

IX kadencja



# KANCELARIA SEJMU

## Biuro Komisji Sejmowych

### PEŁNY ZAPIS PRZEBIEGU POSIEDZENIA

**Komisja  
do Spraw  
Unii  
Europejskiej**

■ **PODKOMISJI STAŁEJ DO SPRAW  
SPRAWIEDLIWEJ TRANSFORMACJI  
(NR 28)  
z dnia 13 czerwca 2023 r.**



---

# Pełny zapis przebiegu posiedzenia

## Komisji do Spraw Unii Europejskiej

### – podkomisji stałej do spraw Sprawiedliwej Transformacji (nr 28)

13 czerwca 2023 r.

Podkomisja stała do spraw sprawiedliwej transformacji, obradująca pod przewodnictwem posła **Krzysztofa Gadowskiego (KO)**, przewodniczącego podkomisji, wysłuchała:

### – informacji na temat inwestycji sieciowych OSP i OSD w kontekście transformacji energetycznej oraz bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

W posiedzeniu udział wzięli: **Łukasz Ciołko** zastępca dyrektora Departamentu Spółek Paliwowo-Energetycznych Ministerstwa Aktywów Państwowych, **Marcin Janiak** zastępca dyrektora Departamentu Funduszy Europejskich Ministerstwa Klimatu i Środowiska, **Ksenia Ludwiniak** zastępca dyrektora Departamentu Elektroenergetyki i Gazu Ministerstwa Klimatu i Środowiska, **Małgorzata Oleszczuk** główny specjalista w Biurze Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej, **Monika Gawlik** dyrektor Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła Urzędu Regulacji Energetyki, **Radosław Pobol** prezes Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, prezes zarządu Tauron Dystrybucja SA wraz ze współpracownikami, **Tomasz Sikorski** prezes Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA wraz ze współpracownikiem, **Michał Cebula** wiceprezes zarządu Enea Operator, **Piotr Dorawa** wiceprezes zarządu Energa Operator SA, **Agnieszka Okońska** członek zarządu Stoen Operator, **Jarosław Kwasek** prezes zarządu PGE Dystrybucja SA wraz ze współpracownikami, **Maciej Bando** ekspert ds. energetyki oraz **Grzegorz Onichimowski** członek Instytutu Obywatelskiego.

W posiedzeniu udział wzięli pracownicy Kancelarii Sejmu: **Agata Jackiewicz** – z sekretariatu Komisji w Biurze Spraw Międzynarodowych.

#### **Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Dzień dobry państwu.

Otwieram posiedzenie podkomisji stałej ds. Sprawiedliwej Transformacji.

Witam posłów, ale przede wszystkim naszych gości na posiedzeniu. Chciałem serdecznie przywitać pana Radosława Pobolę, prezesa Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, ale również prezesa zarządu Tauron Dystrybucja. Serdecznie witam również zastępcę prezesa Tauron Dystrybucja, pana Waldemara Skomudka. Witam pana Michała Cebulę, wiceprezesa zarządu Enea Operator; pana Jacka Górskiego, wiceprezesa zarządu Enea Operator; pana Piotra Dorawę, wiceprezesa zarządu Energa Operator; pana Grzegorza Kuczkowskiego, dyrektora Departamentu Energa Operator.

Witam panią Agnieszkę Okońską, członka zarządu Stoen Operator; pana Wojciecha Tabisia, dyrektora Biura Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, oraz przedstawicieli PGE Dystrybucja: pana prezesa Jarosława Kwaska, wiceprezesa Grzegorza Doleckiego, wiceprezesa Piotra Pietrzaka. Witam wiceprezesa zarządu ds. operacyjnych Grupy PGE, pana Przemysława Kołodziejaka; pana Adama Tywoniuka, dyrektora Pionu Regulacji Grupy PGE; panią Małgorzatę Kołodziej-Nowakowską, dyrektora Departamentu ds. Instrumentów Pomocowych Grupy PGE. Witam pana Pawła Stępnia, zastępcę dyrektora Departamentu Zarządzania Operacyjnego

i Inwestycji Grupy PGE. Chciałem również przywitać pana Macieja Przybylskiego, dyrektora Departamentu Rozwoju Systemów PSE SA.

Witam oczywiście przedstawicieli ministerstw. Z Ministerstwa Klimatu i Środowiska witam panią Ksenię Ludwiniak, zastępcę dyrektora Departamentu Elektroenergetyki i Gazu, oraz pana Marcina Janiaka, zastępcę dyrektora Departamentu Funduszy Europejskich, jak również pełnomocnika rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej. Witam panią Małgorzatę Oleszczuk, głównego specjalistę. Wszystkich obecnych, których nie wymieniłem, a których na tej liście nie znalazłem, witam serdecznie.

Proszę państwa, tematem naszego posiedzenia, dzisiaj już kolejnego, jest informacja na temat inwestycji sieciowych operatorów sieci dystrybucyjnych, jak i przesyłowych w kontekście transformacji energetycznej oraz bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

To wszystko, co ponoć w tej Polsce ważne i najważniejsze oparte jest na sieciach. Wszyscy państwu kibicujemy. Chcielibyśmy usłyszeć, jak wygląda państwa działalność oraz jak zaawansowani jesteście w zabezpieczeniu Polski i zapewnianiu jej bezpieczeństwa energetycznego. Chcemy, aby Polacy mieli dostęp do taniej energii, ale przede wszystkim umieli z niej korzystać bezpiecznie.

Witam pana Tomasza Sikorskiego, prezesa Polskiej Sieci Elektroenergetycznej. Dołączyli do nas również pan Maciej Bando, były prezes URE, i pan Grzegorz Onichimowski z Instytutu Obywatelskiego.

Panie prezesie Sikorski, trafił pan w dziesiątkę, bo właśnie chcieliśmy rozpocząć państwa prezentację i może od państwa zaczniemy. A później poprosimy kolejnych mówców. Oddaję panu głos. Proszę bardzo.

### **Prezes Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA Tomasz Sikorski:**

Dziękuję bardzo.

Panie przewodniczący, szanowni państwo, przepraszam za spóźnienie. Niestety korki i kolejki w biurze przepustek.

Przygotowaliśmy prezentację pokazującą aktualny stan i plany inwestycyjne. Po krótkim kontekstowym wprowadzeniu poproszę pana dyrektora Przybylskiego, dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu, o rozwinięcie kwestii poszczególnych inwestycji, tak żebyśmy mogli mieć dobry grunt do dalszej dyskusji.

Jeżeli chodzi o inwestycje, które w tej chwili realizujemy, główną przesłanką ich realizacji jest integracja źródeł odnawialnych z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym. Jak większość z nas zapewne pamięta z poprzedniego posiedzenia, obok kwestii elastyczności systemu po stronie popytowej i podażowej, w szczególności dotyczącej absorpcji nadwyżek energii elektrycznej, które mogą się pojawiać w okresie nadpodaży energii elektrycznej ze źródeł OZE; obok zdolności operacyjnych do zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego, zdolności po stronie zarówno operatora systemu przesyłowego, jak i operatorów sieci dystrybucyjnej, gdzie ten wątek w tej chwili staje się bardzo istotny, naturalnym i oczywistym jest rozwój sieci.

Rozwój sieci zarówno w zakresie przesyłu mocy czynnej, jak i w zakresie różnych parametrów towarzyszących czy zapewniających ciągłość dostaw energii, czyli: napięcia, prądy zwarciove, inercja, możliwość ewentualnie magazynowania energii i przenoszenia jej w czasie. To są te aspekty, które są istotne. W naszej prezentacji nie ograniczamy się tylko do inwestycji w zakresie linii przesyłowych, ale również elementów sieciowych, które wspierają dotrzymywanie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw energii, jak i zapewnienie parametrów sieciowych.

Jak państwo widzą na slajdzie, już od dłuższego czasu obserwujemy bardzo dynamiczny wzrost źródeł odnawialnych, tj.: elektrowni wiatrowych i elektrowni słonecznych. To wszystko przekłada się na istniejące źródła, których aktualnie zainstalowana moc wynosi ponad 13 GW, co przekłada się na produkcję energii elektrycznej w szczytowych okresach. Rekord, który odnotowaliśmy, to prawie 70% udziału w pokryciu krajowego zapotrzebowania, co jest faktycznie dużym osiągnięciem. Poza tym mamy planowane i wydane warunki przyłączenia na poziomie ponad 21 G, zarówno w źródłach wiatrowych, jak i w źródłach morskich.

W związku z tym potencjał do 2030 r. to jest 34,3 GW plus mikroinstalacje. Aproxymowana produkcja energii elektrycznej z tych źródeł jest na poziomie 36 TWh plus mikroinstalacje, które rozwijają się w trakcie. Oczywiście biomasa, biogaz, woda. W związku z tym możemy przekroczyć ponad 100 TWh, osiągając 50% zapotrzebowania na energię elektryczną. Jednak, żeby to uzyskać, te wszystkie elementy integracji muszą być spełnione, w szczególności rozwój sieci.

Posiadanie warunków przyłączenia lub umów przyłączeniowych oznacza, że w tej chwili decyzje w zakresie budowy są w pełni w rękach inwestorów. Zatem to inwestorzy mogą podejmować decyzje o tym, że budują instalacje, ponieważ są warunki do przyłączenia tych instalacji.

My i OSD opracowaliśmy w ostatnim czasie aktualizację planów rozwoju o bieżącej wartości, czyli w cenach bieżących przekraczających czy rzędu 200 mld zł. Oczywiście jest to wyzwanie z punktu widzenia finansowania tych nakładów, ponieważ żeby zapewnić możliwie najniższe obciążenia dla odbiorców, wynikające z przenoszenia tych kosztów w taryfach, powinniśmy maksymalizować finansowanie ze środków bezzwrotnych, ewentualnie ze środków, które są konkurencyjne w stosunku do kosztów pozyskania kapitału, w stosunku do warunków rynkowych, czyli wszelkiego rodzaju funduszy, które są zwrotne, ale oferują nam niskie stopy oprocentowania, czyli niski koszt kapitału.

Teraz dwa słowa na temat planu. Plan został zatwierdzony przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 10 listopada 2022 r. Koncentruje się przede wszystkim na transformacji elektroenergetycznej, czyli integracji źródeł OZE. Plan ten uwzględnia dwie pierwsze fazy przyłączenia morskich farm wiatrowych, wiemy, że jest rozważane rozpoczęcie trzeciej fazy. W związku z tym w przypadku podjęcia decyzji o tym, że ten obszar będzie również zagospodarowany na morzu, dokonamy i przymierzamy się w tej chwili do aktualizacji planu rozwoju. Celowo używam słowa „aktualizacja”, ze względu na to, że w przypadku, kiedy dojdzie kolejny potencjał mocy zainstalowanych na morzu, być może aktualny plan rozwoju będzie wymagał dostosowania również w zakresie tych elementów, które już zostały w nim zaplanowane i zatwierdzone.

Jeżeli chodzi o cele inwestycyjne, to podstawowo: wyprowadzenie mocy z polskich morskich farm wiatrowych na Bałtyku, przede wszystkim w relacji radialnej, w tej chwili w połączeniach AC, być może w przyszłości w połączeniach DC, uwzględniając moc z elektrowni jądrowych oraz integrację lądowych źródeł energii odnawialnej (OZE) z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE), przyłączenie nowych, stabilnych źródeł wytwórczych i magazynów. Jak pamiętamy z ostatniego posiedzenia, także moc ze źródeł OZE to są konkretne megawatogodziny, jednak z punktu widzenia bezpieczeństwa i stabilności ciągle jeszcze potrzebujemy rezerwowania tych źródeł przez źródła stabilne. Jak długo i w jakim zakresie? Tak długo, jak elastyczność po stronie popytu nie będzie pozwalała na większe czy lepsze dostosowywanie się do podążania za generacją źródeł odnawialnych.

