



PTPiREE



ENERGETYKA
DYSTRYBUCJA
PRZESYŁ



ENERGETYKA DYSTRYBUCJA PRZESYŁ

RAPORT 2026

Zdjęcia i dane branżowe pochodzą z:

- Enea Operator Sp. z o.o.
- Energa-Operator S.A.
- Stoen Operator Sp. z o.o.
- PGE Dystrybucja S.A.
- PGE Energetyka Kolejowa S.A.
- TAURON Dystrybucja S.A.
- Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
- PTPiREE

Raport opracowany w oparciu o dane liczbowe z 2025 r.
Poznań, 2026 r.

Raport branżowy PTPiREE 2026

SPIS TREŚCI:

1.	Nowoczesna i efektywna energetyka	6
	Maciej Mróz, Prezes PTPiREE	
2.	Era Elektryfikacji	8
	Miłosz Motyka, Minister Energii	
3.	Poszerzamy zakres współpracy na rzecz rozwoju polskiej energetyki	10
	Renata Mroczek, Prezes URE	
4.	Elastyczność sieci - od teorii przez regulacje do praktyki	12
	Ewa Mataczyńska, Piotr Ordyna, Michał Rybakowski, Zespół PTPiREE ds. elastyczności	
5.	Kierunki rozwoju operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce	16
	Jarosław Tomczykowski, PTPiREE	
6.	Taryfy w centrum uwagi	28
	Maciej Sroka, Enea Operator	
7.	Sieci dystrybucyjne jako punkt integracji sektorów	34
	Biuro PTPiREE	
8.	Prezentacja spółek:	42
	Enea Operator	44
	Energa-Operator	50
	PGE Dystrybucja	58
	PGE Energetyka Kolejowa Operator	64
	Stoen Operator	70
	TAURON Dystrybucja	76
	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	84
9.	Rok 2025 w liczbach	88

NOWOCZESNA I EFEKTYWNA ENERGETYKA

Fot. PTPIREE



Jubileusz 35-lecia PTPIREE



Maciej Mróz,
Prezes Zarządu Polskiego Towarzystwa
Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Szanowni Państwo,

2025 rok potwierdził, że operatorzy sieci dystrybucyjnych znajdują się dziś w centrum najważniejszych zmian gospodarczych i technologicznych. Transformacja energetyczna nabiera tempa, a jej powodzenie w coraz większym stopniu zależy od siły, elastyczności i gotowości sieci dystrybucyjnych. To właśnie w tym obszarze koncentrują się dziś kluczowe wyzwania związane z rozwojem odnawialnych źródeł energii, magazynowania energii oraz elektryfikacją gospodarki.

Dla PTPIREE był to rok działania w pełnej skali — intensywnej pracy, odpowiedzialnych decyzji i szerokiej współpracy z partnerami rynku, administracją publiczną, regulatorem oraz środowiskiem eksperckim. Konsekwentnie angażowaliśmy się w inicjatywy, które wspierają rozwój nowoczesnej, odpornej i efektywnej energetyki. Naszym celem było nie tylko reagowanie na bieżące potrzeby sektora, ale przede wszystkim współtworzenie warunków dla jego stabilnego rozwoju w długiej perspektywie.

Miniony rok pokazał bardzo wyraźnie, że przyszłość energetyki będzie oparta na partnerstwie. Dlatego tak dużą wagę przywiązywaliśmy do dialogu międzysektorowego, wspólnego wypracowywania

rozwiązań oraz budowania spójnego podejścia do regulacji, standardów i procesów inwestycyjnych. Widzimy, że skuteczna transformacja wymaga dziś nie tylko kapitału i technologii, ale także zaufania, koordynacji i zdolności do działania ponad podziałami instytucjonalnymi i branżowymi.

Rok 2025 miał dla nas również szczególny wymiar symboliczny. Jubileusz 35-lecia PTPIREE był okazją do podsumowania dorobku Towarzystwa i roli, jaką operatorzy systemów dystrybucyjnych odegrali w rozwoju polskiej energetyki. Był to moment ważnej refleksji, ale również potwierdzenie, że doświadczenie, wiedza ekspertów i odpowiedzialność środowiska OSD pozostają jednym z fundamentów bezpiecznej i nowoczesnej transformacji energetycznej.

Przekazując Państwu ten raport, prezentujemy nie tylko podsumowanie działań zrealizowanych w 2025 roku, ale również obraz sektora, który konsekwentnie buduje swoją gotowość na przyszłość.

Wierzymy, że nowoczesna energetyka zaczyna się od silnych sieci, skutecznej współpracy i odwagi do wdrażania zmian — a 2025 rok był tego wyraźnym potwierdzeniem.



ERA ELEKTRYFIKACJI

Polska elektroenergetyka przekroczyła punkt zwrotny – dziś nie mówimy o kierunku zmian, lecz o ich konsekwentnej realizacji. Wchodzimy w „erę elektryfikacji”, w której energia elektryczna staje się kręgosłupem nowoczesnej gospodarki – od przemysłu po codzienne funkcjonowanie gospodarstw domowych.

Krajowy System Elektroenergetyczny przechodzi głęboką strukturalną transformację – od modelu opartego na scentralizowanej generacji konwencjonalnej do systemu zdywersyfikowanego, rozproszonego, niskoemisyjnego i cyfrowo zarządzanego. To jedna z najbardziej wymagających operacji modernizacyjnych w historii sektora – jej wynik przesądzi nie tylko o bezpieczeństwie energetycznym, ale także o tempie wzrostu gospodarczego oraz konkurencyjności Polski.

Kierunek został jasno określony. Do 2030 roku OZE powinny pokryć ponad połowę krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, a dekadę później – wraz z energetyką jądrową – mają odpowiadać za ponad 80 proc. produkcji. Warunkiem realizacji tej ścieżki jest infrastruktura. Transformacja nie będzie możliwa bez zdecydowanego przyspieszenia inwestycji m.in. w sieci przesyłowe i dystrybucyjne. I to już się dzieje. Dlatego w Ministerstwie Energii konsekwentnie pracujemy nad rozwiązaniami, które skracają procesy inwestycyjne i przyspieszają rozwój sieci. Wprowadzamy reformę



Miłosz Motyka
Minister Energii

energetyczną, która ma odblokować moce, uporządkować kolejki przyłączeniowe i umożliwić szybkie włączanie nowych źródeł oraz odbiorców do systemu.

Skala wyzwania wymaga ścisłej współpracy całego sektora. Operatorzy, wytwórcy, odbiorcy i regulator – muszą działać w jednym, dobrze zsynchronizowanym rytmie. Wspólne, skoordynowane działania pozwolą skutecznie pogodzić bezpieczeństwo dostaw energii z celami klimatycznymi oraz realiami gospodarczymi i społecznymi. Kluczowe znaczenie ma zachowanie stabilności dostaw energii w przystępnych cenach.

W warunkach rosnących napięć geopolitycznych i niestabilnych rynków surowcowych energia staje się jednym z filarów odporności państw. Dywersyfikacja źródeł, rozwój własnych mocy wytwórczych oraz uniezależnianie się od paliw kopalnych z kierunków wysokiego ryzyka, to nie tylko element polityki energetycznej – to kwestia strategicznego bezpieczeństwa. Polska energetyka jest dziś przestrzenią, w której przecinają się interesy gospodarcze, regulacyjne i geopolityczne.

Dlatego nie projektujemy systemu „na chwilę”. Budujemy architekturę, która ma być trwała, skalowalna i odporna – zdolna do absorpcji nowych technologii i dostosowywania się do zmieniających się warunków rynkowych. Istotne jest utrzymanie ciągłości inwestycji oraz

konsekwencja regulacyjna, które razem tworzą środowisko sprzyjające długoterminowym decyzjom kapitałowym.

Raport Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej to wskazówka, gdzie dziś jesteśmy i gdzie możemy być za kilka lat. Warto traktować go nie tylko jako diagnozę, lecz także jako punkt odniesienia w dalszych pracach nad kształtem polskiej elektroenergetyki.



POSZERZAMY ZAKRES WSPÓŁPRACY NA RZECZ ROZWOJU POLSKIEJ ENERGETYKI

Jako Prezes URE prowadzę dialog i wsłuchuję się w potrzeby uczestników rynku energii i paliw. Jednocześnie nadrzędnym celem moich działań jest równoważenie ich interesów – dbałość o potrzeby odbiorców, w tym gospodarstw domowych, ale też przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Ważnym ogniwem tego procesu są operatorzy systemów dystrybucyjnych. Jednym z działań prowadzonych na rzecz transformacji energetycznej Polski jest rozbudowa, modernizacja oraz uelastycznienie sieci elektroenergetycznych. W ostatnich latach podjęliśmy wspólnie z Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej szereg inicjatyw, które służą przezwyciężeniu barier rozwojowych w tym obszarze.

Dla modernizacji systemu dystrybucji energii elektrycznej niezwykle istotnym projektem była Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Elektroenergetyki (KET). Pozwoliła ona na zagwarantowanie w wieloletniej perspektywie środków na inwestycje sieciowe na niespotykanym dotąd w polskiej elektroenergetyce poziomie. Co ważne, zapisy porozumienia kładły nacisk na pozyskiwanie finansowania ze źródeł pozataryfowych, co również udało się zrealizować m.in. poprzez pożyczki oraz dotacje z funduszy Unii Europejskiej. Dzięki aktywnej współpracy wszystkich podmiotów zaangażowanych w sektor dystrybucji energii elektrycznej możemy obecnie przeżywać skok inwestycji w tym obszarze.



Renata Mroczek
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

Mam głęboką świadomość tego, że rozwój polskiej energetyki jest procesem wielowymiarowym i angażującym różne obszary państwa oraz sektory gospodarki, a do jej powodzenia konieczna jest ich ścisła współpraca i wzajemne zrozumienie. Przed nami stoi wiele kluczowych zagadnień, takich jak: dynamiczny rozwój rozproszonych źródeł wytwórczych, usprawnienie procesu przyłączeniowego, dekarbonizacja i elektryfikacja kolejnych gałęzi gospodarki, w tym ciepłownictwa i wykorzystanie potencjału tego sektora do świadczenia usług systemowych, elektromobilność czy w końcu rola paliw gazowych w procesie transformacji energetycznej.

Dlatego w październiku 2025 roku powołałam Ponadsektorowy Akcelerator Rozwoju Polskiej Energetyki przy Prezesie URE. Akcelerator to platforma dialogu skupiająca obecnie już blisko 30 podmiotów. W pracach pięciu powołanych w jego ramach zespołów uczestniczy ok. dwustu ekspertów. Bardzo się cieszę, że PTPIREE, jako przedstawiciel największych operatorów sieci dystrybucyjnej, od początku bierze aktywny udział w tym projekcie i przyjęło na siebie rolę koordynatora prac zespołu zajmującego się kwestiami infrastruktury sieciowej. Jestem przekonana, że wspólnie wypracujemy rozwiązania będące skuteczną odpowiedzią na najpilniejsze wyzwania związane z rozwojem rynku energii.

Niezwykle istotnym wydarzeniem dla obszaru sieci dystrybucyjnych jest również porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju infrastruktury sieciowej dla potrzeb elektromobilności, zawarte we wrześniu 2025 roku pomiędzy GDDKiA, Polskim Stowarzyszeniem Nowej Mobilności oraz PTPIREE, pod patronatem i z inicjatywy Prezesa URE. Porozumienie niewątpliwie przyczynia się do zdynamizowania rozwoju sieci obsługującej ładowarki pojazdów elektrycznych, co z kolei pozwoli na zwiększenie prawdopodobieństwa realizacji celów unijnych w zakresie rozwoju sektora e-mobility.

Zachęcam Państwa do zapoznania się z najnowszym raportem PTPIREE przedstawiającym aktywność operatorów sieci dystrybucyjnych w 2025 roku. Jestem przekonana, że wymienione przeze mnie inicjatywy, w których OSD odgrywają kluczową rolę, już mają pozytywny wpływ na transformację energetyczną naszego kraju.

ELASTYCZNOŚĆ SIECI - OD TEORII PRZESZCZEGÓLNIAC DO PRAKTYKI

Ewa Mataczyńska, Piotr Ordyna, Michał Rybakowski
Zespół PTPIREE ds. elastyczności

Sieci elektroenergetyczne przechodzą fundamentalne zmiany w odpowiedzi na rosnącą potrzebę dekarbonizacji systemu energetycznego i wspierania postępującej elektryfikacji różnych sektorów, w tym transportu, przemysłu i ciepłownictwa. Od operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oczekuje się obecnie bardziej proaktywnego podejścia do zarządzania tą transformacją poprzez wdrażanie różnorodnych rozwiązań zapewniających elastyczność. Obejmują one zakup usług zapewniających elastyczność, wdrażanie elastycznych umów przyłączeniowych oraz stosowanie innych środków zwiększających elastyczność operacyjną sieci.

W przyszłości sieci dystrybucyjne będą mierzyć się z bezprecedensowymi zmianami w sposobie zużycia i produkcji energii elektrycznej. Rosnąca penetracja odnawialnych źródeł energii (OZE), takich jak energia słoneczna i wiatrowa, wprowadza do systemu większą zmienność i niepewność. Jednocześnie elektryfikacja ogrzewania, napędzana wdrażaniem technologii niskoemisyjnych, takich jak pompy ciepła i hybrydowe systemy grzewcze, zmienia tradycyjne profile zapotrzebowania. Zmiany te są szczególnie widoczne zimą, kiedy spodziewany jest znaczny wzrost szczytowego zapotrzebowania. Co więcej, upowszechnienie technologii cyfrowych i inteligentnych urządzeń umożliwia bardziej elastyczne i rozproszone wykorzystanie energii, ale jednocześnie zwiększa złożoność planowania i eksploatacji systemów. Te zmiany stanowią wyzwanie dla OSD, w szczególności w zakresie zarządzania poziomami napięcia, unikania przeciążeń i zapewnienia długoterminowej stabilności infrastruktury sieciowej.

Elastyczność w ujęciu operatorów systemów dystrybucyjnych będzie w przyszłości jednym z kluczowych narzędzi prowadzenia ruchu i planowania rozwoju sieci w dobie szybkiej transformacji energetycznej. Pod nazwą elastyczność kryje się zdolność rozproszonych

zasobów do chwilowego zwiększania lub zmniejszania poboru czy generacji w reakcji na sygnał techniczny albo ekonomiczny. Z punktu widzenia OSD elastyczność pełni rolę operacyjną i inwestycyjną zarazem. Operacyjnie umożliwia łagodzenie przeciążeń, stabilizację profili napięciowych, redukcję strat oraz ograniczanie liczby interwencji w sieci. Inwestycyjnie bywa alternatywą dla tradycyjnej rozbudowy sieci, pozwalając odroczyć kosztowne przedsięwzięcia tam, gdzie problem jest sezonowy, epizodyczny lub możliwy do opanowania przez sterowanie lokalnymi zasobami.

W Polsce widać wyraźny zwrot ku rozwiązaniom elastycznościowym zarówno na poziomie technologii, jak i rynku. Energa-Operator jako lider jednego z krajowych obszarów demonstracyjnych w projekcie EUniversal zbudowała i testowała inteligentną stację SN/nn, która integruje pomiary AML, regulację zaczepową, logikę sterowania i nadzór nad PV oraz – co kluczowe – tworzy podstawę do świadczenia usług elastyczności w rejonach o wysokiej penetracji mikroinstalacji. Pierwsze stacje pilotażowe zainstalowano m.in. w Mławie, Ostrowie Wlkp. i Wejherowie, aby sprawdzić skuteczność automatycznej regulacji napięcia i sterowania lokalnymi zasobami w warunkach realnych obciążeń i generacji. Równolegle Energa-Operator pracowała nad interfejsem rynkowym, przygotowując grunt pod lokalne rynki elastyczności.

Stoen Operator z Miastem Stołecznym Warszawa i platformą NODES podpisał list intencyjny ws. analiz i potencjalnego uruchomienia lokalnych rynków w wybranych lokalizacjach sieci warszawskiego OSD. Celem jest eliminacja ograniczeń przesyłowych i stworzenie warunków do przyłączy dodatkowych OZE bez nadmiernej rozbudowy sieci, w duchu koordynacji rozwiązań technicznych i rynkowych.

W obszarze rozwiązań wspierających elastyczność funkcjonowania systemu szczegól-





Energia-Operator, Modernizacja GPZ Działdowo

nie dynamicznie działa Enea Operator, która w 2025 roku uruchomiła Interwencyjną Dostawę Mocy Czynnej (IDC) – mechanizm umożliwiający czasowe zwiększanie poboru ponad moc umowną bez opłat za przekroczenie, w dokładnie komunikowanych oknach czasowych. Mechanizm IDC ma na celu zagospodarować nadwyżki energii elektrycznej z OZE w momentach zwiększonej generacji oraz poprawić elastyczność sieci dystrybucyjnej, a tym samym bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w okresach szczytu generacyjnego.

Kontynuacją działań Enei Operator była wprowadzona w sierpniu ubiegłego roku usługa Interwencyjnej Regulacji Mocy Biernej (IRB), która stanowi istotny element budowy nowoczesnej i elastycznej sieci dystrybucyjnej, zdolnej do dynamicznego reagowania na zmienne warunki pracy

oraz rosnący udział rozproszonych źródeł energii. To rozwiązanie wspiera zarządzanie poziomami napięć, co przełoży się na niezawodne i stabilne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. Usługa IRB odegra szczególną rolę w utrzymaniu dyscypliny napięciowej zwłaszcza w warunkach wysokiej generacji z OZE.

Oba mechanizmy osadzono w zaktualizowanej IRIESD, zatwierdzonej przez Prezesa URE.

Łączenie potrzeb sieciowych z zapewnieniem Klientom przejrzystego dostępu do nowych usług stanowi fundament działań TAURON Dystrybucji w obszarze elastyczności. Podpisanie pierwszych umów na świadczenie usług elastyczności już w 2024 roku umożliwiło praktyczne przetestowanie ich zastosowania w warunkach rzeczywistej pracy sieci. Pozytywne doświadczenia oraz faktyczne

potrzeby doprowadziły do przeprowadzenia nowych postępowań w 2025 roku, które zakończyły się zawarciem kolejnych umów na świadczenie usług elastyczności.

Uruchomienie w TAURON Dystrybucji procesu certyfikacji dostawców usług elastyczności stworzyło wygodną ścieżkę wejścia dla klientów zainteresowanych udziałem w tego typu usługach. Prosty wniosek online znacząco ułatwił rozpoczęcie współpracy, a jednocześnie przyczynił się do stopniowego zwiększania świadomości i aktywności rynku. W ramach tych działań TAURON Dystrybucja udostępnił również mapę zapotrzebowania na elastyczność oraz mapę certyfikowanych zasobów elastyczności w podziale na poszczególne obszary funkcjonowania sieci.

Prowadzone działania pozwalają TAURON Dystrybucji wykorzystywać elastyczność jako narzędzie wspierające zarządzanie ograniczeniami sieciowymi oraz efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury. Działania te promują jednocześnie rozwój rynku usług elastyczności, który oprócz wsparcia funkcjonowania sieci ma również przynosić wymierne korzyści klientom, otwierając nowe możliwości współpracy.

Fundamentem dla rozwoju elastyczności jest cyfryzacja. PGE Dystrybucja znacząco przyspieszyła wymianę liczników na LZO, na koniec 2025 roku blisko 47,5 proc. klientów spółki miało zainstalowane liczniki zdalnego odczytu (ok. 2,78 mln punktów), co przekroczyło wymagany próg regulacyjny. Program jest współfinansowany z Funduszu Modernizacyjnego, a kolejne umowy dofinansowania – w tym z końca 2025 roku – dotyczą setek tysięcy urządzeń. Takie upowszechnienie AMI umożliwi zwiększenie poziomu obserwowalności sieci, która stanowi istotny element przy identyfikacji potrzeb sieci w zakresie elastyczności.

Efekty wdrożeń rozwiązań związanych z elastycznością są coraz bardziej wymierne,

jednak ramy regulacyjne wciąż wymagają doprecyzowania, zwłaszcza w obszarze kwalifikacji kosztów elastyczności do taryfy dystrybucyjnej oraz reguł umożliwiających odroczenie inwestycji dzięki wykorzystaniu usług elastyczności. Standaryzacja produktów (czasy aktywacji, horyzont świadczenia, wymagania lokalizacyjne) jest niezbędna dla efektywnego rozwoju rynku usług elastyczności. Wreszcie cyberbezpieczeństwo i ochrona danych w masowej telemetrii, które rosną wraz z upowszechnieniem AMI i integracją z systemami zewnętrznymi agregatorów. Te potrzeby stają się dziś wspólnym mianownikiem dla całego sektora.

W ostatnich miesiącach w obszarze regulacyjno-legislacyjnym trwały intensywne prace nad nowym kształtem Rozporządzenia Systemowego, które będzie określać między innymi ramy i zasady wykorzystania usług elastyczności przez OSD, a jednocześnie mechanizmy bieżącej koordynacji z OSP podejmowanych działań w ramach procesów związanych z zakupem i aktywacją tych usług.

Ponadto, istotnym elementem zaangażowania PTPIREE w obszarze regulacyjnym dotyczącym elastyczności były rozmowy i uzgodnienia prowadzone z OSP w zakresie nowych zapisów karty aktualizacji IRiESP, zawierającej między innymi propozycje dotyczące procesu koordynacji pomiędzy OSP i OSD zakupu usług elastyczności przez OSD i wpływu zakupu tych usług na system elektroenergetyczny. Spotkania Zespołu PTPIREE do spraw elastyczności odbywały się pod patronatem Prezesa URE, a efektem tych spotkań było odłożenie zatwierdzenia przez URE instrukcji IRiESP w powyższym zakresie do czasu uzyskania porozumienia pomiędzy OSP i OSD w temacie kluczowych kwestii mających istotny wpływ na zarządzanie pracą sieci oraz bezpieczeństwo systemu.

Nie można również zapominać o kolejnym istotnym elemencie w pracach nad elastycznością w roku 2025, jakim było uczestnictwo PTPIREE w europejskim procesie konsultacji kodeksu sieci Network Code on Demand Response, ogłoszonym przez Komisję Europejską. Proponowane zapisy kodeksu mają fundamentalne znaczenie, ponieważ ich implementacja na poziomie krajowym doprowadzi do ukształtowania nowej architektury rynku energii, w tym jednoznacznego zdefiniowania potrzeb lokalnych oraz określenia dopuszczalnych mechanizmów ich zaspokajania.

Realizacja regulacji wynikających z kodeksu będzie wiązała się z koniecznością przyspieszenia działań w obszarze cyfryzacji i automatyzacji systemów elektroenergetycznych, zwiększenia obserwowalności sieci, a także podniesienia poziomu cyberbezpieczeństwa. Niezbędne stanie się również wdrożenie zaawansowanych systemów informatycznych umożliwiających kompleksowe zarządzanie usługami lokalnymi – obejmujące procesy składania i wyboru ofert, ich aktywacji, walidacji oraz rozliczeń – jak również systemów służących do rejestracji i weryfikacji dostawców oraz zasobów deklarujących gotowość do świadczenia tych usług.

Niezależnie jednak od trwających na poziomie Europy procesów legislacyjnych, OSD muszą już dzisiaj przygotowywać się do działalności operacyjnej, w której aktywacje produktów elastyczności w setkach czy tysiącach punktów tygodniowo staną się normą. To wymaga systemów zdolnych wskazać lokalizację, dobierać portfele zasobów i podejmować decyzje w krótkich horyzontach – oraz wiarygodnych prognoz obciążenia i generacji na poziomie transformatorów SN/nn i pół SN. Równolegle należy doprecyzować zasady koordynacji z OSP we wszystkich aspektach, w których elastyczność będzie odgrywała znaczącą rolę w pracy systemu elektroenergetycznego. Warto podkreślić, że kierunek „elastyczność jako bezpieczeństwo” jest już wpisany w strategię największych grup energetycznych.

Źródła elastyczności będą się dywersyfikować. Obok przemysłu, małych i średnich przedsiębiorstw coraz większą rolę odegra transport i ciepłownictwo. Inteligentne ładowanie (V1G, w perspektywie V2G), powszechne pompy ciepła i zasobniki ciepła stworzą możliwość przesuwania poboru z godzin krytycznych na okresy tańszej energii i lepszych warunków sieciowych. Magazyny energii będą instalowane w punktach najbardziej newralgicznych, jednak ich efektywność zależeć będzie od umiejętnego zarządzania cyklem życia i priorytetyzacją usług. Dopełnieniem będzie wdrażanie przez OSD rozwiązań opartych na elastycznych umowach przyłączeniowych, których ramy regulacyjne już się pojawiły w europejskiej reformie rynku i przepisach krajowych.

Praktyczna mapa działań, wyłaniająca się z doświadczeń polskich OSD, zaczyna się od uporządkowania podstaw: zdefiniowania

katalogu produktów elastyczności, prostych interfejsów dla agregatorów, wskazania priorytetowych obszarów sieci (mapy zapotrzebowania) oraz wdrożenia pilotażowych zasad taryfowych. Dalej – automatyzacja: systemy z modułem elastyczności, koordynacja z OSP i rozszerzenie portfela zasobów elastyczności o EV i pompy ciepła. Finalnie będzie to dojrzała formuła rynków lokalnych, w których funkcjonują platformy usług elastyczności, a elastyczność jest rutynowo rozważana na równi z inwestycjami w planach rozwoju sieci.

Elastyczność staje się pełnoprawnym narzędziem OSD – pomocnym zarówno „tu i teraz” w operacjach, jak i „na jutro” w planowaniu inwestycji. Największe korzyści pojawiają się tam, gdzie spotykają się trzy filary: dane i automatyzacja (AMI, ADMS, prognozy, wiarygodne dane meteorologiczne), przejrzyste reguły rynkowe i taryfowe (katalog usług, kwalifikacja kosztów) oraz szeroka baza zasobów (agregatorzy, EV, magazyny, przemysł i prosumenci). Przejście z fazy pilotażowej do skali operacyjnej wymaga konsekwencji w budowie architektury, prostych produktów dla uczestników i zaufania opartego na transparentnym rozliczaniu efektów.

Z pewnością w 2026 roku duże wyzwanie to również implementacja Metodyki oceny potrzeb w zakresie elastyczności. Metodyka ta jest konsekwencją wprowadzenia zmian w Rozporządzeniu UE 2019/943 o wspólnym rynku energii elektrycznej. Jej zasady wskazują na konieczność określania potrzeb elastyczności przez operatorów (OSD i OSP) raz na 2 lata. Co istotne, wyznaczony poziom potrzeb elastyczności powinien zawierać informacje dotyczące narzędzi, dzięki którym zakładana elastyczność zostanie osiągnięta. Oznacza to, że operator będzie zobowiązany do takiego planowania rozwoju sieci, aby mógł wskazać sposoby pokrycia oszacowanych potrzeb elastyczności np. przez zakup usług elastyczności, czy też elastyczne umowy przyłączeniowe. Wprowadzenie takiego mechanizmu pokazuje, że elastyczność to nie tylko oderwane od procesów operacyjnych pojęcie, ale ich stały element.

KIERUNKI ROZWOJU OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH W POLSCE

Jarosław Tomczykowski,
Biuro PTPIREE

WPROWADZENIE

Operatorzy systemów dystrybucyjnych odgrywają kluczową rolę w transformacji polskiej elektroenergetyki. To na poziomie sieci dystrybucyjnych materializują się skutki dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii, prosumeryzmu, elektryfikacji transportu i ogrzewania oraz rosnących oczekiwań dotyczących jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej. W konsekwencji rozwój OSD należy analizować przede wszystkim przez pryzmat nakładów inwestycyjnych i planów rozwoju, które odzwierciedlają sposób przygotowania sektora do pełnienia nowych funkcji w systemie elektroenergetycznym.

Tradycyjny model pracy sieci, oparty na jednokierunkowym przepływie energii od dużych jednostek wytwórczych do odbiorcy końcowego, stopniowo ustępuje rozwiązaniom zdecentralizowanym. Rosnąca liczba źródeł OZE, mikroinstalacji, punktów ładowania, magazynów energii oraz aktywnych odbiorców, przy coraz większej zmienności profili poboru, sprawia, że sieć dystrybucyjna

przestaje pełnić wyłącznie tradycyjną funkcję dostarczania energii do odbiorców końcowych. Coraz częściej staje się infrastrukturą umożliwiającą integrację rozproszonego wytworzenia, zasobów elastyczności, nowych profili poboru oraz danych pomiarowych.

W tym kontekście centralnym zagadnieniem dla OSD stają się inwestycje — zarówno w rozbudowę i modernizację sieci, jak i w zwiększanie jej przepustowości, kablownię i przebudowę linii, cyfryzację, automatykę oraz zdalne opomiarowanie. Szczególne znaczenie mają plany rozwoju na lata 2026–2031, uzgodnione w kwietniu 2026 roku z Prezesem URE. Analiza skali i struktury nakładów oraz ich efektów infrastrukturalnych pozwala ocenić, czy sektor rozwija się głównie w odpowiedzi na bieżące potrzeby, czy stopniowo przechodzi do bardziej wyprzedzającego modelu planowania sieci. Została ona przeprowadzona na podstawie danych pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce.



TRENDY DETERMINUJĄCE ROZWÓJ OSD

Rozwój operatorów systemów dystrybucyjnych w najbliższych latach będzie kształtowany przez zestaw powiązanych trendów technologicznych, regulacyjnych i rynkowych. Najważniejsze z nich obejmują: dynamiczny rozwój OZE, elektryfikację transportu i ogrzewania, wzrost znaczenia magazynów energii, cyfryzację i rozwój inteligentnych sieci, rosnącą rolę elastyczności systemu oraz wymagania regulacyjne i jakościowe.

