnie z wydanymi warunkami, będziemy mieli moc w naszym systemie dystrybucyjnym na poziomie 15 000 MW odnawialnych źródeł energii przyłączonych do sieci średniego i wysokiego napięcia, jak również do sieci niskich napięć. To jest aktywność wytwórców, która już się przełożyła na przyłączone źródła OZE, natomiast zgłoszona aktywność inwestorów, która trafiła na nasze biurka, była przeogromna – 120 GW. Wnioski o przyłączenie takiej mocy trafiły do naszej spółki. To były oczywiście wnioski różnej jakości i różnej wiarygodności, wszystkie je zweryfikowaliśmy, ale podkreślam raz jeszcze – od początku transformacji trafiły do nas wnioski o przyłączenie 120 GW, a nasza spółka bynajmniej nie należy do największych operatorów systemów dystrybucyjnych.

Będąc aktywnym uczestnikiem procesu transformacji, zdecydowaliśmy od samego początku, aby jednoznacznie wskazywać wymagania na poziomie warunków przyłączenia, jak i umów przyłączeniowych oraz zawartych umów o świadczeniu usług dystrybucji – wymagania związane z regulacją przyłączanych źródeł OZE. Od samego początku w procesie wydawania warunków oczekiwaliśmy od naszych klientów, również tych potencjalnych, którzy w procesie wydawania warunków przyłączenia byli zainteresowani współpracą z nami, aby na poziomie naszych operatorskich systemów SCADA dostarczyli nam pełną regulacyjność swoich źródeł w zakresie parametru mocy czynnej, mocy biernej, jak również napięcia. Być może dlatego nasze systemy SCADA są najbardziej pożądane przez operatora systemu przesyłowego w obecnym procesie wskazywania obszarów do szybkiego redysponowania w ramach poleceń uzupełniających.

Podkreślam to, ponieważ operator systemu przesyłowego we współpracy ze wszystkimi operatorami systemów dystrybucyjnych nakreślił 2 tryby poleceń redysponowania – tryb podstawowy i tryb uzupełniający. Tryb uzupełniający jest trybem, który wymaga bardzo szybkiego czasu reakcji, czyli musimy wykonać to polecenie w bardzo krótkim czasie, z dużą skutecznością, żeby wpisać się w oczekiwania operatora systemu przesyłowego związane z bieżącym bilansowaniem KSE.

To byłoby tyle, jeśli chodzi o naszą, nazwijmy to przezorność, ale na pewno było to przekonanie, że bez regulacyjności wszystkich źródeł przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, jakim jest Enea Operator, nie będziemy w stanie właściwie i bezpiecznie panować nad pracą naszej sieci dystrybucyjnej.

Od 24 czerwca, czyli od niedawna, PSE wdrożyły nowe mechanizmy dla redysponowania nierynkowego, które są początkiem budowania większej proporcjonalności w sięganiu po źródła OZE podlegające redysponowaniu. Mieliśmy okazję spotkać się z wytwórcami, z naszymi klientami przyłączonymi do naszej sieci dystrybucyjnej, również z wytwórcami z Wielkopolski, mieliśmy bezpośrednie spotkanie z tymi wytwórcami i pokazywaliśmy im, w jaki sposób budujemy wspólnie z PSE zmiany w kierunku większej proporcjonalności, jak również większej transparentności w procesie redysponowania. To spotkanie zostało odebrane bardzo pozytywnie przez wytwórców i wydaje nam się, że taka formuła lepszej komunikacji jest bardzo istotna

w obecnej sytuacji, szczególnie kiedy redysponowanie nierynkowe w tej chwili jest tak częste. W 2024 r. w Enea Operator mieliśmy 65 dni, w których wydane zostały na nasz teren działania polecenia redysponowania. Do końca czerwca tego roku dni objęte redysponowaniem naszych wytwórców, czyli działających na naszym terenie, wynoszą prawie dokładnie tyle samo, co w całym ubiegłym roku. W ciągu zaledwie pół roku zostało wydane polecenie redysponowania nierynkowego na prawie tyle samo dni, co w całym roku poprzednim. Oczywiście wykonujemy te polecenia, ponieważ jesteśmy odpowiedzialni za bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Szanowni państwo, chciałabym teraz przejść do tematyki dzisiejszego spotkania, czyli generalnie naszej aktywności w budowaniu czy zwiększaniu elastyczności naszej sieci, w tym propozycji związanych z usługami elastyczności.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Proszę tylko, żeby prezentacja nie trwała za długo, bo obawiamy się, że nie wszyscy zdążą zabrać głos.

Wiceprezes Enea Operator sp. z o.o. Bogumiła Strzelecka:

Oczywiście, będę się streszczać. Od 1 marca, po zatwierdzeniu zmian w instrukcji ruchu eksploatacji sieci dystrybucyjnej przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jako spółka Enea Operator wdrożyliśmy nasz pierwszy produkt, który żyje i działa, i który ma już swój odbiór u klientów, a dokładnie u odbiorców naszej spółki. Nazwaliśmy ten produkt Interwencyjną Dostawą Mocy Czynnej, w skrócie IDC. Umożliwiliśmy naszym odbiorcom zwiększenie poboru mocy czynnej ponad wartość mocy umownej do poziomu mocy bezpiecznej. To jest bardzo prosty mechanizm, nieskomplikowany, łatwy w użyciu. Zakomunikowaliśmy to naszym odbiorcom. Generalnie odbiorcy korzystający z tego produktu nie ponoszą żadnych dodatkowych opłat dystrybucyjnych za przekroczenie zamówionej mocy umownej. Kiedy to mogą zrobić? W określonych godzinach każdej doby. Wyprzedzając potrzeby naszych odbiorców, komunikujemy im oczywiście, w jakich godzinach doby w każdym tygodniu ta nadwyżka mocy jest do wykorzystania w formie przekroczenia wartości mocy umownej do poziomu mocy bezpiecznej.

Na kolejnym slajdzie zobaczycie państwo, jakie jest zainteresowanie odbiorców tym produktem. Widać wyraźnie, że produkt jest bardzo rozwojowy, ponieważ kolejne miesiące przynoszą kolejne zainteresowanie.

Jeśli chodzi o kolejny produkt, to planujemy go wdrożyć od września br. Przewidujemy, że wystartuje on 1 września i to będzie tzw. Interwencyjna Regulacja Mocy Biernej. Z tej oferty, z tej usługi skorzystają źródła wytwórcze przyłączone w pierwszej kolejności do sieci 110 kV. Generalnie będziemy płacić za tę usługę. Chcemy, aby źródła OZE wpięte do naszych systemów SCADA istotnie stabilizowały i usztywniały sieć 110 kV naszej spółki, wpływając prawidłowo na parametry napięciowe u odbiorców oraz wtórnie, oczywiście, eliminując potrzebę cięcia sieci 110 kV oraz wyłączanie wytwórców.

I trzeci produkt, też zatwierdzony, w pakiecie IRES, zmienionej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, nazwaliśmy go usługą optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem magazynowania energii. Ponieważ ten produkt kierujemy do posiadaczy magazynów i przedsiębiorstw ciepłowniczych, chodzi oczywiście o pompy ciepła, kotły, elektrociepłownie i magazyny ciepła, dlatego, żeby ten produkt miał rację bytu, czekamy teraz na ustawę UC84, na zmiany przewidywane w tym projekcie, oczywiście z uwagi na formę aukcji czy przetargu.

I jeszcze rzut oka na reakcję odbiorców na produkt IDC, czyli Interwencyjną Dostawę Mocy Czynnej. Mamy już prawie 280 klientów, ta liczba przyrasta równie w różnych miesiącach, różna jest także aktywność tych wytwórców, ale generalnie widzimy jeszcze potencjał dla poprawy zużycia energii w godzinach szczytu, szczególnie w szczycie fotowoltaicznym.

Proszę państwa, nowy produkt, nowy aspekt związany z budowaniem elastyczności to również tworzenie nowych grup taryfowych. Przyznam, że jest to nowe otwarcie dla tego produktu, mówiliśmy o nim na spotkaniu z wytwórcami. Niewiele mogę jeszcze powiedzieć, jeśli chodzi o decyzję prezesa URE, ale zapowiada się, że będą to bardzo atrakcyjne nowe grupy taryfowe. Nazwaliśmy je adekwatnie do tego, jaki będzie typ ich odbiorcy, a więc aktywny, eko czy też bardziej zainteresowany produktem pewnym, ale jak powiedziałam, na razie przed nami jest jeszcze decyzja prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Mamy nadzieję, że korzystna. Z tych produktów skorzystają oczywiście wszyscy chętni, którzy wpiszą się w godziny, kiedy ta cena jest najbardziej dla nich atrakcyjna.

Jeżeli państwo sobie życzy, żebym powiedziała więcej o tym produkcie, to oczywiście jestem do dyspozycji, a jeżeli nie, to oddaję głos innym operatorom.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję bardzo. Nowe taryfy znamy także z planów innych operatorów. Proszę, pani dyrektor.

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

Proszę o zabranie głosu przedstawiciela TAURON-u.