Zwiększenie potencjału sieci krajowych do transportu energii przez Polskę jako hubu tranzytowego. Z przepisów europejskich wynika, że co do zasady 70% krajowych zdolności powinniśmy oferować na potrzeby wymiany transgranicznej w sytuacji, kiedy takie potrzeby występują. W tej chwili mamy przede wszystkim przepływy z północy, od naszego zachodniego sąsiada, na południe. W związku z tym musimy tak rozwijać naszą sieć, żeby w każdym przypadku, kiedy jest takie zapotrzebowanie, można było tę energię przesyłać sieciami przemysłowymi. W przypadku kiedy nie jesteśmy do tego zdolni, czy nie bylibyśmy zdolni, będziemy musieli ponosić koszty tzw. redysponowania, czyli zapewnienia, że ta energia mimo wszystko się znajdzie na południu. Z tego punktu widzenia jest to oczywiście bardzo kosztowne, czy może być bardzo kosztowne. Plany inwestycyjne muszą nadążać. Jak państwo pewnie wiedzą, jesteśmy na etapie realizowania trajektorii dochodzenia do 70%. Mamy ją osiągnąć w perspektywie kilku najbliższych lat. Nasze plany rozwoju to uwzględniają.

Oczywiście nowe odbiory przemysłowe, w tym specjalne strefy ekonomiczne, to jest priorytet planu rozwoju. Chodzi też o wsparcie rozwoju elektromobilności z nadzieją, że będzie to poza ruchomym czy mobilnym odbiorem, również potencjał do magazynowania, w tym CPK, w szczególności jako Kolei Dużych Prędkości.

Poproszę teraz pana dyrektora Maćka Przybylskiego o poprowadzenie dalej prezentacji w zakresie szczegółów dotyczących inwestycji sieciowych. Dziękuję.

**Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA Maciej Przybylski:**

Dzień dobry państwu.

Teraz przekładając te wszystkie założenia, o których pan prezes mówił, na konkretne inwestycje sieciowe i próbując je w jakiś sposób przedstawić na pojedynczej mapie, zobaczymy, że ta mapa będzie bardzo nieczytelna. Tak dużo jest tych inwestycji.

Jeśli spojrzymy na konkretną liczbę 252 zadań inwestycyjnych, które planujemy w ramach naszego planu, i porównamy ją do obecnej liczby 300 linii i 110 stacji, możemy stwierdzić, że w ciągu najbliższych 10 lat chcemy zajmować się zadaniami inwestycyjnymi, które obejmą ponad połowę majątku sieciowego zakresie sieci przesyłowej. Planujemy ponad 5 tys. kilometrów nowych linii o napięciu 400 kV, co stanowi 1/3 wszystkich linii elektroenergetycznych o przesyłowym napięciu, które obecnie istnieją w Polsce.

Pogrupowaliśmy je, ponieważ to jest bardzo duża liczba kilometrów. Pogrupowaliśmy to w kilka programów inwestycyjnych, które konsolidują szereg pojedynczych zadań inwestycyjnych. Oczywiście bardzo długo można by opowiadać o samych konkretnych programach, ale wymienię najważniejsze z nich, biorąc pod uwagę skalę, nakłady inwestycyjne oraz stopień skomplikowania operacyjnego tych inwestycji.

Oczywiście wśród nich jest cały układ wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych. Składają się na niego 24 projekty inwestycyjne i wszystkie te przerywane linie na północy Polski i na północnym zachodzie, jak również linie, które łączą aglomerację Gdańską z Olsztynem, Ostrołęką, Warszawą, a także na przykład linie w kierunku stacji Baczyna, niedaleko Poznania, właściwie Gorzowa Wielkopolskiego, w kierunku Zielonej Góry. Wszystkie te zadania inwestycyjne składają się na program, który ma służyć do wyprowadzenia mocy z morskich elektrowni wiatrowych o przewidzianej wielkości w ustawie o wspieraniu inwestycji w morską energetykę wiatrową.

Oprócz tego, oprócz pakietu zadań związanych z offshore, mamy również ogólny zakres inwestycyjny, który wzmacnia powiązania północ-południe. Jest to jedno z naszych największych wyzwań. Adresujemy sytuację, której spodziewamy się w przyszłości, polegającą na tym, że dominującym kierunkiem przepływu energii elektrycznej w polskim systemie elektroenergetycznym będzie kierunek północ-południe ze względu na wzajemne zlokalizowanie odbiorów i źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Dlatego, antycypując tę sytuację, rozwijamy połączenia północ-południe. Przykładem może być budowa dwóch dwutorowych linii o napięciu 400 kV nad aglomeracją śląską.

Innym programem dotyczącym sieci o napięciu 400 kV i prądzie przemiennym jest ściana zachodnia. Tutaj oczywiście poza integracją źródeł odnawialnych jednym z kluczowych elementów, które są sprawcą tych inwestycji, jest umożliwienie tych tranzytów energii, o których była mowa, i polepszenie generalnej jakości i bezpieczeństwa wymiany transgranicznej poprzez adresowanie wymogów regulacyjnych w tym zakresie.

Oprócz inwestycji na prądzie zmiennym nasz plan rozwoju obejmuje również dwie megainwestycje na prądzie stałym. Jedną z tych inwestycji jest połączenie transgraniczne z Litwą, znane jako projekt Harmony Link. Jest to kabel stałoprądowy, który łączy stację elektroenergetyczną Żarnowiec ze stacją Darbėnai na Litwie, niedaleko Kłajpedy. Projekt ten obejmuje ok. 300 km kabla po dnie Bałtyku. Jest to ogromna inwestycja, warta kilka miliardów złotych. Realizowana jest teraz, ale te nakłady będą ponoszone na początku drugiej połowy tej dekady.

Oprócz tego kolejną megainwestycją jest most prądu stałego północ-południe, czyli de facto linia prądu stałego północ-południe, która wspiera ten wątek wyprowadzenia mocy z północy kraju i transportowania jej do miejsc odbioru na południe kraju, o którym mówiłem wcześniej. To jest taka fioletowa, dość mało dość widoczna na tym slajdzie, za co przepraszam, przerywana linia.

Natomiast, biorąc pod uwagę skalę nakładów inwestycyjnych, jest to największa inwestycja w naszym planie. Zakładamy, że jej nakład to będzie co najmniej kilkanaście miliardów złotych. Przy czym korzyści, które osiągamy dla systemu elektroenerge-

tycznego, czyli odbiorców energii, są niebagatelne. Posiadanie takiej linii pozwala nam na dużo łatwiejsze sterowanie rozpiętością mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym, przede wszystkim w sposób dużo tańszy. A także pozwala odpowiednio wspierać zarządzanie napięciami i mocą bierną, nie wspominając o możliwości przesyłania energii ze źródeł zlokalizowanych na północy kraju. Bez tego należało liczyć się z potencjalnymi ograniczeniami.

W praktyce modernizujemy albo budujemy, albo istotnie zmieniamy, jeżeli chodzi o stacje elektroenergetyczne, prawie każdą stację. Mamy teraz ok. 110 stacji i na przestrzeni tych 10 lat w każdej chcemy wykonywać działania modernizacyjne – albo odtwarzając tam majątek, albo dostosowując go do bieżących standardów.

Plan rozwoju, który przedstawiliśmy prezesowi URE w momencie jego wyceny, to było ok. 36 mld zł. O skali tego planu, o którym teraz opowiadam, powinien świadczyć fakt, że biorąc pod uwagę obecną, bieżącą wartość pieniądza, zakładamy, że już teraz ten plan jest wart ponad 60 mld zł. Ten plan nie jest jedynie na papierze, nie jest papierowym elementem do chwalenia się. Jest to plan, który ma już swoje pokrycie w realnie zainicjowanych działaniach inwestycyjnych. Obecnie prowadzone są konkretne, fizyczne zadania projektowe. Jak już wspominałem wcześniej, w ramach planu mamy 252 projektów sieciowych, z czego 186 to już aktualnie funkcjonujące, realne projekty, którymi się zajmujemy w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych. Dotyczą one kilkudziesięciu linii i stacji. Nie jest już istotne, żeby czytać te liczby z slajdów.

Natomiast z tych 60 mld, o których powiedziałem wcześniej, 45 mld zł to jest właśnie wartość tych projektów. Zatem 3/4 tego planu inwestycyjnego ma pokrycie w realnie realizowanych zadaniach inwestycyjnych. Te działania zaangażują około pięćdziesięciu podmiotów, które kwalifikujemy jako naszych głównych wykonawców lub dostawców. Warto zauważyć, że za każdym z tych 50 głównych wykonawców stoi liczna grupa podwykonawców. W związku z tym ten plan stwarza cały łańcuch wartości w obszarze budownictwa energetycznego i elektrotechnicznego oraz wspiera go we właściwy sposób. Dziękuję bardzo.

#### **Prezes PSE SA Tomasz Sikorski:**

Jeżeli mogę, jeszcze uzupełniając i kończąc, plan, jak państwo widzą, jest bardzo ambitny, ale z tym związane są określone wyzwania.

Tak jak powiedziałem, pierwsze wyzwanie polega na zapewnieniu optymalnego finansowania z punktu widzenia przyszłych obciążeń odbiorców. Bardzo usilnie pracujemy nad tym, szczególnie próbując pozyskać maksymalne wsparcie finansowe, zarówno krajowe, jak i unijne. Dwa dodatkowe wyzwania wynikają z tego, że w tej chwili w naszym otoczeniu są podobne place budowy, gdzie inni operatorzy również bardzo intensywnie rozwijają sieć. U nas w kraju zapewne po stronie operatorów sieci dystrybucyjnej jest analogiczny rozwój.

Oprócz tego mamy duży plac budowy w zakresie rozwoju źródeł odnawialnych. To powoduje zwiększoną konkurencję zarówno o materiały, jak i wykonawców robót. Niezbędne są działania z dużym wyprzedzeniem, polegające na rezerwowaniu slotów produkcyjnych w fabrykach na wyprodukowanie określonych komponentów, elementów sieciowych, jak również na kontraktowanie odpowiednich zdolności wykonawczych. Dziękuję bardzo.

#### **Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Dziękuję, panie prezesie.

Ciekawa prezentacja. Myślę, że do tej prezentacji się odniesiemy po kolejnej prezentacji, żebyśmy mogli w całości spojrzeć na ten problem.

W tej chwili prosiłbym pana prezesa Radosława Pobola. Panie prezesie, prosilibyśmy o przygotowaną przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej prezentację – w jakim zakresie, co robimy, co operatorzy systemów dystrybucyjnych planują, co wykonali, na jakiej drodze jesteśmy. Dziękuję.

## **Prezes Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej Radosław Pobel:**

Szanowny panie przewodniczący, panie i panowie posłowie, chciałbym w imieniu Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej przedstawić kilka ekranów, które ukazują obecną sytuację w Polsce. Następnie poproszę kolegów, ponieważ PTPiREE to przede wszystkim operatorzy systemu dystrybucji, aby podzielili się kilkoma informacjami na temat sytuacji w poszczególnych spółkach dystrybucyjnych.

Na pierwszym ekranie przedstawiam podział sieci dystrybucyjnych pięciu największych operatorów na terenie Polski. Od strony zachodniej znajduje się Enea Operator, od południa Tauron Dystrybucja, środek i północ obsługiwane są przez Energa Operator, centrum i wschód przez PGE Dystrybucja, natomiast w centrum, w Warszawie, znajduje się mniejszy operator, Stoen Operator. Warto zaznaczyć, że Stoen Operator nie jest kontrolowany przez Skarb Państwa, lecz przez kapitał niemiecki.

Jeżeli chodzi o długość linii dystrybucyjnych, pozwoliłem sobie przedstawić państwu dane dotyczące 2016 r. Linie wysokiego napięcia miały wtedy długość ponad 33 tys. km. W 2022 r. odnotowano wzrost o 818 km nowych linii. Średnie napięcie wynosiło 239 tys., w 2022 r. – 307 tys., przyrost o ponad 11 tys. km. W 2016 r. długość linii niskiego napięcia wynosiła 420 tys., w 2022 r. – prawie 450 tys., przyrost o ponad 28 tys.

Podobnie sytuacja wygląda w przypadku liczby stacji. W 2016 r. wysokie napięcie 1,5 tys., w 2022 r. – 1569. Średnie napięcie – 254 tys., w 2022 r. – 266 tys. Warto zaznaczyć, że przedstawione dane dotyczą wyłącznie nowych linii i stacji, a znaczne środki są również przeznaczane na modernizację istniejących linii.