DYNAMICZNY ROZWÓJ ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

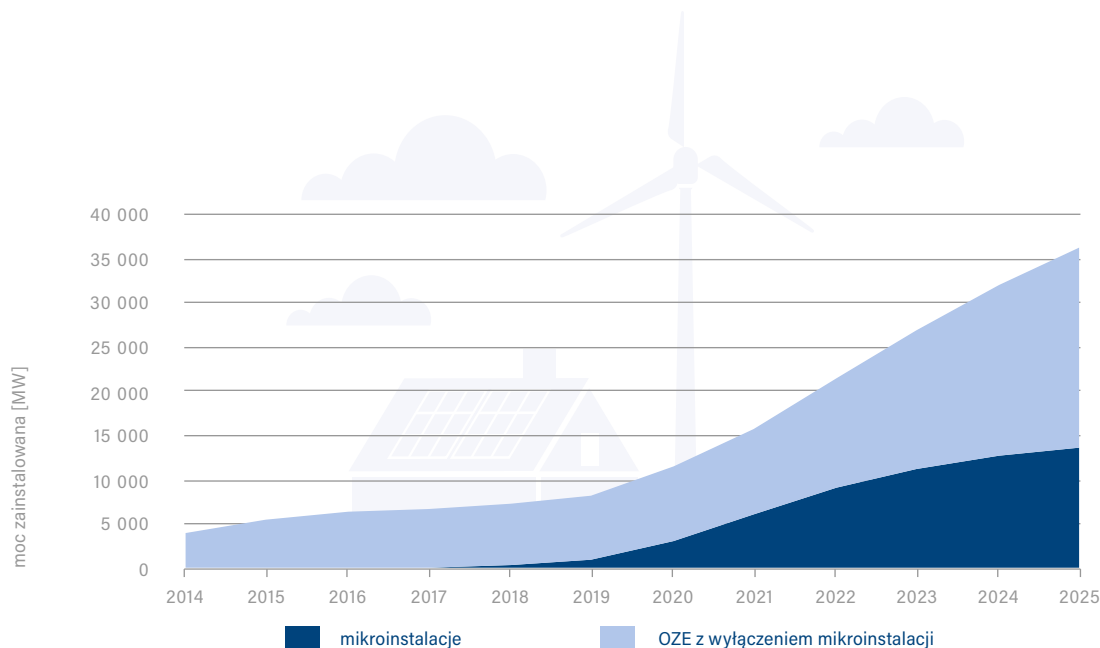
Jednym z najsilniejszych impulsów rozwojowych dla sieci dystrybucyjnych pozostaje wzrost odnawialnych źródeł energii, w szczególności fotowoltaiki oraz instalacji przyłączanych do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych. Wyraźne przyspieszenie tego procesu rozpoczęło się w 2019 roku, przede wszystkim za sprawą dynamicznego

rozwoju prosumeryzmu (mikroinstalacji fotowoltaicznych). Po bardzo gwałtownym wzroście obserwowanym w latach 2019–2022 tempo przyrostu liczby mikroinstalacji stało się bardziej stabilne. Na koniec 2025 roku do sieci OSD przyłączonych było 1 632 536 mikroinstalacji o łącznej mocy 13 795,8 MW.

W analizowanej próbie pięciu największych OSD moc OZE przyłączona do sieci wzrosła w latach 2019–2025 z około 8,2 GW do ponad 36 GW. Oznacza to ponad czterokrotny wzrost w ciągu sześciu lat. Jednocześnie, na koniec 2025 roku, około 75 proc. tej mocy stanowiła fotowoltaika, co pokazuje silną koncentrację technologiczną przyłączonych źródeł.

ROZWÓJ ELEKTROMOBILNOŚCI I ELEKTRYFIKACJA GOSPODARKI

Pod koniec 2025 roku po polskich drogach jeździło 237 649 samochodów osobowych z napędem elektrycznym, z czego 121 606



Rys. 1. Moc zainstalowana odnawialnych źródeł energii przyłączonych do sieci OSD w latach 2014–2025

stanowiły samochody całkowicie elektryczne (BEV), a 116 043 — hybrydy plug-in (PHEV). W tym samym czasie w Polsce funkcjonowało 11 762 ogólnodostępnych punktów ładowania [1]. W praktyce oznacza to dalszy wzrost znaczenia infrastruktury ładowania jako czynnika wpływającego na planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnych. Istotnym punktem odniesienia pozostaje także rozporządzenie AFIR, które ustanawia wiążące cele rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych w UE.

Elektryfikacja gospodarki obejmuje również sektor ogrzewania oraz przemysłu, gdzie obserwuje się rosnące wykorzystanie pomp ciepła, urządzeń elektrycznych wysokiej mocy oraz procesów opartych na energii elektrycznej. Zjawiska te prowadzą do istotnych zmian profilu zapotrzebowania na energię, w szczególności do wzrostu obciążeń w okresie zimowym oraz zwiększenia koncentracji odbiorów o dużej mocy. Jednocześnie rozwój elektrolizerów, systemów zarządzania popytem oraz technologii power-to-heat tworzy potencjał bardziej elastycznego kształtowania zapotrzebowania na energię elektryczną. Szczególne znaczenie może mieć ciepłownictwo systemowe,

w którym duże pompy ciepła, kotły elektrodowe i magazyny ciepła umożliwiają przesuwanie części poboru energii w czasie, wspierając integrację OZE.

ROSNAĆA ROLA MAGAZYNÓW ENERGII

Wraz ze wzrostem udziału źródeł odnawialnych rośnie znaczenie magazynów energii jako narzędzia zwiększającego elastyczność systemu elektroenergetycznego. Choć liczba wielkoskalowych magazynów przyłączonych bezpośrednio do sieci pozostaje nadal ograniczona, zainteresowanie tego typu projektami szybko rośnie, o czym świadczą m.in. publikowane przez PSE dane na temat wydanych warunków przyłączenia dla magazynów energii.

Znacznie większą skalę rozwoju obserwuje się w segmencie rozproszonym. Na koniec 2025 roku do istniejących mikroinstalacji przyłączonych było 120 309 magazynów energii o łącznej mocy 697 577 kW. Skala tego zjawiska wskazuje na rosnące znaczenie magazynowania energii również na poziomie prosumenckim, co w dłuższej perspektywie może istotnie wpływać na sposób funkcjonowania i bilansowania sieci dystrybucyjnych.

Z perspektywy operatorów systemów dystrybucyjnych magazyny energii zwiększają liczbę możliwych scenariuszy pracy sieci oraz umożliwiają bardziej aktywne zarządzanie jej obciążeniem. Jednocześnie ich rozwój wymaga dostosowania regulacji oraz praktyk operacyjnych, w tym opracowania nowych standardów przyłączeniowych, zasad współpracy z siecią oraz metod planowania inwestycji uwzględniających zasoby elastyczności.

CYFRYZACJA I ROZWÓJ INTELIGENTNYCH SIECI

W warunkach rosnącej liczby źródeł rozproszonych, magazynów energii, punktów ładowania oraz aktywnych odbiorców sama rozbudowa infrastruktury liniowej i stacyjnej nie jest wystarczająca. Coraz większego znaczenia nabierają rozwiązania umożliwiające bieżący nadzór nad pracą sieci, zdalne sterowanie, automatyzację procesów ruchowych oraz wykorzystanie danych pomiarowych w planowaniu i eksploatacji infrastruktury. Rozwój systemów SCADA, DMS, telemechaniki, automatyki sieciowej, telekomunikacji oraz analityki danych zwiększa obserwowalność sieci, skraca czas lokalizacji awarii i pozwala lepiej wykorzystywać istniejącą przepustowość infrastruktury.

Istotne znaczenie ma również cyfryzacja infrastruktury na różnych poziomach napięć – od stacji WN/SN, przez sieć średniego napięcia, po stacje SN/nn i odbiorców końcowych. Na poziomie stacji WN/SN cyfryzacja jest już w dużej mierze standardem, natomiast dalsze wyzwania dotyczą przede wszystkim pogłębiania automatyzacji sieci SN i nn oraz pełniejszego wykorzystania danych z liczników zdalnego odczytu.

WZROST ZNACZENIA ELASTYCZNOŚCI SYSTEMU

W warunkach rosnącego udziału OZE istotna jest umiejętność elastycznego reagowania na zmiany podaży i popytu. OSD będą coraz częściej korzystać z usług elastyczności, odpowiedzi odbioru, magazynów energii oraz lokalnych mechanizmów bilansowania.

Oznacza to zmianę modelu funkcjonowania operatora: od podmiotu koncentrującego

się przede wszystkim na majątku sieciowym w kierunku aktywnego zarządzania zmiennością oraz ograniczeniami sieciowymi. W tym ujęciu elastyczność staje się nie dodatkiem do rozwoju sieci, lecz jednym z podstawowych narzędzi jej nowoczesnej eksploatacji.

Znaczenie elastyczności przestaje być wyłącznie koncepcyjne. W sektorze pojawiają się pierwsze praktyczne przykłady wykorzystania usług elastyczności. Kierunek ten wskazuje, że w kolejnych latach OSD będą coraz częściej zarządzać nie tylko infrastrukturą, lecz także zasobami elastyczności po stronie odbiorców, wytwórców i magazynów energii.

ZMIANY REGULACYJNE I ROSNĄCE WYMAGANIA JAKOŚCIOWE

Operatorzy systemów dystrybucyjnych funkcjonują w coraz bardziej wymagającym otoczeniu regulacyjnym, w którym rośnie znaczenie parametrów jakościowych dostaw energii oraz efektywności realizacji procesów przyłączeniowych. Regulacje obejmują nie tylko bezpieczeństwo pracy sieci, lecz także takie obszary jak czas realizacji przyłączy, jakość napięcia oraz niezawodność dostaw.

Przykładem tego typu mechanizmów jest regulacja jakościowa, funkcjonująca w Polsce od wielu lat jako istotny element modelu regulacyjnego OSD. Jej głównym celem jest ograniczanie czasu i częstotliwości przerw w dostawach energii (wskaźniki SAIDI i SAIFI), a tym samym poprawa niezawodności pracy sieci.

W warunkach rosnącego udziału OZE, zwiększonej zmienności pracy systemu oraz dynamicznego przyrostu nowych przyłączy utrzymanie wymaganych parametrów jakościowych staje się coraz większym wyzwaniem operacyjnym. W praktyce oznacza to konieczność łączenia inwestycji rozwojowych z działaniami ukierunkowanymi na poprawę niezawodności, takimi jak kablowanie sieci, rozwój automatyki, skracanie czasu lokalizacji i usuwania awarii czy zwiększanie możliwości zdalnego sterowania pracą sieci.

ANALIZA NAKŁADÓW INWESTYCYJNYCH OSD

Analiza historyczna nakładów inwestycyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych wskazuje na wyraźne przyspieszenie inwestycyjne w ostatnich latach. W 2025 roku łączna wartość nakładów osiągnęła najwyższy poziom w analizowanym okresie, przekraczając 14,7 mld zł. Jak wynika z rys. 2, systematyczny trend wzrostowy odzwierciedla rosnące wymagania wobec sieci dystrybucyjnych związane z rozwojem OZE, wzrostem liczby przyłączy oraz koniecznością modernizacji infrastruktury.

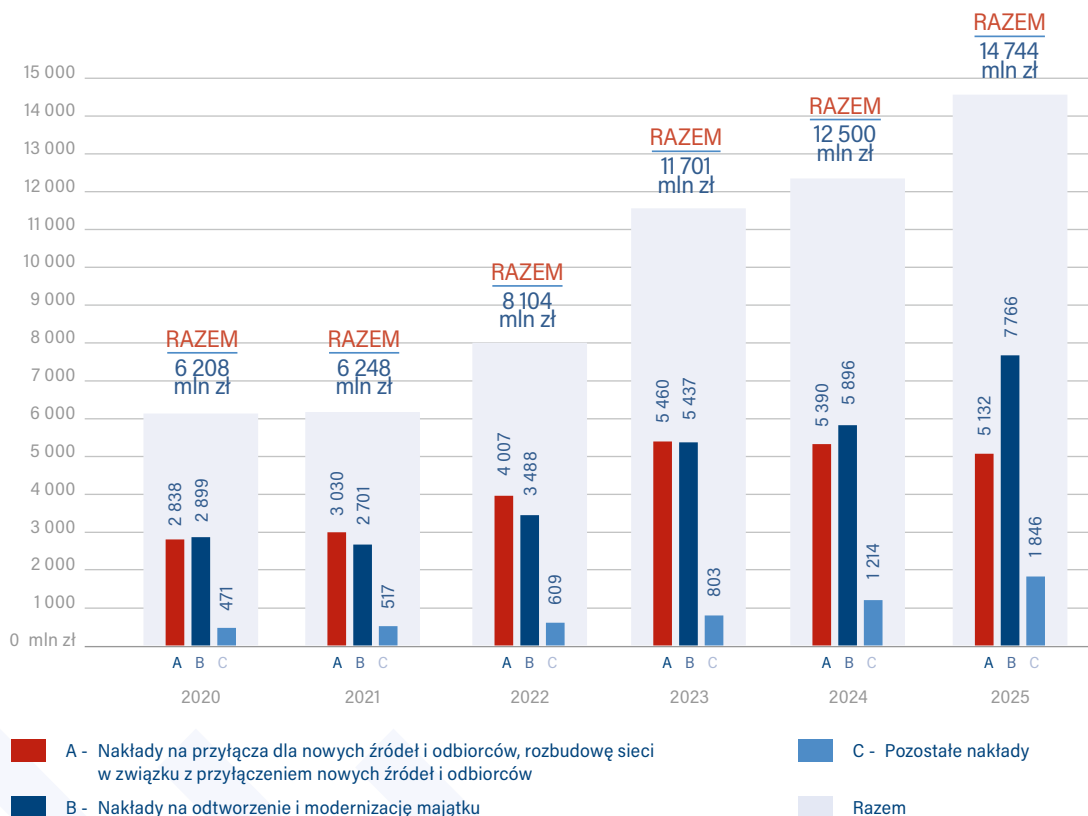
W ujęciu strukturalnym historyczne nakłady inwestycyjne były zdominowane przez dwie główne kategorie: inwestycje rozwojowe oraz odtworzeniowe. Taki model był charakterystyczny dla etapu rozwoju sektora, w którym jego zasadniczą rolą było zapewnienie bieżącej zdolności przyłączeniowej oraz utrzymanie odpowiedniego stanu technicznego sieci.

W ostatnich latach wzrost nakładów był widoczny we wszystkich głównych kate-

goriach inwestycyjnych. Szczególnie istotne pozostawały nakłady na odtworzenie i modernizację majątku, które w 2025 roku osiągnęły najwyższy poziom w analizowanym okresie. Pokazuje to, że obok nowych inwestycji rozwojowych nadal duże znaczenie ma poprawa stanu technicznego istniejącej infrastruktury oraz jej dostosowywanie do zmieniających się warunków pracy sieci.

POWIĄZANIE INWESTYCJI Z ROZWOJEM INFRASTRUKTURY

Nakłady inwestycyjne znajdują bezpośrednie odzwierciedlenie w rozwoju infrastruktury sieciowej, zarówno w zakresie długości i struktury sieci, jak i liczby stacji elektroenergetycznych, skali przyłączy oraz poziomu cyfryzacji. W praktyce oznacza to, że efekty inwestycji można analizować nie tylko przez pryzmat wartości nakładów, lecz także poprzez ich materialny wpływ na zdolności techniczne i operacyjne systemu.



Rys. 2. Nakłady inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych w latach 2020–2025

Osobnym wymiarem rozwoju infrastruktury jest odporność sieci i jakość dostaw. Rosnąca elektryfikacja transportu, ciepłownictwa i przemysłu zwiększa wrażliwość odbiorców na przerwy oraz krótkotrwałe zakłócenia w zasilaniu. Z tego względu inwestycje w kablownanie, automatykę, telemechanikę i modernizację majątku powinny być postrzegane nie tylko jako działania odtworzeniowe, lecz także jako element przygotowania sieci na większą rolę energii elektrycznej w gospodarce.

ROZWÓJ SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH

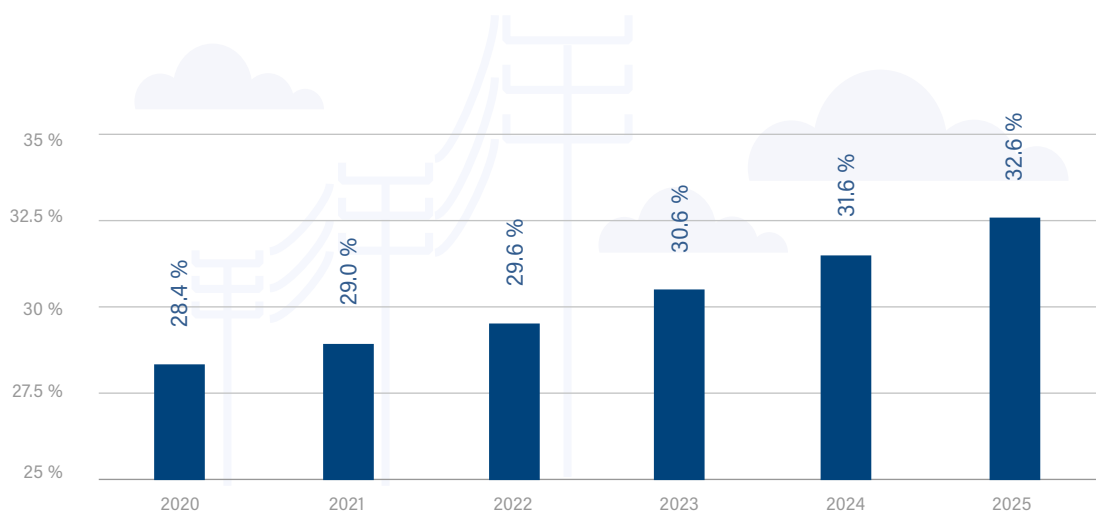
Nakłady inwestycyjne przekładają się na stopniową zmianę długości i struktury sieci dystrybucyjnych. Jednym z istotnych kierunków modernizacji jest zwiększanie udziału linii kablowych w sieci średniego napięcia kosztem linii napowietrznych. Jak pokazano na rys. 3, udział ten systematycznie rośnie i na koniec 2025 roku wyniósł 32,5 proc. Kierunek ten sprzyja poprawie niezawodności i odporności sieci, ponieważ ogranicza podatność infrastruktury na warunki atmosferyczne. Jednocześnie skala dotychczasowych zmian wskazuje, że trudno mówić jeszcze o zasadniczej zmianie odporności całej sieci – będzie ona rosła wraz z dalszą zmianą proporcji między liniami napowietrznymi i kablowymi.

ROZWÓJ STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH

Rozwój infrastruktury stacyjnej stanowi istotny element zwiększania zdolności przesyłowych i dystrybucyjnych systemu elektroenergetycznego. Równoległe wzmacnianie zarówno infrastruktury liniowej, jak i stacyjnej jest niezbędne dla zapewnienia spójności oraz niezawodności funkcjonowania całego systemu elektroenergetycznego.

Na koniec 2025 roku liczba stacji wysokiego napięcia wyniosła 1 631, co oznacza wzrost o 94 obiekty w porównaniu do roku 2020. W warunkach wysokich kosztów jednostkowych oraz złożoności realizacyjnej inwestycji w tym segmencie, dynamikę tę należy uznać za istotną. Wzrost ten wynika przede wszystkim z budowy nowych stacji transformatorowych WN/SN. Inwestycje te są bezpośrednio związane z koniecznością zwiększenia lokalnej dostępności mocy, poprawy warunków zasilania oraz umożliwienia przyłączania nowych odbiorców i źródeł energii, w tym odnawialnych.

Jeszcze bardziej wyraźny przyrost odnotowano w przypadku stacji średniego napięcia, których liczba osiągnęła poziom 278 093, zwiększając się o 15 104 jednostki względem 2020 roku. Skala tego wzrostu wskazuje na intensywną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, bezpośrednio powiązaną z rosnącą liczbą przyłączy oraz rozwojem rozproszonych źródeł energii.



Rys. 3. Wzrost udziału linii kablowych w sieci średniego napięcia w latach 2020–2025

PRZYŁĄCZENIA A ROZWÓJ INFRASTRUKTURY

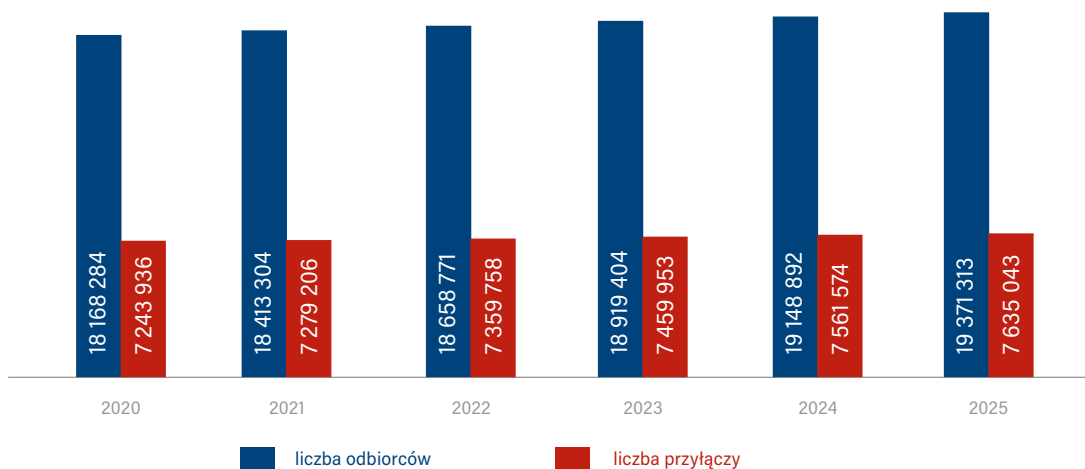
Liczba przyłączy oraz liczba odbiorców stanowią ważny wskaźnik skali wykorzystania sieci dystrybucyjnej i potrzeb inwestycyjnych. Jak przedstawiono na rys. 4, w latach 2020–2025 obserwowany był stabilny wzrost obu tych wielkości, co potwierdza utrzymującą się aktywność przyłączeniową oraz rozwój rynku energii.

Taki trend wskazuje na potrzebę dalszego planowania inwestycji w sposób wyprzedzający, z uwzględnieniem przyszłego zapotrzebowania na moc, rozwoju nowych odbiorców oraz przyłączania źródeł wytwórczych. Pozwala to lepiej przygotować infrastrukturę do rosnącej liczby uczestników rynku i ograniczać ryzyko powstawania lokalnych barier rozwojowych.

CYFRYZACJA A EFEKTYWNOŚĆ WYKORZYSTANIA INFRASTRUKTURY

Cyfryzacja infrastruktury elektroenergetycznej nie zawsze przekłada się bezpośrednio na mierzalne efekty w postaci nowych kilometrów linii czy liczby wybudowanych stacji. W istotny sposób zwiększa jednak efektywność wykorzystania istniejącego majątku sieciowego. Dzięki wdrażaniu nowoczesnych rozwiązań cyfrowych OSD mogą w większym stopniu wykorzystywać dostępne zdolności przesyłowe, szybciej lokalizować awarie oraz precyzyjniej identyfikować obszary wymagające fizycznej rozbudowy infrastruktury.

Najwyższy poziom cyfryzacji widoczny jest na poziomie stacji WN/SN, które pełnią funkcję kluczowych węzłów zasilających sieć średniego napięcia. Niemal wszystkie tego typu stacje są wyposażone w telemechanikę, co oznacza, że zdalny nadzór i sterowanie pracą tych obiektów są na tym poziomie sieci w dużej mierze standardem. Dalszy rozwój cyfryzacji stacji WN/SN koncentruje się przede wszystkim na poprawie jakości danych, monitoringu urządzeń, automatyzacji procesów ruchowych oraz integracji informacji z systemami SCADA/DMS.

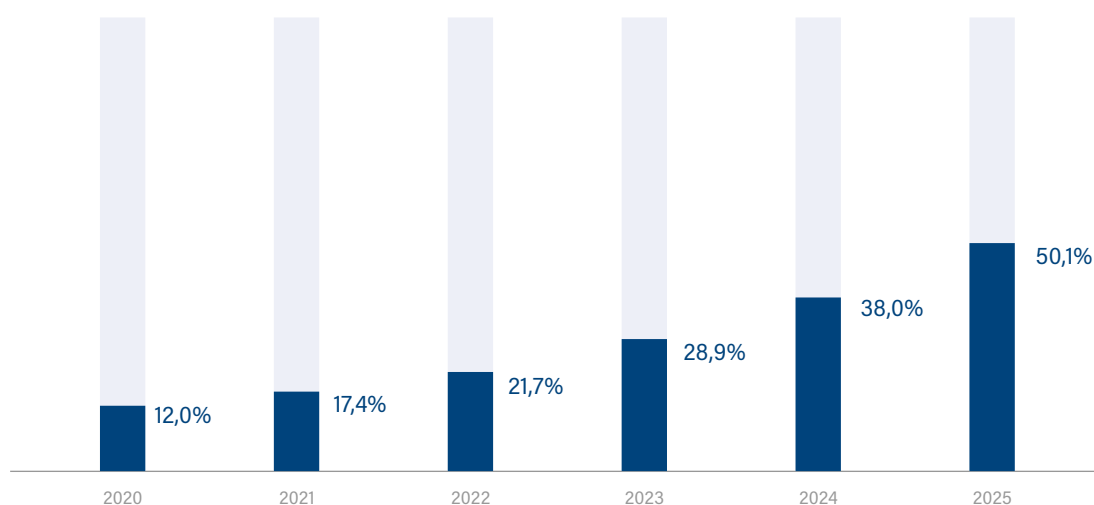


Rys. 4. Liczba odbiorców oraz liczba przyłączy w latach 2020–2025

Systematyczny postęp obserwowany jest również w zakresie automatyzacji sieci średniego napięcia. W latach 2020–2025 średnia liczba łączników z telesterowaniem na 100 km linii napowietrznej SN wzrosła z 11,8 do 15,0. Rozwój ten zwiększa możliwość zdalnego zarządzania pracą sieci, skraca czas reakcji na zakłócenia oraz poprawia elastyczność prowadzenia ruchu sieciowego. Równolegle udział stacji SN wyposażonych w telemechanikę wzrósł do 16 proc., co potwierdza stopniową integrację systemów sterowania i nadzoru na poziomie sieci dystrybucyjnej.

Istotnym elementem zwiększania obserwowalności sieci jest także wyposażanie stacji SN/nn w liczniki bilansujące. Do końca 2025 roku liczniki zainstalowano na blisko 250 tys. takich stacji. Pozwala to dokładniej oceniać pracę sieci niskiego napięcia, identyfikować straty i przeciążenia oraz lepiej planować modernizację infrastruktury w miejscach, w których występują rzeczywiste ograniczenia techniczne.

Ważnym uzupełnieniem cyfryzacji sieci jest masowe wdrażanie liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych. Liczniki te, jako element infrastruktury AMI, nie pełnią już wyłącznie funkcji rozliczeniowej, lecz tworzą podstawę bardziej precyzyjnego planowania obciążeń, rozwoju taryf dynamicznych oraz wykorzystania usług elastyczności. Udział liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych wzrósł w latach 2020–2025 z 12,0 do 50,1 proc., co oznacza, że blisko 10 mln punktów poboru energii zostało już wyposażonych w tego typu urządzenia (rys. 5).



Rys. 5 Udział liczników zdalnego odczytu w liczbie odbiorców końcowych w latach 2020–2025

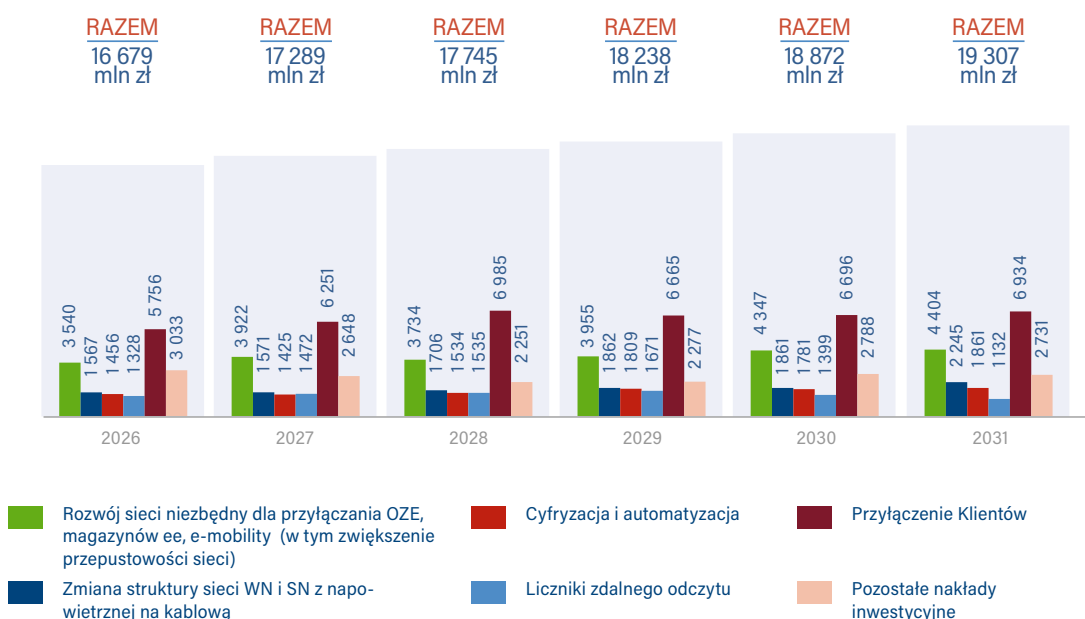
KLUCZOWE KIERUNKI INWESTYCYJNE W PLANACH ROZWOJU OSD NA LATA 2026-2031

Uzgodnione z Prezesem URE plany rozwoju operatorów systemów dystrybucyjnych na lata 2026–2031 wskazują na utrzymanie wysokiego poziomu nakładów inwestycyjnych w całym okresie planistycznym. Jak pokazano na rys. 6, skala planowanych nakładów pozostaje wysoka i stabilna, z tendencją wzrostową w końcowych latach analizowanego okresu.