Wiceprezes zarządu ds. operatora TAURON Dystrybucja SA Maciej Mróz:

Dzień dobry, Maciej Mróz, TAURON Dystrybucja, wiceprezes zarządu ds. operatora. Zaczne od kwestii nowych taryf, bo faktycznie warto to skomentować, również w kontekście tego, o czym była mowa. Szanowni państwo, każdy z operatorów wprowadza w tym zakresie swoje rozwiązanie, niemniej jednak wydaje się, że te wszystkie rozwiązania idą w takim kierunku, aby zmienić archaiczny system taryf strefowych. Muszę jednak także podzielić się z państwem gorzką refleksją. Pomimo tego, że system strefowy w Polsce funkcjonuje, nie pamiętam już od ilu lat, tylko 11% klientów przyłączonych do sieci TAURON Dystrybucja wybrało taryfy strefowe w grupie G, a 89% naszych klientów nadal ma taryfę jednostrefową, czyli, jak mówi pan prezes Lot, wybierają opcję all inclusive, nikt nie chce schylić się po oszczędności.

Jak zapewne państwo wiecie, od 1 stycznia uruchomiliśmy rewolucyjny produkt, myślę, że można tak powiedzieć, jeśli chodzi o system taryf dystrybucyjnych – taryfę G14 Dynamic, tak ją nazwaliśmy. To jest taryfa czterostrefowa, z tym że klient wybierając tę taryfę nie zna dokładnie rozkładu stref. To jest oczywiście taryfa dla klientów, którzy potrafią aktywnie zarządzać swoim poborem energii elektrycznej, chcą na bieżąco śledzić zalecenia dotyczące poboru i sytuacji w systemie. Przygotowując tę taryfę, współpracowaliśmy z operatorem sieci przesyłowej, który opracował kompas energetyczny, który każdy może mieć na swoim smartfonie i dzięki temu obserwować sytuację w systemie. To jest prosta aplikacja, która działa na zasadzie „światelkowej”, czyli świecąc w spektrum od barwy bardzo mocno zielonej do barwy czerwonej, wskazuje godziny, w których w systemie znajduje się dużo energii ze źródeł odnawialnych i kiedy ta energia jest tania. Klient to widzi i w prosty sposób może w tych godzinach zwiększać swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Jak wspominałem, ten rodzaj taryfy posiadamy od 1 stycznia i na razie korzysta z niego mniej niż 100 klientów. Wynika to chyba po części z faktu, że taryfa jest nieco bardziej wymagająca, ponieważ klient musi posiadać licznik zdalnego odczytu uważnie śledzić uwarunkowania pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, zapotrzebowanie, dostępność, ilość energii ze źródeł OZE. Gdybyśmy mieli porównać tę taryfę z taryfą G11, to składnik zmienny stawki sieciowej w taryfie G11 w przypadku TAURON Dystrybucja to ok. 25 gr, natomiast w tych bardzo mocno „zielonych” godzinach składnik zmienny stawki sieciowej w taryfie G14 jest na poziomie 1 gr, a zatem ta grupa taryfowa jest bardzo atrakcyjna i ją promujemy oraz zachęcamy klientów, żeby korzystali z tej grupy taryfowej.

Od 1 lipca uruchomiliśmy kolejne nowe rozwiązanie taryfowe, grupę taryfową G13S, w której na wartość składnika ma wpływ poziom skorelowania zapotrzebowania na energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej oraz koszty zmienne dostaw energii elektrycznej, które zależą od okresu w roku, jak również od tego, czy mamy do czynienia z zużyciem energii w szczycie czy poza szczytem. Również promujemy tę taryfę i zachęcamy klientów do korzystania z tego rozwiązania taryfowego, które może stać się elementem wspierającym system elektroenergetyczny w zakresie zwiększonego zapotrzebowania w gospodarstwach domowych. Planujemy także dalszy rozwój dynamicznych grup taryfowych dla klientów tzw. *small business*’u.

Jako TAURON Dystrybucja bardzo intensywnie rozwijamy narzędzie, które umożliwia wizualizację i monitoring zużycia energii elektrycznej. Posiadamy aplikację „TAURON e-licznik”, w której klient może kontrolować zużycie energii w trybie dziennym, miesięcznym i rocznym, może porównywać swoje zużycie w określonych okresach lub ze średnią statystyczną, ma dostęp do aktualnego z odczytu licznika, może szybko generować raporty dotyczące zużycia i w końcu może także zaplanować oszczędności poprzez ustawianie celów i powiadomień na e-mail. W tej chwili posiadamy już ponad 360 tys. zarejestrowanych klientów, którzy korzystają z tej aplikacji.

Promując proklienckie rozwiązania, opracowaliśmy i udostępniliśmy naszym klientom narzędzie, które w bardzo prosty sposób potrafi zwizualizować i porównać taryfy dystrybucyjne.

Rozumiejąc, że klient może mieć pewne wątpliwości odnośnie poziomu skomplikowania naszej oferty dystrybucyjnej, w prosty graficzny sposób zwizualizowaliśmy klientowi oszczędności, które może uzyskać, nawet jeżeli nie zmieni swojego zachowania, a jedynie zmieni taryfę za usługi dystrybucyjne.

Proszę państwa, w czwartym kwartale ub.r. uruchomiliśmy pilotażową usługę elastyczności. Ta usługa, naszym zdaniem, rozwiązuje m.in. problem dotyczący elastyczności w aspekcie sieciowym, o którym wspominał pan minister. Mówiąc nieco bardziej szczegółowo, pod koniec ubiegłego roku uruchomiliśmy postępowanie na dostawę usługi elastyczności związanej z konkretnym problemem, tj. ograniczeniem sieciowym na linii średniego napięcia w województwie małopolskim. Chodziło o to, aby dzięki odpowiedniemu zachowaniu strony odbiorczej albo wytwórczej uzyskać pewne oczekiwane parametry, w tym przypadku napięciowe. Wcześniej, ze względu na długość linii średniego napięcia, w okresach zbyt dużej generacji notowaliśmy nadmierne wzrosty napięcia na tej linii. Rozwiązaliśmy problem, kontraktując usługę elastyczności.

Staramy się cały czas rozwijać swoje kompetencje i zdobywać doświadczenie w zakresie usług elastyczności, mimo że – wspominał o tym pan przewodniczący na początku – działamy w niezbyt jasnym i wyraźnie określonym otoczeniu regulacyjnym. To nas jednak nie hamuje ani tym bardziej nie zwalnia z wdrażania pilotażowych usług elastyczności związanych z konkretnymi lokalizacjami i z konkretnymi problemami natury sieciowej. Podkreślam – problemami natury sieciowej, a nie bilansowej.

W kwietniu złożyliśmy do Urzędu Regulacji Energetyki nowe plany rozwoju na lata 2026-2031, w których zawarliśmy także nasze potrzeby w zakresie elastyczności. Wskazaliśmy 93 lokalizacje, w których określiliśmy zarówno zakres potrzeb w godzinach występowania ograniczenia w konkretnej ilości megawatów, a także przewidywane terminy pozyskania niezbędnych usług. W tym roku po wakacjach rozpoczniemy kontraktacje wybranych usług elastyczności w tych 93 lokalizacjach. W tym celu zamieściliśmy na naszych stronach internetowych informację dotyczącą właśnie kontraktacji zapotrzebowania na usługi elastyczności. Uruchomiliśmy także proces certyfikacji podmiotów, które mogą być usługodawcami w przypadku usług elastyczności. Pomimo niedookreślonego otoczenia regulacyjnego zamierzamy zakontraktować usługi elastyczności w tych kilkudziesięciu lokalizacjach.

Na zakończenie powiem jeszcze o naszych rekomendacjach. Będziemy rozwijać usługi elastyczności w ramach usług lokalnych oraz starać się poszerzać wiedzę użytkowników w zakresie ich wpływu na funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego. Będziemy także bardzo intensywnie wspierać, była już o tym mowa, uwolnienie potencjału po stronie zarówno podaży, jak i popytu, poprzez rozwój tych taryf sieciowych i budowanie odpowiedniej świadomości naszych klientów, bo jak widać, tego nam wyraźnie brakuje. Niejako rozwijając ten wątek, po doświadczeniach zebranych przez Eneę będziemy również wdrażać rozwiązania interwencyjne w zakresie dostawy mocy czynnej czy też regulacji mocy biernej. Podpisujemy się oczywiście pod postulatem szybkiego stworzenia ram prawnych dla funkcjonowania usług elastyczności. I ostatnia uwaga, sądzę, że istotna. Zbadaliśmy potencjał w zakresie elastyczności systemów ciepłowniczych. W współpracy w ramach PTPiREE przeprowadziliśmy ankietę u podmiotów, które zarządzają systemami ciepłowniczymi i wyszło nam, że w perspektywie do 2030 r. ten potencjał nie jest zbyt duży w skali kraju – zaledwie ok. 900 MW. W przypadku TAURON Dystrybucja, tutaj mamy to przebadane dokładnie, podmiot po podmiocie, to będzie ok. 300 MW. To wszystko z mojej strony, dziękuję bardzo.

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

Proszę o zabranie głosu przedstawiciela PGE.