Na tym ekranie przedstawione są nakłady operatorów systemu dystrybucji na nowe źródła oraz odtworzeniowe i na modernizację majątku. Można zauważyć, że od 2017 r. nastąpił znaczny wzrost nakładów na modernizację, natomiast w 2021 r. większość środków została zainwestowana w nowe linie. Rok do roku pięciu operatorów systemu dystrybucji wydaje ponad 6 mld zł na nowe inwestycje oraz modernizację istniejącego majątku.

Na dole chciałem również przedstawić wielkość nakładów operatorów systemu dystrybucji na przyłączenia sieci odnawialnych źródeł energii. W poszczególnych latach to wynosiło: w 2017 r. – 626 mln, w 2018 r. było 689 mln; w 2019 r. – 762 mln; w 2020 r. – 836 mln; w 2021 r. – 848 mln. Co do danych za 2022 r. jeszcze ich nie posiadamy, dopiero je gromadzimy. Dzięki tym nakładom operatorzy systemu dystrybucji zdołali zwiększyć zainstalowaną moc od lipca 2021 r. do lipca 2022 r. z 14 GW do ponad 20 GW, czyli prawie 40%. Duże środki, które są przeznaczane na modernizację, wynikają głównie ze struktury wiekowej linii energetycznych.

Na tym ekranie chciałbym państwu zaprezentować strukturę wieku tych linii. Na pierwszy rzut oka można zauważyć, że w najgorszej sytuacji są linie napowietrzne wysokiego i średniego napięcia, gdzie średnia wieku połowy tych linii przekracza 40 lat. Natomiast stosunkowo dobra sytuacja występuje w przypadku linii skablowanych, linie wysokiego i średniego napięcia prezentują się znacznie lepiej.

Od kilku lat widoczny jest gwałtowny wzrost liczby wydawanych przez operatorów systemu dystrybucji warunków przyłączeniowych dla nowych źródeł energii. Na tym diagramie możemy zaobserwować, jak sytuacja wyglądała na początku. W 2018 r. moc przyłączeniowa była praktycznie równa liczbie wydanych warunków przyłączenia, jeżeli chodzi o sztuki, następnie zaczęła ona rosnąć. Coraz większe instalacje były budowane. W 2019 r. zainstalowano już prawie 3 GW mocy przy ponad 2 tys. wydanych warunków, a ten wzrost był lawinowy. Ważne jest podkreślenie, że na koniec 2020 r. sieci dystrybucyjne posiadały już ponad 23 GW mocy pochodzących z odnawialnych źródeł energii.

Na kolejnym ekranie chciałbym państwu pokazać, jak wyglądają mikroinstalacje i jak wygląda dynamiczny wzrost tych mikroinstalacji. Od 2017 r. do marca 2023 r. przez pierwsze dwa lata istnienia mikroinstalacji prosumenckich nie było zbyt wiele. Przełom nastąpił w 2019 r., kiedy to zaczęły one lawinowo wzrastać. Na dzień dzisiejszy mamy ponad 1 mln 260 tys. mikroinstalacji o łącznej mocy prawie 10 GW.

Jednak żeby zapewnić i wspierać transformację energetyczną, z inicjatywy prezesa URE powołany został projekt Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnej



Polskiej Energetyki, której celem jest wskazanie najważniejszych potrzeb rozwoju sieci dystrybucyjnej w zakresie wsparcia transformacji energetycznej. Karta Efektywnej Transformacji, w skrócie KED.

Na tym slajdzie pokazane jest, jak w latach 2023–2030 planowane są inwestycje strategiczne i na jakie dziedziny chcemy zwrócić szczególną uwagę. Najwięcej, bo ponad 30%, będzie skierowane na przyłączenia. Całość KET-u, czyli Karty Efektywnej Transformacji, ma wynieść prawie 130 mld zł. Największa część, czyli 33%, jest przeznaczona na przyłączenia klientów. Pozostałe to są liczniki zdalnego odczytu, 9% – cyfryzacja, 8% – zmiana struktury sieci, czyli modernizacje, to jest 13%, rozwój sieci – 13% i pozostałe nakłady – 24%. To jest bardzo ambitne zadanie i na dziś chcemy, aby to zostało zrealizowane. Wspólnie z prezesem URE czynimy ku temu postępy.

Jeśli chodzi o możliwości, źródła finansowania operatorów systemu dystrybucji, po lewej stronie mamy przyjęte założenia, a po prawej stronie mamy brakujące środki z podziałem na poszczególnych operatorów. Jak już wspomniałem, CAPEX w latach 2023–2030 wynosi ok. 130 mld zł. Nie chcemy, aby te wszystkie środki pochodziły od naszych klientów i były uwzględnione w taryfie, dlatego staramy się znaleźć dodatkowe źródła finansowania dla tego projektu. Ok. 5,5 mld zł pozyskamy z części pomocowych, jednak mimo wszystko zabraknie ok. 35 mld zł. To wynika z tego, że po prawej stronie mamy brakujące środki w poszczególnych operatorach i zastanawiamy się, jak te środki pozyskać.

Jeżeli chodzi o KET, bardzo ważnym zadaniem jest skablowanie sieci średniego napięcia. Celem jest 41% skablowania tej sieci, co daje 45 tys. km. Nakłady inwestycyjne na ten cel to blisko 17 mld zł. Na poszczególnych slajdach pokazane jest, jak te nakłady będą wyglądały od 2023 r. do 2030 r. i jak to skablowanie będzie przebiegało.

Kolejnym ważnym celem jest przyłączenie odnawialnych źródeł energii. Chcemy, aby do 2030 r. dodatkowo przyłączyć ponad 30 GW nowej mocy odnawialnych źródeł energii. Na dziś mamy zainstalowane ponad 20 GW. Plan z uwzględnieniem konsumentów zakłada, aby na koniec 2023 r., łącznie z prosumentami, było ponad 53 GW. Wykres na dole pokazuje, w jaki sposób planujemy do tego dojść.

Z mojej strony to wszystko. Może oddam głos poszczególnym operatorom, żeby w paru słowach powiedzieli, bardziej szczegółowo, jak to wygląda u nich. Bardzo proszę od kolegi Waldemara.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Dziękuję bardzo, panie prezesie, dziękuję za to, że pan rozdziela ten głos między prezesów, żebyśmy mogli usłyszeć od wszystkich, co robią i ile im brakuje. Albo skąd rząd im załatwił te pieniądze.

**Wiceprezes zarządu Tauron Dystrybucja SA Waldemar Skomudek:**

Dzień dobry, Waldemar Skomudek.

Panie przewodniczący, szanowni państwo, w kilku zdaniach nawiążę do tego scenariusza, który dotyczy Tauron Dystrybucja, ale jednocześnie odnosząc się do tego, co zostało już powiedziane. Jeśli można prezentację również? Czy można prezentacje włączyć czy bez prezentacji?

**Sekretarz Komisji Agata Jackiewicz:**

Tę poprzednią?

**Wiceprezes zarządu Tauron Dystrybucja SA Waldemar Skomudek:**

Nie, nie. Dobrze, jeżeli nie, to nie ma problemu. My prezentację też wysłaliśmy, ale dobrze.

Może, żebyśmy nie zakłócali. Przepraszam, w takim razie bez prezentacji myślę, że też nie będzie problemu z przedstawieniem tego, aczkolwiek trochę szkoda.

Natomiast proszę państwa, jeśli chodzi o kwestie dotyczące tych parametrów, które zostały wcześniej pokazane, przede wszystkim odniosę się do tego, co miało miejsce i nadal trwa w ciągu ostatnich kilku lat w zakresie rozbudowy sieci średniego napięcia z perspektywy potrzeb przyłączeniowych. Mianowicie jeżeli chodzi o Tauron Dystrybucja, to średniorocznie liczba przyłączeń na poziomach napięć dystrybucyjnych, czyli

średnie, niskie napięcie i napięcie 110 kV, wynosi ok. 100 tys. przyłączy realizowanych w ciągu ostatnich trzech lat, biorąc ten parametr, to jest 2020–2022. Jeśli chodzi o moc przyłączeniową, to średnio w tym okresie wynosiła 2200 MW.

Przywołuję te liczby, ponieważ jak dobrze pamiętam, przed chwilą w prezentacji operatora przesyłowego podano informację, że jeśli chodzi o odnawialne źródła energii, to porównując parametry z 2019 r., moc wzrosła z 1300 MW do 13100 MW w 2023 r., co stanowi 10-krotny wzrost. W przypadku Tauron Dystrybucja w tym samym okresie mamy wzrost z niespełna 200 MW do ponad 3150 MW, czyli 16-krotny wzrost mocy przyłączeniowej, jeśli chodzi o samą fotowoltaikę. Nie wspominając o innych źródłach, również w nowych technologiach, które na pewno generują potrzeby przyłączeniowe. Jest to skala niewyobrażalna, jeśli chodzi o kwestie sieci.

Do tego należałoby jeszcze dodać jeden aspekt, który jest taką pierwszą reperkusją tego dynamicznego rozwoju, tego ogromnego progresu, który jest właśnie związany z rozwojem źródeł odnawialnych, źródeł fotowoltaicznych, źródeł wiatrowych. Mianowicie narastająca liczba odmów wydawania warunków przyłączeniowych do sieci dystrybucyjnej. W tym przypadku, jeśli posiłkować się też taką charakterystyką, przynajmniej kilkuletnią, to jeszcze w 2020 r. mieliśmy 26 odmów przyłączeniowych, w 2022 r. mamy już 889 takich odmów. Już tylko w tym roku, za trzy miesiące, jest ponad 300 odmów. Ten progres utrzymuje się. Jest to głównie wynikiem tego, że sieć nie rozwija się tak dynamicznie jak właśnie akurat rozwój fotowoltaiki. Stąd właśnie rodzące się potrzeby w zakresie dokapitalizowania sieci dystrybucyjnej.

Jeśli chodzi o perspektywę, którą też w jakiś sposób staramy się przedstawiać na horyzont co najmniej tych kilku lat do przodu, tutaj wskazuję okres między rokiem 2023–2030, to jeśli popatrzymy na chwilę obecną, mając przyłączone źródła w nowych technologiach do sieci dystrybucyjnej na poziomie 4227 MW, to w przypadku 2030 r. spodziewamy się, że przekroczymy 8000 MW. Jest to również liczba, która w pewnym sensie może nawet i poraża z punktu widzenia potrzeb sieciowych. Na chwilę obecną do sieci dystrybucyjnej mamy przyłączonych ponad 400 tys. mikroinstalacji.

Jeśli chodzi o dokapitalizowanie sieci, pracujemy w oparciu o plan rozwoju, który jest opiniowany i akceptowany przez prezesa URE. Obecnie plan obejmuje horyzont lat 2020–2025, z obecnie uzgadnianą, realizowaną aktualizacją do 2028 r. Jeśli porównamy wartości planu rozwoju w horyzoncie czasowym lat 2023–2028 w stosunku do przywołanej wcześniej przez prezesa Radosława Pobola Karty Efektywnej Transformacji, to delta, czyli niezbilansowanie finansowanie w zakresie dokapitalizowania majątku sieci dystrybucyjnej, w przypadku Tauron Dystrybucja wynosi 9,1 mld zł. Są to środki finansowe, na które poszukujemy źródeł finansowania.

Wspomnę o tym, że podstawowym źródłem finansowania inwestycji jest taryfa, którą posiadamy, i jednocześnie wszelkie środki finansowe pomocowe, wszelkie środki pozyskane z różnego rodzaju programów. Myślę, że to jest kwestia, którą też staramy się uaktywnić. W okresie perspektywy finansowej 2014–2020 wykorzystaliśmy dotacje na poziomie 230 mln zł, przy czym łączne nakłady to ponad 400 mln zł. Musi być oczywiście wkład własny, stąd również środki wymagane po stronie operatora dystrybucyjnego.

W nowej perspektywie finansowej na lata 2021–2027 chcielibyśmy pozyskać finansowanie zewnętrzne na poziomie 1 mld 382 mln zł. Oczywiście te środki finansowe nie wystarczają na zaspokojenie wszystkich potrzeb, w pewnym sensie są też środkami celowymi, czyli na konkretne działania. Niemniej jednak są to znaczne środki finansowe, niezbędne dla sieci dystrybucyjnej Tauron Dystrybucja.