Struktura planowanych nakładów wskazuje, że rozwój sieci w latach 2026–2031 będzie w coraz większym stopniu odpowiadał nie tylko na bieżące potrzeby przyłączeniowe, lecz także na przewidywane kierunki transformacji systemu elektroenergetycznego, w tym rozwój OZE, magazynów energii, elektromobilności i nowych odbiorców energii. Największą kategorią pozostają nakłady na przyłączenia klientów, co pokazuje, że aktualne potrzeby przyłączeniowe nadal będą istotnym czynnikiem kształtującym inwestycje. Jednocześnie struktura planów wskazuje na stopniowe wzmacnianie komponentu rozwojowego i bardziej proaktywne podejście do planowania infrastruktury sieciowej.

Największą kategorią w planach rozwoju na lata 2026–2031 pozostają nakłady na przyłączenia klientów, obejmujące zarówno nowych odbiorców, jak i źródła wytwórcze. Utrzymują się one na poziomie ok. 6–7 mld zł rocznie i stanowią około 36 proc. całkowitych nakładów w analizowanym okresie. Skala tej kategorii potwierdza, że sieci dystrybucyjne są jednym z głównych miejsc materializacji transformacji energetycznej, ponieważ to na ich poziomie następuje przyłączanie nowych źródeł, odbiorców, magazynów energii oraz infrastruktury związanej z elektryfikacją gospodarki.

Drugim ważnym obszarem jest rozwój sieci na potrzeby OZE, magazynów energii i nowych odbiorców. Kategoria ta obejmuje przede wszystkim rozbudowę infrastruktury liniowej i stacyjnej, zwiększanie przepustowości systemu oraz tworzenie warunków do dalszej integracji rozproszonych źródeł energii. Nakłady w tym obszarze stanowią około 22 proc. całości planowanych inwestycji, co wskazuje na rosnące znaczenie działań o charakterze rozwojowym. Bez ich realizacji dalszy wzrost generacji rozproszonej oraz nowych odbiorów energii mógłby być coraz silniej ograniczany przez lokalne bariery techniczne.



Rys. 6. Planowane nakłady inwestycyjne OSD w latach 2026–2031

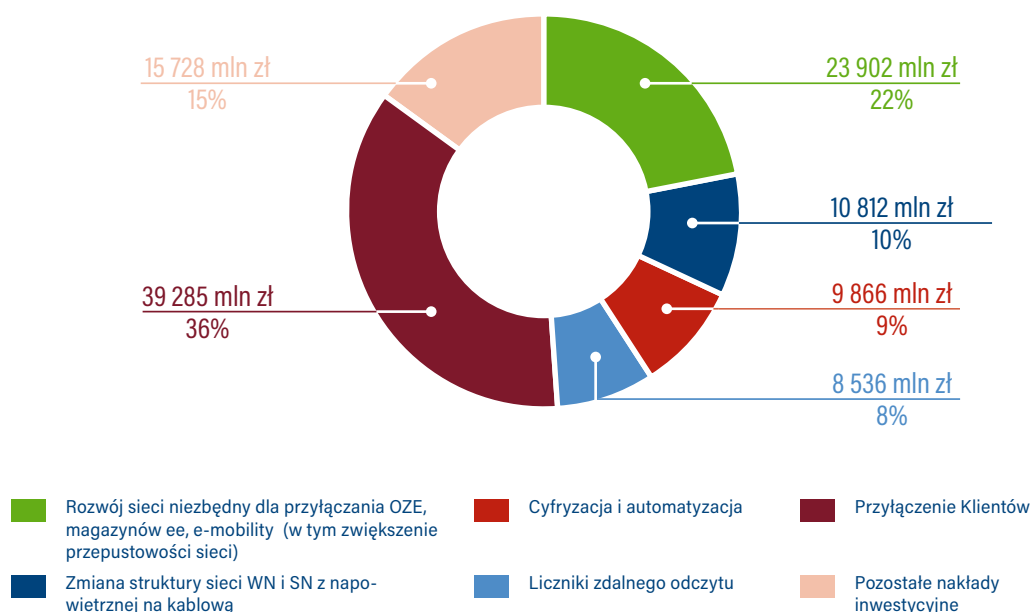
Istotnym kierunkiem pozostaje również zmiana struktury sieci, w szczególności kablowanie linii średniego napięcia, które odpowiada za około 10 proc. planowanych nakładów inwestycyjnych. Kierunek ten ma znaczenie zarówno jakościowe, jak i rozwojowe. Z jednej strony zwiększa odporność sieci na awarie i ekstremalne zjawiska pogodowe, a z drugiej poprawia warunki pracy infrastruktury w systemie, w którym rośnie liczba źródeł rozproszonych oraz odbiorów o zmiennym profilu zapotrzebowania.

Uzupełnieniem inwestycji infrastrukturalnych są nakłady na cyfryzację, automatyzację sieci oraz wdrożenie liczników zdalnego odczytu w ramach infrastruktury AMI. Choć ich udział w całkowitej strukturze nakładów jest niższy niż w przypadku inwestycji liniowych i przyłączeniowych, mają one duże znaczenie dla zwiększania efektywności wykorzystania istniejącego majątku. Rozwój systemów sterowania, monitoringu, zdalnego odczytu i analizy danych pozwala lepiej zarządzać obciążeniem sieci, szybciej identyfikować ograniczenia oraz ograniczać potrzebę natychmiastowej rozbudowy infrastruktury tam, gdzie możliwe jest lepsze wykorzystanie istniejących zasobów.

Znaczącą pozycję stanowią także pozostałe nakłady inwestycyjne, obejmujące m.in. modernizację istniejącego majątku, poprawę jakości dostaw, projekty organizacyjne oraz działania wspierające niezawodność pracy sieci.

Struktura planowanych nakładów wskazuje, że w latach 2026–2031 kluczowe kierunki inwestycyjne OSD będą obejmować nie tylko dalszą rozbudowę sieci i realizację przyłączy, lecz także zwiększanie przepustowości, poprawę odporności infrastruktury, rozwój cyfryzacji oraz lepsze wykorzystanie istniejącego majątku. Oznacza to stopniowe przechodzenie od modelu, w którym inwestycje odpowiadają głównie na bieżące potrzeby przyłączeniowe, do modelu bardziej zintegrowanego, łączącego rozbudowę infrastruktury z modernizacją, automatyzacją i przygotowaniem sieci na przyszłe potrzeby systemu elektroenergetycznego.

Kierunki inwestycyjne wskazane w planach rozwoju OSD wpisują się w szerszy kontekst europejski.



Rys. 7. Struktura planowanych nakładów inwestycyjnych OSD w latach 2026–2031

Komisja Europejska w planie działania dla sieci podkreśla potrzebę przyspieszenia inwestycji, cyfryzacji oraz zwiększenia elastyczności infrastruktury elektroenergetycznej [3]. Podobnie Eurelectric wskazuje, że sieci dystrybucyjne będą odgrywać kluczową rolę w integracji odnawialnych źródeł energii, elektryfikacji gospodarki i zapewnieniu niezawodności dostaw [4].

6. WNIOSKI

Dane za lata 2020–2025 pokazują wyraźne przyspieszenie inwestycyjne oraz jego widoczne efekty infrastrukturalne. Wzrost nakładów przełożył się m.in. na rozbudowę sieci, zwiększenie liczby stacji elektroenergetycznych, rozwój przyłączy, postępujące kablowanie linii średniego napięcia oraz wzrost poziomu cyfryzacji i automatyzacji sieci dystrybucyjnych.

Plany rozwoju OSD na lata 2026–2031 wskazują na utrzymanie wysokiego poziomu nakładów inwestycyjnych. Łączna wartość

planowanych nakładów pięciu największych OSD wynosi około 108 mld zł. Największą kategorią pozostają przyłączenia klientów, co potwierdza, że rosnące potrzeby przyłączeniowe nadal będą jednym z głównych czynników kształtujących rozwój sieci.

Kierunki wynikające z planów rozwoju polskich OSD wpisują się w szerszy europejski trend wzrostu znaczenia sieci dystrybucyjnych w transformacji energetycznej. Rosnąca rola OZE, elektryfikacji, magazynów energii, cyfryzacji i elastyczności powoduje, że sieci dystrybucyjne stają się jednym z kluczowych obszarów inwestycyjnych sektora elektroenergetycznego.

W konsekwencji dalszy rozwój sektora będzie zależał nie tylko od skali samych nakładów, lecz także od ich właściwego ukierunkowania. Kluczowe znaczenie będą miały inwestycje zwiększające zdolności przyłączeniowe, poprawiające niezawodność dostaw, wzmacniające odporność sieci oraz umożliwiające aktywne zarządzanie jej pracą.

Literatura

- [1] PZPM, PSNM, Licznik Elektromobilności: 2025 absolutnie rekordowym rokiem na polskim rynku samochodów elektrycznych, 19.01.2026. <https://psnm.org/2026/informacja/licznik-elektromobilnosci-2025-absolutnie-rekordowym-rokiem-na-polskim-ryнку-samochodow-elektrycznych/>
- [2] opracowanie własne na podstawie danych OSD
- [3] European Commission, Grids, the missing link — An EU Action Plan for Grids, COM(2023) 757 final, 2023.
- [4] Eurelectric, Connecting the Dots: Distribution grid investment to power the energy transition, 2021.



TARYFY W CENTRUM UWAGI

Maciej Sroka,
Enea Operator

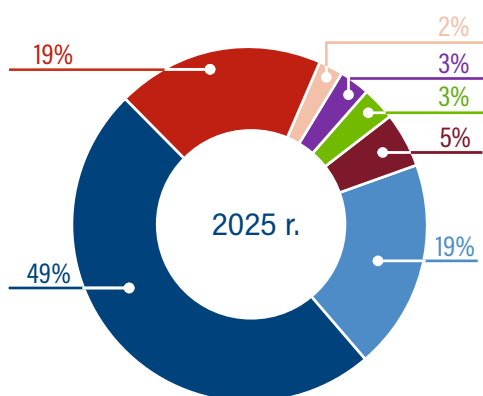


Rok 2025 był w obszarze taryfowym okresem wyjątkowo intensywnej pracy, prowadzonej w warunkach koncentracji na kosztach energii elektrycznej, przy postępującej transformacji energetycznej i wysokich oczekiwaniach odbiorców. W centrum działań PTPIREE w obszarze taryfowym, prowadzonych przez Radę Dyrektorów ds. Taryf, pozostawała kontynuacja aktywnej i merytorycznej współpracy z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki w obszarze kształtowania taryf i modeli regulacyjnych. Jej celem było wypracowanie rozwiązań, które ograniczają presję na wzrost rachunków odbiorców (w szczególności gospodarstw domowych), a jednocześnie zapewniają OSD zdolność do realizacji ambitnych planów inwestycyjnych wynikających z potrzeb modernizacji i odtwarzania sieci, przyłączania nowych odbiorców, źródeł wytwórczych i magazynów energii, cyfryzacji oraz rosnących wymagań jakościowych.

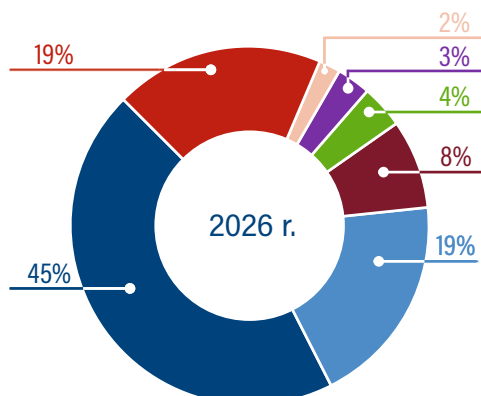
Otoczenie taryfowe w perspektywie 2026 roku było szczególnie wymagające. Dyskusja o poziomie stawek toczyła się w realiach silnej presji na ograniczanie wzrostu opłat dla odbiorców końcowych, przy jednoczesnym istotnym wzroście części kosztów niezależnych od OSD. Szczególne znaczenie miał bardzo duży wzrost opłaty mocowej – dla odbiorców stawki tej opłaty wzrosły średnio o ponad połowę, co dodatkowo zaostrzało oczekiwania dotyczące ograniczania zmian w pozostałych

składnikach rachunku. Oznaczało to dla operatorów konieczność kompensowania wzrostów innych składników rachunku odczuwanych przez odbiorców, mimo że same koszty własne OSD stanowią relatywnie niewielką część całkowitych kosztów energii elektrycznej ponoszonych przez odbiorców. Jest to więc obszar wymagający szczególnie precyzyjnej komunikacji oraz konsekwentnego rozróżniania pomiędzy kosztami zależnymi od operatorów, a tzw. opłatami przenoszonymi, ustalnymi odgórnie np. na poziomie Ministra Energii, Prezesa URE czy operatora systemu przesyłowego.

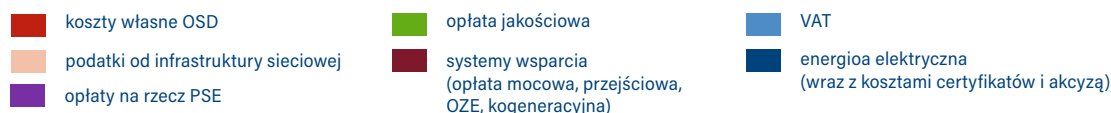
Z punktu widzenia odbiorcy końcowego oznacza to, że działalność dystrybucyjna – choć fundamentalna dla bezpieczeństwa dostaw i możliwości dalszego rozwoju rynku energii – odpowiada za stabilny i relatywnie niski udział w całkowitym rachunku za energię elektryczną. Koszty własne OSD pozostają jedynie jedną z części rachunku, podczas gdy główne impulsy wzrostowe wynikają w dużej mierze z opłat przenoszonych oraz innych składników ustalanych poza operatorami. Ten kontekst był jednym z najważniejszych punktów odniesienia: pokazywał, że właściwie zaprojektowana taryfa dystrybucyjna nie jest źródłem nadmiernego obciążenia odbiorcy, lecz warunkiem utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu i zdolności do realizacji inwestycji niezbędnych dla transformacji energetycznej.



Struktura kosztów (brutto) w rachunku za energię elektryczną w 2025 roku za 1 MWh energii elektrycznej (łącznie opłaty za energię elektryczną i świadczone usługi dystrybucji)



Prognozowana struktura kosztów (brutto) w rachunku za energię elektryczną w 2026 roku za 1 MWh energii elektrycznej (łącznie opłaty za energię elektryczną i świadczone usługi dystrybucji)



Pomimo tego wymagającego otoczenia udało się utrzymać w kalkulacji taryf elementy o strategicznym znaczeniu dla zdolności inwestycyjnej operatorów. Dotyczy to przede wszystkim uzasadnionych i godziwych poziomów WACC, w tym utrzymania mechanizmu premii za reinwestowanie, a także dalszego wynagradzania inwestycji planowanych na rok taryfowy oraz nowego mechanizmu wynagradzającego inwestycje priorytetowe. Elementy te tworzą dziś fundament bezpiecznej transformacji energetycznej po stronie sieci dystrybucyjnych. Poziom WACC nie jest wyłącznie parametrem finansowym, lecz warunkiem utrzymania zdolności OSD do finansowania wieloletnich programów inwestycyjnych, pozyskiwania kapitału na akceptowalnych warunkach oraz zachowania wiarygodności wobec instytucji finansujących i partnerów rynku. Szczególną rolę odgrywają tu premie za reinwestowanie ustalone na indywidualnym poziomie, ponieważ wzmacniają bodziec do przyspieszania nakładów i bezpośrednio łączą wysiłek inwestycyjny operatorów z mechanizmem regulacyjnym. Instrumenty te wzmacniają relację między regulacją a rzeczywistym cyklem inwestycyjnym operatorów i pozwalają lepiej odwzorować potrzeby wynikające między innymi z Planów Rozwoju oraz założeń Karty Efektywnej Transformacji. Ich utrzymanie ma znaczenie kluczowe: bez stabilnych i przewidywalnych zasad wynagradzania kapitału, tempo modernizacji sieci, przyłączania nowych źródeł, magazynów, e-mobility i odbiorców, wdrażania cyfryzacji oraz poprawy elastyczności systemu musiałoby ulec ograniczeniu. W połączeniu z dużą aktywnością OSD w obszarze pozyskiwania dodatkowych źródeł finansowania – w szczególności dotacji bezzwrotnych i niskooprocentowanych kredytów – umożliwia to kontynuowanie ambitnej polityki

inwestycyjnej przy ograniczaniu wpływu tych nakładów na rachunki odbiorców. Taki model łączy odpowiedzialność taryfową z aktywnym wykorzystaniem środków zewnętrznych i buduje bardziej odporne podstawy finansowania transformacji sieci.

W odpowiedzi na wyzwania transformacji energetycznej poszczególni OSD wdrożyli lub przygotowali nowe rozwiązania taryfowe, stanowiące bodźce do bardziej elastycznego i świadomego zarządzania zużyciem energii przez odbiorców.

W TAURON Dystrybucji wprowadzono grupę taryfową G14dynamic, opartą na strefach doby odpowiadających sygnałom systemowym określanym w Energetycznym Kompasie PSE, takim jak zalecane użytkowanie, oszczędzanie czy ograniczenie poboru. Taryfa ta, przeznaczona dla odbiorców dysponujących zdolnością elastycznego kształtowania zużycia lub magazynowania energii, wyposażonych w liczniki zdalnego odczytu, charakteryzuje się wyraźnie większym zróżnicowaniem stawek w czasie. Tworzy tym samym bodźce do reagowania na bieżącą sytuację w KSE oraz pośredniego uczestnictwa w jego bilansowaniu, wprowadzając jednocześnie zasady przypisywania zużycia do stref w oparciu o sygnały Kompas. Następnie wdrożono grupę taryfową G13s dla odbiorców z zespołu grup G1x, której konstrukcja – poprzez zróżnicowanie stref doby i stawek – zachęca do zwiększania poboru energii w godzinach wysokiej generacji OZE, w szczególności w środkowych godzinach dnia, oraz jego ograniczania w okresach szczytowego zapotrzebowania, przy uwzględnieniu sezonowości oraz różnic między dniami roboczymi i wolnymi.

Nowe rozwiązanie taryfowe wprowadzone w 2025 przez PGE Dystrybucja to taryfa elastyczna G12e. Została skierowana do gospodarstw domowych wyposażonych w liczniki zdalnego odczytu, będących prosumentami lub korzystających z cen dynamicznych energii. Jej celem jest zwiększenie zużycia energii z lokalnych OZE poprzez elastyczne wyznaczanie godzin tańszej energii - docelowo dostosowywanych do lokalnej generacji i sytuacji sieciowej nawet z jednodniowym wyprzedzeniem. Stawki opłat pozostają stałe, a zmianie podlegają jedynie godziny obowiązywania stref czasowych, dzięki czemu odbiorcy nie są narażeni na niekontrolowany wzrost kosztów. Dodatkowym zabezpieczeniem dla klientów jest możliwość powrotu do wcześniej stosowanej grupy taryfowej bez standardowego 12-miesięcznego okresu karencji.

Również Energa-Operator wprowadziła - od 1 lipca 2025 roku - nowe grupy taryfowe G11f oraz C11f, skierowane do aktywnych odbiorców, którzy elastycznie zarządzają swoim poborem oraz korzystają u sprzedawców z umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej. Obniżenie stawek zmiennych sprawia, że klienci, dostosowując zużycie do momentów, w których ceny energii są najbardziej korzystne, mogą istotnie zredukować ponoszone przez siebie koszty energii elektrycznej.

W Enei Operator wdrożono pakiet 14 nowych grup taryfowych, obejmujących odbiorców przyłączonych do sieci na wszystkich poziomach napięć - od gospodarstw domowych i małych przedsiębiorstw zasilanych z sieci nn po odbiorców biznesowych korzystających z zasilania z sieci SN i WN. Nowe rozwiązania zaprojektowano jako przejrzysty zestaw wariantów taryfowych: „active”, „sezON” - do 31 grudnia 2025 roku funkcjonujących pod nazwą „eco” - oraz „pewna”, różnicujących strukturę opłat i strefy czasowe w zależności od profilu odbiorcy, jego zdolności reagowania na sygnały rynkowe oraz potrzeb w zakresie przewidywalności kosztów. Szczególne znaczenie ma tu wsparcie lepszego wykorzystania energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, której rosnący udział w systemie wymaga coraz większej

elastyczności po stronie odbioru. W grupach „sezON” zastosowano prosty, dwustrefowy model, który zachęca do zużycia energii w okresach zwiększonej generacji z OZE, wspierając bieżące zagospodarowanie tej energii w systemie. Z kolei grupy „active” oparto na bardziej aktywnym, trójstrefowym podejściu, które nie tylko premiuje ograniczanie poboru w godzinach najwyższego obciążenia systemu, lecz również wzmacnia bodźce do przesuwania zużycia na okresy bardziej korzystne z punktu widzenia bilansowania pracy sieci i wykorzystania generacji odnawialnej. Natomiast grupy „pewna” skierowano do gospodarstw domowych oraz odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW, zasilanych z sieci nN, oczekujących większej stabilności rachunku dzięki zmianie proporcji między składnikiem stałym a zmiennym opłat. Tak zaprojektowany pakiet taryf wzmacnia elastyczność popytu, zwiększa możliwości lokalnego i systemowego zagospodarowania energii z OZE, ogranicza ryzyko przeciążeń sieci w okresach wysokiej generacji oraz wspiera bezpieczną i efektywną integrację odnawialnych źródeł z systemem dystrybucyjnym. Jednocześnie daje odbiorcom realne narzędzia do bardziej świadomego zarządzania profilem zużycia, kosztami energii oraz poziomem własnego zaangażowania w proces transformacji energetycznej.

W Stoen Operator przygotowano nowe, alternatywne wobec istniejących grup taryfowych rozwiązania, z których od 1 października 2026 roku będą mogli skorzystać odbiorcy ze wszystkich poziomów napięć. Stanowią one odpowiedź na oczekiwania odbiorców dotyczące większego uelastycznienia taryf dystrybucyjnych, a także na zmieniające się potrzeby Krajowego Systemu Elektroenergetycznego związane z wpływem energii elektrycznej wprowadzanej do sieci z odnawialnych źródeł energii na krzywą zapotrzebowania, stabilność oraz bezpieczeństwo pracy systemu. W przypadku najmniejszych odbiorców, w tym gospodarstw domowych i MŚP, przewidziano możliwość powrotu do dotychczasowej grupy taryfowej w sytuacji wzrostu opłat wynikających z korzystania z nowych, bardziej elastycznych rozwiązań.

Te działania operatorów pokazują, że taryfa dystrybucyjna przestaje być wyłącznie narzędziem rozliczeniowym, a staje się jednym z instrumentów wspierających transformację energetyczną, rozwój elastyczności po stronie odbiorców oraz bardziej efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej.

Dyskusja – zakończona wypracowaniem podejścia – toczyła się także na temat zasad wyznaczania kosztów operacyjnych w celu dostosowania regulacji do realiów rynku pracy, na którym operatorzy muszą konkurować o pozyskanie i utrzymanie wykwalifikowanych pracowników. Równolegle omawiano możliwość uwzględniania dodatkowych kosztów operacyjnych związanych z rozwojem usług elastyczności, które stopniowo stają się naturalnym elementem nowoczesnego modelu działania operatora i zarządzania pracą jego sieci.

Istotnym polem prac były również zagadnienia wpływające bezpośrednio na poprawność odwzorowania realiów rynkowych w taryfie. Dla taryfy na 2026 rok uzgodniono utrzymanie dotychczasowego podejścia do kosztu różnicy bilansowej – zarówno w zakresie wolumenu, jak i ceny energii. Równolegle utrzymano uzgodnione wcześniej modele określania wolumenu dostawy do taryf na rok 2026, co ma duże znaczenie dla ograniczania ryzyka błędów planistycznych i zachowania przewidywalności przychodów regulowanych.

Ważnym obszarem był także kształt regulacji jakościowej po 2025 roku. Uzgodniono zasadność jej utrzymania również w roku 2026, przy zachowaniu dotychczasowych zasad opartych na wskaźnikach obszarowych CTP i CP oraz określeniu nowych, indywidualnych celów dla poszczególnych

OSD. Utrzymano wskaźnik CRP, określający terminowość realizacji umów o przyłączenie dla grup przyłączeniowych IV i V. Jednocześnie rozpoczęto prace koncepcyjne nad zmianą modelu od 2027 roku, w tym nad możliwością wprowadzenia dodatkowych wskaźników obiektowych. Oznacza to, że regulacja jakościowa pozostaje trwałym elementem zasad regulacji OSD, a zarazem będzie stopniowo rozwijana tak, aby lepiej odpowiadać na współczesne wyzwania eksploatacyjne i oczekiwania odbiorców.

Rada prowadziła ponadto prace w obszarach, które – choć bardziej szczegółowe – mają istotne znaczenie dla końcowego kształtu taryf i sygnałów cenowych kierowanych do rynku. Opracowano propozycję zmiany godzin szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną dla potrzeb naliczania opłaty mocowej. Działanie to wpisuje się w szerszą potrzebę lepszego dostosowania mechanizmów kosztowych do rzeczywistych uwarunkowań wynikających z dynamicznie zmieniającego się bilansu podaży-popytu energii elektrycznej. Kontynuowano również analizę możliwych i postulowanych zmian w treści taryf, tak aby lepiej odpowiadały nowym zjawiskom rynkowym i technicznym, w tym rosnącej aktywności źródeł rozproszonych, magazynów energii i usług elastyczności. Ważnym elementem była także aktualizacja średniej stopy amortyzacji od nowych inwestycji w przychodzie regulowanym, co bezpośrednio wpływa na adekwatność odzwierciedlenia odtworzenia i modernizacji majątku sieciowego w taryfie.

Doświadczenia roku 2025 potwierdziły, że dobra współpraca z Regulatorem, oparta na otwartości na rozwiązania i wspólnym rozumieniu wyzwań transformacji energetycznej, pozwala zachować i rozwijać pozytywne elementy praktyki regulacyjnej. W kolejnym roku szczególne znaczenie będzie miało utrwalenie relacji pomiędzy poziomem WACC a skalą inwestycji oraz dalsze wpisywanie regulacji OSD w logikę „forward looking”. Oznacza to potrzebę dalszego wynagradzania inwestycji z roku

taryfowego, z jasno określoną ścieżką dojścia do pełnego ich uwzględniania, a także stopniowego wzmacniania regulacji opartej na systemie zachęt – premiującej efektywność, jakość usług, elastyczność oraz zdolność do wspierania transformacji przy możliwie najniższym koszcie społecznym. Równie istotny pozostaje obszar OPEX, który powinien być dalej rozwijany w kierunku modelu adekwatnego do realiów rynkowych. Tylko wtedy OSD będą mogły skutecznie konkurować na rynku pracy, pozyskiwać i utrzymywać wykwalifikowaną kadrę, finansować nowe zadania, w tym usługi elastyczności, oraz funkcjonować jako nowoczesny i aktywny uczestnik transformacji rynku energii. Oznacza to, że tylko regulacja zapewniająca jednocześnie godziwy zwrot z kapitału i adekwatne pokrycie kosztów uzasadnionych (w tym operacyjnych) może zagwarantować OSD zdolność do inwestowania oraz codziennego działania operacyjnego na skalę odpowiadającą wyzwaniom bezpiecznej transformacji energetycznej.

Długofalowo konieczne jest dalsze dostosowanie modelu taryfowania do rzeczywistej struktury kosztów działalności dystrybucyjnej oraz zmian zachodzących w pracy systemu elektroenergetycznego. Kwestie te są również przedmiotem prac prowadzonych z udziałem PTPIREE i OSD w ramach Zespołu do spraw poprawy efektywności kształtowania taryf sieciowych energii elektrycznej, powołanego w roku 2025 przez Ministra Energii.

Z perspektywy OSD kluczowe znaczenie ma stopniowe i przewidywalne zwiększanie udziału opłat stałych w taryfach dystrybucyjnych, tak aby lepiej odzwierciedlały one dominujący udział kosztów stałych związanych z utrzymaniem gotowości infrastruktury sieciowej, zapewnieniem niezawodności dostaw, realizacją wymagań jakościowych, odtwarzaniem majątku oraz inwestycjami niezbędnymi dla transformacji energetycznej.

Równolegle potrzebne są mechanizmy zachęcające do wzrostu wolumenu korzystania z sieci w okresach i lokalizacjach korzystnych dla pracy systemu, lepszego wykorzystania ist-

niejącej infrastruktury oraz absorpcji energii ze źródeł odnawialnych. Służyć temu powinno szersze zróżnicowanie stawek w czasie, stymulujące pożądane zachowania klientów, w szczególności przesuwanie poboru poza godziny szczytowego obciążenia sieci i na okresy wysokiej podaży energii.

Rozważanym kierunkiem zmian powinien być także bardziej adekwatny udział wytwórców w kosztach transformacji energetycznej, w tym poprzez głębokie opłaty przyłączeniowe oraz opłatę za wprowadzanie energii do sieci, zwłaszcza tam, gdzie przyłączanie nowych źródeł wymaga istotnych nakładów na infrastrukturę dystrybucyjną.

Celem tych zmian jest większa stabilność regulacyjna, rozumiana jako przewidywalność zasad taryfowania i możliwość długoterminowego planowania rozwoju sieci. Z perspektywy OSD tylko tak ukierunkowana ewolucja taryf pozwoli zachować równowagę pomiędzy ochroną klientów przed nadmiernym wzrostem obciążeń, a koniecznością zapewnienia operatorom stabilnych warunków do utrzymania niezawodności dostaw, rozwoju sieci i realizacji zadań wynikających z transformacji energetycznej.