Wiceprezes zarządu ds. infrastruktury sieciowej PGE Dystrybucja SA Mariusz Podkański:

Dzień dobry, Mariusz Podkański, reprezentuję zarząd PGE Dystrybucja, odpowiadam za pion infrastruktury sieciowej. W nawiązaniu do tego, co powiedzieli moi przedmówcy chcę państwa poinformować, że taryfy PGE Dystrybucja już od dawna przewidują możliwość wybierania godzin, w których klient może skorzystać z tańszej energii, i mam tu na myśli zarówno drugie strefy, jak i taryfy, w których możemy korzystać z energii elektrycznej, która jest tańsza w okresach weekendowych.

Nasz największy problem, albo patrząc z drugiej strony największe przedsięwzięcie, jakie aktualnie realizujemy na poziomie PGE Dystrybucja, to zbudowanie i uruchomienie centralnego

zarządzania siecią dystrybucyjną. Tego nam dzisiaj chyba najbardziej brakuje w porównaniu z przedmówcami, ale nie tylko z nimi, również w porównaniu z pozostałymi operatorami systemu dystrybucyjnego. Nasza spółka posiada 7 oddziałów terenowych, w których dysponujemy dzisiaj 7-mioma SCADA-ami, przy czym mamy aż 3 producentów tych systemów SCADA, ale nie posiadamy integratora. Czyli, inaczej mówiąc, nie jesteśmy dzisiaj w stanie zarządzać siecią dystrybucyjną z poziomu centralnego szybko i w sposób zautomatyzowany. Jeśli można tak powiedzieć, to jest ten element, który nas „wyróżnia”, ale mówiąc serio – pokazuje nasze braki w porównaniu z pozostałymi operatorami sieci dystrybucyjnych.

W ostatnim czasie mocno zintensyfikowaliśmy prace nad stworzeniem centralnego systemu zarządzania siecią, uruchomiliśmy postępowanie na zakup centralnego systemu SCADA, zamierzamy go uruchomić w centrum dyspozytorskim w przyszłym roku. Od przyszłego roku zamierzamy sukcesywnie rozwijać centralną dyspozycję mocy, wykorzystując przy tym również program Lt450, który został u nas uruchomiony. W ramach tego programu w przyszłym roku mamy mieć pokryte 95% powierzchni działania PGE Dystrybucji w zakresie łączności bezprzewodowej, co umożliwi nam zdalne i szybkie monitorowanie zjawisk zachodzących w naszej sieci. Dołączając do tego projektu SZO, realizowany nie tylko w PGE Dystrybucja, ale również u pozostałych operatorów, uzyskamy monitoring i wizualizację sieci na poziomie porównywalnym z innymi operatorami, na pewno wyższym niż ten obecny. To są chyba najważniejsze informacje o naszych potrzebach, których zaspokojenie pozwoli na szybkie monitorowanie sieci.

Drugi temat, którym dzisiaj się zajmujemy w związku z przygotowaniem do nowego systemu SCADA, to automatyzacja w zakresie szybkich możliwości regulacyjnych wytwórców. Tego nam dzisiaj bardzo brakuje.

Jeżeli chodzi natomiast o zadania stricte związane z elastycznością, to prowadzimy aktualnie projekty badawcze w wyznaczonych rejonach, w ramach których próbujemy bilansować te obszary w zakresie źródeł wytwórczych, jak również zapotrzebowania, jakie jest w danym obszarze wyznaczone. Realizacja tych projektów dostarcza nam pewne wnioski, które postaramy się wykorzystać w najbliższym czasie podczas realizacji analogicznych projektów w innych obszarach naszej sieci, tak aby lokalne bilansowanie nabrało większych i konkretniejszych wymiarów i oczywiście żeby wpływało pozytywnie na elastyczność sieci PGE Dystrybucja.

Oprócz tego – również w ramach programów badawczych, które przynoszą pozytywne efekty – wdramy w naszej sieci rozwiązania, które mają wpływ na równomierne rozkładanie obciążenia w stosunku do generacji, która jest produkowana ze źródeł OZE. Wnioski, analogicznie jak w przypadku lokalnego bilansowania, potwierdzają, że stosowanie regulatorów i symetryzatorów daje pozytywne, wymierne korzyści. Zadania związane z instalacją tego typu urządzeń w sieci ujęliśmy, podobnie jak koledzy, w planie rozwoju na najbliższe lata, który został zatwierdzony przez prezesa URE.

Poza tym w planie rozwoju mamy oczywiście przewidziane inne zadania związane z poprawą funkcjonowania sieci. Dotyczą one zwiększenia możliwości przełączeniowych do naszej sieci, jak również modernizacją części sieci poprzez podwyższenie jej sprawności. W tym miejscu mam na myśli zadania związane z kablowaniem sieci. Aktualnie realizujemy to kablowanie w ramach projektu PK30, natomiast w planie rozwoju na najbliższe lata również ujęliśmy mnóstwo tych zadań, co powinno przełożyć się na uzyskanie większej stabilności sieci i umożliwić przyłączenie nowych podmiotów.

Z mojej strony to wszystko, dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie prezesie. Kto teraz, pani dyrektor?

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

Pozostał nam jeszcze ORLEN, czyli Energa. Bardzo proszę.

Prezes zarządu Energa-Operator SA Robert Świerzyński:

Dzień dobry, Robert Świerzyński, reprezentuję zarząd Energa-Operator.

Szanowni państwo, zanim opowiem o tym, jakie działania podejmuje Energa-Operator, żeby zarządzać popytem i popytem na energię elektryczną i w pełni wyzwolić potencjał, który tkwi w naszej sieci, chcę krótko pokazać, jacy jesteśmy jako Energa-Operator, ponieważ wydaje się, że jesteśmy podmiotem szczególnym. Po pierwsze, proszę zwrócić uwagę na wskaźnik, który znajduje się po prawej stronie u dołu – 3, 67. Ten wskaźnik pokazuje relację mocy z generacji

OZE do naszego odbioru. Ta moc jest 3,67 razy większa – moc generacji nad naszym popytem. Ta moc dzisiaj to ok. 9,5 GW, podczas gdy nasze średnie zapotrzebowanie na energię to 2,6 GW, a szczytowe zapotrzebowanie na energię to 3,5 GW. Co się wydarzy? Otóż jeżeli chodzi o generację OZE, to w tej sieci wydarzy się coś następującego: po pierwsze, biorąc pod uwagę wnioski, które wydaliśmy, a uważam, że to są projekty, które się w większości zrealizują, moc z OZE *on shore* wzrośnie do 15 GW i jednocześnie w tym samym czasie powstaną projekty *off shore*, i zgodnie z analizami rozptyłowymi, którą zrobiliśmy wspólnie z PSE, w tej sieci zostanie ok. 1 GW mocy ze źródeł *on shore*, ponieważ nie cała moc zostanie wyprowadzona na południe Polski. Dodatkowo zakładamy, że budowa elektrowni jądrowej pozostawi w tej sieci 4 GW mocy, a zapotrzebowanie wzrośnie nam, tak szacujemy, do 3,5 GW mocy. Co to oznacza? To oznacza, że będzie to obszar, on już prawie taki jest, który będzie mógł zaspokoić potrzeby swoich klientów z odnawialnych źródeł energii, ale pod jednym warunkiem, tzn. że nauczymy się konsumować tę energię wewnątrz sieci, co jest dla nas w tej chwili największym wyzwaniem zarządczym.

Wielkość dystrybuowanej energii w naszej sieci, proszę spojrzeć na górę slajdu, tam, gdzie mamy pokazany popyt, to ok. 23 GW mocy. Posiadamy 3,5 mln klientów, z czego 3,2 mln to są klienci detaliczni, klienci taryfy G. U nas jest inaczej niż TAURON-ie, bo ok. 1 mln naszych klientów korzysta z taryf strefowych. Wynika to z ceny, którą tam oferujemy i to jest oczywiście dla nas wyzwanie, jeżeli chodzi o tworzenie kolejnych taryf, dlatego że każda taryfa, która będzie obniżała nam niezbilansowanie, musi oferować klientom, którzy zmieniają swoje zachowanie, jeszcze niższą cenę, bo inaczej po prostu nie będzie działała.

Kwestia niezbilansowania. Pokażę państwu, jaki procent energii wyprodukowanej w naszej sieci przez odnawialne źródła energii wychodzi poza tę sieć – to jest ok. 30%. Ta energia mogłaby zostać w sieci, gdybyśmy stworzyli mechanizmy, które pomogą nam bilansować się lokalnie. 30% to jest prawie 7 TWh energii, która w ciągu roku wypływa w naszej sieci do KSE. Ona jest produkowana wyłącznie w OZE. Oczywiście to jest uogólnienie, dlatego że mamy dni, w których jest tego mniej.

Zaraz opowiem, co robimy, ale na moment chciałbym jeszcze wrócić do wcześniejszych slajdów i spojrzeć na to, co się dzieje w systemie, z trochę szerszej perspektywy, dlatego że uważam, iż aby wyzwolić potencjał podaży energii oraz potencjał popytu na energię, musimy patrzeć na to, co robimy w transformacji energetycznej, z trochę szerszej perspektywy, a nie tylko z tej perspektywy, którą widzimy dzisiaj jako OSD. Wynika to z faktu, że nasze pomysły i działania mają miejsce w pewnym układzie prawnym, w pewnym ładzie regulacyjnym. Jeśli go zmienimy, to będziemy działać inaczej.