Chciałbym tu jeszcze zwrócić uwagę na jeden bardzo istotny aspekt, który myślę, że w jakiś sposób wyróżnia Tauron Dystrybucję wobec innych operatorów. Mówię tutaj, żeby nie urazić kolegów, przedstawicieli innych operatorów. Na naszym terenie działa kilka bardzo dynamicznie rozwijających się specjalnych stref ekonomicznych. Z pewnością też i operator przesyłowy może potwierdzić to, że wspólne działania bardzo mocno angażują nas z punktu widzenia rozwoju sieci, to rozwoju pod moce rzędu kilkuset megawatów, co wymaga rozbudowy zarówno po stronie sieci nadrzędnej, czyli sieci operatora przesyłowego, jak i sieci dystrybucyjnej.

Toczą się oczywiście rozmowy z wieloma inwestorami. Natomiast są to rozpoznania przeprowadzone dla co najmniej kilku, a nawet kilkunastu takich inwestorów, którzy mają zamiar sięgnąć po tak duże moce. Na to również potrzebne są środki finansowe, które obecnie skalkulowaliśmy na poziomie 1 mld 400 mln zł tylko z punktu widzenia stref ekonomicznych, które, jeśliby zaistniały, to takie środki byłyby niezbędnie potrzebne.

W tej prezentacji przedstawionej przez pana prezesa Pobola w imieniu PTPiREE były wskazane główne wyzwania. Nie będę się już do tego odnosić, ponieważ powtórzyłbym to, co zostało już powiedziane. Natomiast jeszcze uwagę skupiłbym na pozyskaniu środków finansowych.

Istnieje pewna otwarta ścieżka dotycząca kwestii taryfowania, nowy model taryfowania, który jest niezbędny zarówno dla operatorów dystrybucyjnych, jak i przesyłowych, jeśli chodzi o pozyskanie środków finansowych. Jeśli chcielibyśmy w przypadku Tauron Dystrybucja uzyskać środki finansowe na poziomie umożliwiającym realizację zdefiniowanych potrzeb... Muszę przyznać, że bardzo precyzyjnie zdefiniowane, bo wspólnie jako reprezentanci operatorów dystrybucyjnych pracowaliśmy nad tym dokumentem, znamy ten dokument, można powiedzieć, od kuchni. Dla Tauron Dystrybucja niezbędne środki w horyzoncie czasowym 2023–2028 wynoszą 24 mld zł. Z punktu widzenia założeń przyjętych do obecnej projekcji planu rozwoju dla Tauron Dystrybucja tych środków potrzebowalibyśmy na poziomie 16 mld zł w tym samym horyzoncie czasowym. Widać więc niedomknięcie na poziomie ok. 9,1 mld zł, o którym wcześniej wspomniałem. Uważamy, że sieć dystrybucyjna powinna uzyskać te środki w tym okresie.

To wszystko, co miałem do powiedzenia. Jeśli będzie czas na dyskusję, chętnie wezmę w niej udział. Dziękuję bardzo.

#### **Wiceprezes zarządu Enea Operator Michał Cebula:**

Szanowny panie przewodniczący, szanowni państwo, Michał Cebula, zarząd Enea Operator.

Jesteśmy co prawda mniejszym operatorem niż Tauron Dystrybucja, ale zarówno wspólnie uzgadniamy nasze plany inwestycyjne, jak i mierzymy się z problemami.

Warto wspomnieć, jak zaznaczył prezes Pabol, o latach 2018–2022. U nas wykonanie zadań przez Enea Operator wyniosło wówczas niespełna 5 mld 610 mln zł. Natomiast w 2023 r. nasz plan inwestycyjny obejmuje kwotę prawie 1 mld 860 mln zł, z czego ponad 1 mld 700 mln zł przeznaczone jest na inwestycje sieciowe.

Szanowni państwo, jeśli chodzi o moce, to w latach 2018–2022 planowano osiągnąć 3471 MW, a zrealizowano ich 3887 MW. Oznacza to zwiększenie o 415 MW. Moc przyłączonych OZE, w tym mikroinstalacji, do sieci OSD na koniec 2022 r. wyniosła 21,3 GW. Natomiast moc przyłączonych OZE, w tym mikroinstalacji, do sieci Enea Operator wyniosła 4,4 GW, co stanowi ponad 20% łącznie przyłączonej mocy OZE. Równocześnie w 2022 r. energia dostarczona do odbiorców przez Enea Operator wyniosła 24,7%, była to energia wyprodukowana z OZE w takiej właśnie wysokości. Moc przyłączonych OZE do sieci Enea Operator na koniec 2023 r. przekroczyła 4,8 GW. Zatem udział Enea Operator w liczbie odbiorców przyłączonych do sieci wynosi 14,8%.

Tak jak powiedziałem, nasz obecny plan inwestycyjny wynosi przeszło 1 mld 858 mln zł, z czego 1 mld 711 mln zł to inwestycje sieciowe. Pozostałe, zdecydowanie mniejsze wolumeny obejmują teleinformatykę, budynki, narzędzia i oczywiście transport. Natomiast w naszych prognozowanych nakładach inwestycyjnych na lata 2023–2030 zakładamy wydatkowanie ponad 23 mld zł. Dzięki temu będziemy mogli dostosować się do potrzeb rynku i zrealizować wszystkie zadania, które są przed nami.

Jeśli chodzi o moce, to suma mocy przyłączonych i prognozowanych do 2030 r. w Enea Operator wynosi 10,5 GW przy maksymalnym zapotrzebowaniu w 2021 r. wynoszącym 3,5 GW, uwzględniając prosumentów. Bez uwzględnienia prosumentów jest to analogicznie 8,1 GW, do 2021 r. – 3,5 GW.

Szanowni państwo, tak to wygląda, jeżeli chodzi o Enea Operator. Oczywiście pozostają do dyspozycji, jeżeli rozwinie się dyskusja. Dziękuję.

#### **Prezes zarządu PGE Dystrybucja SA Jarosław Kwasek:**

Dzień dobry, Jarosław Kwasek, PGE Dystrybucja.

Panie przewodniczący, szanowni państwo, może tak wstępem. PGE Dystrybucja to oczywiście ściana wschodnia, centralna, jak to się mówi, obwarzonek Warszawy, również na południe, w stronę Karpacza. Siedem oddziałów, ponad 5,5 mln odbiorców, którzy są naszymi klientami.

Tak jak zostało wspomniane na wstępie, jednym z głównych wyzwań dla PGE Dystrybucja jest struktura wiekowa i stan techniczny sieci, jeżeli chodzi o dystrybucję i PGE Dystrybucję. Obecnie tylko ok. 71% infrastruktury ma ok. 25 lat, pozostała część ma ponad 40 lat, co stanowi prawie 49%. W związku z tym będziemy przeznaczać ogromne środki na inwestycje w 2023 r. oraz w perspektywie do 2030 r. Szczegółowe informacje na ten temat przedstawi prezes Grzegorz Dolecki.

Chciałbym również wspomnieć o znaczącym rozwoju mikroinstalacji i prosumen-tów w PGE Dystrybucja, co jest charakterystyczne dla wszystkich operatorów. Obecnie mamy prawie 460 tys. mikroinstalacji, co daje nam ponad 3 GW przyłączonej mocy w obszarze działalności PGE Dystrybucja.

W 2023 r. planujemy inwestycje na poziomie 3,5 mld zł, podzielone na poszczególne segmenty inwestycyjne. Są to m.in. przyłączanie nowych odbiorców oraz inwestycje w sieci średniego i niskiego napięcia. Bardzo ważnym elementem są również liczniki zdalnego odczytu, które oblige musimy zainstalować zgodnie z obowiązującymi przepisami.

Ponadto przewidujemy inwestycje w stacje z wysokiego na średnie o wartości prawie 300 mln zł; w teleinformatykę, która jest niezbędna do dalszej działalności i elastycznego zarządzania, jeżeli chodzi o naszą sieć; transformatory. Myślę, że koledzy też mieli poważne problemy, jeżeli chodzi o zakup tych transformatorów, a doskonale wiemy, że bez tego po prostu nasze inwestycje są nierealizowane i niecelowe. Oczywiście są też ogromne środki, które przeznaczymy na inwestycje w linie 110 kV.

Oczywiście jako PGE Dystrybucja jeszcze też niejako trochę odświeżyliśmy projekt, który nazywamy ogólnie programem kablowania, który przewiduje schowanie 30% linii, które są liniami napowietrznymi. Odnoszę się do linii średniego napięcia, rzędu ponad 11 tys. linii, które położymy w ziemi przy demontażu ponad 8 tys. linii. To jest perspektywa na 2023 r. Projekt oczywiście też powiązany jest z tym, że zakupiliśmy maszynę specjalistyczną, która ma nam ułatwić i przyspieszyć projekt kablowania linii napowietrznych. Zbudowaliśmy własną brygadę, która będzie się tym zajmowała. W efekcie chcemy też osiągnąć cel powyżej 30%, a nawet do 40%. Dzięki temu zwiększymy bezpieczeństwo, jakość i żywotność naszych linii.

W odniesieniu do inwestycji i jeszcze szerszej perspektywy do 2023 r. proszę o zabranie głosu prezesa Grzegorza Doleckiego.

### **Wiceprezes zarządu PGE Dystrybucja SA Grzegorz Dolecki:**

Dziękuję bardzo.

Panie przewodniczący, szanowni państwo, krótko, ale uzupełniająco.

Perspektywa PGE Dystrybucja. Pan prezes Pobol pokazał perspektywę KET. To jest 130 mld w perspektywie do 2030 r. W tych nakładach PGE Dystrybucja szacuje potrzeby związane z inwestycjami na poziomie przeszło 47 mld zł.

Teraz oczywiście może się pojawić pytanie, skąd wy na to zorganizujecie środki? Oczywiście dzisiaj model pokazuje finansowanie za pośrednictwem modelu taryfowego i poprzez taryfę, ale to byłoby za łatwe. Nie chcemy dociążać rachunków naszych odbiorców nadmiarowo, ponad możliwe do przeniesienia obciążenia. Zrobiliśmy kalkulację, z której wynika, że gdybyśmy pozyskali... A wiemy już mniej więcej, jaka jest perspektywa finansowa pozyskiwanych środków z Unii Europejskiej w perspektywie do 2027 r. Szacujemy, że w tej perspektywie możemy jako PGE Dystrybucja pozyskać niecałe 2 mld zł. W porównaniu do 47 mld to jest dużo za mało. W perspektywie do 2030 r. szacujemy, że to może być około 3 mld zł. Zatem resztę środków powinniśmy pozyskać w inny sposób, pozataryfowy, jeśli nie chcielibyśmy nadmiarowo obciążać taryfy.

Nakłady, o których mówię, są to tak naprawdę oblige prawne, które operatorzy muszą zrealizować. Blisko 5 mld zł to liczniki zdalnego odczytu w perspektywie do 2030 r. Są to niezbędne nakłady związane z tym, żeby przyłączyć odnawialne źródła energii. Na dzisiaj z per-

spektrywy PGE Dystrybucja mamy już w mikroinstalacjach 3 GW przyłączone. We wszystkich OZE na dzisiaj to jest ponad 5,6 GW mocy przyłączonej do sieci dystrybucyjnej.

Zatem ten model pracy sieci u operatorów zaczyna zupełnie inaczej wyglądać niż dotychczas. Cieszę się, że pan prezes Sikorski pokazał perspektywę rozwoju sieci przesyłowej, bo bez jej równoległego rozwoju nie jesteśmy w stanie zaabsorbować gigawatów mocy przyłączonych do sieci średniego i niskiego napięcia, o wysokim też nie wspomnę. Tylko musimy transformować tę moc do sieci przesyłowych i bilansować ją na poziomie systemów przesyłowych.

Na dzisiaj perspektywa rozwoju sieci jest mocno ograniczona, oprócz niezbędnych środków inwestycyjnych. A my inwestujemy rokrocznie coraz więcej – obecnie to jest ponad 3,5 mld zł, o czym pan prezes Kwasek wspomniał. W przyszłym roku i w kolejnych latach to będzie poziom zakładany w perspektywie Karty Efektywnej Transformacji na poziomie 4 mld rocznie. To są nakłady, które absolutnie musimy zorganizować w sposób racjonalny i uprzedzić rynek w zakresie potencjału wykonawczego oraz dostaw takich jak liczniki, transformatory, kable, przewody i podstawowa infrastruktura związana z działalnością operatorską.