SIECI DYSTRYBUCYJNE JAKO PUNKT INTEGRACJI SEKTORÓW

Biuro PTPIREE

**ROK 2025 POKAZAŁ, ŻE SKUTECZNA
TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA
WYMAGA NIE TYLKO ROZBUDOWY
INFRASTRUKTURY, ALE RÓWNIEŻ
WSPÓLNEGO PLANOWANIA,
WYMIANY DANYCH,
STANDARYZACJI PROCESÓW
ORAZ UZGADNIANIA ROZWIĄZAŃ
POMIĘDZY SEKTORAMI.**

**W TYCH DZIAŁANIACH
OPERATORZY SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH
STAJĄ SIĘ INTEGRATORAMI LOKALNYCH
SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH,
A PTPIREE TWORZY PRZESTRZEŃ
DO WYPRACOWYWANIA
WSPÓLNYCH ZASAD WSPÓŁPRACY.**

Sieci dystrybucyjne są miejscem, w którym spotykają się trzy najważniejsze procesy transformacji: szybki rozwój odnawialnych źródeł energii i magazynów, elektryfikacja kolejnych obszarów gospodarki oraz konieczność utrzymania bezpieczeństwa i jakości zasilania. Każdy z tych procesów ma inny rytm inwestycyjny, inne uwarunkowania techniczne i regulacyjne, ale ostatecznie wszystkie korzystają z tej samej infrastruktury sieciowej.

Z perspektywy PTPIREE oznacza to potrzebę rozwijania nowego modelu współpracy. OSD nie może być postrzegany wyłącznie jako podmiot rozpatrujący kolejne wnioski o przyłączenie. Coraz częściej musi koordynować informacje o planowanych źródłach i odbiorach, oceniać ich łączny wpływ na sieć, wskazywać możliwe warianty techniczne, przygotowywać standardy oraz uczestniczyć w uzgadnianiu harmonogramów inwestycji. Właśnie w tym znaczeniu OSD staje się integratorem sektorów.

Transformacja energetyczna zmienia charakter sieci dystrybucyjnej, a rola OSD wykracza coraz dalej poza samo przyłączanie i dystrybucję energii elektrycznej.

Do dotychczasowej funkcji dostarczania energii odbiorcom dochodzi obsługa rosnącej liczby rozproszonych źródeł, magazynów energii, stacji ładowania, instalacji power-to-heat oraz jednostek kogeneracyjnych. Przepływy energii stają się dwukierunkowe, profile obciążenia bardziej zmienne, a decyzje inwestycyjne podejmowane w jednej branży coraz częściej wpływają na możliwości rozwoju pozostałych.

W takim otoczeniu integracyjna rola OSD obejmuje wzajemnie powiązane zadania:

- planowanie rozwoju sieci na podstawie możliwie wczesnych informacji o inwestycjach w innych sektorach;

- ocenę dostępnej mocy oraz wskazywanie warunków, w których nowe źródła i odbiory mogą współpracować z siecią;
- tworzenie przejrzystych, cyfrowych i możliwie jednolitych procesów przyłączeniowych;
- koordynację sposobu pomiaru, sterowania i pracy urządzeń wpływających na lokalny bilans energii;
- wypracowywanie zasad współpracy z inwestorami, administracją, zarządcami infrastruktury oraz regulatorem.

Działania PTPIREE prowadzone w 2025 roku pokazują tę rolę w praktyce. Współpraca z branżą OZE koncentrowała się na usprawnieniu procesu przyłączeniowego i lepszym wykorzystaniu istniejącej infrastruktury. W obszarze ciepłownictwa kluczowe stało się powiązanie elektryfikacji produkcji ciepła z lokalnymi ograniczeniami i możliwościami sieci, a także przeprowadzenie pierwszej oceny potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych. Z kolei porozumienie dotyczące elektromobilności objęło cały łańcuch inwestycyjny - od wyboru lokalizacji i planowania mocy, przez projektowanie, aż po odbiór i uruchomienie stacji ładowania.

OZE I MAGAZYNY ENERGII - OD DIAGNOZY DO WSPÓLNYCH ROZWIĄZAŃ

Jednym z ważniejszych działań PTPIREE w 2025 roku były zainicjowane przez Prezesa URE Warsztaty z branżą OZE i magazynowania energii. Spotkanie podsumowujące prace odbyło się 17 kwietnia 2025 roku. Formuła warsztatów została oparta na Komitecie Sterującym oraz czterech zespołach roboczych: do spraw optymalizacji procesu przyłączeniowego, przyłączy komercyjnych, cable pooling i ułatwień inwestycyjnych. Taka organizacja pozwoliła rozdzielić pro-

blemy regulacyjne, techniczne i inwestycyjne, a jednocześnie analizować je jako element jednego procesu.

OPTIMALIZACJA PROCESU PRZYŁĄCZENIOWEGO

PTPIREE przygotowało kompleksową propozycję zmian, która odpowiadała zarówno na potrzebę zwiększenia przejrzystości procesu, jak i na problem ograniczonej przepustowości sieci. Wśród proponowanych rozwiązań znalazły się m.in.:

- uproszczenie wniosku o wydanie warunków przyłączenia oraz zastępowanie części załączników oświadczeniami;
- większa elastyczność w zakresie lokalizacji modułów wytwarzania;
- centralny rejestr planowanych do przyłączenia, objętych warunkami oraz już przyłączonych modułów wytwarzania;
- elektroniczne składanie wniosków i zawieranie umów o przyłączenie;
- waloryzacja zaliczki oraz opłata pokrywająca koszty rozpatrzenia wniosku;
- maksymalny czas weryfikacji kompletności dokumentów i bardziej szczegółowe informacje przy odmowie wydania warunków;
- wyznaczanie mocy dostępnej dla magazynów energii oraz możliwość stosowania dynamicznych harmonogramów ich pracy;
- skrócenie maksymalnego czasu na zawarcie umowy o przyłączenie.

Choć dla całego pakietu nie udało się osiągnąć jednomyślności, przedstawione postulaty zostały bezpośrednio lub pośrednio uwzględnione w nowelizacji ustawy - Prawo energetyczne (UC84) z 13 marca 2026 roku, a wdrożone rozwiązania już przynoszą pierwsze efekty.

PRZYŁĄCZENIA KOMERCYJNE

Zespół do spraw przyłączy komercyjnych opracował „Zasady przyłączania do sieci Operatorów Systemów Dystrybucyjnych podmiotów zakwalifikowanych do II i III grupy przyłączeniowej na podstawie art. 7 ust. 9 ustawy - Prawo energetyczne”. Dokument uzyskał akceptację całego Zespołu, a kolejnym etapem stały się prace nad propozycjami zmian prawnych.

Ten obszar ma szczególne znaczenie tam, gdzie przyłączenie jest technicznie możliwe, ale wymaga rozwiązania wykraczającego poza standardowy model finansowania. Ujednolicenie zasad ogranicza ryzyko różnych interpretacji, zwiększa przewidywalność procesu i pozwala inwestorom wcześniej ocenić zakres odpowiedzialności oraz koszty realizacji przyłączenia.

CABLE POOLING I LEPSZE WYKORZYSTANIE PRZYŁĄCZY

Prace nad cable poolingiem dotyczyły nie tylko samego współdzielenia punktu przyłączenia, lecz całego zestawu problemów technicznych i rozliczeniowych. Zespół analizował sposób opomiarowania instalacji i przypisywania energii do poszczególnych jednostek, kryteria oceny istotności modyfikacji lub modernizacji, możliwość rozszerzenia formuły o magazyny energii oraz warunki korzystania z systemów wsparcia przez kolejne instalacje.

Rozwijano również koncepcję wirtualnego cable poolingu, rozumianego jako wspólne zarządzanie nieprzekraczaniem mocy przyłączeniowej bez konieczności współdzielenia jednego punktu przyłączenia. Równolegle, przy wsparciu Zespołu PTPIREE do spraw Kodeksów Sieciowych w obszarze przyłączania, kontynuowano przygotowanie

procedur testowych dla różnych konfiguracji jednostek wytwórczych. Pokazuje to, że integracja nie kończy się na przepisach - wymaga również procedur umożliwiających bezpieczne uruchomienie i eksploatację nowych modeli pracy.

UŁATWIENIA INWESTYCYJNE

Czwarty zespół skoncentrował się na barierach pojawiających się poza samym procesem przyłączeniowym. Wypracowano rekomendacje dotyczące porozumień, kodeksów dobrych praktyk i umów ramowych z podmiotami trzecimi, w tym z PGW Wody Polskie, spółkami kolejowymi, PGL Lasy Państwowe oraz zarządcami dróg publicznych. Przygotowano również propozycje zmian w przepisach dotyczących nieruchomości, budownictwa, planowania przestrzennego, ruchu drogowego i prawa wodnego. Szczególnie ważne było połączenie postulatów operatorów z postulatami branży OZE, m.in. dotyczącymi lokalizacji źródeł wytwórczych. W ten sposób PTPIREE pełniło rolę łącznika między potrzebą szybkiego rozwoju źródeł a praktycznymi warunkami realizacji infrastruktury liniowej. Dla inwestycji energetycznej dostęp do sieci jest tylko jednym z elementów - równie istotne są uzgodnienia terenowe, decyzje administracyjne i możliwość prowadzenia infrastruktury przez obszary zarządzane przez inne podmioty.

Choć w ramach Warsztatów za nami wiele konstruktywnych - ale nie zawsze łatwych - rozmów, pokazały one, że rolę Towarzystwa nie jest wyłącznie prezentowanie stanowiska operatorów, lecz także tworzenie forum, na którym możliwe jest precyzyjne zidentyfikowanie różnic pomiędzy interesariuszami i wskazanie obszarów wymagających dalszych uzgodnień.

CIEPŁOWNICTWO - LOKALNE BILANSOWANIE I ELASTYCZNOŚĆ

Synergia ciepłownictwa i elektroenergetyki nie jest wyłącznie zagadnieniem technologicznym. To praktyczne pytanie o sposób pracy lokalnych sieci, zdolność przyłączania nowych odbiorów i źródeł, bezpieczeństwo dostaw oraz możliwość wykorzystania energii z OZE wtedy, gdy jej produkcja jest najwyższa.

Z punktu widzenia OSD ciepłownictwo występuje w dwóch zasadniczo różnych rolach. Z jednej strony staje się dużym odbiorcą energii elektrycznej, gdy wykorzystuje duże pompy ciepła, kotły elektrodowe i inne instalacje power-to-heat. Z drugiej strony może wprowadzać energię do sieci za pośrednictwem źródeł kogeneracyjnych. Oznacza to odmienne kierunki przepływu energii, inne profile ryzyka oraz różne wymagania techniczne i operacyjne.

POWER-TO-HEAT JAKO ELASTYCZNY ODBIÓR

Instalacje power-to-heat mogą poprawiać wykorzystanie lokalnej produkcji z OZE, jeżeli ich praca jest powiązana z sytuacją w systemie. Nie wystarcza samo przyłączenie nowego odbioru o dużej mocy. Konieczne jest określenie, kiedy i w jakiej skali energia będzie pobierana, czy instalacja może reagować na sygnały cenowe, taryfowe lub techniczne oraz jaką rolę pełni magazyn ciepła.

Magazyn ciepła może oddzielić moment poboru energii elektrycznej od momentu dostarczenia ciepła odbiorcom. Daje to możliwość przesuwania zużycia na godziny wysokiej produkcji z OZE lub niższego obciążenia sieci. Aby ta elastyczność była użyteczna dla operatora, instalacja musi być odpowiednio opomiarowana, sterowalna i objęta przejrzystymi zasadami współpracy operacyjnej. Wyniki oceny potencjału PTPIREE

pokazują, że wykorzystanie akumulacji ciepła zwiększa deklarowaną możliwość zmiany poboru mocy czynnej z około 100 MW do około 230-240 MW.

KOGENERACJA JAKO ŹRÓDŁO LOKALNE

W przypadku kogeneracji kluczowe są warunki wprowadzania energii do sieci, wpływ źródła na poziomy napięć i lokalne przepływy oraz możliwość koordynacji pracy z ograniczeniami sieciowymi. Profil generacji jest silnie powiązany z zapotrzebowaniem na ciepło, dlatego może różnić się od profilu źródeł pogodowo zależnych. Z perspektywy integracji sektorów stanowi to zarówno wyzwanie, jak i potencjalną korzyść dla lokalnego bilansu energii.

OCENA POTENCJAŁU SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH I CHŁODNICZYCH

W 2025 roku PTPIREE po raz pierwszy przeprowadziło ocenę potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych, przygotowaną w związku z obowiązkiem wynikającym z art. 10d ustawy - Prawo energetyczne. Ocena objęła możliwość zmiany poboru i generacji mocy czynnej oraz świadczenia usług regulacji napięcia z wykorzystaniem mocy biernej. Jej podstawowy wniosek jest taki, że potencjał istnieje, lecz jest nierównomiernie rozłożony i na obecnym etapie niższy od oczekiwań:

- bez wykorzystania akumulacji ciepła deklarowana możliwość zwiększania i zmniejszania poboru mocy czynnej wynosi po około 100 MW;
- przy wykorzystaniu akumulacji ciepła potencjał zmiany poboru rośnie do około 230-240 MW;
- w zakresie regulacji napięcia z wykorzystaniem mocy biernej zadeklarowano potencjał rzędu około 1000 MVar.

Perspektywa do 2029 roku wskazuje na możliwość wyraźnego zwiększenia tej skali wraz z rozwojem kotłów elektrodowych, pomp ciepła, magazynów energii i innych rozwiązań power-to-heat. Według oceny potencjał wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną może sięgnąć około 900 MWe, a potencjał zmiany generacji około 600 MWe. Wartości te należy traktować jako potencjał rozwojowy zależny od realizacji inwestycji, warunków przyłączenia i możliwości sterowania instalacjami.

Znaczenie oceny dla OSD polega przede wszystkim na pokazaniu, że nie wystarcza analiza wartości zagregowanych dla kraju. O użyteczności zasobu decydują: lokalizacja, technologia, poziom napięcia, profil odbiorców ciepła, dostępność akumulacji i sezonowość. Największa elastyczność występuje w sezonie grzewczym, dlatego nie zawsze pokrywa się z letnimi szczytami generacji fotowoltaicznej. Może jednak wspierać system podczas wysokiej generacji wiatrowej, w sezonach przejściowych oraz w lokalnych obszarach ograniczeń sieciowych. Ocena potencjału staje się tym samym narzędziem integratorskiej roli OSD: pozwala wskazać, gdzie zasób może być aktywowany, jakie dane należy pozyskać i które inwestycje mogą przynieść wartość dla sieci.

WSPÓŁPRACA PRZED ZŁOŻENIEM WNIOSKU O PRZYŁĄCZENIE

Najważniejszym wnioskiem dla relacji OSD z przedsiębiorstwami ciepłowniczymi jest potrzeba rozpoczęcia współpracy przed formalnym wnioskiem o przyłączenie. Wymiana danych powinna obejmować plany inwestycyjne, prognozowane zapotrzebowanie na ciepło, sezonowość pracy systemu, możliwą pojemność magazynów ciepła, lokalizację urządzeń oraz zakładany harmonogram rozwoju mocy.

Wcześniejsza informacja pozwala operatorowi analizować projekt jako element lokalnego systemu energetycznego. Ułatwia wybór miejsca przyłączenia, ocenę potrzebnej rozbudowy sieci, rozważenie etapowania mocy oraz określenie czy część zapotrzebowania może być sterowana. W takim modelu OSD wspiera elektryfikację ciepłownictwa, pomagając dopasować ją do realnych możliwości sieci i wykorzystać jej potencjał elastyczności.

ELEKTROMOBILNOŚĆ - WSPÓLNY PROCES INWESTYCYJNY DLA ENERGII I TRANSPORTU

Kolejnym namacalnym przykładem międzysektorowej roli OSD było podpisanie porozumienia dotyczącego rozwoju ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych w Polsce, zawarte 24 września 2025 roku przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, Generalnego Dyrektora Dróg Krajowych i Autostrad, PTPIREE oraz Polskie Stowarzyszenie Nowej Mobilności. Porozumienie zostało wypracowane w ramach Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki i pozostaje otwarte na przystąpienie kolejnych podmiotów.

Dokument odpowiada na wyzwanie, którego nie da się rozwiązać w ramach jednej branży. Stacja ładowania wymaga jednocześnie odpowiedniej lokalizacji przy drodze, dostępu do gruntu, infrastruktury zasilającej, uzgodnionej dokumentacji, układu pomiarowego oraz skoordynowanego harmonogramu uruchomienia. Porozumienie tworzy wspólny model współpracy dla regulatora, zarządcy dróg, operatorów sieci i operatorów stacji ładowania.

Fot. URE



Podpisanie porozumienia dotyczącego rozwoju
ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych w Polsce

PLANOWANIE OPARTE NA WYMIANIE DANYCH

Strony uzgodniły, że skuteczny rozwój infrastruktury wymaga wymiany informacji już na etapie planowania. OSD publikują uzgodnione plany rozwoju, natomiast inwestorzy mają przekazywać informacje o znanych zamierzeniach budowy stacji, wraz z lokalizacją i ujęciem mapowym. Przewidziano również przekazywanie wstępnych informacji o dostępnej mocy dla podmiotów przyłączanych na napięciu powyżej 1 kV oraz możliwość uzyskania informacji o dostępności mocy w potencjalnie najbliższej lokalizacji inwestycji.

Takie rozwiązanie wzmacnia rolę OSD jako integratora przestrzennego i infrastrukturalnego. Operator może wcześniej porównać plany rozwoju sieci z lokalizacjami stacji, a inwestor - uniknąć projektowania obiektu bez wiedzy o realnych możliwościach zasilania. Porozumienie dopuszcza także

etapowy wzrost mocy przyłączeniowej, co pozwala lepiej dopasować inwestycje sieciowe do rzeczywistego tempa rozwoju ruchu i wykorzystania stacji.

USPRAWNIENIE PRZYŁĄCZENIA I PROJEKTOWANIA

W obszarze procesu przyłączeniowego wskazano potrzebę rozwoju elektronicznych platform do składania wniosków, dołączania map lokalizacyjnych do warunków przyłączenia oraz wskazywania planowanego punktu przyłączenia. Strony przewidziały także możliwość uzgodnienia, że część prac projektowych wykona operator stacji ładowania, a następnie dokumentacja zostanie odkupiona przez OSD po potwierdzeniu jej kompletności i zgodności ze standardami operatora. Ustalono również zasady sprawnej komunikacji projektowej.

KOORDYNACJA REALIZACJI I ODBIORU

Porozumienie obejmuje również etap realizacji. Strony mają informować się o kluczowych punktach umowy o przyłączenie, m.in. o wyborze projektanta i wykonawcy, zakończeniu projektowania, zakończeniu robót oraz opóźnieniach przekraczających trzy miesiące. W umowie mają być wskazane osoby kontaktowe po obu stronach. Dzięki temu problemy mogą być rozwiązywane na bieżąco, zanim przełożą się na przesunięcie terminu uruchomienia stacji.

Na etapie odbioru OSD zobowiązały się dążyć do usprawnienia procedur, informować o terminie montażu licznika i załączenia napięcia oraz przekazywać inwestorowi informacje pozwalające precyzyjnie zaplanować kolejne czynności. Jest to ważne, ponieważ nawet zakończona budowa nie oznacza jeszcze gotowości stacji do świadczenia usług - konieczne jest zsynchronizowanie odbiorów technicznych, układu pomiarowego, umowy dystrybucyjnej i faktycznego dostępu do mocy.

WSPÓŁPRACA Z ZARZĄDCĄ DRÓG

Włączenie GDDKiA do porozumienia pozwoliło również objąć bariery związane z prowadzeniem infrastruktury w pasach drogowych. Uzgodniono możliwość lokalizacji podziemnych tras kablowych potrzebnych do zasilania stacji na drogach krajowych, autostradach i drogach ekspresowych, z zastrzeżeniem wymogów bezpieczeństwa, trwałości drogi, braku kolizji z istniejącą infrastrukturą oraz zgodności z planami inwestycyjnymi zarządcy.

Dokument porządkuje także kwestie decyzji administracyjnych i odpowiedzialności gwarancyjnej. Dzięki temu inwestycja elektroenergetyczna i inwestycja transportowa są

traktowane jako powiązane elementy jednego przedsięwzięcia. To praktyczny przykład integracji sektorowej: rozwój elektromobilności wymaga jednocześnie koordynacji sieci, infrastruktury drogowej, lokalizacji stacji i regulacji rynku.

ELEKTROMOBILNOŚĆ JAKO ELEMENT AKTYWNEGO SYSTEMU ENERGETYCZNEGO

Porozumienie dotyczące rozwoju infrastruktury ładowania należy traktować nie tylko jako narzędzie usprawnienia procesów przyłączeniowych. Jest ono również podstawą szerszego modelu współpracy, w którym rozwój elektromobilności zostaje powiązany z modernizacją sieci, planowaniem inwestycji transportowych, wykorzystaniem środków publicznych oraz przyszłym udziałem odbiorców aktywnych w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego.

Porozumienie dotyczące rozwoju infrastruktury ładowania ma znaczenie wykraczające poza usprawnienie przyłączeń. Łączy rozwój elektromobilności z modernizacją sieci, planowaniem inwestycji transportowych oraz wykorzystaniem środków publicznych.

WSPÓLNY MIANOWNIK DZIAŁAŃ PTPIREE

OZE, ciepłownictwo i elektromobilność różnią się technologiami oraz modelem biznesowym, ale działania PTPIREE w tych obszarach mają ten sam cel - przejście od reaktywnego rozpatrywania pojedynczych inwestycji do aktywnego koordynowania rozwoju infrastruktury. Można wskazać sześć zasad wspólnych dla wszystkich trzech sektorów:

- wcześniejsza wymiana danych o lokalizacji, mocy, profilu pracy i harmonogramie inwestycji;
- większa przejrzystość informacji o moż-

liwościach przyłączenia i planach rozwoju sieci;

- cyfryzacja wniosków, dokumentacji i komunikacji pomiędzy inwestorem a operatorem;
- elastyczne rozwiązania techniczne, takie jak etapowanie mocy, dynamiczne harmonogramy pracy lub współdzielenie infrastruktury;
- standaryzacja zasad projektowania, opomiarowania, testowania, odbioru i współpracy ruchowej;
- współpraca z regulatorem, administracją i zarządcami infrastruktury w celu usuwania barier, których OSD i inwestor nie mogą rozwiązać samodzielnie.

W tym ujęciu OSD nie przejmuje zadań inwestora ani nie zastępuje innych sektorów. Jego rolą jest zapewnienie, aby decyzje podejmowane przez wielu uczestników tworzyły spójny i bezpieczny układ. PTPIREE wspiera ten proces, przekładając doświadczenia operatorów na wspólne standardy, propozycje regulacyjne, kodeksy dobrych praktyk i porozumienia sektorowe.

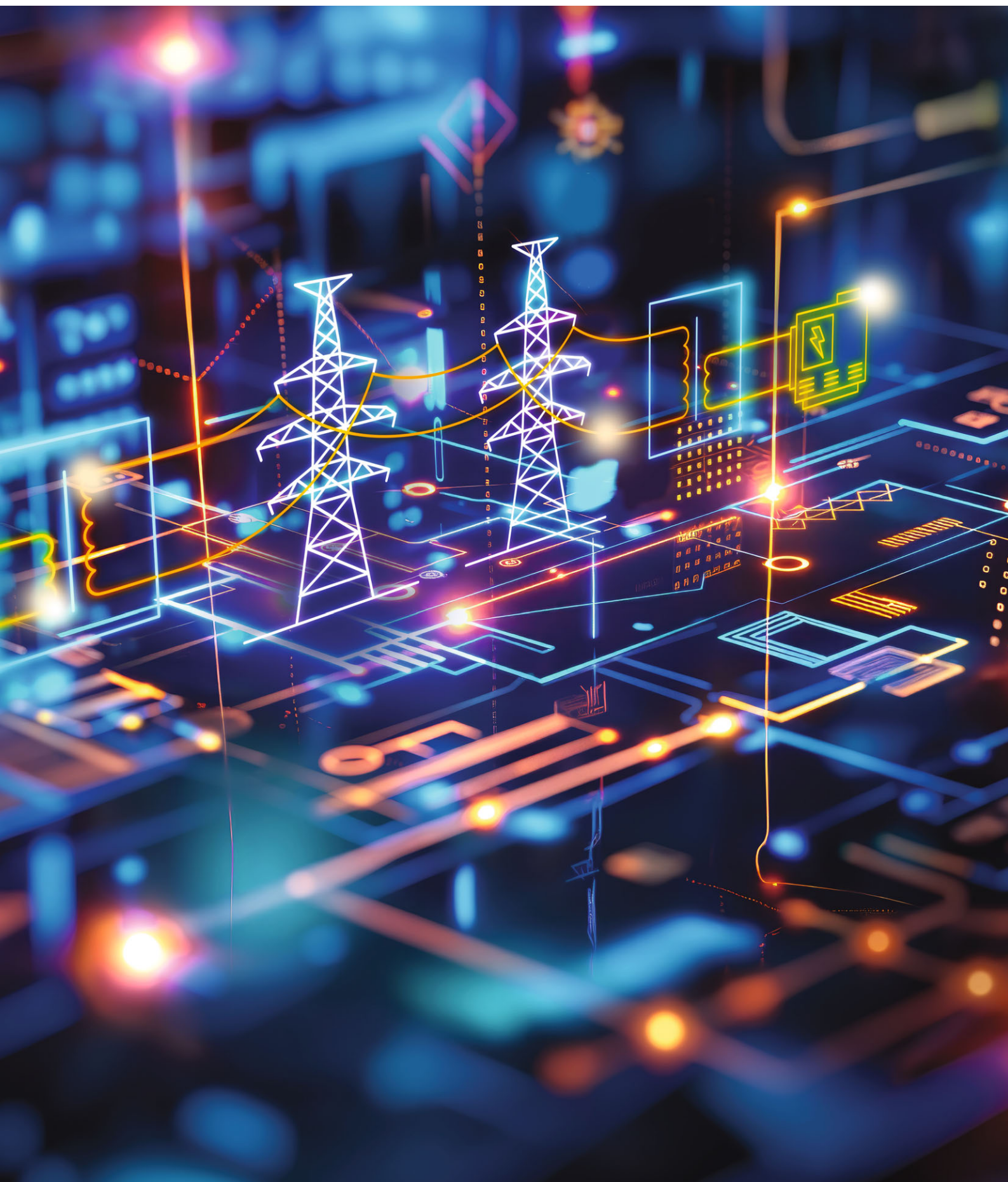
PODSUMOWANIE

Rok 2025 potwierdził, że sieć dystrybucyjna staje się punktem integracji transformacji energetycznej. Rozwój OZE i magazynów energii wymaga bardziej elastycznych oraz przejrzystych procesów przyłączeniowych. Elektryfikacja ciepłownictwa wymaga powiązania nowych odbiorów i źródeł z lokalnymi możliwościami sieci oraz wykorzystania magazynów ciepła jako zasobu elastyczności. Elektromobilność wymaga natomiast wspólnego planowania infrastruktury energetycznej i drogowej oraz koordynacji całego procesu inwestycyjnego.

Działania PTPIREE w każdym z tych obszarów miały praktyczny wymiar. Istotnym rezultatem jest jednak także zmiana sposobu postrzegania OSD. Operator nie jest jedynie końcowym ogniwem, do którego trafia gotowy projekt. Powinien uczestniczyć w procesie wcześniej - jako partner przekazujący informacje o sieci, koordynator warunków technicznych oraz podmiot współtworzący rozwiązania z innymi sektorami. Tak rozumiana rola integratora pozwala szybciej realizować inwestycje, lepiej wykorzystywać istniejącą infrastrukturę i utrzymywać bezpieczeństwo pracy systemu w warunkach rosnącej liczby źródeł, odbiorów i nowych usług energetycznych.

PREZENTACJA SPÓŁEK







ROK 2025 W ENEI OPERATOR BYŁ
INTENSYWNY I PEŁNY WYZWAŃ!
SPÓŁKA PRZEZNACZYŁA
2,81 MLD ZŁ NA INWESTYCJE.

ROK UPŁYNAŁ TAKŻE POD ZNAKIEM
POZYSKANIA MILIARDOWYCH DOFINANSOWAŃ,
INWESTYCJI W BEZPIECZNĄ
I NIEZAWODNĄ SIEĆ, WDRAŻANIA
INNOWACYJNYCH SYSTEMÓW I TECHNOLOGII,
DALSZEGO PRZYŁĄCZANIA OZE,
NOWYCH TARYF DLA KLIENTÓW ORAZ
WDRAŻANIA USŁUG ZWIĘKSZAJĄCYCH
ELASTYCZNOŚĆ SIECI.

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA
DZIEJE SIĘ TU I TERAZ - A ENEA OPERATOR
JEST W JEJ CENTRUM.



PO PIERWSZE: INWESTYCJE W BEZPIECZNĄ I NIEZAWODNĄ SIEĆ DYSTRYBUCYJNĄ

Spółka kontynuowała zrównoważony rozwój swojej infrastruktury na terenie działania, to jest w północno - zachodniej części kraju, przeznaczając w 2025 roku rekordową kwotę na inwestycje - ponad 2,81 mld zł.