A zatem po pierwsze, jesteśmy już po wdrożeniu nowego systemu SCADA. To jest system klasy ADMS. Odpowiadając na pytanie pana przewodniczącego – PSE również nam potrafi wydawać polecenia redysponowania w bardzo szybki sposób. Udostępniamy PSE ok. 4 GW mocy w procesach redysponowania i w większości jest ona sterowana w poleceniach U. Nie jest sterowana w tych poleceniach tylko tam, gdzie nie mamy zdolności regulowania tych źródeł, dlatego że te źródła powstawały w różnych okresach i sporo źródeł jest takich, które nie mają zdolności regulacyjnych i dlatego musimy robić to ręcznie, na telefon. De facto więc tam tej szybkiej regulacji już nie ma, ale to jest mniejszość. System nie tylko umożliwia nam realizację szybkich poleceń i analizę rozptyłów, które w wyniku tych poleceń następują, ale umożliwia nam także zarządzanie mocą bierną i czynną. Umożliwia także automatyczną detekcję sygnałów o awariach i automatyczne zarządzanie, izolowanie takich awaryjnych obszarów.

Podążamy śladem kolegów z Enei – interwencyjne dostawy mocy czynnej to jest znakomity pomysł, który powinniśmy promować w branży i który powinniśmy wdrożyć wszyscy. To jest pomysł, który pozwala przekraczać wytwórcom, w określonych, trudnych systemowo okresach, moc zamówioną. Jesteśmy w trakcie czekania na akceptację zmian do instrukcji ruchu, ale tworzymy też rozwiązania innowacyjne, które pomagają nam uwolnić potencjał generacji OZE, zwłaszcza potencjał generacji prosumentów. Wspólnie z Politechniką Gdańską, z profesorem tej politechniki, stworzyliśmy absolutnie innowacyjne regulatory i synchronizatory napięcia LWR, To jest całkowicie polski kontent. 100 takich urządzeń funkcjonuje już na sieci, w kolejnych latach zamontujemy następne 100. Próbuje, a w zasadzie jesteśmy już po koncepcji technicznej i po stworzeniu roboczego projektu regulatora, który będzie działał na sieci średniego napięcia i będzie poprawiał parametry jakościowe tej sieci.

Wdrażamy także oczywiście nowe taryfy. Po pierwsze, wdrożyliśmy taryfę dla klientów z dynamicznymi cenami energii. Wychodzimy bowiem z założenia, że sygnały z rynku od sprzedawców

powinny być przez nas podbijane i w zasadzie w przypadku tych klientów zrezygnowaliśmy... jeszcze nie zrezygnowaliśmy, na razie obniżyliśmy do 4 gr składnik zmienny opłaty dystrybucyjnej. To powoduje, że klienci mogą uzyskać oszczędności w rachunku całkowitym do 30%. Tworzymy także taryfę, która będzie odpowiedzią na profil generacji PV w naszej sieci. Chcemy ją stosować, zwłaszcza w tych regionach, gdzie tych PV jest dużo. Ta taryfa będzie tańsza od taryfy strefowej dającej zniżkę klientom w weekendy, każdy z nas ma taką taryfę, pod warunkiem, że zmieniają oni zachowania. Zmierzamy więc tutaj w kierunku, w którym idą wszyscy OSD.

Oprócz tego robimy jeszcze dwie rzeczy wspólnie ze spółkami w Grupie. Pierwsza z nich to rozpoczęcie wspólnych prac nad agregacją produkcji prosumentów. Mamy takie dni w systemie elektroenergetycznym: weekend majowy, święta Wielkiej Nocy, Boże Ciało i długi weekend sierpniowy, w których każdemu z nas wyczerpują się możliwości sterowania. Dlatego chcielibyśmy sprawdzić możliwość wsparcia z powodu braku odbioru, sprawdzić możliwość wsparcia tego systemu poprzez ograniczenia po stronie prosumentów. Taki projekt uruchomiliśmy, jesteśmy na etapie identyfikacji kosztów wdrożenia tego projektu i analizy potencjału, który nam wygeneruje. I robimy jeszcze jedną rzecz. Mówiłem o niezbilansowaniu i o tym, że część energii nam wypływa. Ona wypływa nam z systemu w bardzo konkretnych miejscach. Mamy 6 takich GPZ-tów czy stacji wysokiego napięcia, których praca powyżej 50% polega na tym, że transportują energię w stronę w wyższych napięć i mamy 2700 stacji średniego napięcia na niskie i one też kończą się w GPZ-tach, które w zasadzie pracują w taki sposób, że w 50% swojej aktywności... 50% energii, mocy transportują w stronę wyższych napięć. Co chcemy zrobić? Przy każdym GPZ-cie chcemy zbudować, wspólnie ze spółką Grupy, magazyn, który tę energię będzie przejmował. Sądzymy, że uda nam się zbudować taki model biznesowy, który będzie pokrywał koszty funkcjonowania tego magazynu. Z korzyści, które mamy po stronie OSD, myślę także o opłatach za tę usługę w ramach usług elastyczności, bo zakładam, że one powstaną, ale ten magazyn będzie się rozładowywał wtedy, kiedy tej energii będzie mniej, a więc będzie zmniejszał nasze zapotrzebowanie na pobór energii z sieci PSE. To w tej chwili robimy, natomiast chciałbym powiedzieć jeszcze o 5 punktach, które moim zdaniem wymagają zaadresowania w zmianach regulacyjnych i przy okazji zmian naszego podejścia do transformacji.

Po pierwsze, wydaje się nam, że transformacja przede wszystkim powinna być sprawiedliwa. Co to znaczy sprawiedliwa? Musimy mieć świadomość, że gros kosztów transformacji ponoszą klienci OSD, którzy nie są prosumentami i nie posiadają udziałów w spółkach wytwarzających energię elektryczną. Projekty OZE są dzisiaj lokowane, w gruncie rzeczy, u 2 operatorów – u kolegów z Enei i u nas. Jeżeli weźmiemy pod uwagę, że nasza sieć budowana jest dla klientów indywidualnych i ma dużo majątku, o dużej wartości, ale też o dużej wielkości, a jednocześnie u każdego z nas odbiór energii elektrycznej jest relatywnie mały, to łatwo sobie wyobrazić, że rozwój OZE w naszych obszarach powoduje presję na wzrost usługi dystrybucyjnej. Presja na wzrost kosztów usługi dystrybucyjnej powoduje, że do naszej sieci relatywnie trudniej jest przyłączyć odbiór, a więc nasze niezbilansowanie może się powiększać i właśnie temu powinniśmy przeciwdziałać.

Jakie są możliwości? Przede wszystkim poziom niezbilansowania. Wskazałem, że są takie obszary, w których mamy stacje, mamy węzły, mamy gminy, mamy miejsca, w których produkujemy energię i jej nie konsumujemy. To są równocześnie takie miejsca i takie obszary, w których coraz trudniej lokować jest nam projekty OZE, bo koszt modernizacji sieci jest relatywnie większy. Zwracam na przykład uwagę na województwo zachodniopomorskie, gdzie wskaźnik mocy do odbioru z generacji OZE wynosi prawie 6. To jest tyle samo, ile w najbardziej zaawansowanych transformacyjnie niemieckich landach albo krajach Europy Zachodniej. Wprowadzanie na tym terenie każdego megawata mocy jest droższe. Generalnie możemy powiedzieć, że na terenie działania Energa-Operator wprowadzenie każdej megawatogodziny z OZE staje się z każdym rokiem droższe. Przypominam, że za chwilę dojdziemy do ponad 16 GW mocy w naszej sieci. Dlatego wydaje mi się, że powinniśmy pomyśleć o takich mechanizmach regulacyjnych, w Europie one już są, które będą równoważyły ten koszt pomiędzy uczestnikami rynku energii. To niezbilansowanie ma jeszcze jeden walor. Najlepszym sposobem bilansowania sieci wcale nie są magazyny, tylko jest odbiór, i dlatego wydaje się, że tam, gdzie generacji OZE jest dużo, powinniśmy pomyśleć o akceleratorach odbioru energii elektrycznej. Dzisiaj prowadzimy dyskusję o akceleratorach OZE, ale sądzę, że równocześnie powinniśmy prowadzić dyskusję na temat tego, jak w obszarach, gdzie jest dużo odnawialnych źródeł energii, zwiększać odbiór? Zachęty do tego mogą pochodzić również strony dystrybutorów. Jestem w stanie sobie

wyobrazić specjalne stawki za usługi dystrybucyjne w tych obszarach, ponieważ wszyscy, także mój operator i Grupa Energa również, mamy korzyść polegającą na bezpieczeństwie systemowym, a to jest nie do przecenienia.