Obecnie wydajemy bardzo dużo warunków – ok. 100 tys. umów przyłączeniowych realizowanych rocznie. Jeśli chodzi o warunki wydawane i rozpatrywane, jest to około 130 tys. rocznie. To jest skala w przypadku PGE Dystrybucja. Tak że to są ogromne ilości nakładów pracy i warunków, które tak jak powiedziałem wcześniej, tak naprawdę blokują moc w sieci dystrybucyjnej. W przypadku wydanych warunków to jest na dwa lata, a w przypadku podpisanych umów, szczególnie w przypadku źródeł wytwórczych, to jest perspektywa 48 miesięcy do pierwszego wprowadzenia mocy z danej instalacji.

Pewnie koledzy z innych operatorów też chcieliby pochwalić się swoimi wielkościami i liczbami. Bez epatowania mogę powiedzieć, że jeśli chodzi o skalę nakładów, która w PGE Dystrybucja przed nami w perspektywie, to jest największy udział. Z uwagi na charakter naszych sieci, takich nieurbanizowanych, czyli operatora wiejskiego czy zasilającego podmioty bardziej wiejskie niż przemysłowe, rozwój naszej infrastruktury sieciowej jest absolutnie potrzebny i wymagany w skali większej niż u pozostałych operatorów. Dziękuję bardzo.

#### **Wiceprezes zarządu Energa Operator SA Piotr Dorawa:**

Panie przewodniczący, szanowni państwo, dużo już zostało powiedziane.

Spróbuję się wpisać w prezentację przekazane przez kolegów. W przypadku Energa Operator nakłady na rozwój sieci, w tym na przyłączanie odbiorców i źródeł odnawialnych, jak również modernizacje, odtwarzanie majątku, w perspektywie 2020–2022 wyniosły 4 mld 73 mln, w tym środki z dotacji to 158 mln zł. Szacujemy na lata 2023–2030 nakłady w wysokości 19,5 mld zł, z czego niemal 1 mld zł z dotacji. Rok do roku wzrost nakładów na rozwój sieci to jest ponad 20%.

Jeśli chodzi o udział źródeł energii wytwórczych z OZE, ze względu na specyficzne położenie terenu spółki, na północy Polski, gdzie jest duże nasycenie farmami wiatrowymi, a także farmami fotowoltaicznymi... Na naszym terenie obecnie przyłączonych i działających jest 7,3 GW – stan na I kwartał bieżącego roku już. Mamy w tej chwili zawarte umowy przyłączeniowe z gotowością przyłączenia wszystkich instalacji – mikroinstalacji, jak również źródeł OZE – na łączną moc 4,8 GW. Oznacza to, że w ciągu 2–4 lat na naszym terenie tylko ze źródeł odnawialnych będzie ok. 12 GW mocy zainstalowanej, podczas gdy zapotrzebowanie odbiorców na naszym terenie wynosi ok. 3,5 GW. Mamy ogromne nasycenie naszej sieci źródłami odnawialnymi. Obliczyliśmy, że ze źródeł odnawialnych na jeden GPZ przypada ok. 22,8 MW.

Według naszych wyliczeń, według prezentacji pana prezesa brakuje nam środków w wysokości 2 mld 800 mln zł. Choć jest to w miarę niedużo, patrząc na innych kolegów, stanowi to jednak duże wyzwanie w kontekście pozyskania tych środków do 2030 r. Obecnie kończymy montaż liczników zdalnego odbioru, który ma być zakończony do 2026 r. Liczymy na to, że wprowadzona dynamiczna taryfa również uaktywni wytwórców do takiego działania, którym będziemy mogli łatwiej bilansować tę moc wytworzoną.

Z mojej strony tyle. Dziękuję bardzo.

**Prezes PTPiREE Radosław Pobel:**

Dziękuję. Panie przewodniczący, z naszej strony to wszystko.

**Członek zarządu Stoen Operator Agnieszka Okońska:**

Czy mogłabym jeszcze w ramach Stoen Operator dwa zdania dołożyć?

**Prezes PTPiREE Radosław Pobel:**

Przepraszam, bardzo przepraszam.

**Członek zarządu Stoen Operator Agnieszka Okońska:**

Bardzo krótko, bo rzeczywiście jesteśmy nie tylko różni pod względem struktury właścicielskiej, ale przede wszystkim jesteśmy operatorem, który działa tylko na terenie Miasta Stołecznego Warszawy. W związku z tym rzeczywiście nasze potrzeby i problemy są nieco inne, co nie znaczy, że kompletnie ich nie mamy. Trzeba pamiętać, że tylko w samym mieście Warszawa mamy ponad 1 mln odbiorców, więc to też nie jest mało.

To, co zauważamy, to powtórzę po którymś z panów, moich kolegów poprzedników, że nasza sieć nie nadąża za dynamicznym otoczeniem, które naprawdę nas również dotyka. Nas dotyka trochę inaczej, ponieważ dotyka nas ze względu na zainteresowanie dużymi odbiorcami, którzy nie produkują, ale są w stanie zużywać dużą ilość energii, a jednocześnie poprzez to zużycie trochę sfinansować inwestycje w sieć. Opłata przyłączeniowa jest wtedy większa, a wraz ze wzrostem wolumenu energii inwestycje sieciowe, poprzez taryfę, rozkładają się bardziej na stawkę dystrybucyjną, co oznacza mniejsze obciążenie dla innych, mniejszych klientów.

DW naszym interesie leży więc przyłączanie takich dużych odbiorców. Natomiast tylko w ciągu ostatnich dwóch lat musieliśmy dać ponad 20 odmów o przyłączenie, ponieważ nasza sieć nie nadąża za tym dynamicznym zainteresowaniem. Tak historycznie... Pewnie nie przestraszę państwa kwotami, bo tu padały miliardy, ja będę mówiła tylko o setkach milionów. W przeciwieństwie do 200 mln zł, które Stoen wydawał rocznie na inwestycje, teraz wydajemy ponad 550 mln zł rocznie. W zeszłym roku aktualizacja planu rozwoju, którą przekazaliśmy do URE, pokazywała roczne wydatki w wysokości około 500 mln zł. Po roku ten plan jest już nieaktualny, ponieważ nasze zapotrzebowanie wynosi 700–800 mln zł, a nawet 900 mln zł rocznie, tylko po to, aby rozwijać głównie sieci wysokiego i średniego napięcia, aby przyłączać tych odbiorców. Jest to również w naszym wspólnym interesie, ponieważ przyłączając takiego odbiorcę, przede wszystkim modernizujemy sieć i umożliwiamy przyłączenie się innym odbiorcom.

Jeśli chodzi o odnawialne źródła energii, to z racji właśnie tego, że jesteśmy miejskim operatorem, nie mamy problemu z przyłączaniem dużych farm wiatrowych czy fotowoltaicznych. Mamy tylko poszczególne, jakieś małe, produkcje fotowoltaiczne. Z tym nie mamy problemu, co do zasady nie odmawiamy i przyłączamy.

Natomiast jeśli chodzi o inwestycje w liczniki zdalnego odbioru, wymiana 1 mln liczników do 2028 r. stanowi duże wyzwanie dla tak małego operatora, jakim jesteśmy. Po drugie, wzrost inwestycji jest tak znaczny – w niektórych latach trzykrotny, a nawet czterokrotny wzrost nakładów inwestycyjnych – że to jest dla nas wyzwanie. Nie tylko finansowe, ponieważ co do zasady, jeśli nakłady zostałyby zatwierdzone przez prezesa URE w planie rozwoju, to właściciel prawdopodobnie nie miałby problemu z zainwestowaniem tych środków w sieć. Jednak stanowi to również problem operacyjny, ponieważ są to ogromne nakłady, które wymagają znalezienia podwykonawców i osprzętu.

Jak wspomniano wcześniej, konkurencja w zakresie wykonawstwa i materiałów rośnie. Pewnie to, co dzieje się za naszą wschodnią granicą, w Ukrainie, gdzie również konieczne jest odbudowanie sieci, też nie jest dla nas kompletnie bez znaczenia. Zdecydowanie mamy wyzwania związane z nakładami inwestycyjnymi.

Jeśli chodzi o skablowanie, mamy już w 88% skablowaną sieć. Jednak obrzeża wokół Warszawy wymagają inwestycji w skablowanie, ponieważ w ubiegłym roku, w lutym, niekorzystne warunki pogodowe przez dwa dni sprawiły, że mieliśmy z tym problem.

Podsumowując i nie zabierając więcej czasu, też inwestujemy w sieć. Tak jak powiedziałam, trzykrotnie, czterokrotnie zwiększając nakłady na inwestycje. Ponad 40% planu rocznego to są inwestycje w sieć wysokich napięć, średnich napięć, a więc nie tylko

służące jednemu odbiorcy, którego przyłączamy, ale też pozostałym odbiorcom. Dziękuję bardzo.

**Prezes PTPiREE Radosław Pobol:**

Panie przewodniczący, jeszcze mam tylko jedną prośbę, żeby pan prezes Skomudek chciał jedno zdanie dopowiedzieć.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Proszę bardzo, śmiało.

**Wiceprezes zarządu Tauron Dystrybucja SA Waldemar Skomudek:**

Dokładnie, może dwa, ale króciutko.

Chciałem nawiązać do tej różnorodności, bo to faktycznie jest bardzo ważny akcent, żeby nie pojmować też operatorów dystrybucyjnych, że wszystkie problemy mamy takie same, a jednak mimo wszystko różnymi się.

Chciałbym jeszcze dopowiedzieć taką kwestię. Otóż mówimy o okablowaniu, powiedzmy, o programach. To jak najbardziej jest wskazane. Natomiast na przykład w przypadku Tauron Dystrybucja mamy u siebie już skablowanie sieci na poziomie ponad 40%. Mamy ponad 16% zainstalowanych liczników zdalnego odczytu w ramach tego programu, który jest realizowany.

Myślę, że mamy dość dobrze uelastycznioną sieć z punktu widzenia łączników sterowanych radiowo. Wiele takich programów, i to w sferze zarówno natury technicznej, jak i bilingowej, zostało zrealizowanych. W zasadzie dostrzegliśmy, że wąskim gardłem są sieci 110 kV, które są bardzo wiekowe. To zresztą zostało wcześniej przedstawione w pierwszej prezentacji. W przypadku Tauron Dystrybucja w zasadzie kwalifikują się do uruchomienia programu, który miałby modernizować tę sieć.

Mianowicie chodzi przede wszystkim o zmodernizowanie tych linii 110 kV, które są z lat 70. i 80., a nawet wcześniejszych, gdzie przewody i ogólna budowa tych linii opierała się na starej normie 5100 – myślę, że może akurat jeszcze ona gdzieś tkwi w pamięci wielu osób. W każdym razie to są linie, które są przystosowane do pracy w temperaturze 40 stopni. Na dziś są już parametry nieprzystające do obecnych wymagań, a w zasadzie prawie 90% sieci 110 kV wykonanych jest właśnie w tych gabarytach. Wymiana przewodów, ewentualnie przebudowa, może niekoniecznie związane z całą wycinką tych linii, to z pewnością jest możliwość, żeby jednak zwiększyć zdolności przyłączeniowe do sieci dystrybucyjnej.

Akurat w Tauron Dystrybucja uruchomiliśmy program, który właśnie ma się zająć tym problemem. Ponad 3 tys. km takich linii właśnie jest do zmodernizowania. To jest jeden z akcentów różnorodności z punktu widzenia operatorów dystrybucyjnych.

Dziękuję, tylko to chciałem dopowiedzieć.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Dziękuję bardzo.

Chciałbym otworzyć dyskusję, ale najpierw chciałbym się zapytać, czy przedstawiciel prezesa URE chce coś dodać?

**Dyrektor Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła Urzędu Regulacji Energetyki Monika Gawlik:**

Dzień dobry, Monika Gawlik, dyrektor Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła.

Nie, dziękuję bardzo. Nie chcę nic dodać.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Nie chce pani pochwalić firmy i operatorów, prezesów? Wiem, że państwo macie dużo do robienia. Musicie ich kontrolować, pilnować, sprawdzać, ustalać im taryfy. To rzeczywiście wielkie wyzwanie, a przed wami jeszcze więcej, jak słyszymy w tych ustawach, które są w Sejmie.