Środki inwestycyjne w głównej mierze zostały przeznaczone na realizację celów strategicznych, takich jak: poprawa bezpieczeństwa energetycznego, realizacja obowiązku publiczno-prawnego przyłączenia do sieci, poprawa i utrzymanie wskaźników niezawodnościowych. W trakcie realizacji zadań, spółka podjęła szereg inwestycji związanych z dostosowaniem sieci do zmiany



Enea Operator, Infrastruktura spółki

struktury wytwarzania, czyli możliwości absorpcji energii ze źródeł odnawialnych, czy też budowy sieci inteligentnych.

Część inwestycji realizowana była przy wsparciu pozyskanego dofinansowania z funduszy UE. Do otrzymanych w ostatnich latach setek milionów złotych dotacji na rozwój sieci inteligentnej w ramach zakończonych i trwających programów wsparcia, w 2025 roku spółka zawarła kolejne umowy o dofinansowanie na łączną wartość ponad 1,3 mld zł dotacji. W tym m.in. na jeden z największych projektów inwestycyjnych w historii spółki, tj. o wartości ponad 1,5 mld zł nakładów i 1,1 mld zł dotacji w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO). Obejmuje on budowę i przebudowę sieci dystrybucyjnej w celu

zwiększenia potencjału przyłączania OZE na obszarach wiejskich. Oprócz KPO środki pozyskane w ramach innych źródeł pochodzą z Funduszu Modernizacyjnego i programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027.

Ponadto spółka pozyskała 10 mld zł dofinansowania w ramach instrumentu zwrotnego z Funduszu Wsparcia Energetyki, również stanowiącego komponent KPO. Przyznane środki pożyczki, z których spółka będzie korzystać również w kolejnych latach, przeznaczone są na realizację projektu obejmującego ogromny zakres inwestycji związanych z budową i modernizacją sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem technologii smart grid.

ZIELONA MOC

Enea Operator przeprowadziła szereg inwestycji związanych z przyłączaniem do sieci kolejnych megawatów mocy źródeł odnawialnych, realizacja których wpisuje się w politykę „zielonego zwrotu”. Na koniec 2025 roku, do sieci Enei Operator przyłączonych było ponad 8,5 GW mocy zainstalowanych dla źródeł odnawialnych, co stanowi już ponad 2,3-krotność maksymalnego zapotrzebowania odbiorców przyłączonych do sieci spółki. Ponadto spółka posiada wydane warunki przyłączenia dla 7,1 GW mocy zainstalowanych dla źródeł odnawialnych, częściowo już objęte zawartymi umowami o przyłączenie. Umożliwi to w najbliższych latach osiągnięcie przez spółkę wskaźnika udziału w transformacji energetycznej na poziomie czterokrotności relacji mocy zainstalowanej OZE do maksymalnego zapotrzebowania odbiorców.

W celu rozszerzenia perspektywy dalszego rozwoju infrastruktury Enei Operator, trwają prace z Prezesem URE nad Planem Rozwoju do 2031 roku.

SYSTEM ŁĄCZNOŚCI TETRA

Enea Operator realizuje projekt TETRA - tworzy nowoczesny, cyfrowy system łączności, który zapewni niezawodną komunikację brygadam terenowym i umożliwi bezpieczne, zdalne sterowanie urządzeniami w sieci średniego napięcia. W ramach strumienia budowlanego realizowane jest zadanie polegające na przygotowaniu infrastruktury telekomunikacyjnej, w tym modernizacji istniejących wież, budowie nowych wież telekomunikacyjnych oraz adaptacji obiektów obcych. W 2025 roku spółka podpisała umowę na kompleksowe wdrożenie systemu TETRA obejmujące m.in. węzły sterująco-komutacyjne (MSO), dostarczanie i uruchamianie stacji bazowych, dostawę i instalację terminali oraz testy i szkolenia.

INTELIGENTNE ROZWIĄZANIA

W 2025 roku Enea Operator umocniła swoją pozycję innowacyjnego lidera w sektorze energetycznym. Realizowane projekty nie tylko przyczyniają się do modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej, ale także promują

zrównoważony rozwój oraz wykorzystanie zaawansowanych technologii, takich jak sztuczna inteligencja, drony czy wirtualna rzeczywistość. Kontynuacja tych inicjatyw pozwoli na dalszą poprawę efektywności energetycznej i dostosowanie polskiej sieci dystrybucyjnej do wyzwań transformacji energetycznej.

Jednym z kluczowych projektów w 2025 roku jest ARN-Pro, realizowany za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki. Zakłada stworzenie cyber-fizycznego systemu wykorzystującego zmodyfikowane układy Automatycznej Regulacji Napięcia transformatorów WN/SN oraz innowacyjne algorytmy sterowania bazujące na uczeniu maszynowym dla zwiększenia absorpcji energii wprowadzanej do sieci nn przez prosumentów.

Innym innowacyjnym przedsięwzięciem w ramach programu Horyzont Europa jest BlueBird, który umożliwia wykorzystanie budynków niesieciowych oraz stacji elektroenergetycznych jako aktywów elastyczności energetycznej, wykorzystując algorytmy AI do predykcji zapotrzebowania energetycznego.

W 2025 roku również w ramach programu Horyzont Europa zakończono z powodzeniem projekt eNeuron, mający na celu rozwój lokalnych obszarów bilansowania energii i integrację rozproszonych źródeł energii. Jednym z efektów projektu było uruchomienie nowego magazynu energii, czy też pierwszego regulatora napięć sieci nn. Rezultaty projektu eNeuron mają zapewnić korzyści wszystkim potencjalnym podmiotom zainteresowanym wdrożeniem takich systemów, w szczególności operatorom sieci dystrybucyjnych w całej Europie.

Najważniejsze projekty finansowane ze środków własnych Enei Operator:

- Ocena zakresu i skuteczności wykorzystania w Enei Operator systemu DRIM klasy Inspection Management System (IMS) wykorzystującego technologię sztucznej inteligencji do kontroli, analizy i przetwarzania materiałów pozyskanych przy użyciu bezzałogowych statków powietrznych;
- Układ pomiarowy SN w oparciu o małej mocy pasywne przekładniki napięciowe (sensory);

- Badanie technicznych i logistycznych aspektów procesów wyposażenia elektro-monterów w odzież multiochronną;
- Wykorzystanie bezałogowych statków powietrznych (dronów) do wspomagania prac w całej spółce;
- Poprawa skuteczności komunikacji zdalnej z urządzeniami na sieci elektroenergetycznej.

INNOWACJE TWORZONE DLA I PRZEZ PRACOWNIKÓW

Pracownicy wykorzystują technologię VR i dedykowany system podczas szkoleń z wykorzystaniem kilkudziesięciu scenariuszy szkoleniowych w zakresie technologii prac pod napięciem i czynności łączeniowych, jednocześnie dalej rozwijając go o nowe elementy. Enea Operator wdrożyła autorski, kompleksowy system VR do realistycznych symulacji pracy elektryków, który został zaprezentowany Komisji Europejskiej w Brukseli na spotkaniu „Europejskie Partnerstwo na rzecz Światów Wirtualnych”. Spółka otrzymała nagrodę Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego w zakresie działalności wdrożeniowej w ramach Programu Badawczego „Szybka ścieżka dla dużych przedsiębiorstw i konsorcjów”.

Poza tym, spółka wdrożyła nowe narzędzie, wspierające podejmowanie decyzji inwestycyjnych – RankINN. To aplikacja wykorzystywana przez pracowników, pokazująca w których obszarach sieci dystrybucyjnej najbardziej uzasadnione są działania – czy to inwestycyjne czy regulacyjne – oraz gdzie przynoszą one największy efekt. Narzędzie integruje informacje z wielu systemów m.in. origAMI, SCADA, GIS i SKOK, a dane prezentowane są w intuicyjny i przejrzysty sposób.

Enea Operator w 2025 roku kontynuowała program mający na celu zgłaszanie kreatywnych rozwiązań przez pracowników. Do wdrożenia zostało skierowanych 5 pomysłów z obszaru: majątku sieciowego, zarządzania ruchem, czy usług operatorskich. Ich realizacja wpłynie na usprawnienie procesów w działalności operacyjnej spółki.

TROSKA O OTOCZENIE BRANŻOWE

NOWE TARYFY I PRODUKTY SŁUŻĄCE POPRAWIE ELASTYCZNOŚCI SIECI

Spółka do swojej oferty dołączyła trzy nowe taryfy dystrybucyjne: sezON, active i pewna. Każdy z produktów odpowiada na inne potrzeby - od gospodarstw domowych, przez sektor MŚP, po duże przedsiębiorstwa i samorządy. Każda z nich została zaprojektowana tak, by inspirować odbiorców do korzystania z energii świadomie, ekonomicznie i odpowiedzialnie – szczególnie w okresach, gdy system energetyczny pracuje z największym obciążeniem.

Spółka w 2025 roku wdrożyła dwa produkty służące poprawie elastyczności sieci.

- Interwencyjna Dostawa Mocy Czynnej (IDC) umożliwia odbiorcom końcowym z grup taryfowych A, B i C2 zwiększenie poboru mocy czynnej poza wartość mocy umownej bez dodatkowych opłat za jej przekroczenie.
- Wytwórcy, którzy przystąpią do Interwencyjnej Regulacji Mocy Biernej (IRB) zyskują wynagrodzenie za realizację poleceń regulacyjnych mocy biernej oraz brak naliczania opłat za przekroczenia tgφ lub mocy umownej, jeśli wynikły z realizacji polecenia operatora.

Dla spółki wdrożenie tych produktów przekłada się na niezawodne i bezpieczne funkcjonowanie systemu.

KONFERENCJA #2MORROW_ENERGINN

Spółka zorganizowała wraz z partnerem - Poznańskim Centrum Superkomputerowo-Sieciowym - kolejną edycję konferencji #EnergINN podczas NetZero Energy na Międzynarodowych Targach Poznańskich (MTP). Przewodnim tematem zeszłorocznej edycji konferencji były nowoczesne technologie, które dzisiaj powstają a „jutro” będą wykorzystywane w przedsiębiorstwach. Do współpracy spółka zaprosiła ekspertów z takich firm i instytucji jak Microsoft, Orange, Politechnika Poznańska, Poznański Instytut Technologiczny Łukasiewicz, Uniwersytet Zielonogórski czy Veolia.



Enea Operator, Sesja Komunikacyjno – Informacyjna dla Wytwórców OZE

WSPÓŁPRACA Z WYTWÓRCAMI OZE I WYKONAWCAMI

Enea Operator pozostaje w stałym, aktywnym dialogu z wytwórcami OZE. Spółka oprócz komunikacji za pośrednictwem portalu dedykowanego wytwórcom oraz mediów społecznościowych, zorganizowała szereg wydarzeń dedykowanych wytwórcom: od sesji on line, webinarów po bezpośrednie spotkanie, podczas którego omówione zostały najważniejsze zmiany i wyzwania dla sektora energetycznego. To kolejny krok w kierunku transparentnej komunikacji i wspierania świadomego rozwoju energetyki odnawialnej. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom, spółka wprowadziła narzędzie wspierające inwestorów OZE – interaktywną mapę nasycenia sieci „zieloną energią” oraz mapę dostępności sieci. Obecnie mapy są aktualizowane codziennie. Inicjatywa ma na celu ułatwienie podejmowania decyzji inwestycyjnych dotyczących lokalizacji odnawialnych źródeł energii.

W 2025 roku przedstawiciele spółki spotkali się również z wykonawcami kluczowych inwestycji oraz dostawcami podkreślając znaczenie otwartego dialogu.

DIALOG Z SAMORZĄDAMI I ADMINISTRACJĄ PAŃSTWOWĄ

Spółka niezmiennie stawia na relacje z Urzędami Wojewódzkimi i samorządami, w kontekście prowadzenia szerokich inwestycji, bezpieczeństwa energetycznego oraz rozwoju regionów.

W 2025 roku władze spółki spotkały się z lokalnymi samorządami podczas specjalnej konferencji poświęconej rozwojowi regionów, przy okazji otwarcia GPZ Borek Wlkp. Poza tym Enea Operator była współorganizatorem z WFOŚiGW w Poznaniu konferencji „Spółdzielnie energetyczne jako narzędzie transformacji energetycznej JST” tworzącej platformę do dialogu z samorządowcami.

STRAŻACY I ENERGETYCY ŁĄCZĄ SIŁY

Podczas dwudniowych warsztatów strażacy z Wielkopolskiej Wojewódzkiej Państwowej Straży Pożarnej mieli okazję poszerzyć swoją wiedzę na temat współpracy z energetykami w sytuacjach kryzysowych. W wydarzeniu wzięło udział blisko 150 uczestników, a jego

kluczowym momentem było podpisanie porozumienia między Komendą Wojewódzką PSP a Eneą Operator.

CEL: EDUKACJA

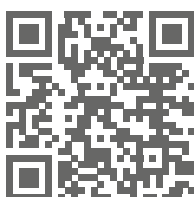
Spółka kontynuowała także swoje programy edukacyjne, mające na celu propagowanie idei bezpieczeństwa fizycznego oraz konsumenckiego zarówno wśród dzieci, jak i starszej młodzieży oraz seniorów, którzy są w obecnych czasach mocno narażeni na oszustwa czy kradzieże. W 2025 roku spółka przeszkoliła 3 000 uczestników z 45 placówek.

W dalszym ciągu spółka wspiera również proces kształcenia zawodowego uczniów poprzez m.in. organizację szkoleń, warsztatów oraz przekazywanie materiałów w technologii 360 stopni celem przyuczenia uczniów do zawodu, co w konsekwencji przyczyni się do zwiększenia kompetencji przyszłej kadry. Działania te wpisują się także w atrakcyjniejsze postrzeganie Enei Operator jako przyszłego pracodawcy.

Rok 2025 był rokiem bezpieczeństwa w Enei Operator. Przeprowadzono kampanię dot. szeroko pojętego bezpieczeństwa „Pod prąd zagrożeniom”, której celem było zwiększenie świadomości pracowników obszaru dystrybucji GK Enea o zagrożeniach CBRNE, cybernetycznych, terrorystycznych oraz bezpieczeństwa informacji, ich minimalizacji oraz prawidłowych sposobach postępowania w przypadku ich wystąpienia.



Enea Operator, Edukujemy seniorów



Chcesz wiedzieć więcej?
Wejdź na stronę internetową
Enei Operator albo znajdź nas
na LinkedIn.



Energa
operator

W 2025 ROKU ENERGA-OPERATOR
ZAINWESTOWAŁA W ROZWÓJ
INFRASTRUKTURY DYSTRYBUCYJNEJ
PONAD 3 MLD ZŁ.

WYBUDOWANYCH I ZMODERNIZOWANYCH
ZOSTAŁO O BLISKO 1 TYS. KM SIECI
WIĘCEJ NIŻ W ROKU 2024.

W SUMIE PRAWIE 4,6 TYS. KM LINII I PRZYŁĄCZY,
W TYM 295 KM LINII WYSOKIEGO NAPIĘCIA,
BLISKO 1,3 TYS. KM ŚREDNIEGO NAPIĘCIA ORAZ
PONAD 3 TYS. KM NISKIEGO NAPIĘCIA.

SPÓŁKA ZAKOŃCZYŁA TEŻ MODERNIZACJĘ
87 STACJI GPZ 110/15 KV.

INWESTYCJE TE POZWOLIŁY PRZYŁĄCZYĆ
DO SIECI NIEMAL 62 TYS. NOWYCH ODBIORCÓW.



W ubiegłym roku spółka przyłączyła również ponad 400 nowych OZE o łącznej mocy przekraczającej łącznie 768 MW, w tym 389 farm fotowoltaicznych, których zsumowana moc to przeszło 695 MW.

W 2025 roku do sieci Energa-Operator przyłączonych zostało także ponad 19 tys. mikroinstalacji, o łącznej mocy wynoszącej 185 MW.

Na koniec ubiegłego roku w sieci Energa-Operator znajdowało się łącznie blisko 10,6 GW mocy OZE wraz z mikroinstalacjami.



Energa-Operator, Poligon Szkoleniowy w Bąkowie

REKORD WYDANYCH WARUNKÓW DLA OZE I MAGAZYNÓW ENERGII

W 2025 roku Energa-Operator wydała warunki przyłączenia dla OZE o łącznej mocy prawie 2,5 GW. To największa wartość w historii spółki i wzrost o ponad 60 proc. w porównaniu z rokiem 2024. W 2025 roku Energa-Operator wydała także rekordową liczbę warunków przyłączenia dla ponad 300 większych magazynów energii (o mocy wyższej niż 50 kW), na łączną moc przekraczającą 3,3 GW. To wzrost o ponad 260 proc. w stosunku do roku 2024.

Skokowy wzrost liczby wydanych warunków przyłączenia OZE i magazynów energii w 2025 roku możliwy był dzięki przeprowadzonym, a także planowanym inwestycjom w modernizację i rozbudowę sieci 110 kV oraz sieci niższych napięć.

Pod koniec 2025 roku Energa-Operator znacząco ułatwiła przyłączanie magazynów energii, zmieniając procedury tak, że jeśli wnioskowana dla nich moc okaże się zbyt wysoka, inwestor automatycznie otrzyma informację o dostępnej mocy, dla której istnieje potencjał do wydania warunków przyłączenia.

Następnie inwestor może niezwłocznie skorzystać z dostępnej mocy i zawrzeć umowę przyłączeniową, bez konieczności składania nowego wniosku o wydanie warunków.

Do sieci spółki jest już przyłączonych ponad 21 tys. przydomowych magazynów energii (o mocy do 50 kW, pracujących w sieci niskiego napięcia) o łącznej mocy przekraczającej 113 MW. W samym 2025 roku przybyło ich ponad 12 tys.

PRZYŁĄCZENIA KOMERCYJNE

Energa-Operator w 2025 roku wdrożyła procedurę przyłączeń komercyjnych, wspierając tym samym transformację energetyczną. W drugiej połowie roku rozwiązanie to zostało rozszerzone również na sieć średniego napięcia. Obecnie łączna moc projektów OZE realizowanych i negocjowanych w tej formule przekracza 1,1 GW.

LIDER ZDALNEGO OPOMIAROWANIA

Energa-Operator konsekwentnie rozwija system zdalnego odczytu liczników. Na koniec 2025 roku posiadało je już ponad 3,2 mln odbiorców, stanowiących 95 proc. wszystkich klientów spółki. Tylko w 2025 roku wymienionych na zdalne zostało ponad 300 tys. układów pomiarowych. Do końca 2026 roku spółka planuje objąć zdalnym pomiarem 100 proc. użytkowników swojej sieci.

FDIR

W 2025 roku Energa-Operator rozpoczęła produkcyjne wykorzystanie modułu FDIR, także w trybie automatycznym, na terenie całego gdańskiego oddziału.

Nowy moduł FDIR (ang. Fault Detection, Isolation, and Restoration) zintegrowany z systemem dyspozytorskim SCADA/ADMS, pozwala na automatyczną lokalizację zwarcia i rekonfigurację sieci średniego napięcia. Rozwiązanie umożliwia przywrócenie zasilania odbiorcom na nieuszkodzonych fragmentach sieci elektroenergetycznej w czasie krótszym niż 3 minuty, bez udziału brygad pogotowia energetycznego.



Energa-Operator, Realizacja prac pod napięciem

Brygady są kierowane bezpośrednio na wyizolowany, uszkodzony odcinek. Dzięki temu nie tracą czasu na przemieszczanie się od rozłącznika do rozłącznika w terenie i załączanie kolejnych fragmentów linii w poszukiwaniu tego uszkodzonego. To często skraca czas awarii i zmniejsza jej zasięg. Wszyscy odbiorcy, których można zasilić za pomocą pozostałych sprawnych odcinków sieci, błyskawicznie odzyskują dostawy energii. Rozwiązanie to wprowadzane jest obecnie w kolejnych oddziałach Energa-Operator.

INNOWACJE

Dynamiczny, wręcz rekordowy w skali kraju rozwój OZE na terenie działania Energa-Operator, a także elektromobilności i generacji rozproszonej stawia przed spółką szczególne wymagania w zakresie elastyczności sieci. Szczególnego znaczenia



nabierają nie tylko inwestycje w modernizację infrastruktury, ale także rozwiązania, które angażują i aktywizują uczestników rynku energii.

W 2025 roku Energa-Operator konsekwentnie rozwijała innowacyjne rozwiązania technologiczne i organizacyjne, których celem było zwiększenie elastyczności sieci dystrybucyjnej, przygotowanie jej na dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii, elektromobilności oraz generacji rozproszonej, a także aktywne włączenie odbiorców w funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

ELASTYCZNOŚĆ W INTELIGENTNEJ SIECI

Istotnym obszarem działań były innowacje sieciowe z zakresu smart grid, w tym pilotażowe wdrożenia urządzeń regulacyjnych w sieciach nn i SN, umożliwia-

jące ciągłą regulację napięcia i poprawę jakości energii dostarczanej do odbiorców. Projekty te stanowią odpowiedź na rosnące wymagania w zakresie stabilności pracy sieci przy wysokim udziale źródeł OZE i przygotowują infrastrukturę do dalszej automatyzacji oraz inteligentnego sterowania.

ENERGIA ZARZĄDZANIA NA POZIOMIE SPOŁECZNOŚCI

Równolegle spółka realizowała inicjatywy wspierające rozwój wspólnot energetycznych. W 2025 roku zakończono międzynarodowy projekt SERENE, realizowany w ramach dofinansowanego Programu Horizon 2020, którego celem była weryfikacja możliwości funkcjonowania nowych lokalnych wspólnot energetycznych, zapewniających maksymalne efektywne wykorzystanie energii elektrycznej i ciepłej w miejscu jej powstawania. W ramach projektu opracowano modele zarządzania i wymiany danych, które umożliwiły zaangażowanie odbiorców w aktywne zarządzanie energią i przygotowanie wytycznych do utworzenia wspólnoty energetycznej. Działania te wspierają lokalną samowystarczalność energetyczną i zmniejszą koszty zakupu energii z zewnątrz. W ramach projektu przygotowano model integracji oraz przeprowadzono testy różnych źródeł OZE, w tym paneli PV, magazynów energii, pomp ciepła, dwukierunkowych stacji ładowania pojazdów elektrycznych z infrastrukturą Energa-Operator. To projekt badawczo-rozwojowy, który pokazał możliwości ograniczenia szczytowego obciążenia sieci i kosztów rozbudowy infrastruktury.

DIGITALIZACJA I ROZWÓJ TECHNOLOGII CYFROWYCH

Kluczowym kierunkiem innowacji była również digitalizacja i wykorzystanie zaawansowanej analityki danych. W 2025 roku rozpoczęto prace nad Mapą Drogową wdrożenia koncepcji Digital Twin, która do 2030 roku ma umożliwić stworzenie cyfrowego modelu sieci dystrybucyjnej. Cyfrowy bliźniak oparty na danych pomiarowych, big data i algorytmach sztucznej inteligencji, będzie wspierał prognozowanie pracy sieci, planowanie inwestycji, zarządzanie majątkiem

oraz obsługę klientów, znacząco skracając procesy decyzyjne i zwiększając efektywność operacyjną.

Przygotowywany przez Energa-Operator cyfrowy bliźniak sieci będzie wirtualną reprezentacją infrastruktury dystrybucyjnej, która już teraz obejmuje blisko 200 tys. km linii elektroenergetycznych, ponad 60 tys. stacji transformatorowych, a także przeszło 3 mln liczników zdalnych. Odzwzorowane zostaną właściwości, stan i zachowanie poszczególnych rzeczywistych obiektów, z uwzględnieniem ich otoczenia i wzajemnego oddziaływania, z dokładnością sięgającą od dużych stacji i linii wysokiego napięcia, aż po pojedyncze przyłącza i liczniki.

Uzupełnieniem działań technologicznych były innowacje w obszarze rozwoju kompetencji pracowników. Rozpoczęto prace nad koncepcją systemu szkoleń z wykorzystaniem technologii VR, ukierunkowanego na podnoszenie kwalifikacji służb technicznych i zwiększenie bezpieczeństwa pracy poprzez realistyczne, symulacyjne środowisko szkoleniowe.

Realizowane w 2025 roku inicjatywy innowacyjne wpisują się w długofalową strategię transformacji energetycznej i cyfrowej, wzmacniając rolę Energa-Operator jako aktywnego uczestnika zmian systemowych. Rozbudowa inteligentnych sieci jest bardzo istotna dla polskiej gospodarki zakładającej szybką dekarbonizację przemysłu. Smart grid pozwala na zwiększenie liczby i mocy przyłączonych OZE oraz zmniejszenie liczby przypadków wyłączeń źródeł fotowoltaicznych czy wiatrowych w momencie nadprodukcji. Ambicją spółki jest rozwój zaawansowanych narzędzi analitycznych, big data i sztucznej inteligencji, by lepiej zarządzać siecią, podejmować trafniejsze decyzje inwestycyjne, automatyzować procesy i optymalizować koszty, a także wspierać potrzeby klientów, m.in. w zakresie przyłączy do sieci elektroenergetycznej.

WSPÓŁPRACA Z SAMORZĄDAMI I BRANŻĄ

Spółka zaprosiła wszystkie samorządy z terenu swojego działania do współpracy i współdziałania, organizując cykl konferencji „Zasilamy rozwój – sieć, która napędza społeczność”. Konferencje odbyły się na

obszarze działania wszystkich Oddziałów: w Olsztynie, Koszalinie, Kaliszu, Płocku oraz Toruniu i stały się impulsem do konkretnych działań. Jednym z nich są powstające w gminach spółdzielnie i klastry energetyczne. Kolejnym – wspólne działania w celu przyciągnięcia do regionów dużych inwestycji, które skonsumują produkowaną na miejscu energię. Energa-Operator poprzez swój największy w historii program inwestycyjny w rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznych aktywnie wspiera rozwój energetyki obywatelskiej.

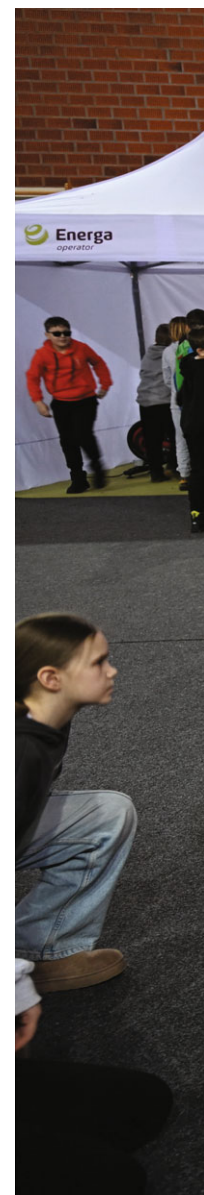
Spółka zorganizowała również konferencję dla przedstawicieli branży ciepłowniczej pn. „Ciepłownictwo i energetyka w jednym systemie – integracja, transformacja, przyszłość” pod patronatem honorowym Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Integracja elektroenergetyki i ciepłownictwa to ogromna szansa na lepsze wykorzystanie energii z OZE, która w czasie jej nadprodukcji będzie mogła np. zostać zmagazynowana w formie energii cieplnej. Praca źródeł kogeneracyjnych może z kolei przyczynić się do stabilizacji systemu elektroenergetycznego i dekarbonizacji branży ciepłowniczej.

Blisko 900 przedstawicieli firm wykonawczych i projektowych uczestniczyło w spotkaniach organizowanych na terenie każdego oddziału spółki zainteresowanych realizacją jej rekordowego planu inwestycyjnego. Ich celem była dyskusja o wzajemnych oczekiwaniach oraz rozwiązaniach ułatwiających współpracę.

DZIAŁANIA EDUKACYJNE NA RÓŻNYM POZIOMIE KSZTAŁCENIA

Spółka kontynuowała program edukacyjny Bezpieczna Kraina Energa-Operator. Działania są dedykowane uczniom klas I-III szkół podstawowych z obszaru działania spółki. Ich celem jest przekazywanie najmłodszym zasad bezpiecznego korzystania z urządzeń elektrycznych oraz odpowiedzialnego zachowania w pobliżu infrastruktury elektroenergetycznej. Program realizowano poprzez: internetową platformę edukacyjną, eventy edukacyjne mobilnego miasteczka Bezpieczna Kraina Energa-Operator, gdzie w role edukatorów wcielali się pracownicy Biura Komunikacji i Promocji spółki oraz





Energa-Operator, Bezpieczna Kraina Energa-Operator

wizyty edukatorów Bezpiecznej Krainy w szkołach w odpowiedzi na zaproszenia ze szkół kierowane przez formularz zgłoszeniowy. Łącznie w 2025 roku w eventach i spotkaniach wzięło udział 3 752 dzieci.

Dodatkowo dzieci zaproszono do udziału w konkursie pn. „Bezpieczeństwo ukryte w słowach”. Zadaniem uczestników było stworzenie krótkiej rymowanki na podstawie jednego z obrazków przedstawiających nieprawidłowe korzystanie z energii elektrycznej lub znak ostrzegawczy.

ENERGIA DO NAUKI. NAUKA DLA ENERGII

Ruszyła nowa edycja programu edukacyjnego „Energia do nauki. Nauka dla energii”. Uczniowie z 23 szkół technicznych biorą udział w zajęciach oraz wizytach studyjnych w Energa-Operator, poznając tajniki pracy w nowoczesnej energetyce. W roku szkolnym 2025/2026 spółka prowadzi interaktywne zajęcia i warsztaty w 23 placówkach ponadpodstawowych w 20 miastach na obszarze swojego działania. Współpraca ze szkołami średnimi o profilu technicznym obejmuje

warsztaty, lekcje, praktyki oraz wizyty studyjne uczniów w Energa-Operator. Tematem zajęć są m.in. technologie w nowoczesnej energetyce i transformacja energetyczna.

Program to odpowiedź na współczesne wyzwania edukacji i rynku pracy; łączy naukę z praktyką i wspiera rozwój kompetencji technicznych i społecznych, a jednocześnie buduje świadomość zmian zachodzących w sektorze energetycznym – od cyfryzacji po zieloną transformację.