Kolejny problem, który moim zdaniem zmniejsza zdolność procesów transformacji energetycznej do wyzwalania podaży i popytu, to blokowanie mocy i współpraca ruchowa. Jeżeli mówimy o blokowaniu mocy, to każdy z nas ma dużo projektów, o których wiemy, że one się już nie zrealizują albo czuliśmy od początku, że one się nie zrealizują. Zmiana w prawie energetycznym, nad którą trwają prace, mówi o tym, że pojawią się aukcje, ale tylko dla tych projektów, którym przeterminowały się warunki przyłączenia albo w których nie są realizowane kroki milowe wynikające z umów przyłączeniowych. W obszarach, w których mamy dużo OZE, nic nie stałoby na przeszkodzie, żeby aukcje na warunki przyłączenia... w zasadzie wszędzie nic nie stałoby na przeszkodzie, żeby aukcje na warunki przyłączeniowe OZE były powszechnym sposobem ich udzielania. Oznacza to, że mamy w naszych portfelach więcej realizowalnych projektów i kończymy z handlem warunkami, z wtórnym obrotem warunkami przyłączenia do OZE.

Druga rzecz to współpraca ruchowa. W Energa-Operator rzetelność tworzenia planów rozumianych jako procent firm, które dostarczają nam plany pracy, procent producentów OZE, którzy dostarczają nam plany pracy, wynosi 80% i to nie jest zły wynik. Wśród innych operatorów nie jesteśmy najgorsi, jesteśmy nieźli, a to jest jedynie 80%. Jakość tej pracy sprawdzamy automatycznie. Im niżej w systemie, tym jest gorsza. Są tacy producenci, którzy w ogóle z nami nie chcą o tym rozmawiać. Nie mamy mechanizmów dyscyplinowania tych wytwórców i to jest złe, dlatego że nasze zdolności prognozowania i zarządzania tym systemem zmniejszają się.

Musimy pomyśleć także o tym, w jaki sposób systemowo ograniczyć koszty redysponowania. Być może są takie miejsca w sieci, gdzie nie powinny powstawać już źródła wytwórcze bez magazynu. Być może trzeba o tym pomyśleć. Takie rozwiązania są już w różnych krajach Europy.

I ostatni punkt – bezpiecznie elastyczny prosument. Ilość generacji prosumenckiej w Polsce jest duża, ok. 12 GW mocy. Obserwujemy tutaj dwa zjawiska. Pierwsze jest takie, że różne modele celowe sprzyjają temu, żeby eskalować produkcję do sieci. Myślę tutaj zwłaszcza o *net metering'u*, a prosument to jest ktoś, kto produkuje dla siebie, a nie dla systemu. Drugie zjawisko jest takie, że mamy w roku takie dni i takie momenty, w których potrzebujemy zarządzać generacją prosumentów dla bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego albo inaczej... Mam nadzieję, że nigdy do tego nie dojdzie, choć dzisiaj są takie dni, kiedy ratuje nas tylko eksport i wtedy łatwiej jest zarządzić prosumentami i generacją niż wyłączać odbiorców. Wydaje się więc, że dla bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego powinniśmy zacząć rozmawiać o tym, żeby zarządzać aktywnością prosumentów. Dzisiaj tego nie robimy, bo nie możemy, nie mamy takich możliwości technicznych. Wyłącznie tylko czytamy ich produkcję, która trafia do sieci, ale nie rozumiemy do końca, ile oni produkują także na swoje własne potrzeby i nie potrafimy nimi sterować.

I jeszcze krótko o rekomendacjach – są ich 4. Po pierwsze, strefy zielonej energii, czyli takie miejsca, w których będziemy tworzyli zachęty do inwestowania w odbiór. To są miejsca, w których generacja jest duża. One są identyfikowalne, one są rozpoznawalne, i jeszcze raz to powtórzę – zachęty tutaj mogą iść również od strony taryf dystrybucyjnych, nie tylko od strony ułatwień inwestycyjnych po stronie samorządów lokalnych czy województw. Taki system powinniśmy tworzyć, o tym powinniśmy zacząć rozmawiać.

Po drugie, mechanizmy lokalizacyjne OZE dla wytwórców. Takie rozwiązania w Europie istnieją. W miejscach, gdzie OZE jest dużo i gdzie koszty dla odbiorców są większe, wytwórcy partycypują w tych kosztach na dwa sposoby: albo w ramach modelu głębokich opłat przyłączeniowych pokrywają nie tylko koszty przyłączenia, ale także koszty rozbudowy sieci, co niektórych skłania do tego, bo modele biznesowe im się spinają, a inni lokując swoje projekty tam, gdzie OZE jest mniej, albo – to jest drugi mechanizm, który również istnieje w Europie – w wielu krajach wprowadza się opłaty za wprowadzanie energii do sieci dla wytwórców. Moim zdaniem to jest również temat do rozważenia, zwłaszcza w tych miejscach, w których OZE jest dużo, choć chyba mniej atrakcyjny niż pierwsza opcja, bo tam jednak chodzi o to, żeby OZE w kraju było więcej. W Europie jest jeszcze stosowany inny mechanizm, a mianowicie rozliczenia międzyoperatorskie pomiędzy operatorami i klientami tych operatorów, którzy ponoszą szczególnie duże obciążenia związane z transformacją.

Trzecia rekomendacja, o tym już mówiłem, więc nie będę powtarzał – mechanizm aukcji dla wytwórców OZE porządkuje rynek i również on porządkuje jakość projektów, które do nas trafiają. Naprawdę do rozważenia jest również to, czy magazyny energii w niektórych miejscach nie powinny być immanentną częścią przedsiębiorstwa wytwórczego, w myśl takiego założenia, że przedsiębiorstwo powinno odpowiadać za swój towar i za bezpieczną możliwość wprowadzenia tego towaru do sieci.

I to, o czym mówili koledzy – absolutnie jakość tworzenia planów pracy jest kluczowa. Każde wsparcie, które zapewni nam dyscyplinę wytwórców, jest dzisiaj na wagę złota. Jeżeli chodzi o prosumentów, również o tym mówiłem, myślę, że trzeba zacząć rozmawiać o uzyskaniu możliwości sterowania tymi źródłami. To nie jest drogie rozwiązanie. W przypadku nowych źródeł po prostu zmieniamy inwerter. Wydaje się, że granicą jest ok. 10 kW mocy źródła prosumenckiego. Wszelkie mechanizmy, które nie będą skłaniały prosumentów do tego, żeby generować moc do systemu, są dzisiaj bardzo ważne dla tego systemu elektroenergetycznego, zwłaszcza dla takiego systemu jak w Energa-Operator, gdzie mamy dużo profesjonalnych OZE i prosumentów, bo co 13. nasz klient jest prosumentem. Bardzo dziękuję, to wszystko.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Przechodzimy do dyskusji. O głos poprosiła pani dyr. Gawlik, bardzo proszę.

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

Wiem, że nie zostało wiele czasu...

Koordynator ds. polityki regulacyjnej w Energa SA Jacek Michalski:

Jacek Michalski, Energa SA. Jeśli państwo pozwolą, to chciałbym jeszcze przedstawić drugą prezentację, dosłownie kilka slajdów w kontekście spółki Enspirion jako agregatora i dostawcy usług elastyczności.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Ale tam jest to pokazane w kontekście rynku mocy...

Koordynator ds. polityki regulacyjnej w Energa SA Jacek Michalski:

Tak, między innymi.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

... a rynkowi mocy poświęcimy osobne posiedzenie. Wydaje mi się, że to jest jednak z tym związane.

Koordynator ds. polityki regulacyjnej w Energa SA Jacek Michalski:

Dobrze, dziękuję.

Dyrektor departamentu MAP Monika Gawlik:

Szanowny panie przewodniczący, wiem, że nie mamy dużo czasu, ale mamy jeszcze pewną ciekawostkę ze strony PGE Energetyki Kolejowej. Czy mogę prosić o udzielenie głosu przedstawicielowi tej spółki?

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Proszę bardzo.

Dyrektor Oddziału Dystrybucja PGE Energetyka Kolejowa SA Tomasz Włodarczyk:

Dzień dobry państwu, Tomasz Włodarczyk, dyrektor Oddziału Dystrybucja PGE Energetyka Kolejowa. Na wstępie chciałbym powiedzieć, że klasyfikujemy się chyba jako szósty operator dystrybucyjny w Polsce, bardzo specyficzny, bowiem łączący sieć dystrybucyjną energetyki zawodowej, a więc kolegów siedzących przy tym stole, z siecią trakcyjną, która jest w całej Polsce. De facto zarządzamy więc siecią dystrybucyjną na terenie całego kraju, mamy podobne problemy, ale na pewno nie w takiej skali.

Z pewnością naszymi problemami są elastyczność i niezawodność sieci, natomiast problem OZE praktycznie u nas nie wystąpił, ponieważ nadrzędnie operatorzy, z którymi uzgadnialiśmy warunki przyłączenia, dali nam zgodę na przyłączenie tylko 30 jednostek OZE. Jak widać, rząd wielkości jest niewielki, więc problem redysponowania jest dla nas mniej ważny. Z kolei sterowanie siecią oraz jej elastyczność są dla nas istotne, ale z innego punktu widzenia. Chodzi o to, że w ramach PKP funkcjonują elektrowozy, które pobierają od 2 do 10 MW energii. Czyli jeżeli taki nowoczesny pociąg chce ruszyć ze stacji i maszynista wdepnie pedał gazu do podłogi, to pobiera 10 MW energii elektrycznej. Musimy być na to gotowi, bo w innym przypadku, kiedy

sieć dystrybucyjna nasza nie wydzieli, to po prostu wyłączą zabezpieczenie. Dlatego tak ważna jest dla nas elastyczność.