Dziękuję za tę prezentację, bo rzeczywiście dostaliśmy bardzo dużo materiału, który pewnie wielu z nas przytłacza albo pokazuje cały obraz tego, co dzisiaj mamy, jakie są wyzwania. Ale cisną się dwie kwestie, ponieważ słyszymy z wypowiedzi PSE,

że potrzebne jest 200 mld zł w cenach bieżących do zrealizowania tego projektu. Z drugiej strony w konkretnym programie KET mówi się o prawie 130 mld zł. Pojawia się także trzeci element, który informuje, że coś jest już policzone, ale brakuje jeszcze pewnej kwoty.

Z tej strony chciałbym zapytać przedstawicieli ministerstwa, ponieważ interesuje mnie źródło tych środków finansowych. Słyszymy z innych źródeł, a tu słyszymy 1–2 mld zł możemy oczekiwać ze środków zewnętrznych, z UE. Jeden z prezesów wspomina o poszukiwaniu dodatkowych środków spoza taryfy.

Chciałbym zatem uzyskać informację, skąd państwo zamierzają pozyskać te środki? Nie ma tu miejsca na magię. Taka duża ilość środków finansowych to poważna sprawa. Rozumiem, że pan minister lub inni ministrowie, zarówno z resortu aktywów państwowych, jak i Ministerstwa Klimatu i Środowiska, być może nie mogli uczestniczyć w tym spotkaniu, gdyż odbywało się równoległe z innymi ważnymi wydarzeniami, takimi jak posiedzenie podkomisji. Niemniej jednak wysłaliście kompetentnych dyrektorów, mam nadzieję, że państwo przybliżycie nam tę informację.

Otwieram tę dyskusję. Proszę bardzo.

### **Zastępca dyrektora Departamentu Funduszy Europejskich Ministerstwa Klimatu i Środowiska Marcin Janiak:**

Dziękuję, pani przewodniczący. Marcin Janiak, Ministerstwo Klimatu i Środowiska w zastępstwie pani minister, kierownictwa MKiŚ. Postaram się odpowiedzieć na wszelkie wątpliwości.

Myślę, że też jestem, mało skromnie mówiąc, odpowiednią osobą, bo też bezpośrednio, można powiedzieć, rozliczam te projekty, również sieciowe, w których stroną umowy jest MKiŚ. Podpisuję wnioski o płatność, na podstawie których środki są przekazywane do państwa, do operatorów, operatora przesyłowego, operatorów dystrybucyjnych. Odpowiadałem także za działania w zakresie pozyskania m.in. środków unijnych na wsparcie projektów sieciowych. W ministerstwie identyfikujemy ten obszar jako, powiedziałbym, krytyczny i priorytetowy, jeżeli chodzi o finansowanie projektów energetycznych w nowej perspektywie finansowej. Powiedziałbym nawet, że to większy priorytet niż nowe źródła OZE, bo bez tej infrastruktury sieciowej, bez jej wzmocnienia, modernizacji, inwestycji w infrastrukturę nie będziemy mogli przyłączać tych źródeł. Dlatego ten priorytet identyfikujemy.

Z tego wynika fakt, że w ramach programów na lata 2014–2020, nie licząc środków unijnych, mieliśmy ok. 3 mld zł przeznaczonych na wsparcie projektów sieciowych. W chwili obecnej z dostępnych programów, gdzie już, jak można powiedzieć nie po polsku, „zabookowane” są środki, kalkulujemy to na ok. 15 mld zł, czyli pięć razy więcej środków.

Oczywiście w kontekście tych liczb, które się pojawiły, wciąż można powiedzieć, że to jest kropla w morzu potrzeb. Natomiast chciałbym z tego miejsca zachęcić, żeby najpierw wykorzystać te środki, bo to w dużej mierze są środki pochodzące z funduszy unijnych, z budżetu unijnego, które rządzą się swoimi prawami. Jeżeli my ich nie wykorzystamy w pewnej perspektywie czasu, to one po prostu przepadną, dlatego najpierw musimy te środki wykorzystać w sposób dobry, w sposób odpowiednio pilny, żeby móc uruchamiać inne źródła finansowania.

Są dostępne też potencjalnie inne źródła finansowania, chociażby programy, środki w ramach Funduszu Modernizacyjnego. W porozumieniu z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym możemy w ramach kolejnych transz środków z FM, czyli z tych środków, z opłaty za emisję dwutlenku węgla, uruchamiać kolejne programy. Są też już trzy programy z FM na potrzeby operatorów, przede wszystkim operatorów dystrybucyjnych.

Pan minister na poprzednim posiedzeniu Komisji mówił konkretnie, o jakie programy chodzi. Zatem tak jak wspominałem, tych środków jest o wiele, wiele więcej. Teraz czekamy na operatorów, aby te środki zostały zarezerwowane, wykorzystane i abyśmy mogli uruchomić kolejne środki na te cele.

### **Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Dziękuję bardzo.



Panie dyrektorze, czy chce pan powiedzieć, że spółki nie wykorzystują dostępnych środków, które mają, a które teraz leżą na stole? Czy sugeruje pan, że posiadamy środki z KPO, ale nie korzystamy z nich i są one gdzieś zawieszane? Obecnie mamy problem, że mamy dostępne środki unijne, ale nie są one faktycznie wykorzystywane, a firmy i przedsiębiorstwa muszą rozpocząć inwestycje, co wymaga posiadania tych pieniędzy.

**Zastępca dyrektora departamentu MKiŚ Marcin Janiak:**

Jak mogę się odnieść. Dziękuję, panie przewodniczący, za to pytanie.

Chciałbym w pierwszej kolejności odnieść się do tych środków unijnych ze środków polityki spójności, czyli tego, co jest znane i ugruntowane. Państwo na pewno wiedzą, że harmonogram naborów przewiduje ogłoszenie konkursów już w tym miesiącu. 30 czerwca powinny ruszyć nabory dla zarówno operatora przesyłowego, jak i operatorów dystrybucyjnych. W zeszły piątek mieliśmy spotkanie z operatorem przesyłowym. To jest takie troszczone ręczne, można powiedzieć, sterowanie. Patrzymy na projekty, która ma operator, na to, z których źródeł możemy je sfinansować. Podchodzimy do tych kwestii bardzo poważnie.

Jeżeli chodzi o środki KPO w ramach tego nowego rozdziału REPowerEU, zaplanowaliśmy tam wsparcie prawie 1 mld euro na wsparcie sieci dystrybucyjnych. Jeśli uda się podpisać umowę dotyczącą tego nowego rozdziału REPowerEU w tym roku, to 20% środków zaliczki ma być przekazane i będziemy mogli rozpocząć. Warto również zauważyć, że w pierwotnej wersji KPO przewidziano komponent dla operatora przesyłowego dla sieci, w szczególności pod offshore, o wartości 300 mln euro. W ramach rozdziału REPowerEU tę kwotę zwiększyliśmy do 600 mln euro. Nabory na projekty dotyczące sieci przesyłowych są planowane na wrzesień, a co do dystrybucyjnych to oczywiście jest to uzależnione od momentu podpisania tego porozumienia w zakresie rozdziału REPowerEU.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Proszę bardzo Ministerstwo Aktywów Państwowych. Panie dyrektorze, proszę bardzo.

**Zastępca dyrektora Departamentu Spółek Paliwowo-Energetycznych Ministerstwa Aktywów Państwowych Łukasz Ciołko:**

Dziękuję panie przewodniczący.

Może zacząłbym od tego, że pochwalę swoje ministerstwo, bo jak sami się nie pochwalimy, to nikt nas nie pochwali.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Ale pan ministerstwo chwali czy prezesów chce pochwalić?

**Zastępca dyrektora departamentu MAP Łukasz Ciołko:**

Pochwalę swój resort.

Warto też wspomnieć o tym, co już wspólnie udało się osiągnąć, ponieważ w zeszłym roku dwie spółki: PGE i Enea przeprowadziły nowe emisje akcji, które pozwoliły uzyskać blisko 4 mld zł. Akcje w głównej mierze objął Skarb Państwa. Te środki w głównej mierze były przeznaczone właśnie na nowe inwestycje, w tym także na sieć dystrybucji. Tak więc te działania jako działania w zakresie rozwijania sieci dyskusyjnej dostrzegamy i wspieramy. Podobnie jak pan dyrektor z resortu klimatu i środowiska uznajemy za priorytetowe.

Natomiast to, co z naszej perspektywy, to, co możemy zrobić, jest najważniejsze, to uwolnienie potencjału inwestycyjnego grup energetycznych. Oczywiście tym procesem, który się teraz dzieje, jest powstawanie Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego, która ma za zadanie wydzielenie aktywów węglowych z grup energetycznych i stworzenie odrębnej spółki Skarbu Państwa, która będzie prowadziła w ramach tej agencji działalność wytwórczą energii z jednostek konwencjonalnych.

Natomiast grupy energetyczne w ten sposób uwolnią możliwości inwestycyjne. Będą w stanie pozyskiwać znacznie więcej środków zewnętrznych kredytowych niż aktualnie, z tego względu, że uwolnią się od śladu węglowego. Jak wiemy, polityka klimatyczna UE wprowadza swego rodzaju penalizację wytwarzania energii, która generuje emisję CO<sub>2</sub>. W sytuacji, kiedy największe grupy energetyczne uwolnią się od elektrowni konwencjonalnych i kopalni węgla brunatnego, uzyskają znacznie większe możliwości pozyskiwa-

nia środków finansowych. W tym upatrujemy szansę na rozwój OZE, energii jądrowej, jak również inwestycji w zakresie dystrybucji i magazynowania energii.

Uprowadzając pytanie pana przewodniczącego, bo zakładam, że zaraz by padło – tak, jesteśmy w tym momencie bardzo zaawansowani w tym procesie. Aktualnie dopinamy kilka strumieni, nad którymi pracujemy już od kilkunastu miesięcy – strumień finansowania, strumień transakcyjny. Przeprowadziliśmy wyceny poszczególnych nabywanych aktywów.

Jak wszyscy wiemy, od kilkunastu miesięcy żyjemy w bardzo wielkiej zmienności warunków, cen surowców, kosztów emisji CO<sub>2</sub>. To wszystko oczywiście spowodowane jest sytuacją globalną, wojną na Ukrainie. Niemniej jednak te procesy, które rozpoczęły się w zeszłym roku w ramach realizacji uchwały Rady Ministrów, która zobowiązywała MAP do przeprowadzenia tej transformacji i do wydzielenia aktywów węglowych z grup energetycznych i do powołania NABE, w najbliższym czasie będą zmierzały do szczęśliwego zakończenia.

Wydaje się, że właściwie nie ma już dyskusji, czy jest to potrzebne. Te pytania, które do nas trafiają, właściwie są nie dlatego, tylko kiedy. Zarówno grupy energetyczne, szeroko rozumiany rynek, jak i różni inni interesariusze widzą, że ten kierunek, który obraliśmy, jest faktycznie dobry i konieczny. Na pytanie kiedy, mogę powiedzieć, że oczywiście nie jestem upoważniony do tego, żeby udzielić konkretnej odpowiedzi, ale że to już jest najbliższy czas, który jest przed nami.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Panie dyrektorze, dziękuję za tę informację.

Wybrał pan taki nie za bardzo chyba rzeczowy element na pochwały. Jeśli mówimy o NABE, to miało powstać w ubiegłym roku. Później słyszeliśmy, że w pierwszym kwartale. Miesiąc temu słyszeliśmy, że za kilka tygodni. Na posiedzeniu naszej podkomisji padły stwierdzenia, że NABE zostanie uruchomione za dwa-trzy miesiące, bodajże. Minął miesiąc, jesteśmy, a pan mówi, że za chwilę. Żyjmy tym, że za chwilę, bo...

**Zastępca dyrektora departamentu MAP Łukasz Ciołko:**

Panie przewodniczący, jeśli mogę, chciałbym poruszyć kilka kwestii.

W zeszłym roku rozmawialiśmy i spotykaliśmy się w kontekście Polski Wschodniej, szczególnie dotyczącym kwestii emerytalnych i urlopów. Dyskutowaliśmy o kamieniach milowych, czyli co się musi wydarzyć, żeby faktycznie doprowadzić do tej transakcji. Warto zauważyć, że jest to prawdopodobnie największa operacja tego rodzaju na rynku energetycznym w historii Polski. Co ważne, jest to transakcja przeprowadzana na zasadach rynkowych. Pracujemy nad uzyskaniem od Komisji Europejskiej zielonego światła dla wszystkich aspektów związanych z tą transakcją, takich jak wycena aktywów, rating i zmiana źródeł finansowania. Wszystko to odbywa się w ramach reguł rynkowych, a nie na zasadach pomocy publicznej.