ALIANŚ Z UCZELNIAMI

Szczególnym wydarzeniem wspierającym współpracę edukacyjną było podpisanie umowy aliansu Energa-Operator z 10 uczelniami wyższymi. Ideą jest stworzenie aliansu uczelni na rzecz kształcenia studentów w zakresie technicznych kompetencji przyszłości w Energa-Operator w obszarach zarządzania majątkiem sieciowym, transformacji energetycznej, analizy danych, rozwoju systemów informatycznych i teleinformatycznych, w tym cyberbezpieczeństwa.

POLIGON SZKOLENIOWY ENERGA-OPERATOR MA JUŻ 40 LAT

W 2025 roku spółka obchodziła jubileusz Poligonu Szkoleniowego w Bąkowie, który od lat pełni kluczową rolę w przygotowaniu kadr energetycznych. Każdego roku szkolą się tam tysiące specjalistów z Energa-Operator oraz innych firm z branży, a w ciągu ostatnich trzech lat przeszkolono łącznie blisko 8 tys. osób. W ćwiczeniach uczestniczą również strażacy, którzy doskonalą umiejętności związane z prowadzeniem akcji gaśniczych na obiektach energetycznych i urządzeniach pracujących pod napięciem. Na poligonie powstały przełomowe technologie prac pod napięciem (PPN), wykorzystywane dziś w innych koncernach energetycznych w Polsce, co podkreśla jego pionierską rolę w branży.

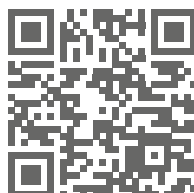


W tym miejscu spółka zorganizowała także finał zawodów edukacyjno-sprawnościowych dla elektromonterów pn. „Pojedynek o tytuł mistrzów sieci”, poprzedzony eliminacjami we wszystkich oddziałach. Celem rywalizacji było



Energia-Operator, Prace pod napięciem z wykorzystaniem tymczasowego słupa kompozytowego (TSK)

zaprezentowanie umiejętności elektromonterskich, podniesienie standardów BHP, wymiana doświadczeń oraz promocja zawodu energetyka.



Chcesz wiedzieć więcej?
Wejdź na stronę internetową
Energia-Operator albo znajdź nas
na LinkedIn.



PGE Dystrybucja

W 2025 ROKU PGE DYSTRYBUCJA ZREALIZOWAŁA SZEREG INWESTYCJI UKIERUNKOWANYCH NA MODERNIZACJĘ INFRASTRUKTURY ELEKTROENERGETYCZNEJ, ZWIĘKSZENIE EFEKTYWNOŚCI PRACY SIECI ORAZ INTEGRACJĘ ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII.

SPÓŁKA POZYSKIWAŁA KOLEJNE ŚRODKI Z ZEWNĘTRZNYCH FUNDUSZY KRAJOWYCH I UNIJNYCH NA ROZBUDOWĘ INFRASTRUKTURY DYSTRYBUCYJNEJ, BUDOWĘ LINII KABLOWYCH CZY ROZWÓJ CYFRYZACJI SIECI.

DZIAŁANIA TE POPRAWIAJĄ STABILNOŚĆ I BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, A POPRZEC ZWIĘKSZENIE MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZANIA NOWYCH OZE, WPISUJĄ SIĘ TEŻ W PROCES TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ POLSKI.



INFRASTRUKTURA

Stabilne i bezpieczne dostawy energii elektrycznej o wysokiej jakości to systematyczna rozbudowa i modernizacja sieci na wszystkich poziomach napięć. Spółka rozwija też nowoczesny model dystrybucji, w którym energia nie płynie już tylko z elektrowni do odbiorcy, lecz także powstaje w licznych źródłach rozproszonych — przede wszystkim w instalacjach prosumenckich. Program PK30, czyli zamiany linii napowietrznych na kablowe, pozwala eliminować uszkodzenia powodowane przez czynniki zewnętrzne – głównie anomalie



PGE Dystrybucja, GPZ Wyszków w Oddziale Warszawa

pogodowe tj. silny wiatr, opady mokrego śniegu czy okiść. W ramach PK30 w 2025 roku na obszarze działania PGE Dystrybucja zamieniono na kablowe blisko 990 km linii średniego napięcia, a od 2019 roku wykonano łącznie 5 870 km linii kablowych.

Konsekwentnie prowadzone są działania zmierzające do cyfryzacji systemu energetycznego. Podpisano umowę z BGK na realizację zadań w projekcie „Techniczne Zarządzanie Majątkiem Dystrybucyjnym” – Program TZMD

w ramach transformacji technologicznej i organizacyjnej całej spółki. Centralna Dyspozycja Mocy dedykowana do zarządzania liniami 110 kV należącymi do PGE Dystrybucja to projekt zwiększający bezpieczeństwo i ciągłość funkcjonowania systemu energetycznego, przy jednoczesnej cyfryzacji procesów oraz stworzenia warunków klientom, prosumentom oraz instytucjom i przedsiębiorstwom do cyfrowego udziału w rynku energii.

W 2025 roku PGE Dystrybucja zrealizowała inwestycje obejmujące:



budowę 996,2 km
linii SN i nN



budowę oraz modernizację
88,3 km linii WN -110 kV



budowę oraz modernizację
1339 stacji SN/nN



budowę oraz modernizację
11 stacji WN/SN



modernizację 2543,9 km
linii SN i nN



PGE Dystrybucja, Inwestycje spółki w 2025 roku

Elementem niezbędnym do budowania nowoczesnej energetyki jest niezawodna i bezpieczna sieć łączności. Projekt „LTE450” zapewni standaryzację procesów w obszarze łączności operacyjnej i technicznej poprzez wdrożenie spójnego i bezpiecznego systemu komunikacji bezprzewodowej. Nowy system zapewni komunikację z układami pomiarowymi wszystkich stacji elektroenergetycznych SN/nn, zabezpieczy komunikację dla potrzeb sprawnego i bezpiecznego przepływu danych z liczników, m.in. zdalne pozyskiwanie danych pomiarowych oraz zapewni komunikację głosową dla służb dyspozytorskich, co jest kluczowe dla prowadzenia ruchu urządzeń i bezpieczeństwa pracowników w terenie, szczególnie w czasie sytuacji kryzysowych.

ROZWÓJ I INNOWACJE

Nowoczesne sieci wymagają nowoczesnych rozwiązań. By móc sprostać wyzwaniom przyszłości, spółka opracowała Program GridUp!, którego celem jest stworzenie przestrzeni do prezentacji i wdrażania nowatorskich rozwiązań technologicznych,

które mogą znaleźć zastosowanie w działalności PGE Dystrybucja oraz przyczynić się do rozwoju nowoczesnej i bezpiecznej energetyki. Odbłyły się już trzy edycje Programu, do których łącznie swoje innowacyjne projekty złożyło blisko 100 startupów.

W 2025 roku spółka realizowała następujące projekty pn.:

- Inteligentny układ stabilizacji pracy zasilania tymczasowego w sieci o zagęszczonym występowaniu prosumentów.
- Badanie możliwości zastosowania i wdrożenia innowacyjnego rozwiązania pn. „Czyszczenie urządzeń elektroenergetycznych na stacjach WN/SN w technologii PPN”.
- Wykorzystanie sztucznej inteligencji do wyszukiwania nieprawidłowości w układach pomiarowych i rozliczeniach energii elektrycznej.
- Koordynacja prac odnawialnych źródeł energii w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia CORES.



PGE Dystrybucja, Rozdzielnia SN GPZ Końskie Stary Młyn w Oddziale Skarżysko-Kamienna

SKUTECZNE POZYSKIWANIE ŚRODKÓW ZEWNĘTRZNYCH

Spółka konsekwentnie realizuje działania wspierające transformację energetyczną, a inteligentna sieć staje się podstawą dalszego rozwoju energetyki rozproszonej i bezpiecznego przyłączania nowych źródeł wytwórczych. Ważną rolę w realizacji wielu zadań w 2025 roku odgrywały środki pochodzące z funduszy Unii Europejskiej (perspektywa 2021-2027) oraz Funduszu Modernizacyjnego czy Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności. Tylko w ubiegłym roku podpisano cztery umowy o dofinansowanie na łączną kwotę dotacji wynoszącą ponad 308 mln zł. W zakresie rozliczania już zawartych umów spółka odnotowała wpływy w wysokości prawie 350 mln zł dotacji, natomiast w ramach środków z Funduszu Wsparcia Energetyki – ponad 4 mld zł pożyczki preferencyjnej. W ramach Funduszy Europejskich dla Polski Wschodniej spółka podpisała już osiem umów o dofinansowanie o wartości dotacji wynoszącej prawie 570 mln zł, z kolei w ramach Funduszy Europejskich

na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko – pięć umów o wartości dofinansowania na poziomie ponad 337 mln zł. W 2025 roku miała również miejsce intensyfikacja programu LZO. Te działania spółka współfinansuje ze środków Funduszu Modernizacyjnego. W ramach trzech zawartych umów zakontraktowano ponad 265 mln zł dofinansowania na zakup i montaż inteligentnych liczników ee. Efekty tych inwestycji są i będą odczuwalne na wielu poziomach. Mieszkańcy zyskują większą pewność i stabilność dostaw energii, przedsiębiorcy – lepsze warunki do rozwoju, a samorządy – infrastrukturę sprzyjającą przyciąganiu nowych inwestycji.

Szczegółowe informacje o realizowanych projektach dofinansowanych oraz ich efektach publikowane są na stronie internetowej spółki oraz w jej oficjalnych kanałach komunikacji w mediach społecznościowych.



RELACJE Z OTOCZENIEM

Relacje z otoczeniem oraz działania na rzecz lokalnych społeczności od lat stanowią ważny aspekt komunikacji i realizacji zadań spółki. Działalność operacyjna ma ogromne znaczenie dla gospodarki oraz życia społecznego, prowadzony jest więc aktywny dialog z interesariuszami, a także realizowane są różnorodne działania na rzecz lokalnych społeczności. PGE Dystrybucja rozwija współpracę z samorządami, instytucjami publicznymi, szkołami, służbami, organizacjami społecznymi oraz partnerami biznesowymi.

Fora samorządowe - inicjatywa spotkań z lokalnymi społecznościami stanowiąca platformę dla dialogu pomiędzy energetykami a władzami jednostek samorządu terytorialnego (JST), w tym w zakresie planowania i realizacji inwestycji elektroenergetycznych. W minionym roku odbyło się łącznie 7 spotkań we wszystkich oddziałach spółki, w których uczestniczyło łącznie ponad 700 przedstawicieli JST.

Lokalny dialog ze służbami - spółka od lat pozostaje we współpracy ze służbami publicznymi - Strażą Pożarną, Wojskiem Obrony Terytorialnej, Policją, Wojewódzkimi Centrami Zarządzania Kryzysowego. Zawarte porozumienia obejmują wzajemne wsparcie, wymianę doświadczeń i opinii oraz wspólne ćwiczenia z zakresu m.in. ochrony infrastruktury energetycznej, szkolenia survivalowe oraz ćwiczenia reagowania.

Targi Energetyczne „Energetics” - ze specjalną strefą dla wykonawców dla bezpośrednich spotkań przedstawicieli spółki z potencjalnymi kontrahentami, przedstawicielami podmiotów oferujących usługi oraz produkty w sektorze energetycznym, zainteresowanych współpracą oraz pozyskaniem wiedzy. Dodatkowo funkcjonuje „Energetyczna strefa aktywności” przeznaczona dla uczniów szkół branżowych, aby mogli zapoznać się z tajnikami pracy energetyka.

Kampanie informacyjne i edukacyjne

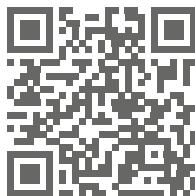
- służące poprawie bezpieczeństwa osób w pobliżu infrastruktury elektroenergetycznej. Dla pracowników polowych i rolników dedykowana jest akcja informacyjna „Zachowaj ostrożność w pobliżu linii elektroenergetycznych” oraz dla wypoczywających i żeglarzy na szlakach Wielkich Jezior Mazurskich, czy Kanału Augustowskiego - kampania „Żegluj Bezpiecznie z PGE Dystrybucja”. Od lat realizowane są działania edukacyjne wśród dzieci i młodzieży w zakresie bezpiecznego używania urządzeń elektrycznych i efektywności energetycznej. W 2025 roku pracownicy spółki oraz Biura ds. Dystrybucji przeprowadzili spotkania na temat bezpieczeństwa podczas użytkowania urządzeń elektrycznych oraz poprawnych zachowań w pobliżu obiektów elektroenergetycznych dla ponad tysiąca dzieci.

Działalność ekologiczna i ochrona środowiska

- działania służące ochronie bociana białego (montowanie platform gniazdowych - 1 158 szt., odciążanie gniazd - 936 szt., udział w obrączkowaniu ptaków, montaż specjalnych odstraszczy na słupach, stacjach, transformatorach - 97 szt.) oraz akcje sadzenia młodych drzew dzięki współpracy z nadleśnictwami (tylko w 2025 roku posadzono ponad 35 tys. drzew podczas 13 spotkań, a w akcję zaangażowanych było ok. 700 osób).

Akcje krwiodawstwa

- cykliczne i regularne akcje służące mobilizacji krwiodawców. W 2025 roku 100 pracowników spółki wsparło lokalne zbiórki oddając łącznie potrzebującym ponad 40 litrów krwi oraz około 10 litrów osocza.



Chcesz wiedzieć więcej?
Wejdź na stronę internetową
PGE Dystrybucja
albo znajdź nas na LinkedIn.



PGE Dystrybucja. Zimowe prace energetyków (RE Puławy)



Energetyka Kolejowa Operator

2 STYCZNIA 2026 ROKU
PGE ENERGETYKA KOLEJOWA S.A.
ZAKOŃCZYŁA PROCES WYDZIELENIA
DZIAŁALNOŚCI DYSTRYBUCYJNEJ
(UNBUNDLINGU),
W WYNIKU KTÓREGO FUNKCJĘ NIEZALEŻNEGO
OPERATORA SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO
PRZEJĘŁA SPÓŁKA
PGE ENERGETYKA KOLEJOWA OPERATOR SP. Z O.O.

ZMIANA TA DOSTOSOWAŁA SEGMENT
ENERGETYKI KOLEJOWEJ
DO WYMOGÓW REGULACYJNYCH
ORAZ WZMOCNIŁA STABILNOŚĆ
I POTENCJAŁ DALSZEGO ROZWOJU.

W 2025 roku zadania operatora systemu dystrybucyjnego pełniła PGE Energetyka Kolejowa S.A., realizując kluczowe obowiązki związane z zapewnieniem niezawodnego zasilania infrastruktury kolejowej, utrzymaniem ogólnopolskiej sieci elektroenergetycznej oraz prowadzeniem inwestycji przyłączeniowych, rozwojowych i modernizacyjnych stanowiących fundament rozwoju nowoczesnego transportu kolejowego w Polsce.

PGE Energetyka Kolejowa zarządzała siecią obejmującą ponad 18 tys. km linii elektroenergetycznych wysokiego, średniego i niskie-





PGE Energetyka Kolejowa Operator, Rozdzielnia 110 kV w podstacji trakcyjnej systemu 3 kV prądu stałego

go napięcia oraz prawie 900 podstacjami trakcyjnymi i kabinami sekcijnymi. Utrzymywała także ponad 6 tys. stacji transformatorowych SN/nn, działając na obszarze całego kraju. W 2025 roku wolumen dystrybucji osiągnął 4,4 TWh energii elektrycznej, co stanowiło około 3 proc. dostaw energii w Polsce.

INWESTYCJE I ROZWÓJ INFRASTRUKTURY ZASILANIA

W 2025 roku PGE Energetyka Kolejowa kontynuowała realizację kolejnej edycji programu

Modernizacji Układów Zasilania (MUZa), flagowego przedsięwzięcia inwestycyjnego w obszarze energetyki kolejowej. W lutym 2025 roku zostało podpisane porozumienie pomiędzy PGE Energetyka Kolejowa a PKP Polskie Linie Kolejowe, precyzujące zasady współpracy przy budowie, modernizacji i certyfikacji układów zasilania sieci trakcyjnej. Dzięki temu spółka ma kompleksową odpowiedzialność za system zasilania trakcji elektrycznej w standardzie 3 kV DC, co umożliwia bardziej efektywne planowanie inwestycji oraz zwiększanie przepustowości linii.



PGE Energetyka Kolejowa Operator, Lokalne stanowisko sterowania podstacją trakcyjną znajdujące się w jej wnętrzu

Do końca 2025 roku zmodernizowano lub wybudowano już 273 obiekty zasilania, kontynuowano automatyzację sieci dystrybucyjnej, znacząco podnosząc niezawodność zasilania, bezpieczeństwo i możliwości obsługi intensywnego ruchu kolejowego. Umożliwiło to poruszanie się elektrycznych pojazdów trakcyjnych z prędkością do 200 km/h oraz dalszą elektryfikację linii kolejowych.

Wszystko to zgodnie z wymaganiami określonymi w Technicznych Specyfikacjach Interoperacyjności (TSI). Do 2029 roku planowana jest budowa lub modernizacja blisko 90 podstacji trakcyjnych i kabin sekcyjnych, a w kolejnych pięciu latach – potencjalna realizacja dalszych około 190 obiektów.



W perspektywie rozwoju szybkiej kolei istotnym wydarzeniem było także podpisane w grudniu 2025 roku porozumienie pomiędzy PGE Energetyka Kolejowa a Centralnym Portem Komunikacyjnym w ramach programu Port Polska. Dokument ten określa zasady przyłączania nowych obiektów zasilających dla linii kolejowych, na poziomie napięcia 3 kV DC. Uzgodnienia dotyczą również inter-

operacyjności podsystemu Energia oraz rozwiązań wspierających stabilność systemu zasilania. Dodatkowo porozumienie reguluje współpracę przy budowie lub modernizacji blisko 60 podstacji trakcyjnych oraz kabin sekcyjnych.

W ramach rozwoju infrastruktury dystrybucyjnej spółka kontynuuje budowę obiektów 110 kV/SN, w tym stacji GPZ i RPZ. Inwestycje te znacząco poprawią stabilność i bezpieczeństwo zasilania infrastruktury kolejowej i zwiększą możliwości przyłączania nowych odbiorców i wytwórców energii elektrycznej. Ważnym elementem programu rozwojowego jest również skablowanie kilkuset kilometrów linii napowietrznych, ujęte w projekcie Planu Rozwoju na lata 2026–2031 uzgadnianym z Prezesem URE. Dzięki temu sieci energetyczne zasilające sieć trakcyjną będą bardziej odporne na niekorzystne warunki atmosferyczne, a zakres niezbędnych wycinek drzewostanu zostanie istotnie ograniczony.

Spółka prowadzi działania związane z pozyskaniem zgody Prezesa URE na realizację projektu obejmującego 45 magazynów energii planowanych do zabudowy przy podstacjach trakcyjnych. Ich celem jest poprawa jakości i stabilności dostarczanej energii dla odbiorców oraz elektrycznych pojazdów trakcyjnych. Jednocześnie kontynuowano eksploatację magazynu energii w Podstacji Trakcyjnej Garbce, co pozwala na gromadzenie doświadczeń i dalsze doskonalenie modeli pracy tego typu obiektów.

Przyszłość dystrybucji energii w sektorze kolejowym jest ściśle związana z cyfryzacją oraz budową sieci w standardzie Smart Grid.

Na działania ujęte w ramach Projektu „Dystrybucja kolejowa 4.0 – wzmocnienie bezpieczeństwa, poprawa jakości energii oraz zwiększenie możliwości przyłączania OZE” spółka otrzymała pożyczkę o wartości ponad 2,8 mld zł ze środków KPO w ramach inwestycji G3.1.4 „Wsparcie krajowego systemu energetycznego (Fundusz Wsparcia Energetyki)”.

Spółka rozpoczęła realizację projektu pilotażowego, którego celem jest wypracowanie standardów wdrożeniowych dla w pełni cyfrowych obiektów zasilania trakcyjnego opartych na normie IEC 61850. Równolegle prowadzone są kolejne działania w obszarze



PGE Energetyka Kolejowa Operator, Pole liniowe w rozdzielni 110 kV w podstacji trakcyjnej systemu 3 kV prądu stałego

cyfryzacji, w tym budowa zaawansowanego centrum przetwarzania danych z sieci OT, zwiększanie przepustowości kanałów transmisji danych zarówno przewodowych, jak i bezprzewodowych, a także pozyskiwanie danych z sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem dronów i satelitów.

NOWY ROZDZIAŁ OD 2026 ROKU

Od 2026 roku funkcję operatora systemu dystrybucyjnego pełni PGE Energetyka Kolejowa Operator – jedyny OSD w Polsce odpowiedzialny za zasilanie całej sieci kolejowej. Spółka dysponuje wyspecjalizowanymi zasobami technicznymi i kompetencjami umożliwiającymi zasilanie zarówno

no sieci 3 kV DC, jak i systemów prądu przemiennego, w tym przyszłego standardu 2x25 kV AC dla kolei dużych prędkości. PGE Energetyka Kolejowa Operator posiada nowoczesną infrastrukturę dyspozytorską – pięć Centrów Zarządzania Ruchem Elektrycznym obejmujących po kilka stanowisk dyspozytorskich oraz Centralną Dyspozyturę Energetyki.

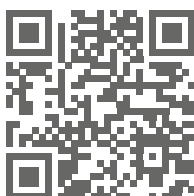
Centra zapewniają ciągłość działania, wysoką odporność operacyjną i bezpieczeństwo pracy systemu.

PGE Energetyka Kolejowa Operator kontynuuje kluczowe programy inwestycyjne, w tym MUŻa, oraz rozwija potencjał niezbędny do obsługi kolei dużych prędkości i integracji



PGE Energetyka Kolejowa Operator, Rozdzielnia 110 kV i transformator mocy w podstacji trakcyjnej systemu 3 kV prądu stałego

polskiej sieci kolejowej z systemem europejskim. Jako operator infrastruktury krytycznej spółka wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne kolei i tworzy fundament pod rozwój szybkiego, zintegrowanego i nisko-emisyjnego transportu kolejowego w Polsce.



Chcesz wiedzieć więcej?
Wejdź na stronę internetową
PGE Energetyka Kolejowa Operator.

STOEN OPERATOR

powered by **e-on**

DAŻENIE WŁADZ STOLICY DO SZEROKIEGO
ZAKRESU NOWOCZESNEJ ELEKTRYFIKACJI
ZNAJDUJE POTWIERDZENIE
W WIELU INICJATYWACH.

WARSZAWA DIGITALIZUJE CORAZ WIĘCEJ
ZASOBÓW, MODERNIZUJE OBIEKTY
UŻYTECZNOŚCI PUBLICZNEJ
I ROZWIJA SEGMENT ELEKTROMOBILNOŚCI.

MIASTO PLANUJE BUDOWĘ KOLEJNYCH
LINII METRA I DAJSZĄ ZAMIANĘ
TABORU MIEJSKIEGO NA ELEKTRYCZNY.

WZRASTA RÓWNIEŻ ZAPOTRZEBOWANIE NA
MOC PRZYŁĄCZENIOWĄ ZE STRONY CENTRÓW
DANYCH. DLA STOŁECZNEGO OPERATORA SYSTEMU
DYSTRYBUCYJNEGO TE ZJAWISKA OZNACZAJĄ
KONIECZNOŚĆ CORAZ WIĘKSZYCH
NAKŁADÓW FINANSOWYCH.



COROCZNE REKORDOWE BUDŻETY

Stoen Operator, który działa na terenie Warszawy, od lat konsekwentnie podnosi kwoty swoich budżetów przeznaczanych na inwestycje. W minionym roku wyniosły one ponad 800 mln zł, a w perspektywie 2031 roku sięgną blisko 1,2 mld zł. Najważniejszymi obszarami rozwoju są rozbudowa i modernizacja sieci, montaż inteligentnych liczników, a także projekty badawcze i innowacyjne. Spółka spodziewa się znaczących zmian w stołecznej energetyce. Równoległe z rozbudową sieci wskazują



Stoen Operator, Nowa siedziba spółki

one także na rosnącą potrzebę zwiększania efektywności i elastyczności systemu elektroenergetycznego.

Budżet projektów Stoen Operator rośnie regularnie także dzięki dotacjom, m.in. z Funduszu Modernizacyjnego. W 2025 roku spółka otrzymała dofinansowania w łącznej wysokości niemal 50 mln zł. Umożliwią one modernizację i rozbudowę sieci, rozwój elektromobilności oraz zwiększenie możliwości przyłączania OZE. Jedno z zadań inwestycyjnych zakłada unowocześnienie trzech stacji typu RSM do standardu

SMART. Stoen Operator zamierza również wymienić transformatory dystrybucyjne 400 kVA na jednostki o wyższej efektywności.

Spółka dba też o stabilizację sieci na obszarach ze zwiększonym udziałem OZE. W związku z tym podpisała umowę w ramach programu priorytetowego 4.8 „Zeroemisyjny system energetyczny – Wsparcie wykorzystania magazynów oraz innych urządzeń na cele stabilizacji sieci”. W jej zapisach zawarte są dostawa, montaż i uruchomienie 10 bateryjnych magazynów energii.

LOKALNA ENERGETYKA PRZYSZŁOŚCI

Stoen Operator realizuje w Warszawie pilotażowe projekty lokalnych mikrorynków energetycznych. Jednym z nich jest inicjatywa PW Strateg prowadzona z Politechniką Warszawską. Dotyczy ona budynków użyteczności publicznej oraz średnich i mniejszych przedsiębiorstw. W jej ramach spółka wdroży zaawansowane technologie i rozwiązania, które umożliwią dynamiczne zarządzanie obciążeniem sieci (DSR). Uzyskane wyniki pomogą wspierać zarządzanie popytem i integrację rozproszonych źródeł energii.

Stołeczny OSD wzmacnia także bezpieczeństwo energetyczne miasta i jego zrównoważony rozwój. Współpraca z Orlen Termiką przy jednej z takich inicjatyw obejmuje planowane przyłączenie do sieci nowego bloku parowo-gazowego. W jej wyniku powstaną również istotne obiekty energetyczne. Rozdzielnia 110 kV oraz rozdzielnie 220 kV wraz z zasilającymi je liniami kablowymi umożliwią realizację założonych działań i poprawią bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej na terenie miasta.

Stoen Operator nie tylko inwestuje w przełomowe technologie, ale także wspiera projekty przyjazne środowisku. W jednej ze stacji klasy GPZ (RPZ) zostanie wykorzystana pierwsza w Polsce kompaktowa rozdzielnica wysokiego napięcia typu GIS, wolna od gazu SF6. W ten sposób zmniejszy się ilość fluorowanych gazów cieplarnianych w infrastrukturze elektroenergetycznej stolicy.

Miniony rok był kolejnym etapem aktywnej działalności Stoen Operator w obszarze nowej elektryfikacji w Polsce i w Europie. Przynależność do międzynarodowej Grupy E.ON umożliwia spółce korzystanie z koncepcji i rozwiązań sprawdzonych na innych rynkach. Dzięki temu może skutecznie wdrażać je lokalnie. Wzmacnia tym samym swoje zaplecze merytoryczne oraz skraca czas i obniża koszty ich realizacji.

Podobną rolę odgrywa współpraca w ramach PTPIREE oraz harmonizacja przepisów polskich i europejskich, uzupełniana regulacjami lokalnymi. Tworzą one solidną podstawę do prowadzenia bieżącej działalności, polityki inwestycyjnej i rozwoju spółki na kolejne lata.

SMART METERING W STOLICY

Cyfryzacja energetyki obejmuje m.in. instalację liczników zdalnego odczytu, które usprawniają zarządzanie siecią i przyspieszają identyfikację awarii. Stoen Operator zakończył ubiegły rok z 550 tys. zamontowanych urządzeń. Osiągnął w ten sposób pułap 47 proc. planowanych wymian, a zakładany na 2025 rok kamień milowy na poziomie 35 proc. zrealizował już w lipcu.

INNOWACJE I USPRAWNIENIA

W ubiegłym roku Stoen Operator, jako pierwszy europejski OSD spoza Niemiec działający w międzynarodowej Grupie E.ON, uruchomił nowe wersje systemu klasy ERP (SAP S/4HANA) oraz EAM. Służy on do zarządzania majątkiem sieciowym (ang. Enterprise Asset Management, EAM). Ten proces pozwolił zapewnić standaryzację procesów i stabilność działania spółki.

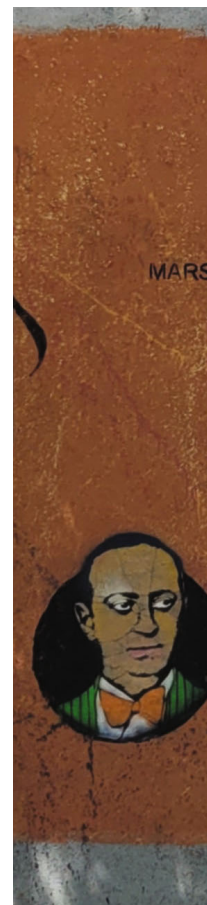
Jedną z nowości jest także skanowanie laserowe i modele 3D linii napowietrznych zrealizowane w pilotażu półautomatycznych oblotów dronów. Rozwiązanie usprawnia monitoring stanu sieci i pomaga w utrzymaniu aktualnej dokumentacji technicznej.

Stoen Operator zakończył też projekt testowy monitorowania wyładowań niezupełnych w kablach SN z wykorzystaniem technologii PD Doctor. Dzięki temu może wykrywać uszkodzenia izolacji czy wady połączeń między kablami już na wczesnym etapie ich rozwoju. W wyniku tych informacji może wprowadzać szereg działań prewencyjnych i unikać awarii powodujących wyłączenia napięcia.