O ile w naszej spółce w zakresie sieci AC, dystrybucyjnej, robimy dokładnie to samo co kole-dzy z dużych firm dystrybucyjnych, o tyle w zakresie prądu stałego realizujemy 2 projekty, które wpływają na poprawę elastyczności sieci. Po pierwsze, poprzez działanie tzw. *eco driving'u* – de facto uczymy przewoźników, jak zaoszczędzić na energii elektrycznej, w ten sposób trochę podcinamy gałąź, na której siedzimy, ale dzięki temu użytkownicy zużywają mniej energii na starcie przy dużej mocy, ale sumarycznie po przewiezieniu 50 ton na odległość 200 km ener-gia się nam zbilansuje na to samo. W związku z tym oszczędzamy dzięki temu, że uczymy przewoźników, jak mają pobierać energię, nie przekraczając mocy umownych.

Drugi temat, który również wpisaliśmy do swoich planów rozwoju na następna lata, to jest identyfikacja 45 punktów w Polsce, w których chcemy zbudować magazyny energii. Z jednej strony po to, żeby zabezpieczyć elektrowozom dostęp do energii, którą dostaniemy z sieci oraz z takiego magazynu, ale z drugiej strony, żeby je wykorzystać przy tzw. rekuperacji. Aby pokazać, jak ten problem jest w naszej sieci zmultiplikowany, wystarczy powiedzieć, że jeżeli pociąg jedzie z odzyskiem 10 MW energii, to przekształtniki prądu przemiennego na stały nie przemieniają energii ze stałego na przemienny, czyli cała rekuperacja musi zostać przez nas zagospodarowana w sieci prądu stałego. Dlatego dla nas elastyczność sieci i złagodzenie poboru są w tym przy-padku istotne, jeżeli chcemy w przyszłości zarządzać siecią. Natomiast efekt redysponowania źródeł, tak jak na początku wspomniałem, jest marginalny. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, przechodzimy do dyskusji. Pierwsze pytanie do prezesa Onichimowskiego. W kontekście tego o czym mówiliśmy, że występuje na przykład czterokrotność OZE w stosunku do mocy, która jest potrzebna, jak pan widzi przyszłość rozwoju OZE? Czy to jest adekwatny stosunek, że tak powiem, w tej wykładni mocowej, rozwojowej kraju? Ile w ogóle możemy mieć tej wielo-krotności zainstalowanej mocy OZE wobec mocy zapotrzebowanej?

Wiceprezes zarządu PSE SA Konrad Purchała:

Jeśli można, panie przewodniczący, to może ja spróbuję odpowiedzieć na to trudne pytanie.

Szanowni państwo, dzisiaj mamy 33 GW OZE, natomiast zapotrzebowanie wynosi 27 GW, w szczycie zimowym jakieś 27 GW z małym haczykiem. Czyli mamy stosunek ok. 1,2-1,3. Na podstawie wydanych warunków przyłączeniowych i podpisanych umów, jak pokazywałem, w ciągu najbliższych kilku lat możemy mieć spokojnie dwa razy więcej, czyli jakieś 60 GW z OZE. Dziś przy 33 GW z OZE versus 27 GW zapotrzebowania dochodzimy do ok. 27% udziału OZE w miksie energetycznym. Jeśli chcemy dojść do 50-60%, to nie ma innego wyjścia niż taki świat, w którym mamy wielokrotnie więcej mocy zainstalowanej OZE, niż wynosi zapotrzebowanie. Wielokrotnie oznacza razy dwa, trzy albo i więcej. Oczywiście wykorzystanie mocy OZE nie jest stuprocentowe, bo pewnie dla PV nie będzie to 10%, tylko jakieś 6-7%, a dla źródeł wiatrowych pewnie zamiast 30% będzie to bliżej 20%. Zakładając naturalnie, że przewymiaro-wanie tej instalacji, tzn. ich większa penetracja pozwoli nam, na przykład, przez dłuższy czas korzystać z energii słonecznej, ale oczywiście nie całej, czyli będziemy musieli zawsze ścinać te wszystkie piki.

Wyzwanie, które stoi przed nami, polega na tym, żebyśmy nauczyli się przesuwac produkcję energii na inne okresy, czyli de facto magazynowa w jakikolwiek sposób. A jeżeli chodzi o nierów-nowagę pomiędzy mocą zainstalowaną OZE na poziomie dystrybucji versus zapotrzebowanie na poziomie dystrybucji, to do tej pory tradycyjnie system był zasilany z góry na dół, czyli z sieci przesyłowej do sieci dystrybucyjnych. W sieciach dystrybucyjnych oczywiście była też moc zain-stalowana, głównie w takich mniejszych instalacjach przy elektrociepłowniach. Teraz natomiast idziemy w stronę świata, o którym mówiłem, czyli że 93% mocy OZE jest w sieci dystrybucyjnej. Myślę, że w przyszłości będzie coraz więcej instalacji do sieci przesyłowej. My takie warunki już zresztą wydajemy, ponieważ powoli kończą się miejsca w sieci dystrybucyjnej. Jeżeli zatem zmieniamy sposób zasilania sieci i mówimy, że teraz już nie będzie z góry na dół, tylko od dołu do dołu, tak to będzie przesyłane, to niestety ten system będzie tak wyglądał. To, co koledzy nazywają niezbilansowaniem, czyli nierównowaga pomiędzy produkcją lokalną na terenie danego OSD a zapotrzebowaniem, będzie się niestety utrzymywała. Nie wydaje mi się, żeby ten stan miałby się jakoś istotnie zmniejszyć.

Na pewno natomiast warto zwrócić uwagę, sądzę, że pod tym się podpiszą się wszyscy, zarówno my, jak i OSD, żeby postarać się zapanować nad tym, jak te warunki przyłączeniowe są wydawane i gdzie one są wydawane. Do tej pory, zgodnie z prawem, obowiązuje zasada: kto pierwszy, ten lepszy. Kto pierwszy przychodzi, ten dostaje warunki, niezależnie od tego, czy te warunki mają sens w tym miejscu. W związku z tym rozwój sieci, to podkreślają dziś również koledzy z OSD, jest dziś pokłosiem nawet nie tyle decyzji inwestorów, ile podmiotów chętnych do zdobycia warunków. Oni składają wnioski, a nam się wydaje, żeby za chwilę będziemy mieli 20 GW OZE w sieci danego OSD, a faktycznie ci inwestorzy złożyli taki sam wniosek w 15 innych lokalizacjach, licząc na to, że w którejś na pewno dostaną warunki.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Panowie to dostrzegacie? Widzicie tę kolejkę i to równoległe działanie?

Wiceprezes zarządu PSE SA Konrad Purchała:

Tak, widzimy tę kolejkę. Widzimy też inwestorów składających taki sam wniosek ze zmienionymi dosłownie trzema zdaniami. Taki sam wniosek wpływa do nas w tym samym momencie i dotyczy dokładnie tych samych instalacji, tyle że mają one zostać przyłączone do innych miejsc w sieci. Oczywiście, że widzimy takie rzeczy, natomiast chcielibyśmy móc powiedzieć, że bardzo chętnie widzielibyśmy inwestorów składających wnioski dotyczące tych części naszego kraju, w których mamy mniejszą penetrację OZE w stosunku do zapotrzebowania, bo to by też pomogło sieci i pomogłoby nam uniknąć niepotrzebnego rozwoju sieci.

Prezes zarządu PSE SA Grzegorz Onichimowski:

Tu jest jeszcze jeden ważny element, proszę państwa, a mianowicie element *local content'u*. Jeśli budujemy jakąś strategię i mówimy, że w ramach tej strategii, na przykład, chcemy wybudować 10 GW *off shore'u* w następnych 5 latach, to nasza pozycja negocjacyjna wobec firm, które sprzedają komponenty, chociażby do energetyki wiatrowej, jest zupełnie inna. Wtedy możliwość ulokowania tej produkcji w Polsce znakomicie inna, ponieważ mamy kartę przetargową w postaci konkretnych warunków wydanych na konkretne technologie. Wydaje się, że to jest w tej chwili taki kierunek, którym poszło przede wszystkim NESO, czyli nowy operator systemu energetycznego Wielkiej Brytanii. My też chcielibyśmy pójść w tym kierunku i wpisaliśmy w nasz pakiet *antyleakout'owy*. To się pokrywa także ze zdaniem spółek dystrybucyjnych.

Dlatego do ustawy UC84, która już dzisiaj dobrze porządkuje pewne kwestie, likwiduje m.in. wnioski zombie itd, chcielibyśmy dopisać wspomniany element strategii. Oczywiście dostęp konkurencyjny, bez preferowania żadnej formy własności czy czegoś innego, jeśli chodzi o inwestorów, chociażby w postaci tych aukcji, natomiast jednak planowanie systemu powinno być świadome. Dzisiaj, niestety, nie budujemy świadomie sieci, a właśnie kwestia świadomej budowy sieci pozwoli na koniec dnia dojść, mniej więcej, do tego miksu, który w danym momencie będzie w miarę optymalny z naszego punktu widzenia, z punktu widzenia wyzwań transformacji. Inaczej będziemy poruszać się od ściany do ściany, czego konsekwencje już dzisiaj przeżywają inwestorzy czy nawet sektor bankowy, na którym to się też odkłada. Ścieżki cenowe, jakie prawdopodobnie banki dostały 2-3 lata temu na inwestycje fotowoltaiczne versus prawdziwe przychody tych firm, jeśli one sprzedają na rynek, to jest niebo a ziemia. Tak trzeba też brać pod uwagę i pewna logika jest tutaj potrzebna. Natomiast określenie docelowo, ile konkretnych technologii będzie używanych, jest moim zdaniem prawie niemożliwe. Dzisiaj nie jesteśmy w stanie określić chociażby prędkości i stopnia elektryfikacji całej gospodarki. To przecież nie jest tylko kwestia systemu elektroenergetycznego, ale przede wszystkim elektryfikacji ciepła, elektryfikacji transportu, elektryfikacji hutnictwa, elektryfikacji wszystkich innych branż.