To właśnie powoduje, że ten proces jest złożony. Jest bardzo wiele instytucji, które są zaangażowane, począwszy od samych grup energetycznych, doradców grup, doradców MAP, a skończywszy na instytucjach finansujących, nie tylko polskich, ale także zagranicznych. To oznacza, że ten proces faktycznie jest złożony, skomplikowany. Jednak te elementy, które miały być przeprowadzone, sukcesywnie są dokonywane. Tak jak wspominałem wcześniej, jesteśmy już teraz w bardzo zaawansowanym momencie tego procesu.

Jeśli mogę jeszcze wspomnieć też równoległe do kwestii transakcyjnych, do kwestii dotyczący pozyskania finansowania dla NABE, pracujemy również nad równie ważną kwestią dotyczącą pracowników – zapewnienia bezpieczeństwa dla pracowników poprzez przygotowanie ustawy o urlopach górniczych i energetycznych.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Panie dyrektorze, pozwoli pan, że to NABE rozłożymy na czynniki pierwsze kiedy indziej. Dzisiaj jakbyśmy się skupili ewentualnie jeszcze na tym, co nas czeka w temacie nowych inwestycji w sieci.

Pan prezes prosił jeszcze o głos, a potem pan poseł Nowak.

**Prezes PSE SA Tomasz Sikorski:**

Dziękuję.

Chciałbym kontynuować wątek, który był poruszony przez kolegów z operatorów sieci dystrybucyjnej. Zanim do tego przejdę, to jeszcze kwestia finansowania.

Użyłem celowo sformułowania „maksymalizowanie tego finansowania”. Ono w tej chwili jest, ale musimy szukać wszystkich możliwych środków, żeby je zwiększyć, żeby odciążać.

A przechodząc do kwestii już bardziej technicznej, pan prezes Dolecki użył sformułowania „przesył mocy z sieci dystrybucyjnych do sieci przesyłowych”. Pewnie było to prowokacyjnie, żeby pokazać wyzwanie.

**Wiceprezes zarządu PGE Dystrybucja SA Grzegorz Dolecki:**

Tak, celowo.

**Prezes PSE SA Tomasz Sikorski:**

Oczywiście jest to zarówno technicznie, jak i ekonomicznie nieuzasadnione. To jest koszt, który będzie trudny do zaakceptowania.

Konsumpcja blisko źródła to jest to, co przyświeca rozwojowi źródeł dystrybucyjnych. Tak jak prosument miał być tym, kto konsumuje i produkuje jednocześnie, tak źródła rozproszone mają znajdować swój odbiór blisko ich lokalizacji. Jeżeli ma być inaczej, to powinna się rozwijać energetyka zawodowa, wielkoskalowa, a energia powinna być przesyłana sieciami przesyłowymi.

W związku z tym należy powtórzyć: koncentrujemy się na integracji źródeł OZE w zakresie warunków, które są wydane. Zastanówmy się, jak stymulować w tym kontekście odbiór, który ma powstawać blisko źródeł rozproszonych. W mojej ocenie w tym kontekście ważne jest to, że jeżeli używamy sformułowania, i ono tutaj padło kilka razy, sieci nie nadążają nad inwestycjami. To nie jest tak. Sieci nie nadążają w tej chwili nad papierami, które są wydawane. To jeszcze nie są inwestycje. Inwestycji jest 25 G, a pozostałe, do 60 G, to są warunki.

Jest bardzo niska bariera występowania z wnioskami. Często zdarza się, że jeden inwestor występuje w kilku miejscach. Jeżeli my próbujemy gonić inwestycjami te wnioski, to powstaje ryzyko kosztów osieroconych. Może się okazać, że nie ma *business case'u* dla rozwoju tego źródła i to źródło nigdy nie powstanie. Oczywiście jeżeli będzie zabezpieczone systemem wsparcia, to prawdopodobnie się zbuduje, ale jeżeli ma być zabezpieczone umową sprzedaży energii, to takiego mechanizmu w tej chwili nie ma. Nie mamy budowania portfeli podaźowych i popytowych w długim horyzoncie, a tylko to buduje *business case*.

Musimy być bardzo ostrożni w kontekście gonienia wniosków papierowych, bo powstanie ryzyko być może kosztów osieroconych, ale w najlepszym przypadku nieefektywnie zrealizowanych inwestycji sieciowych. Oczywiście biorąc pod uwagę prezentację, która była przedstawiona, wiek infrastruktury, to ryzyko jest ciągle jeszcze mitygowane, bo musimy inwestować, ale w dłuższym horyzoncie należy mieć to na uwadze. Dziękuję bardzo.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Proszę pan poseł Nowak.

**Poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):**

Panie przewodniczący, szanowni państwo, chciałbym się dowiedzieć. Mówimy o finansowaniu i o tych pieniądzach, które będą poszukiwane, o 9 mld zł, różnie to wygląda u różnych poszczególnych OSD. A ile ze środków, które są zaplanowane jako te rzeczywiste, które są w zasięgu waszego oddziaływania, to są pieniądze europejskie? A na ile są to pieniądze nieeuropejskie, czyli pochodzące z różnego rodzaju banków czy funduszy? Tak w skali, czy to połowa, czy to jedna czwarta, jedna trzecia? Jak to wygląda?

Patrzyłem na ten raport jako raport sukcesu przyłączeniowego, natomiast chciałbym się dowiedzieć, jak państwo oceniacie skalę braku odbioru energii elektrycznej z dachów prosumentów w poszczególnych OSD? Jaka to jest skala? Też w procentach mniej więcej, jeśliby się udało. Mamy teraz ustawę, nad którą procedujemy, gdzie przedsiębiorstwom

energetycznym będzie się zwracać środki, kompensować, kiedy energia elektryczna będzie nieodebrana. Jesteśmy ciekawi, jak to wygląda w przypadku prosumentów. Czy gdyby pojawiła się taka... Pewnie nikt takiego czegoś nie robi, ale gdyby się jednak pojawiły jakieś pretensje. Dziękuję.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Jest pytanie, szukam odpowiedzi. Proszę bardzo.

**Dyrektora Biura Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej Wojciech Tabiś:**

Wojciech Tabiś, dyrektor PTPiREE.

Tak jak pan prezes Pobol przedstawił, środków brakujących w KET w perspektywie 2030 r. będzie ok. 35 mld zł. Prezes URE nie planuje obciążać przyszłych taryf wzmiankowaną kwotą. Natomiast zadaniem spółek dystrybucyjnych będzie znalezienie tych pieniędzy.

Poszukiwania te będą wielowątkowe. Podstawowym źródłem pokrycia brakujących kwot będą programy unijne. W tym kontekście dyrektor Janiak z MKiŚ wspomniął już o rozmowach i planach dotyczących tego zagadnienia. Z naszego punktu widzenia będzie to związane z polityką spójności UE 2021–2027, a konkretnie programem „Fundusze europejskie na infrastrukturę, klimat i środowisko – FEnIKS”, „Programem fundusze europejskie dla Polski Wschodniej”, Funduszem Modernizacyjnym w ramach programu priorytetowego „Elektroenergetyka – inteligentna infrastruktura energetyczna”.

Ponadto, będą to programy priorytetowe, takie jak „Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej na potrzeby rozwoju stacji ładowania pojazdów energetycznych” oraz „Wsparcie wykorzystania magazynów oraz innych urządzeń na cele stabilizacji sieci – programów dla operatorów sieci dystrybucyjnych”. W ramach tych programów przewiduje się również wykorzystanie środków w ramach KPO, jednak w tej chwili nie mamy jeszcze konkretnego planu w tej skali.

Natomiast to nie wszystko. Planujemy również tzw. przyłącza komercyjne, to znaczy partycypowanie w rozwoju sieci i tworzeniu przyłączy źródeł OZE inwestorów, którzy planują. Tutaj w zależności od tego, w jakim miejscu, jakie będą nakłady wynikające ze stworzenia danego przyłączenia, rozbudowy sieci pod przyłączenie źródeł OZE, będą proponowane umowy komercyjne potencjalnym inwestorom. Takie są przewidywane źródła finansowania brakujących kwot.

**Poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):**

Czyli rozumiem, że gdyby zdarzył się kataklizm polegający na tym, że pieniędzy europejskich by nie było, to ten kataklizm nie byłby tylko finansowy, ale dotyczyłby również inwestycji sieciowych?

**Dyrektora biura PTPiREE Wojciech Tabiś:**

Nie przewidujemy kataklizmu. Opieramy się na tych funduszach, które już zostały zapewnione w ramach umów UE. Tak jak powiedziałem, pozostałe kwoty będą dotyczyły umów komercyjnych.

**Wiceprezes zarządu PGE Dystrybucja SA Grzegorz Dolecki:**

Jeśli można jeszcze. Grzegorz Dolecki, PGE Dystrybucja.

Tak w nawiązaniu do tej dyskusji. Z naszej perspektywy, my to rozpoznajemy w taki sposób. Mianowicie z tych 3 mld zł, o których ja mówiłem, dla PGE Dystrybucja mniej więcej 80%... Czyli to są środki typowo unijne, pochodzące ze środków unijnych. Myślę, że w perspektywie całości kwoty 35 mld zł luki finansowej mniej więcej 80% to są środki pochodzące ze środków unijnych. Tak doprecyzowując. Dziękuję.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Padło pytanie odnośnie prosumentów. Chodziło o to, o co poseł Nowak pytał, czyli jak to wygląda w poszczególnych spółkach i jaki jest odsetek odmów.

**Dyrektora biura PTPiREE Wojciech Tabiś:**

Nie mamy danych dotyczących procentu ilości energii nieodebranej. Te zjawiska są przypadkowe, stochastyczne, wynikają z niezbilansowania odbioru. Czasami wynikają rów-

niez z faktu, że inwestorzy podregulują falowniki powyżej przyjętych parametrów napięciowych w sieci, do której są przyłączone. Niemniej jednak według nas są to zjawiska pomijalne, nie są masowe.

**Poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):**

Ale czytamy informację ministerstwa, jak sobie radzić z taką sytuacją, więc to nie jest takie pomijalne.

Akurat znam mnóstwo takich przypadków. Sam mogę pokazać w telefonie, jak jest to wyłączane na twardo. W związku z tym to jest problem. Chciałbym dowiedzieć się od OSD, jak ten problem rozwiązać? Czy to jest kwestia jednak również wymiany transformatorów? Nie wiem, czy ich unowocześnienie byłoby konieczne? One też pamiętają stare czasy. Jakby się to wyglądało pod względem kosztów? A jeśli nie, to co innego? W tej chwili coraz częściej ludzie pytają. Wyobraźmy sobie... Jak to pomijalne, a skrzykną się i zaczną organizować się na zasadzie kadetów, czyli kosztów, które są osieroczone, ponieważ nie mogą odzyskać zainwestowanych pieniędzy. Co wtedy?

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Pytanie takie czy państwo w ogóle zajmujecie się tym problemem? Czy próbujecie go zidentyfikować? Czy on w ogóle istnieje u was? Bo widzimy, że to z boku stoi, ale prywatni są mali, mało roszczeniowi, to gdzieś umyka.

**Prezes zarządu PGE Dystrybucja SA Jarosław Kwasek:**

PGE Dystrybucja, Kwasek. Szanowny panie przewodniczący, już wcześniej pan prezes Sikorski odnosił się do tego tematu.

Myślę, że ten system został nieco zaburzony, ponieważ cały program był budowany wokół idei, że prosumenci będą konsumować tę energię. Nastawiałbym się na to, że to jest formułowane tylko i wyłącznie po to, żeby prosumenci jak najbardziej korzystali z wytwarzanej energii i konsumowali ją w maksymalny sposób.

A oczywiście to padło chyba we wszystkich wypowiedziach od wszystkich operatorów, że na bieżąco cały czas reagujemy na takie sytuacje, dlatego są to jakieś efekty sporadyczne, jednostkowe. Oczywiście jeżeli to napięcie jest podbijane na sieci, to nie możemy dopuścić do tego, żeby ono na takim poziomie zostawało, tylko nasze służby techniczne reagują na bieżąco.