W obszarze usług cyfrowych stołeczny OSD przygotował dla klientów usługę powiadamiania o przerwach w dostawie energii. Natomiast już około 700 miejskich instytucji Warszawskiej Grupy Zakupowej korzysta z platformy cyfrowego podpisu do zawierania umów i dokumentów przez Internet.

RELACJE Z SAMORZĄDEM

Rozwój warszawskiej infrastruktury energetycznej wymaga ścisłej współpracy z wieloma podmiotami.



W tak złożonej przestrzeni jak stolica najważniejsze są precyzyjne planowanie i koordynacja działań z lokalnymi władzami, zarządcami infrastruktury i mieszkańcami. Stoen Operator podkreślił wagę tego modelu działania podczas XX Jubileuszowego Forum Operatorów Systemów i Odbiorców Energii i Paliw. Przedstawiciele OSD podsumowali wkład w rozwój warszawskiej energetyki i określili kierunki na przyszłość.

Eksperti Stoen Operator regularnie uczestniczą również w konferencjach oraz spotkaniach koordynacyjnych organizowanych przez miasto. Prezentują na nich niezbędne rozwiązania, które z korzyścią wpłyną na energetyczną przyszłość Warszawy. Ponadto spółka prowadzi cykl debat i dyskusji z lokalnymi władzami. Są one platformą wymiany informacji i monitorowania realizowanych w stolicy inwestycji elektroenergetycznych.

DZIAŁALNOŚĆ POZABIZNESOWA I EDUKACJA

Stoen Operator podejmuje także inicjatywy niezwiązane bezpośrednio z obszarem swojej działalności. Angażuje w nie lokalne społeczności i artystów. Murale tworzone na obiektach energetycznych zmieniają techniczną infrastrukturę w element przestrzeni kultury, budują więź z mieszkańcami i wspierają tożsamość dzielnic.

Spółka rozwija też kompetencje przyszłych specjalistów, współpracuje z warszawskimi uczelniami i szkołami oraz uczestniczy w targach pracy. Systematycznie prowadzi także kampanie edukacyjne kierowane do mieszkańców miasta. Przybliża w nich specyfikę sektora dystrybucji energii oraz wyjaśnia złożone procesy i stosowane przez siebie nowoczesne rozwiązania.



Stoen Operator,
Mural ZIH na ścianie budynku transformatora udostępnionej przez spółkę przy ul. Solidarności 66
(Wspólna inicjatywa znanego działacza społecznego i warszawskiej młodzieży)



Wolontariat

Stoen Operator, Wolontariat pracowniczy

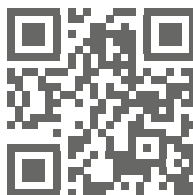
WOLONTARIAT I DZIAŁANIA POMOCOWE

W obszarze CSR Stoen Operator aktywnie działa poprzez wolontariat pracowniczy i projekty Fundacji E.ON w Polsce. Jedną z takich inicjatyw były warsztaty wykonania budek lęgowych dla ptaków. Wolontariusze przygotowali 40 domków dla jerzyków, a następnie zostały one zamontowane na ścianach elewacji wybranych stacji RPZ.

Pracownicy spółki w 2025 roku ponownie wzięli udział w rywalizacji sportowej „Wyzwanie z pomaganiem”. Celem projektu było pokonanie podczas aktywności sportowych dystansu 100 tys. km. W zamian za to osiągnięcie Fundacja E.ON w Polsce wsparła finansowo wakacyjne sportowe atrakcje.

Beneficjentami byli podopieczni dwóch organizacji pomagających dzieciom w trudnej sytuacji życiowej.

Ważnym wydarzeniem pomocowym były także akcje promujące krwiodawstwo. Zespół przedstawicieli stołecznego OSD dołączył m.in. do Biegu w górę. Kolejny rok inicjatywę organizowało Stowarzyszenie Ultrakrew.



Chcesz wiedzieć więcej?
Wejdź na stronę internetową
Stoen Operator albo znajdź nas
na LinkedIn.

**STOEN
OPERATOR**
powered by **e-on**

Energia w prostych słowach



Prosty Język

Stoen Operator, Projekt „Energia w prostych słowach”



ROK 2025 BYŁ DLA TAURON DYSTRYBUCJI
REKORDOWY POD WZGLĘDEM
SKALI MODERNIZACJI SIECI
I POZYSKANEGO FINANSOWANIA.

POŻYCZKA POZYSKANA
ZE ŚRODKÓW KPO TO 11 MLD ZŁ.
W 2025 ROKU ZOSTAŁ PODPISANY
ANEKS DO UMOWY ZWIĘKSZAJĄCY
TĄ WARTOŚĆ DO 15,8 MLD ZŁ.

TO NAJWIĘKSZY W HISTORII PAKIET ŚRODKÓW
PRZEZNACZONYCH NA ROZWÓJ
INFRASTRUKTURY DYSTRYBUCYJNEJ,
UMOŻLIWIAJĄCY MODERNIZACJĘ SIECI
NA NIESPOTYKANĄ DOTĄD SKALĘ.

TYLKO W 2025 ROKU SPÓŁKA
ZŁOŻYŁA 11 WNIOSKÓW O WYPŁATĘ ŚRODKÓW,
POZYSKUJĄC 1,428 MLD ZŁ W RAMACH
10 TRANSZ POŻYCZKI.



ROK REKORDOWYCH INWESTYCJI

W 2025 roku TAURON Dystrybucja zrealizowała szereg projektów sieciowych, wspierając transformację energetyczną południowej Polski. Inwestycje te zwiększyły bezpieczeństwo energetyczne regionów, poprawiły niezawodność dostaw oraz umożliwiły przyłączanie nowych odbiorców i źródeł energii.



TAURON Dystrybucja, Infrastruktura elektroenergetyczna

EFEKTY REKORDOWEGO ROKU INWESTYCYJNEGO W TAURON DYSTRYBUCJI:

budowa
2 432 KM
nowych linii
energetycznych

modernizacja
692 KM
istniejących
linii

oddanie do użytku
447
nowych stacji SN/nn
i modernizacja
425
kolejnych

przyłączenie ponad
700 MW
nowych źródeł OZE oraz
100 MW
magazynów energii

NAJWAŻNIEJSZE INWESTYCJE INFRASTRUKTURALNE W 2025 ROKU

NOWE LINIE 110 KV I WZMOCNIENIE ZASILANIA STREF PRZEMYSŁOWYCH

Zakończono budowę 13-kilometrowej linii kablowej 110 kV oraz linii światłowodowej łączącej sieci energetyczne między stacjami „Krzywa” i „Bolesławiec Tysiąclecia” w dwóch oddziałach firmy: Jeleniej Górze i Legnicy (wartość 41,7 mln zł). To najdłuższa linia kablowa wysokiego napięcia w TAURON Dystrybucji, znacząco wzmacniająca możliwości zasilania rozwijających się stref ekonomicznych w regionie. Dwustronne zasilenie stacji zwiększa bezpieczeństwo dostaw energii, a dodatkowa przepustowość umożliwi obsługę rosnącego zapotrzebowania mieszkańców i lokalnych przedsiębiorstw.

MODERNIZACJE STACJI DLA PRZEMYSŁU I MAGAZYNÓW ENERGII

Zmodernizowano stację Mijaczków w Mysz-kowie (25,7 mln zł), co umożliwiło zwiększenie mocy przyłączeniowej papierni Schumacher Packaging oraz przygotowało infrastrukturę do przyłączenia magazynu energii o mocy 40 MW. Projekt został dofinansowany ze środków unijnych.

ZWIĘKSZENIE PRZEPUSTOWOŚCI SIECI 110 KV

Przebudowa odcinków linii napowietrznych 110 kV Pawłowice – Świętoszów – Jawor (ponad 36,3 mln zł) poprawiła możliwości przesyłowe sieci, wspierając rozwój lokalnych samorządów i specjalnych stref ekonomicznych. Inwestycja umożliwi przyłączanie nowych odbiorców oraz infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych, wzmacniając bezpieczeństwo energetyczne Dolnego Śląska.



Wrocław – nowe połączenia dla aglomeracji

We Wrocławiu zakończono budowę linii kablowej 110 kV Walecznych–Kurkowa (25,2 mln zł). Nowe połączenie zwiększyło niezawodność zasilania aglomeracji oraz stworzyło warunki do przyłączania nowych odbiorców i infrastruktury e-mobility.



TAURON Dystrybucja, Spółka uruchomiła pod Wrocławiem nową stację elektroenergetyczną Czechnica

Bielsko-Biała – modernizacja stacji Metalowe

Przebudowa stacji 110/15/6 kV Metalowe (wartość 23,6 mln zł) poprawiła bezpieczeństwo energetyczne Bielska-Białej i lokalnych przedsiębiorstw. Stacja umożliwia przyłączenie nowych odbiorców, w tym projektów związanych z rozwojem infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych.

Powyższe inwestycje zostały współfinansowane z unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Funduszu Modernizacyjnego).

Nowa stacja Czechnica – kluczowy obiekt dla aglomeracji wrocławskiej

Obiekt zwiększył bezpieczeństwo energetyczne aglomeracji wrocławskiej i umożliwił przyłączenie nowych bloków kogeneracyjnych o mocy 180 MW, wspierając dekarbonizację ciepłownictwa. Zastosowana technologia GIS zmniejszyła powierzchnię stacji i przygotowała ją do dalszej rozbudowy. Wartość inwestycji: 54,5 mln zł.



TAURON Dystrybucja, Stacja Czechnica zwiększy efektywność energetyczną i wesprze rozwój niskoemisyjnego ciepłownictwa oraz sieci dystrybucyjnej na Dolnym Śląsku

PIERWSZE W POLSCE CENTRUM INFORMACJI O DOSTĘPNYCH MOCACH PRZYŁĄCZENIOWYCH

Pierwsze w Polsce centrum informacji o dostępnych mocach przyłączeniowych stało się ważnym narzędziem wspierającym procesy inwestycyjne w regionach. Pod koniec roku TAURON Dystrybucja uruchomiła portal dostepnemoce.pl, który w przejrzysty i uporządkowany sposób prezentuje interaktywne mapy planowanych inwestycji, wydanych warunków przyłączeniowych, zawartych umów, dostępnych mocy oraz zapotrzebowania na usługi elastyczności. Udostępniane dane wspierają inwestorów, samorządy, strefy ekonomiczne i przedsiębiorców w planowaniu rozwoju na południu Polski. Portal prowadzi użytkownika przez kolejne etapy – od planowania inwestycji po jej rozbudowę – zapewniając jasną komunikację i realne wsparcie na każdym etapie współpracy.

ROZWÓJ I INNOWACJE

TAURON Dystrybucja konsekwentnie buduje nowoczesną, cyfrową sieć dystrybucyjną. W 2025 roku spółka osiągnęła cel ustawy dotyczący liczników zdalnego odczytu pięć miesięcy przed terminem – już w lipcu ponad 2,1 mln klientów (35 proc.) korzystało z LZO, a do końca roku udział ten wzrósł do 40 proc. Tempo instalacji – blisko milion liczników rocznie – zostanie utrzymane w kolejnych latach, a do 2030 roku wszyscy klienci TAURON Dystrybucji korzystać będą z inteligentnych urządzeń pomiarowych. LZO umożliwiają rozwój taryf dynamicznych, usług elastyczności i zaawansowane zarządzanie siecią.

Cyfryzacja obejmuje również narzędzia dla klientów. Użytkownicy liczników zdalnego odczytu mają dostęp do aplikacji eLicznik, która pozwala na bieżące monitorowanie zużycia energii, analizę danych w różnych okresach oraz ustawianie własnych celów zużycia. Aplikacja wspiera świadome korzystanie z energii i ułatwia klientom planowanie poboru w sposób bardziej efektywny i dopasowany do ich potrzeb i jest stale rozwijana przez firmę, zyskując nowe funkcjonalności.

TAURON DYSTRYBUCJA PRZYSPIESZA CYFROWĄ TRANSFORMACJĘ INFRASTRUKTURY

W ramach cyfrowej transformacji TAURON Dystrybucja pozyskała dodatkowe 310 mln zł z KPO na cyfrową transformację – rozwój systemów radiowych i teletransmisyjnych, cyfryzację infrastruktury sieciowej, wdrożenie systemów ograniczania strat sieciowych oraz zakup nowoczesnych urządzeń mobilnych dla służb terenowych. Projekty te nie tylko zwiększą bezpieczeństwo energetyczne klientów, ale także wprowadzą obsługę ich spraw na wyższy poziom.

Dzięki środkom z KPO sieć dystrybucyjna zyska większą odporność na zmiany klimatu i zdarzenia losowe, a także zdolność do szybkiej reakcji operacyjnej. Rozwój systemów cyfrowych umożliwi lepszą integrację odnawialnych źródeł energii i elastyczne zarządzanie siecią. To jednak nie wszystko – część środków zostanie przeznaczona na budowę nowoczesnych i bezpiecznych aplikacji oraz systemów mobilnych, które usprawnią i ułatwią interakcję z klientami we wszystkich kanałach komunikacyjnych.

NOWOCZESNE ROZWIĄZANIA W OBSZARZE SERWISU

Spółka konsekwentnie inwestuje także w technologie zwiększające odporność sieci i skracające czas usuwania awarii. Flota dronów TAURON Dystrybucji to jedna z największych flot w polskiej energetyce – w ubiegłym roku wzrosła do 82 urządzeń, obsługiwanych przez 148 pilotów. Drony wspierają inspekcje linii, lokalizację awarii i dokumentację techniczną, a w kolejnych latach zostaną uzupełnione o drony transportowe do przeciągania przewodów i dostarczania sprzętu w trudnym terenie.

W 2025 roku spółka wdrożyła również szereg innowacji w pracach serwisowych: mobilne słupy kompozytowe, podnośniki do prac pod napięciem, podnośniki gąsienicowe oraz kompozytowe drogi tymczasowe. Rozwiązania te pozwalają wykonywać prace w sposób nieodczuwalny przez klientów, bez wyłączania napięcia, skracają czas usuwania awarii i zwiększają bezpieczeństwo pracowników.

RAZEM BUDUJEMY PRZYSZŁOŚĆ REGIONU

TAURON Dystrybucja aktywnie współpracuje z samorządami, instytucjami publicznymi i lokalnymi społecznościami. W 2025 roku spółka wraz z WFOŚiGW we Wrocławiu uruchomiła Pilotażowy Program Wsparcia Spółdzielni Energetycznych na Dolnym Śląsku. Program wspiera rozwój energetyki obywatelskiej, lokalne bilansowanie energii i stabilizację cen, a jego efekty posłużą do opracowania ogólnopolskich procedur technicznych i finansowych.

Spółka inwestuje także w rozwój kompetencji przyszłych energetyków. TAURON Dystrybucja została kluczowym partnerem Branżowego Centrum Umiejętności we Wrocławiu, współtworząc program nauczania, wyposażenie pracowni i moduły szkoleniowe. Ekspertsi spółki prowadzą w Centrum zajęcia, praktyki i warsztaty, a efektem współpracy będzie również nowa kwalifikacja sektorowa w Zintegrowanym Rejestrze Kwalifikacji.

Współpraca z samorządami, uczelniami i instytucjami publicznymi jest fundamentem działań spółki. TAURON Dystrybucja pro-

wadzi szerokie konsultacje Planu Rozwoju, wspiera lokalne strategie energetyczne i udostępnia dane o inwestycjach oraz mocach przyłączeniowych, wzmacniając partnerstwo na rzecz rozwoju regionów. Dialog z otoczeniem wzmacnia także poprzez Pełnomocników ds. współpracy z samorządami. Regularne spotkania z przedstawicielami gmin rozwijają codzienną współpracę, pozwalają na wymianę informacji na temat planowanych inwestycji oraz komunikowanie zmian zachodzących w TAURON Dystrybucji. Ich konsekwencją są kolejne, robocze spotkania dedykowane rozwiązywaniu konkretnych problemów istotnych dla społeczności lokalnej.

KLIKNIJ PO PRĄD, CZYLI NOWOCZESNE ROZWIĄZANIA DLA KLIENTÓW

W relacjach z klientami TAURON Dystrybucja stawia na rozwiązania, prostotę i cyfryzację. W ubiegłym roku firma uruchomiła elektroniczny wniosek przyłączeniowy, z którego korzysta już ponad 50 proc. klientów, oraz możliwość podpisania umowy o przyłączenie online. Dzięki temu w ciągu 10 miesięcy wyeliminowano 135 tys. kartek papieru, a cały proces przyłączeniowy stał się szybszy i bardziej dostępny. Wprowadzono również nową, uproszczoną fakturę dystrybucyjną, która ułatwia klientom i prosumentom zrozumienie rozliczeń.

Cyfryzacja objęła także obszar taryf. Wprowadzono nowe taryfy dla klientów indywidualnych, dostosowane do zróżnicowanych profili zużycia energii i umożliwiające bardziej świadome zarządzanie poborem. Wśród nich znalazła się pierwsza wśród operatorów taryfa dynamiczna, G14 dynamic – to czterostrefowa taryfa, w której czas trwania poszczególnych stref doby jest określany w „Energetycznym Kompasie” – aplikacji i serwisie internetowym udostępnionym przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Nowa grupa taryfowa to jeden z elementów szerszego programu TAURON Dystrybucji dotyczącego elastycznego zarządzania energią elektryczną w sieci elektroenergetycznej.

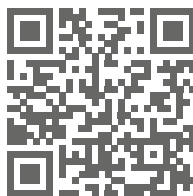
Aby wesprzeć klientów w podejmowaniu decyzji taryfowych, firma przygotowała również porównywarke taryf, która w prosty sposób pozwala zestawić dostępne opcje i wybrać rozwiązanie najlepiej dopasowane do ich





TAURON Dystrybucja, Mobilny słup kompozytowy wspiera prace pod napięciem, umożliwiając wymianę elementów i całych konstrukcji słupów SN

potrzeb. Obecnie klienci TAURON Dystrybucji mogą wybierać spośród sześciu taryf, dostosowując je do swojego profilu zużycia i stylu życia. Nowe taryfy to także zachęta dla odbiorców i pokazanie, że mają oni wpływ na stabilną pracę systemu elektroenergetycznego, a ci, którzy będą ten system wspierać, zużywając energię w czasie jego największego obciążenia, mogą zaoszczędzić i zapłacić mniej.



Chcesz wiedzieć więcej?
Wejdź na stronę internetową
TAURON Dystrybucji
albo znajdź nas na LinkedIn.



POLSKIE SIECI ELEKTROENERGETYCZNE
SĄ OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO.

ODPOWIADAJĄ ZA JEGO BEZPIECZNA
I NIEZAWODNĄ PRACĘ, W TYM BILANSOWANIE
ZAPOTRZEBOWANIA I PRODUKCJI ENERGII
ELEKTRYCZNEJ ORAZ ROZBUDOWĘ
I EKSPLOATACJĘ INFRASTRUKTURY
NAJWYŻSZYCH NAPIĘĆ.

W GRUDNIU 2025 R. PSE OGŁOSIŁY SVOJĄ NOWĄ
STRATEGIĘ, KTÓREJ GŁÓWNYM CELEM JEST
OSIĄGNIĘCIE DO 2035 R. ZDOLNOŚCI SYSTEMU
DO STABILNEJ PRACY BEZ KONIECZNOŚCI
URUCHAMIANIA ŹRÓDEŁ EMISYJNYCH.

INWESTYCJE

Trwa największy w historii PSE program rozbudowy infrastruktury przesyłowej. Do 2036 roku spółka zamierza wybudować blisko 5 000 km nowych linii 400 kV i 30 stacji. W lutym 2025 roku miało miejsce historyczne wydarzenie dla rozwoju europejskiej elektroenergetyki – systemy Estonii, Litwy i Łotwy odłączyły się od rosyjskiego systemu IPS/UPS i zsynchronizowały się z systemem

Europy kontynentalnej. Było to możliwe dzięki szeregowi inwestycji w państwach bałtyckich oraz w Polsce, w tym połączeniu LitPol Link, poprzez które odbywa się praca synchroniczna. Na przełomie 2024 i 2025 roku podjęto także ostateczną decyzję inwestycyjną dotyczącą budowy drugiego połączenia Polska-Litwa, podziemnej linii 220 kV Harmony Link. Na jej trasie po polskiej stronie powstaną





PSE, Infrastruktura PSE powstaje z poszanowaniem środowiska i społeczności lokalnych

dwie nowe stacje, Norki i Wigry. Termin realizacji inwestycji to koniec 2030 roku. Projekty związane z synchronizacją uzyskały finansowanie z unijnego mechanizmu Łącząc Europę.

Pod koniec 2025 roku odbyły się pierwsze próby na stacji elektroenergetycznej Choczewo i linii 400 kV Choczewo-Żarnowiec.

Potwierdziły one gotowość infrastruktury PSE do odebrania i wyprowadzenia mocy z pierwszych polskich farm wiatrowych na Bałtyku. Trwa także budowa drugiej linii Choczewo-Gdańsk Przyjaźń, a rozpoczęcie prac przy liniach 400 kV Choczewo – nacięcie linii Słupsk – Żarnowiec oraz Choczewo – nacięcie linii Gdańsk Błonia/Grudziądz Węgrowo jest zaplanowane na 2026 rok.



PSE, Do stacji Choczewo będą przyłączone pierwsze polskie morskie farmy wiatrowe

W 2025 roku zaczęła pracę linia 400 kV Mikułowa-Świebodzice, strategiczny element systemu elektroenergetycznego w południowo-zachodniej Polsce. Na blisko 110-kilometrowej trasie nowej linii powstało 271 słupów elektroenergetycznych, do których zawieszono łącznie ponad 1 340 km przewodów fazowych. W ramach prac zużyto ponad 6 tys. ton stali konstrukcyjnej oraz 10 tys. m³ betonu, a do izolacji przewodów zamontowano aż 65 tys. izolatorów. Na placach robót pracowało jednocześnie ponad 220 osób – inżynierów, techników, operatorów i pracowników budowlanych. Projekt został zrealizowany przy wsparciu ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności.

ROZWÓJ I INNOWACJE

Blackout na Półwyspie Iberyjskim pokazał, jakie ryzyka stoją przed systemami ze spadającą dostępnością mocy dyspozycyjnych. Na podstawie wniosków z tego zdarzenia PSE przygotowały tzw. pakiet antyblackoutowy, czyli zbiór rekomendacji, których realizacja zapewni bezpieczną i stabilną pracę systemu w warunkach rosnącego udziału zasobów rozproszonych i zmniejszającej się roli dużych jednostek zarządzanych przez operatora systemu przesyłowego. Elementy pakietu antyblackoutowego znalazły się w nowej strategii PSE do 2040 roku, której głównym celem jest przygotowanie krajowego systemu elektroenergetycznego do pracy w warunkach bezemisyjnego miks. Nie oznacza to, że źródła wykorzystujące paliwa kopalne będą niepotrzebne. Nadal będą one pracować, gdy będzie wymagało tego utrzymanie

odpowiedniego bilansu. Nie będą jednak niezbędne do zapewnienia parametrów takich jak inercja, moc zwarciova czy bierna. Osiągnięcie tego celu jest planowane już na 2035 rok.

W 2025 roku został uruchomiony Centralny System Informacji Rynku Energii (CSIRE). Umożliwi on ujednolicenie procesów na detalicznym rynku energii, a także zbieranie i przetwarzanie danych pomiarowych według jednakowej metodologii. Ułatwi zarządzanie systemem elektroenergetycznym, przyspieszy proces zmiany sprzedawcy, a także umożliwi odbiorcom pełny wgląd w dane dotyczące dostarczonej i zużytej energii elektrycznej. Kluczowym priorytetem przy wprowadzaniu CSIRE jest bezpieczeństwo danych użytkowników. Do października 2026 roku do CSIRE dołączą kolejne podmioty. Po integracji wszystkich podmiotów rynkowych z nowym rozwiązaniem, CSIRE będzie rozwijany o nowe funkcje.

CSR

Odbiorcy energii elektrycznej będą mieli coraz większy wpływ na sposób funkcjonowania systemu oraz koszty z tym związane. Dlatego PSE rozwijają aplikację Energetyczny Kompas, w której można łatwo sprawdzić produkcję energii elektrycznej z poszczególnych rodzajów źródeł, zapotrzebowanie czy ceny energii na rynku hurtowym. Poszczególne godziny doby są oznaczane kolorami oznaczającymi zalecany sposób korzystania z energii elektrycznej. Gdy produkcja ze źródeł odnawialnych jest bardzo wysoka, dana godzina jest oznaczana kolorem ciemnozielonym. To najlepszy czas na korzystanie z energii elektrycznej. „Zwykłe” godziny są oznaczane jasną zielenią. Można w nich dowolnie korzystać z energii. Godziny żółte oznaczają, że sytuacja w systemie jest trudna i warto oszczędzać energię. Z kolei w przypadku wystąpienia poważnych problemów godziny są oznaczane na czerwono.

PSE stale angażują się w działalność społeczną. Główną aktywnością z zakresu CSR jest program grantowy Wzmocnij Swoje Otoczenie, którego 7. edycja w 2025 r. była skierowana do 107 samorządów z 11 województw, na terenie których spółka prowadzi 31 projektów inwestycyjnych. Spośród 648 wniosków zgłoszonych do programu wybranych zostało 245 projektów do realizacji na łączną kwotę blisko 5,7 mln zł.

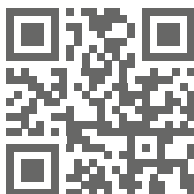
W obszarze działalności społecznej spółka kontynuowała także projekt Akademii Mocy, skierowany do uczniów ostatnich klas szkół podstawowych, dzięki któremu mogą poznać podstawowe zasady funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W czasie zajęć uczniowie biorą udział w eksperymentach, dzięki którym dowiadują się, jak powstaje prąd elektryczny, w jaki sposób zasila różne urządzenia oraz w jaki sposób jest przesyłany.

Program jest realizowany od 2021 roku, a w jego 5. edycji w 2025 roku wzięło udział 1966 uczniów z 27 szkół znajdujących się w 17 gminach, na terenie których PSE prowadzi projekty inwestycyjne związane z wyprowadzeniem mocy z morskich farm wiatrowych.



PSE, Program Wzmocnij Swoje Otoczenie od wielu lat wspiera gminy

Z inicjatywy spółki odbyły się także lekcje pokazowe dla klas 1-3 szkół podstawowych w ramach warsztatów edukacyjnych „Energia dla Natury”. W trakcie lekcji przedstawiciele spółki opowiadają uczniom o prądzie, energii, bezpieczeństwie oraz roli PSE w KSE i przekazują podstawową wiedzę w przystępny sposób za pomocą zdjęć, filmów oraz eksperymentów (m. in. praca z generatorem Van de Graaffa, doświadczenia z płynem Helliga i wytwarzanie prądu z cytryn). W 2025 roku PSE zrealizowały 22 warsztaty w 8 szkołach dla 320 uczniów.



Chcesz wiedzieć więcej?
Wejdź na stronę internetową
PSE albo znajdź nas
na LinkedIn.



PSE, Program edukacyjny Akademia Mocy

ROK 2025 W LICZBACH

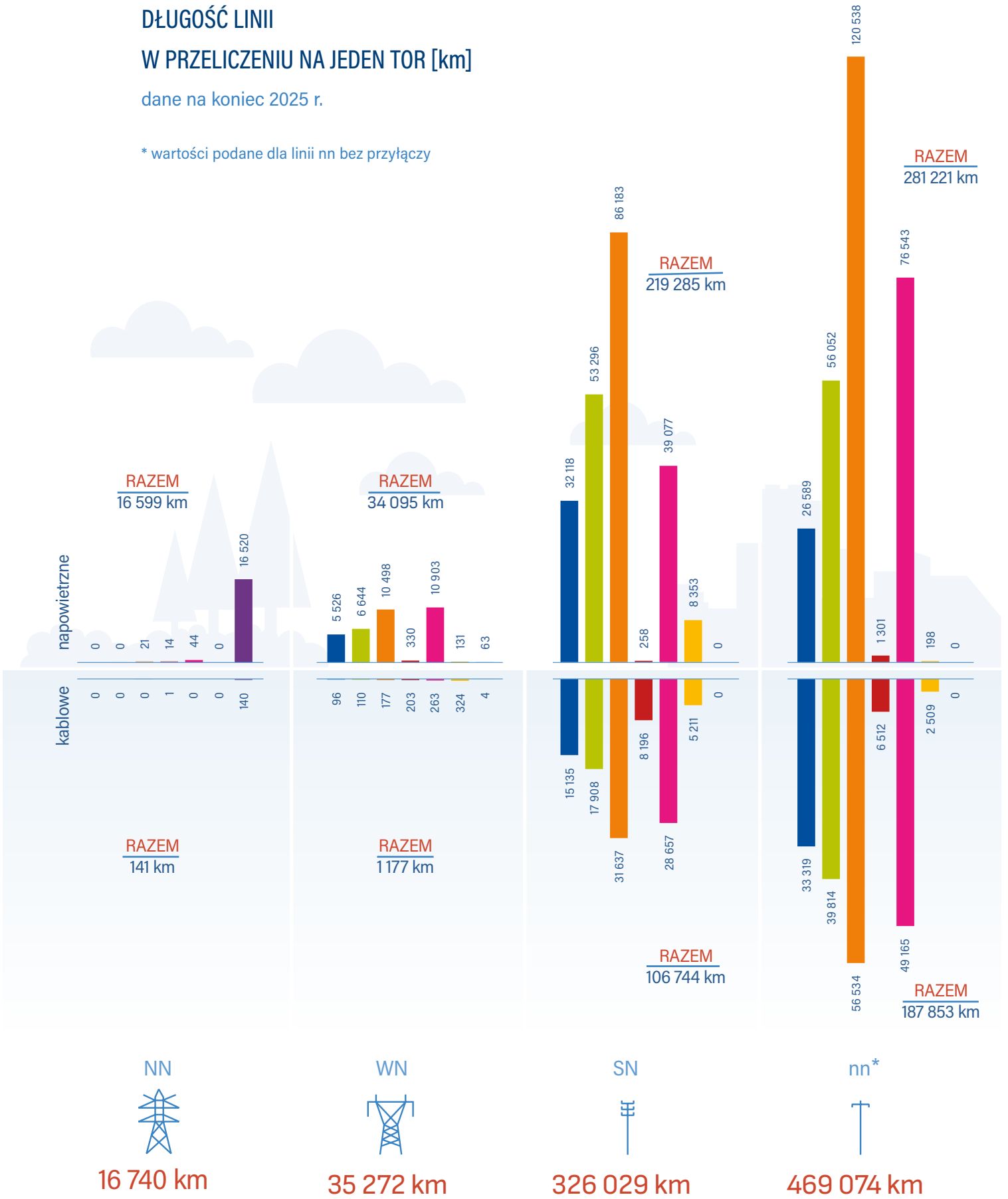




DŁUGOŚĆ LINII
W PRZELICZENIU NA JEDEN TOR [km]

dane na koniec 2025 r.