Z naszych obserwacji wynika, że Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu powinien być strategicznym wyznacznikiem, od którego będziemy dopiero budować nasz plan rozwoju sieci, zarówno przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnych. KPEiK powinien wskazywać określone miejscach i technologie nowych źródeł OZE. To oczywiście wcale nie oznacza, że tych źródeł będzie mniej, tylko że po prostu będą one bardziej logicznie usytuowane i że podział technologiczny też będzie taki, aby rzeczywiście ograniczyć maksymalnie okresy, kiedy trzeba wykorzystywać paliwa kopalne. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Proszę, pan poseł Zyska.

Posel Ireneusz Zyska (PiS):

Panie prezesie, nawiązując troszeczkę do pana wypowiedzi w tym kontekście, że budujemy sieci nie do końca świadomie, chcę się zapytać trochę prowokacyjnie, ale proszę mi to wybaczyć, ponieważ nie mam zamiaru nikogo urazić, ale czy na pewno leci z nami pilot? Moim zdaniem brakuje nam w Polsce podmiotu, nie wiem, czy mogą nim być Polskie Sieci Elektroenergetyczne, który stanie się naczelnym architektem polskiego systemu elektroenergetycznego w zakresie projektowania, z tym że to musi być współpraca na poziomie troszkę niższym, czyli z operatorami systemu dystrybucji, ale również bezwzględna współpraca z rządem na poziomie legislacyjnym, lecz nie tylko, również na poziomie tworzenia polityki przemysłowej skorelowanej z inwestycjami, które, jak już dzisiaj wiemy, na pewno muszą zostać zrealizowane i zostaną zrealizowane. Oprócz dużych inwestycji w energetyce, o których wszyscy wiemy – energetyka jądrowa, *off shore* itd, jest jeszcze szereg innych inwestycji.

Dzisiaj rano, chociaż nie jestem członkiem tamtej komisji, poszedłem posłuchać dyskusji na posiedzeniu podkomisji ds. cyfryzacji i nowych technologii. W Polsce będzie budowana gigafabryka sztucznej inteligencji. To będzie projekt międzynarodowy, realizowany wspólnie z Estonią, Łotwą i Litwą. Ze względów bezpieczeństwa oraz z uwagi na skalę i wielkość naszej gospodarki ta *gigafactory* sztucznej inteligencji zostanie zlokalizowana na terenie Polski. Jak wiemy, *data center*, a tym bardziej *gigafactory* potrzebują ogromnych ilości energii. Pan powiedział, że dzisiaj nie do końca świadomie projektujemy i realizujemy rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Myślę, że trzeba zoptymalizować działania i zminimalizować ryzyka, ale również w kontekście wyłączeń, które dzisiaj mamy.

Trwa dyskusja w gronie specjalistów, ekspertów, menadżerów, ludzi, którzy w procesie transformacji energetycznej zarządzają spółkami Skarbu Państwa, którym pewnych rzeczy nie trzeba wyjaśniać ani tłumaczyć, ta dyskusja trwa także na poziomie parlamentu, na poziomie przedsiębiorców i w ogóle wśród Polaków – do jakiego momentu poziomu powinniśmy rozwijać źródła odnawialne? Emocje wzbudziła ostatnio ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Mój Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość neguje potrzebę rozwoju tych źródeł odnawialnych, natomiast ja poparłem tę ustawę, być może dlatego, że mam inne doświadczenie i inny poziom wiedzy na ten temat. Znając jednak cele inwestycyjne dużych inwestorów międzynarodowych, którzy niemal wszyscy jako pierwszy punkt potencjalnej umowy wskazują konieczność dużego udziału energii odnawialnej w przyszłej produkcji, uważam, że ciągle mamy w Polsce przestrzeń na rozwój OZE, tylko pojawia się pytanie – do kiedy? Do którego momentu?

Brakuje mi kogoś odpowiedzialnego, takiego strażnika, może nawet bardziej kreatora, kogoś kto powie, że na przykład do roku 2030 będziemy potrzebować tyle i tyle źródeł OZE. Trzeba bowiem unikać kosztów osieroconych. To jest oczywiście tylko prognoza, ponieważ trudno to oszacować dokładnie, z tym się wiąże cały szereg czynników, które musimy analizować i w pewnych ramach posuwać się do przodu, dlatego wszystkiego nie da się wyznaczyć bardzo precyzyjnie, ale mimo wszystko uważam, że jednak ktoś powinien nad tym czuwać, ktoś powinien panować nad tym, ile tych inwestycji powinno zostać zrealizowanych, mniej więcej w jakich regionach Polski i czy za tym nadąży rozwój sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej. Do tego dochodzi jeszcze cały system usług związanych z elastycznością.

Bardzo wszystkich państwa szanuję jako ekspertów i specjalistów w tej dziedzinie, ale w prezentacjach zabrakło mi trochę informacji na temat tego, co państwo zamierzacie przedsięwziąć w obszarze magazynowania energii, szczególnie tych usług zaawansowanych, systemowych, związanych z systemem magazynowania energii, ale także związanych z zarządzaniem tą zmagazynowaną energią. System SCADA jest już troszeczkę przestarzały, chociaż znany, dlatego mnie bardziej interesuje w tym kontekście wykorzystanie, na przykład, internetu rzeczy w oparciu o system 5G. Jeśli chcemy zapanować nad tym, co się już teraz dzieje na rynku energii i w zjawiskach z zakresu przesyłu, przepięć, dystrybucji energii, to musimy sięgać po najbardziej zaawansowane rozwiązania i je doskonalić, żeby nie być tylko odbiciem światła, w sensie światła, które gdzieś tam które pada, tylko żeby mieć ambicję i wprowadzać, być może wyspowo, być może w zakresie pewnych piaskownic regulacyjnych czy pewnych projektów badawczych, ale jednak wprowadzać rozwiązania, które za chwilę okażą się przełomowe. Nie bójmy się tego. Dzisiaj mamy wyjątkową szansę. Polska już wyprzedza w niektórych obszarach gospodarkę niemiecką, chociażby na przykładzie sztucznej inteligencji, w zakresie rozwiązań stosowanych w systemach płatniczych czy stworzenia algorytmów, które później są powszechnie stosowane.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Proszę kończyć, panie pośle, mamy jeszcze tylko 10 minut.

Poseł Ireneusz Zyska (PiS):

Już kończę. Konstatując, brakuje mi w Polsce instytucji, nie wiem, czy to powinna być jakaś agencja rynku energii, ale niewątpliwie powinna to być agencja rządowa, która we współpracy z PSE i dystrybutorami oraz rządem, także jeśli chodzi o rozwój projektów przemysłowych, będzie czuwać nad rozwojem źródeł wytwarzania energii i systemu zarządzania tymi źródłami w długim okresie. Opcja druga to pójście trochę na żywioł i po omacku, a w konsekwencji nie do końca świadomie będziemy budować sieci elektroenergetyczne i źródła wytwarzania. Nie chcę nikogo łapać za słowo, ale trochę nawiązuję do tego, co powiedział pan prezes Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Ja to oczywiście mówię z dużą troską, bo chciałbym, żebyśmy osiągnęli sukces, żebyście państwo w swoich organizacjach biznesowych, także w *think tankach*, mieli to poczucie komfortu, iż wszyscy świadomie zmierzamy we właściwą stronę. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Proszę, pan poseł Stanisław Lamczyk.

Poseł Stanisław Lamczyk (KO):

Szanowni państwo, rzeczywiście zmienia się otoczenie, postępuje cyfryzacja, rozwijają się inne źródła energii i to, co było zaprojektowane od 2023 r., w zasadzie jest już nie do przyjęcia. Mam na myśli rozwiązania dotyczące sieci energetycznej. To była jakaś megalomania.

Podzielałm zdanie pana prezesa, że otoczenie się zmieniło i teraz są już inne realia. Architekturę sieci otrzymaliśmy po scentralizowanym podejściu, z jakim mieliśmy wcześniej do czynienia. Cała sieć powinna zostać oddolnie zamknięta, można powiedzieć nawet, że hermetycznie i tylko różnice energii powinny wypływać do sieci przesyłowych, a u nas jest wręcz odwrotnie, tzn. sieci przesyłowe są zamknięte między wytwórcą a węzłami odbiorczymi.