Oczywiście pan wspomniał o tym, że to jest kwestia transformatorów, to są koszty inwestycyjne. Cały czas na bieżąco, rok do roku, inwestujemy też w ten segment. Zatem to nie jest tak, że operatorzy przechodzą obojętnie obok tych małych prosumentów.

Szanowni państwo, jeżeli kiedyś ten system był projektowany jednokierunkowo, a dzisiaj jest dwukierunkowo, to nie jesteśmy w stanie w ciągu miesiąca czy roku raptownie się przestawić. Jak wcześniej wspomniałem, mamy 460 tys. instalacji prosumenckich, które dostarczają nam 3 GW, jeśli chodzi o PGE Dystrybucja. Uważam, że elastyczność jest już obecna, są inwestycje w teletechnikę i zarządzanie. Cały czas prowadzimy projekty badawcze, w jaki sposób jeszcze bardziej elastycznie tym zarządzać. Współpracujemy z uczelniami. Mamy własne biura, które analizują tę kwestię przy współpracy z PTPiREE.

Ten temat jest zaopiekowany, tylko wszyscy chcieliby osiągnąć ten efekt w ciągu pół roku, co oczywiście nie jest proste. Traktujemy wszystkich równo, niezależnie od tego, czy są to duzi producenci czy duzi odbiorcy – każdy z nich jest traktowany przez operatora tak samo.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Dziękuję za to słowo, które pan mówi, bo czasami trzeba też chodzić po ziemi i coś mocniej powiedzieć na ten temat.

Państwo sami wykazujecie w przyłączeniach, że już mamy ponad 1 mln prosumentów, którzy nagle się pojawili w dość krótkim okresie. Jednak my jesteśmy po to, żeby przeciwdziałać takim sytuacjom. Dziękuję za to, że rozumiecie tych prosumentów, ale nie możemy się na nich obrażać. Nawiązując do pana Sikorskiego, który wyraźnie cały czas to podkreśla. Produkujecie, odbierajcie, tych sieci mniej będziemy budować, jak lokalnie

wszystko zużyjecie. To rzeczywiście ten kierunek, ale państwo dzisiaj jesteście odpowiedzialni za tę sieć dystrybucyjną.

Miałem wcześniej takie pytanie do ministerstwa. Być może należało wcześniej powiedzieć: „Operatorów sieci dystrybucyjnej wydzielmy z tych pionowych grup, spróbujemy to inaczej ustawić, może znajdą pieniądze na to, żeby realizować te inwestycje i żeby te sieci się rozwijały”? Może trzeba było wcześniej na ten temat pomyśleć, czy to w ogóle jest realne?

Chciałbym oddać głos panu prezesowi Bando, który się zgłaszał. Proszę bardzo, panie prezesie.

**Ekspert ds. energetyki Maciej Bando:**

Bardzo dziękuję za zaproszenie i za możliwość zadania pytania.

Cechą wspólną prezentacji, które dotychczas były omawiane, były ogromne nakłady i ogromne potrzeby.

Mam takie pytanie – i tu proszę o wybaczenie panią dyrektor – do regulatora. Każda inwestycja w sieć wiąże się ze wzrostem stawek dystrybucyjnych. Jak państwo szacujecie jako regulator, o ile te taryfy dystrybucyjne mogą wzrosnąć, biorąc pod uwagę nadprogramową konieczność inwestycji? Krótko mówiąc, dwa razy większe inwestycje, niż były dotychczas. Jak się przełożą na wzrost taryf dystrybucyjnych, które są w gestii zainteresowania każdego konsumenta, również panów z sektora?

**Dyrektor departamentu URE Monika Gawlik:**

Chciałam powiedzieć w pierwszej kolejności, że rzeczywiście wiem, że są większe nakłady, ale tutaj wielokrotnie już wspomniane były również spółki dystrybucyjne i przedstawiciele. Panowie prezesi mówili, że będą sięgać po zewnętrzne środki, aby nie obciążać odbiorców nadmiernie.

My, cały czas rozmawiając ze spółkami dystrybucyjnymi, też to podkreślamy. Jest również ze strony spółek dystrybucyjnych właśnie taka informacja. Jeżeli miałabym teraz powiedzieć, o ile wzrośnie, to trudno powiedzieć, ponieważ będziemy brać pod uwagę to, co się będzie działo. Jeszcze dwa lata temu, trzy lata temu żyliśmy w zupełnie innych realiach i mogliśmy coś planować. Natomiast w tej chwili chciałam tylko zauważyć, że jest bardzo trudno planować na dłuższe lata, dlatego też taryfy, które aktualnie są zatwierdzane dla dystrybutorów, są zatwierdzane na okresy roczne. Dziękuję.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Dziękuję bardzo.

Czy ktoś jeszcze chce zabrać głos?

**Poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):**

Do pana z MAP.

Przepraszam, temat NABE. Czekamy, OK. Tylko jest kwestia, panie dyrektorze. Jak będzie wyglądać sytuacja, kiedy te aktywa zostaną wycofane z tych spółek zintegrowanych pionowo i przejdą do NABE? O ile zmniejszy się wartość poszczególnych spółek i ich zdolność do pozyskiwania środków na nowe inwestycje?

**Zastępca dyrektora departamentu MAP Łukasz Ciołko:**

Identyfikujemy, że będzie wręcz odwrotnie, bo spółki, które pozbędą się kolokwialnie mówiąc śladu węglowego, będą miały znacznie większe możliwości pozyskiwania finansowania zewnętrznego, które teraz jest mocno utrudnione ze względu na podejście do aspektów ESG, czyli wszystkiego, co wiąże się z polityką klimatyczną, dekarbonizacją.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Państwo jesteście w Sejmie. My jako posłowie podejmujemy pewne rozwiązania, pewne akty prawne, które pozwalają wam funkcjonować albo usprawnić swoją działalność. A państwa zdaniem, co dzisiaj jest konieczne, żeby wam pomóc w tej waszej działalności?

Ostatnio przyjęliśmy uchwałę o możliwości uproszczonej procedury inwestycyjnej. To macie przyjęte. Czego jeszcze potrzebujecie od Sejmu, żeby usprawnić waszą codzienną działalność? To byłoby wymówką, że nie możemy tej inwestycji przeprowadzić.

Kolejne pytanie. Mówimy o pieniądzach. Ktoś kiedyś mówił, że potrzeba 500 mld zł, żebyśmy doszli do normalności. Dzisiaj wyznaczyliśmy sobie do 2028 r. kwotę 200 mld zł czy ponad 200 mld zł. Pytanie jest takie: czy są firmy, które to mogą realizować? Czy są podmioty, które dzisiaj są w stanie udźwignąć te inwestycje w waszym imieniu? Wy oczywiście jesteście tymi, którzy zlecają. Czy ten potencjał w Polsce istnieje i to, co zakładamy, tak sprawnie pójdzie? Dziękuję.

**Prezes zarządu PGE Dystrybucja SA Jarosław Kwasek:**

Szanowny panie przewodniczący, ten temat wcześniej też był poruszony, jeżeli chodzi przede wszystkim o inwestycje, bo rok do roku te środki rosną. Nie ukrywamy tego.

Jako PGE Dystrybucja analizowaliśmy oczywiście takie ryzyko, bo mamy sytuację wojny, mamy sytuację pandemii, część firm znika z rynku, jeżeli chodzi o wykonawstwo. Po jakimś czasie ten rynek zaczyna się odbudowywać. Naszym pomysłem na to było, aby zorganizować warsztaty przede wszystkim dla wykonawców. Chodzi o to, aby to były firmy, które od dłuższego czasu mają rozpoznany cały rynek inwestycyjny, one przenikają się od zachodu po wschód i północ, południe. Chodzi o to, żeby przedstawić plany inwestycyjne. Robimy to, jeśli chodzi o PTPiREE.

Wszyscy wykonawcy i firmy są w stanie w pierwszym kwartale, a nawet wcześniej, zaplanować swoje portfele i rozłożyć to równomiernie. Jeśli nakłady inwestycyjne rosną, można powiedzieć, że zwiększają się o drugie tyle, a nawet więcej w porównaniu z rokiem poprzednim, jako PGE Dystrybucja jesteśmy w stanie praktycznie do połowy roku zrealizować wszystkie inwestycje.

Myślę, że kluczowe jest podejście w tej kwestii. Uważam, że warsztaty były świetne, każdy mógł zapoznać się z naszą ofertą. Mógł się dowiedzieć, jak w transparentny i czytelny sposób przeprowadzić postępowania zgodnie ze sztuką, aby uniknąć niedomówień lub pominięcia kogoś w jakikolwiek sposób. Myślę, że to jest kwestia otwartości i podejścia. Firmy są, chcą pracować, zarabiają na tym i rozwijają się. Tak wygląda obecnie sytuacja w wykonawstwie. Sądzę, że jest to porównywalne u pozostałych operatorów.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Dziękuję bardzo.

Pan prezes Tomasz Sikorski. Proszę bardzo.

**Prezes PSE SA Tomasz Sikorski:**

Krótko w uzupełnieniu.

Faktycznie potencjał wykonawców, który teraz mamy, jak praktyka pokazuje, jest w stanie sprostać inwestycjom. Inwestycji będzie przyrastać, w związku z tym musimy dbać o jego rozwój. Dbać w sensie zarówno warunków kontraktowych (to jest w naszych rękach), jak i stabilności portfela zamówień czy przewidywalności portfela zamówień.

Jest oczywiście pewnym wyzwaniem – tego nie jesteśmy w stanie zmienić – konieczność działania w reżimie Prawa zamówień publicznych. To powoduje określone konsekwencje, zwłaszcza w kontekście długoterminowego działania. Niemniej jednak wszystkie aktualne inicjatywy legislacyjne, które są prowadzone, wspierają ten proces, w szczególności specustawa, która trafiła w tej chwili do Senatu. Ona zawiera wiele rozwiązań, które będą wspierały inwestycje.

W kontekście już nie inwestycji, ale integracji OZE bardzo ważna jest w tej chwili ustawa pod nazwą UC74, która zawiera taki, można powiedzieć, fundament dla rozwoju elastyczności w sieci dystrybucyjnej i w ogóle możliwości zarządzania warunkami pracy sieci dystrybucyjnej. Mówię tym nie bez kozery, ponieważ bezpieczeństwo pracy całego systemu zależy od jego poszczególnych elementów, w szczególności sieci dystrybucyjnej.

Tym, nad czym w naszej ocenie powinniśmy pochylić, być może już w dłuższej perspektywie, ale jest to zadanie pilne, jest to, abyśmy uwiarygodnili albo uwiarygadniali wnioski o wydanie warunków przyłączenia. Szczególnie istotne jest uniknięcie sytuacji, w której wnioski oczekują zbyt długo i zajmują miejsce. Każdy dostępny megawat w obecnej infrastrukturze sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej powinien być jak najszybciej wykorzystany, aby możliwe było przyłączenie źródła odnawialnego czy innej kategorii generacji.

Jest to kwestia, którą powinniśmy zaadresować, oczywiście nie wprowadzając uciążliwości dla przyszłych inwestorów. Dziękuję.

**Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):**

Dziękuję panu, dziękuję państwu.

Proszę państwa, wyczerpaliśmy porządek dzisiejszego posiedzenia.

Pewnie nie wyczerpaliśmy tematu do końca, bo to jest potężne zadanie i potężne wyzwanie, które stoi przed transformacją elektroenergetyczną. Chciałem państwu podziękować serdecznie za tę dzisiejszą aktywną obecność.

Serdecznie dziękuję panu prezesowi Tomaszowi Sikorskiemu za przedstawienie prezentacji, panu prezesowi Radosławowi Pobale za przygotowanie materiałów, panom prezesom za przedstawienie sytuacji w poszczególnych przedsiębiorstwach. Dziękujemy za to, co robicie, bo wyzwanie jest wielkie i rąk do pracy potrzeba jak najwięcej. Mamy nadzieję, że to wszystko uda się zrealizować.

Życzymy państwu tego, żeby te unijne środki jak najszybciej zostały odblokowane i trafiły do państwa firm, a inwestycje przebiegały płynnie. Dziękuję bardzo.

Zamykam posiedzenie podkomisji.