Mam pytanie do pana prezesa z Energa-Obrót, ponieważ użył pan sformułowań, że wzrosną koszty usług dystrybucyjnych... To jest jedna kwestia. Druga rzecz, która mnie akurat ucieszyła, to współpraca z samorządami. Chciałbym, żeby pan te wątki rozwinął oraz powiedział coś więcej na temat współużytkowania sieci, bo to był również nowy element. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie pośle. Mamy już bardzo mało czasu, ale jeszcze poseł Wesoły, bardzo proszę.

Poseł Marek Wesoły (PiS):

W takiej sytuacji będę się streszczał, ograniczę się do pytań. Mam wrażenie, że rozmawialiśmy dziś tylko o OZE, a po drugie, chciałbym zauważyć, że przede wszystkim rozmawialiśmy o konkretnym czasookresie, zarówno jeśli chodzi o dzień, jak i o rok. Nie zajmowaliśmy się natomiast pozostałym okresem, kiedy nie ma ani słońca ani nie wieje wiatr. Próbuujemy rozwiązywać problem przyrostu OZE z wykorzystaniem w konkretnym czasie. Oczywiście będą z tym problemy i musimy sobie uświadomić, że te problemy nie znikną. Im więcej będzie OZE, a zapotrzebowanie nie będzie rosło w odpowiednim tempie, tym większe będą problemy.

Dziękuję wszystkim firmom, które szukają rozwiązań i próbują lokować na rynku to nadmierne OZE, które pojawia się czasowo i śródrocznie. Mam pytanie... Nie wiem, kto na nie odpowie, może prezes PSE? Chodzi o rekompensatę za redystrybucję nierynkową. Ta kwestia chyba nie wybrzmiała do końca. Kto pokrywa te koszty? Gdzie są umiejscowione koszty związane z tą opłatą?

Wiadomo, że te wyłączenia są rekompensowane wszystkim firmom produkującym energię, a więc ten koszt musi być gdzieś umiejscowiony i on gdzieś jest. Chciałbym, żeby na tym posiedzeniu wybrzmiało, gdzie jest ten koszt, bo to bardzo ważne, i żeby również pokazać, że dyskusja o rynku mocy, którą pan przewodniczący zapowiedział na inne posiedzenie, będzie tożsama z tym, o czym w tej chwili mówię. Na kolejnym posiedzeniu podkomisji postaram się wykazać, że nie da się prowadzić dyskusji tylko o OZE, ponieważ musimy także prowadzić dyskusję o OZE i o stabilnych źródłach energii, które... Tu akurat nie zgódzę się z panem ministrem Zyską, że jesteśmy przeciwni rozwojowi OZE, absolutnie nie. Osobiście jestem wielkim miłośnikiem rozwoju OZE, ale prowadzonego w sposób bardzo rozsądny i świadomy, taki, który nie będzie...

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję, panie pośle. Naprawdę mamy jeszcze tylko 5 minut.

Poseł Marek Wesoły (PiS):

Panie przewodniczący, pan zadawał kilkanaście pytań, ja tu cierpliwie wyczekałem do końca. Pan prowadził dialog z poszczególnymi osobami, dlatego proszę mi pozwolić zabrać głos. Ja wiem, że mamy 5 minut.

Jak powiedziałem, bardzo mi zależy na tym, żeby ta dyskusja odbywała się w sposób łączny, bo nie możemy zamknąć się w bańce OZE i udawać, że nie ma w Polsce problemu z czasem i z dniami, w których potrzebujemy stabilnej energii, która nam będzie spinała całość zapotrzebowania. Jeśli nie zrozumiemy, że tę dyskusję należy poprowadzić łącznie, nie sekując jednej, drugiej ani trzeciej energii, tylko próbując ten miks układać w sposób zrównoważony, to zawsze będziemy mieli problem z ułożeniem całości energetyki. Żadna energia nie jest w Polsce przeciwnikiem drugiej energii. One muszą ze sobą współbrzmieć, współgrać i w moim przekonaniu ta dyskusja powinna iść właśnie w tę stronę. Bardzo proszę o odpowiedź na to moje jedno pytanie, bo ono było bardzo ważne. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Proszę bardzo, panie prezesie, a później jeszcze pan prezes Energa-Operator.

Wiceprezes zarządu PSE SA Konrad Purchała:

Jeżeli chodzi o rozwój sieci, to przede wszystkim chodzi o to, żeby móc bardziej świadomie kreować ten rozwój sieci. My oczywiście rozwijamy sieć świadomie, nadążając za tym, czego chcą uczestnicy rynku, ale prośby uczestników rynku lub ich chęć budowania zasobów OZE w niektórych obszarach kraju może być po prostu nieefektywna kosztowo. Dobrze byłoby, gdybyśmy jako operatorzy, zarówno OSP, jak i OSD, uzyskali narzędzia, które pozwoliłyby nam ukierunkowywać te inwestycje na obszary, które pozwolą na lepsze zrównoważenie lokalnego zapotrzebowania z lokalną produkcją. To pozwoliłoby także efektywniej rozwijać sieć i zapewne byłoby to tańsze dla wszystkich.

Jeżeli chodzi o koszty redysponowania, to zgodnie z prawem są one ponoszone przez operatora, przez OSP. Mam tutaj na myśli redysponowanie z przyczyn bilansowych, bo w przypadku redysponowania z przyczyn sieciowych, każdy operator ponosi te koszty we własnym zakresie, w zależności od własnych potrzeb tegoż redysponowania. Na dziś w Polsce największym problemem jest redysponowanie bilansowe, czyli za dużo generacji w stosunku do zapotrzebowania. Tak jak wspominał prezes Onichimowski, to powinno być rozwiązane przez mechanizmy rynkowe, ale niestety nie jest i dziś musimy te koszty ponosić jako PSE. To są koszty, które należy liczyć w dziesiątkach milionów złotych rocznie.

Jeżeli natomiast chodzi o zrównoważony miks, to...

Poseł Marek Wesoły (PiS):

Rozumiem, że te koszty są w rachunkach i ostatecznie płacą odbiorcy?

Wiceprezes zarządu PSE SA Konrad Purchała:

Tak. To znaczy taryfa przesyłowa... taryfa jakościowa, bo to się zmieści w taryfie jakościowej... Z tego się utrzymuje operator i za to płacą wszyscy uczestnicy rynku, po prostu. Ta kwota nie jest oczywiście mała, ale w porównaniu do całości taryfy PSE nie jest też jakoś specjalnie wysoka, ale oczywiście chcielibyśmy, aby ta kwota wynosiła zero.

A jeżeli chodzi o zrównoważony rozwój miks, to my jako PSE odmieniamy to absolutnie przez wszystkie możliwe przypadki i zawsze powtarzamy, że oprócz rozwoju OZE potrzebujemy także rozwoju elastycznych źródeł dyspozycyjnych, które pozwolą na to, żeby zapotrzebowanie odbiorcy było zawsze pokryte, także w nocy i także, kiedy długo nie wieje wiatr.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Dziękuję bardzo. Jeszcze prezes Energa-Operator, bardzo proszę.

Prezes zarządu Energa-Operator SA Robert Świerzyński:

Odpowiadam na pytanie o koszty usług dystrybucyjnych. Proszę państwa, usiłowałem powiedzieć, że jeżeli mamy takich operatorów, u których OZE rozwijają się szczególnie dynamicznie i jednocześnie są to operatorzy, od których nie mamy dużego odbioru, to mamy do czynienia z taką sytuacją, że jeśli powstaje źródło OZE, to ono pokrywa koszty opłaty przyłączeniowej, czyli budowy przyłącza. Natomiast koszty rozbudowy sieci, modernizacji sieci po to, żeby tę moc można było wprowadzić do sieci operatora, ale powiedzmy sobie szczerze, często także do sieci

sąsiednich operatorów, w tym również PSE, to koszty tej rozbudowy automatycznie budują wartość majątku i automatycznie przenoszone są w rachunkach klientów danego operatora.

Teza, którą usiłowałem wyartykułować, mówi coś takiego – jeżeli mamy takie miejsca w Polsce, to powinniśmy szczególnie mocno zadbać o to, żeby dla tych akceleratorów OZE powstawały akceleratory odbioru, miejsca, w których będziemy stosowali jako społeczność różne zachęty do tego, żeby powstawała konsumpcja energii. I tutaj absolutnie kluczowe są dla nas samorządy. To z nimi prowadzimy rozmowę na temat tego, w jaki sposób to zrobić. Mamy za sobą w tym roku, a w zasadzie od września ub. r., bo wtedy ukonstytuował się nowy zarząd Energa-Operator, kilkadziesiąt spotkań i konferencji z samorządami, gdzie szukamy rozwiązania i szukamy pomysłów na to, jak wspomóc lokalne strefy ekonomiczne, żeby ten biznes przyciągnąć. Współpracujemy też z nimi w celu budowy społeczności energetycznych, bo widzimy w tym przestrzeń na lepsze bilansowanie systemu i na korzyści w rachunkach dla klientów. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Bardzo państwu dziękuję. Z kwestią elastycznością będzie się wiązał także rynek mocy, poświęcimy temu osobne posiedzenie podkomisji.

Chciałbym jeszcze tylko poinformować, że plan pracy na przyszłe półrocze rozpatrzymy na najbliższym posiedzeniu Sejmu. Zamykam obrady podkomisji.