* wartości podane dla linii nn bez przyłączy



PRZYŁĄCZA:

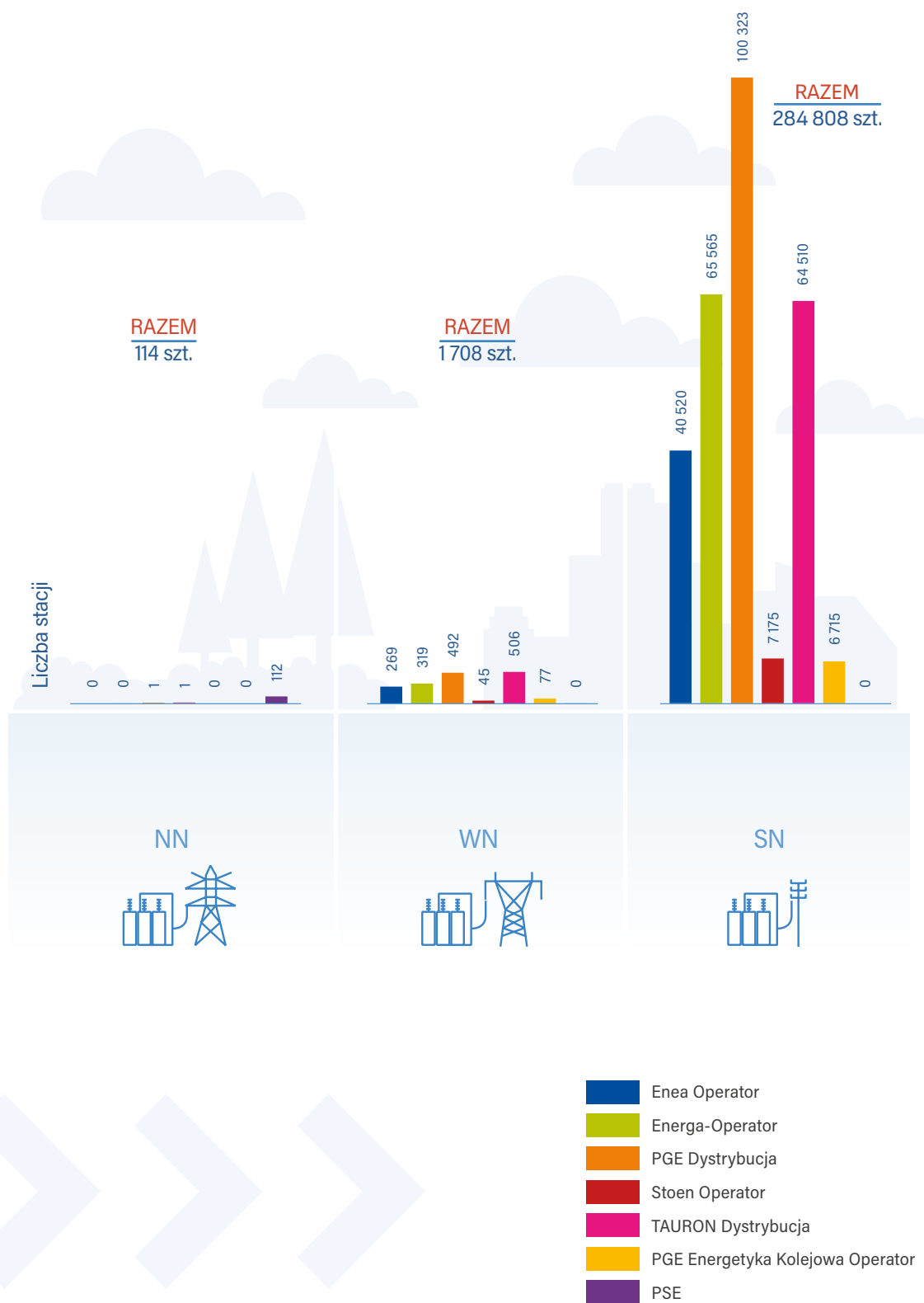
dane na koniec 2025 r.

Na szczególną uwagę zasługuje rozwój linii kablowych średniego napięcia. W 2025 roku kontynuowano budowę nowych linii kablowych w sieci SN, co przełożyło się na dalszy wzrost ich udziału w całej infrastrukturze liniowej SN. Na koniec 2025 roku linie kablowe stanowiły 32,7 proc. sieci średniego napięcia. Trend ten potwierdza postępującą modernizację sieci elektroenergetycznej oraz konsekwentne zwiększanie niezawodności i odporności infrastruktury na zakłócenia.



LICZBA STACJI [szt.]

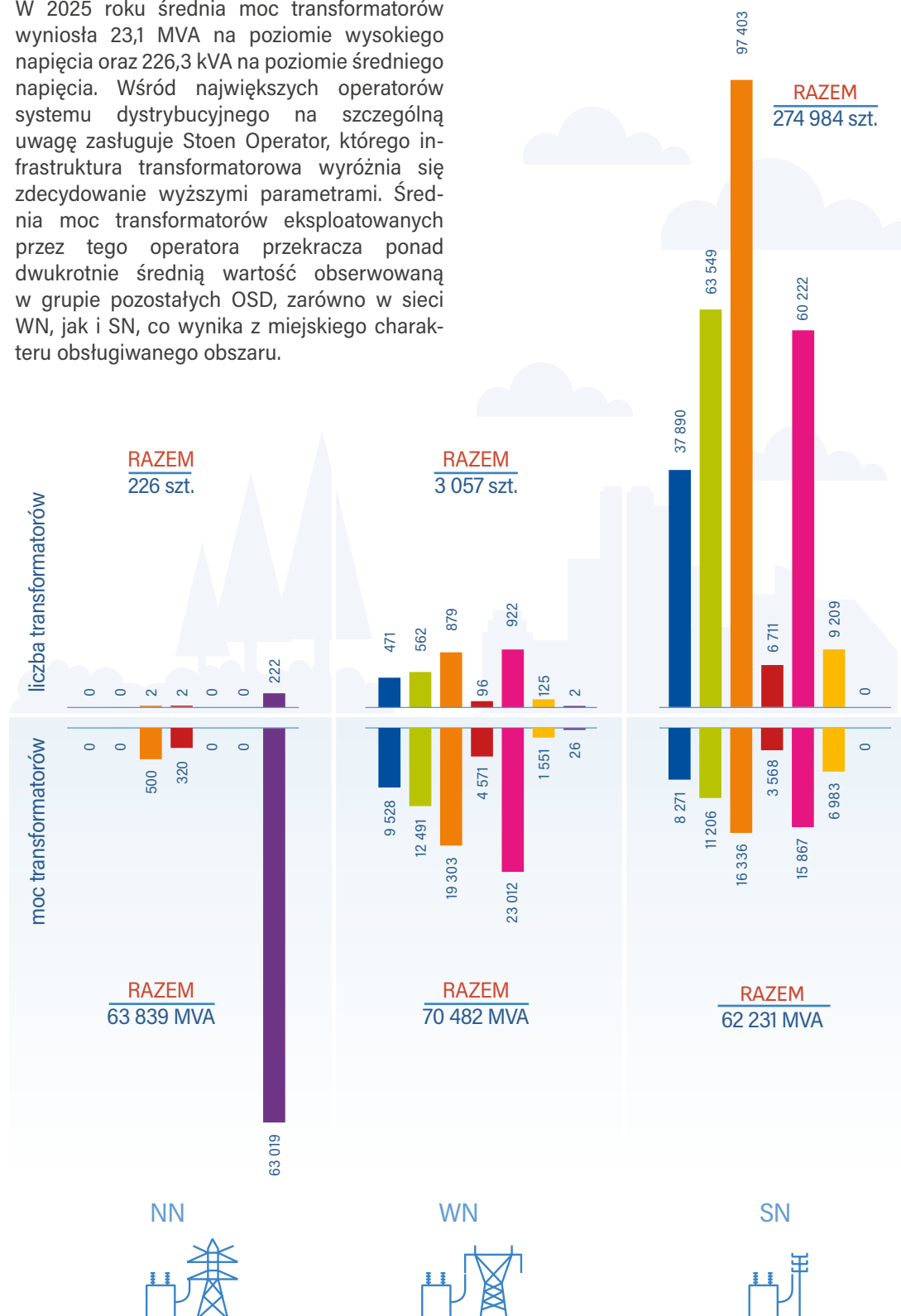
dane na koniec 2025 r.



LICZBA [szt.] / MOC TRANSFORMATORÓW [MVA]

dane na koniec 2025 r.

W 2025 roku średnia moc transformatorów wyniosła 23,1 MVA na poziomie wysokiego napięcia oraz 226,3 kVA na poziomie średniego napięcia. Wśród największych operatorów systemu dystrybucyjnego na szczególną uwagę zasługuje Stoen Operator, którego infrastruktura transformatorowa wyróżnia się zdecydowanie wyższymi parametrami. Średnia moc transformatorów eksploatowanych przez tego operatora przekracza ponad dwukrotnie średnią wartość obserwowaną w grupie pozostałych OSD, zarówno w sieci WN, jak i SN, co wynika z miejskiego charakteru obsługiwanego obszaru.



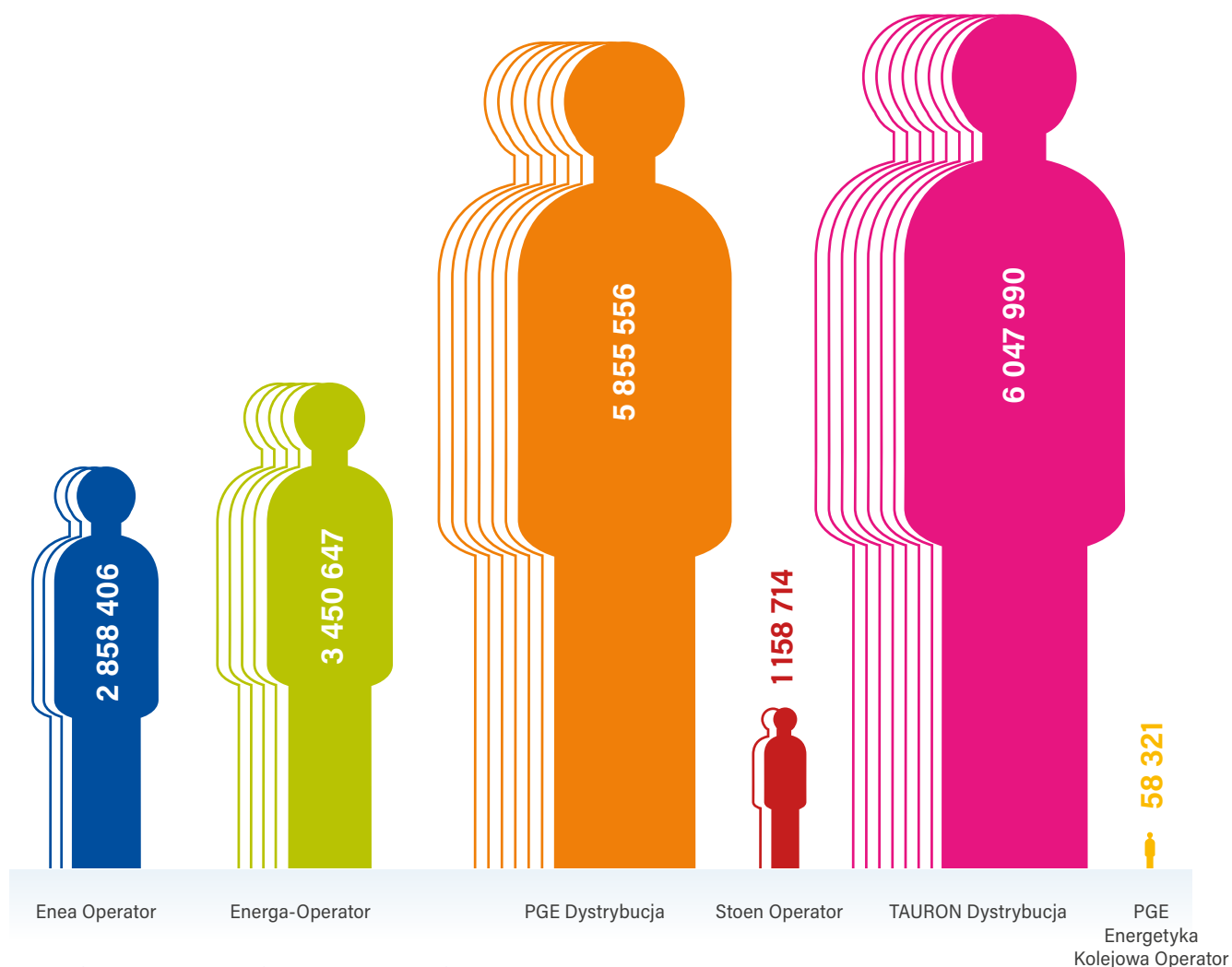
LICZBA ODBIORCÓW PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI

dane na koniec 2025 r.

W 2025 roku odnotowano dalszy wzrost liczby odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej w Polsce — o blisko 300 tys. w porównaniu z 2024 rokiem — do poziomu prawie 19,5 mln.

LICZBA WSZYSTKICH ODBIORCÓW

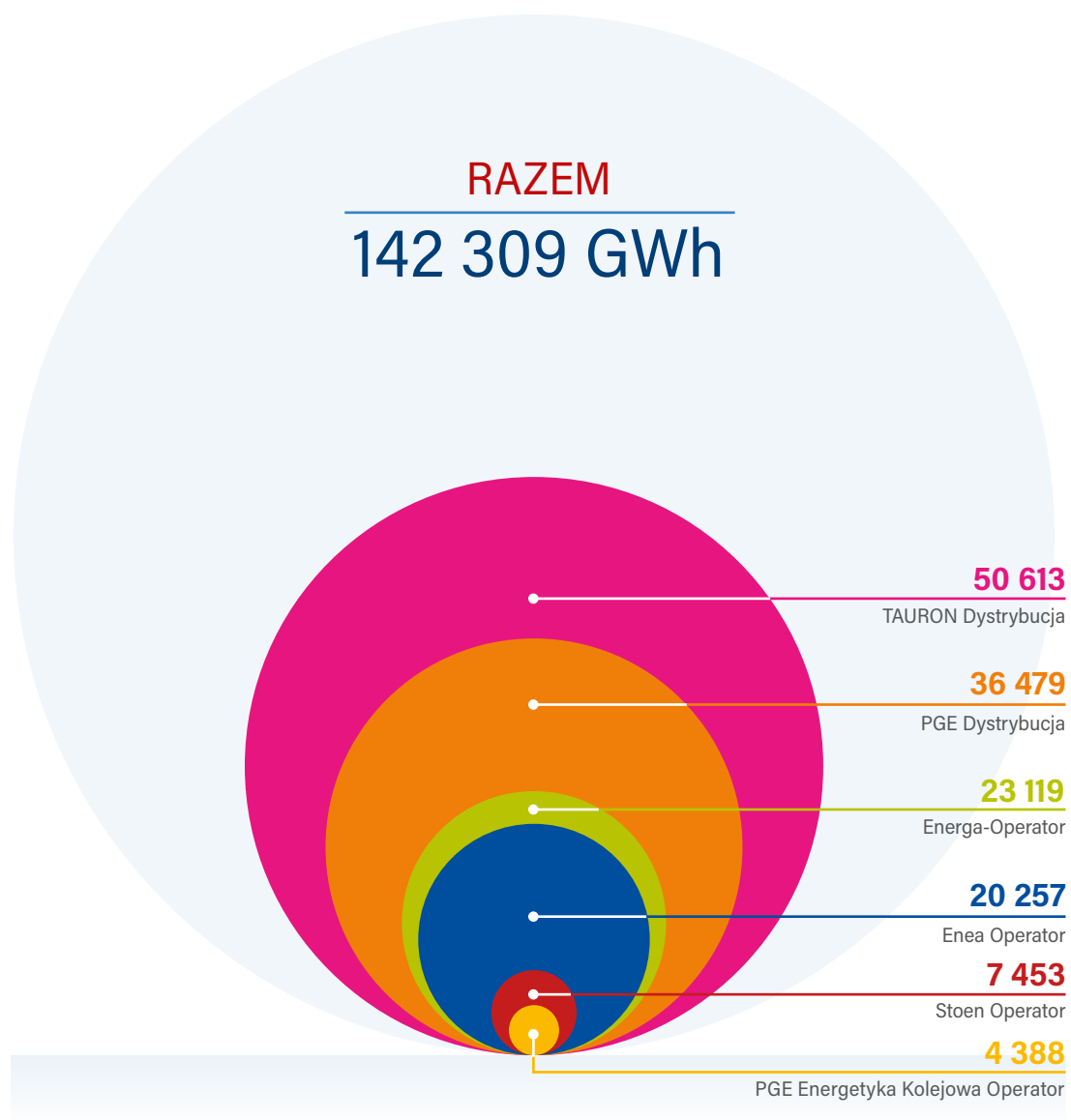
19 429 634



WOLUMEN DYSTRYBUOWANEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ [GWh]

DOSTAWA ENERGII DO ODBIORCÓW KOŃCOWYCH

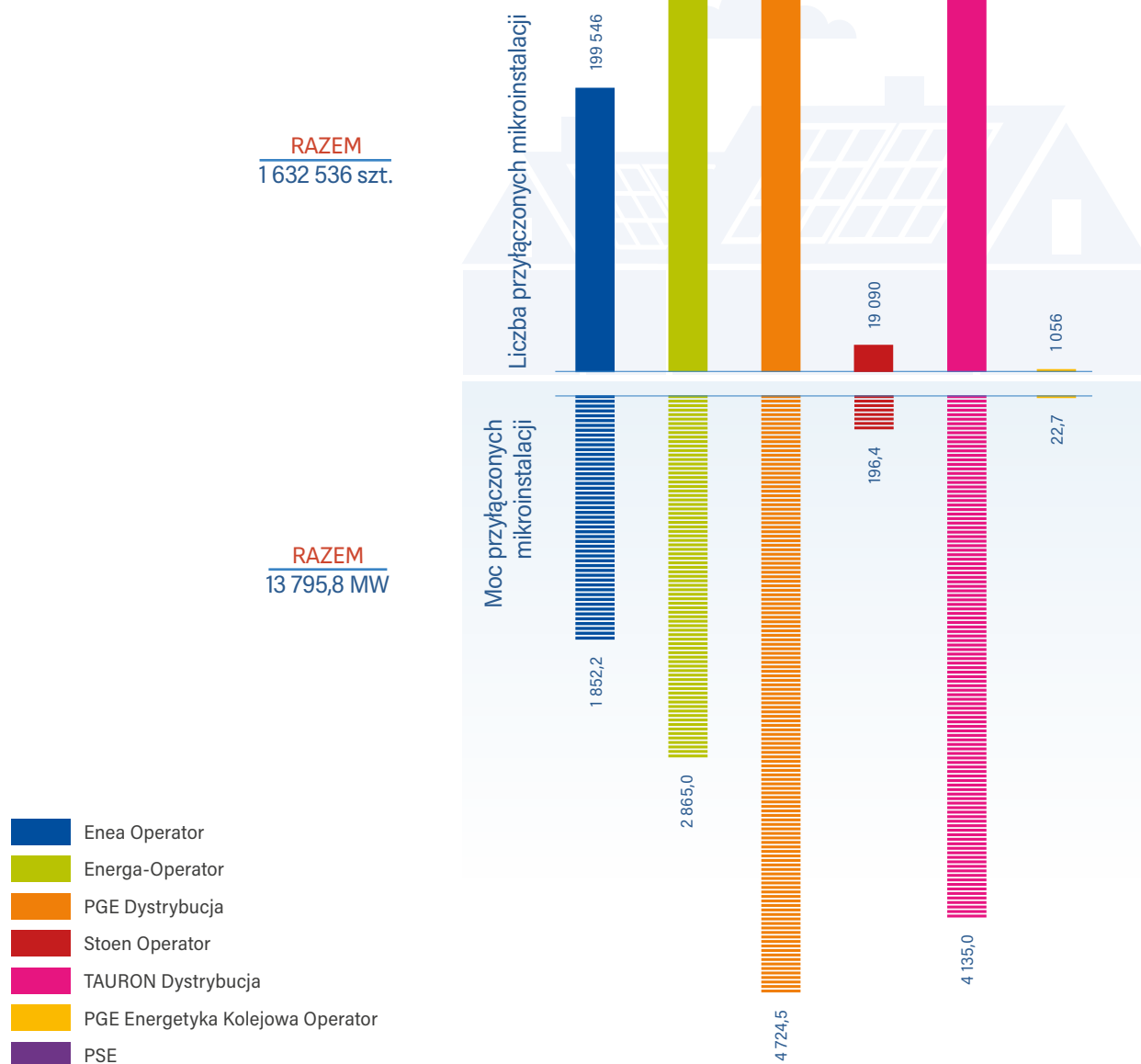
dane na koniec 2025 r.



LICZBA [szt.] / MOC PRZYŁĄCZONYCH MIKROINSTALACJI [MW]

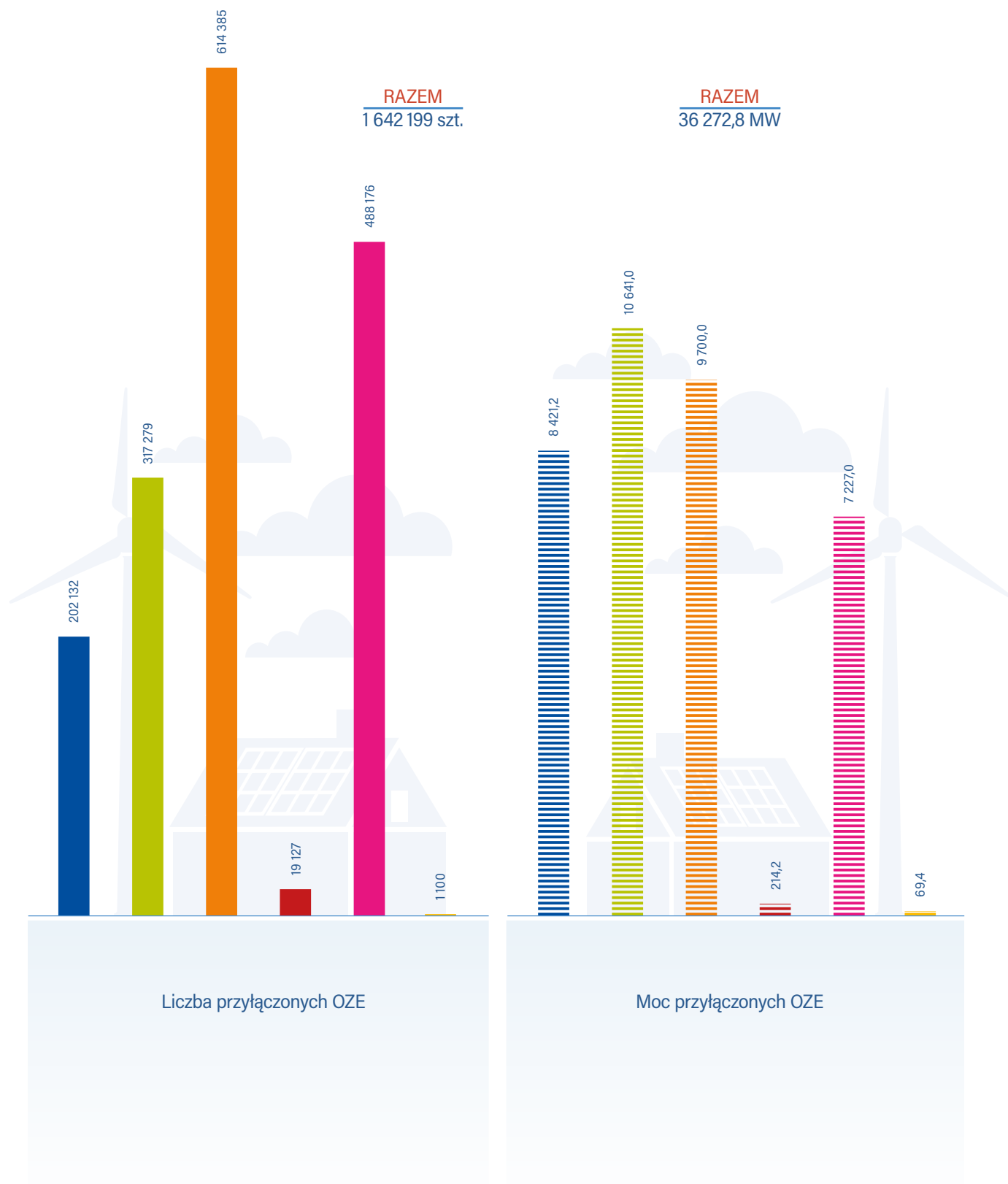
dane na koniec 2025 r.

W 2025 roku do sieci przyłączono 90 tys. nowych mikroinstalacji, a ich łączna liczba przekroczyła 1,6 mln. Oznaczało to wzrost mocy zainstalowanej o około 1,1 GW, do niemal 13,8 GW na koniec roku. Utrzymał się także trend wzrostu mocy mikroinstalacji – średnia moc nowo przyłączanych jednostek wyniosła 11,5 kW, a średnia dla wszystkich mikroinstalacji osiągnęła 8,4 kW. Łącznie do sieci przyłączono prawie 4,3 GW nowych mocy OZE, co zwiększyło ich łączną moc w sieci OSD do ponad 36 GW.



LICZBA [szt.] / MOC PRZYŁĄCZONYCH OZE [MW]

ŁĄCZNIE Z MIKROINSTALACJAMI ORAZ INNYMI ŹRÓDŁAMI OZE, W TYM ŹRÓDŁAMI PRZYŁĄCZONYMI ZA POŚREDNICTWEM OSDn
dane na koniec 2025 r.



WSKAŹNIK OZE

dane na koniec 2025 r.

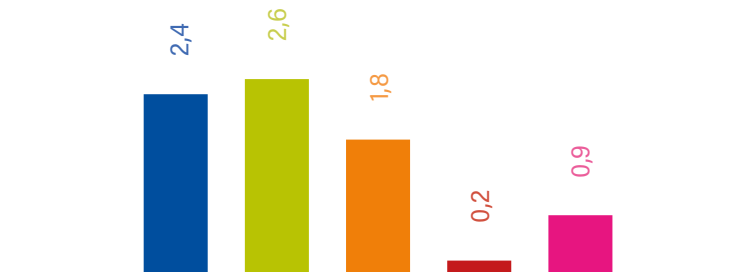
Szybki wzrost mocy OZE sprawia, że coraz większego znaczenia nabiera analiza relacji między mocą źródeł odnawialnych a zapotrzebowaniem na energię. Temu służy wskaźnik OZE, który pokazuje stosunek mocy zainstalowanej OZE do zapotrzebowania na danym obszarze. Pozwala to ocenić skalę obecności OZE zarówno w ujęciu bilansowym, jak i z punktu widzenia pracy systemu elektroenergetycznego w warunkach szczytowego obciążenia.

Wskaźnik OZE może być obliczany na dwa sposoby. W obu przypadkach w liczniku uwzględnia się moc zainstalowaną źródeł odnawialnych przyłączonych do sieci OSD bezpośrednio lub za pośrednictwem OSDn. Różnica dotyczy mianownika, czyli poziomu zapotrzebowania, do którego odnoszona jest ta moc. W jednym przypadku jest to zapotrzebowanie maksymalne, a w drugim – zapotrzebowanie średnie. W praktyce oznacza to, że oba wskaźniki opisują tę samą skalę mocy zainstalowanej OZE, lecz z dwóch różnych perspektyw: jednej istotnej dla pracy systemu w warunkach szczytowego obciążenia, drugiej – dla oceny obecności OZE w ujęciu bilansowym i długookresowym.

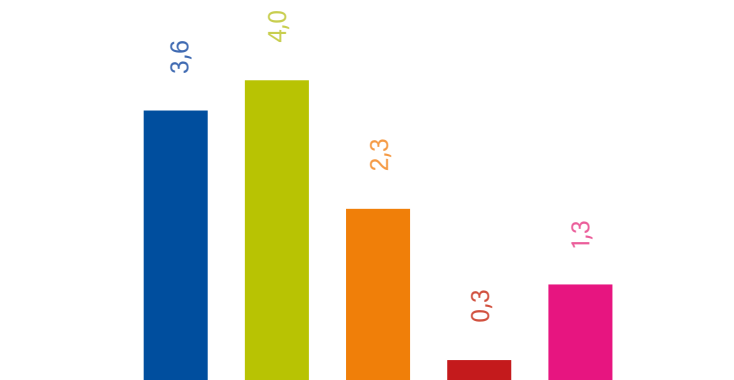
$$\text{WSKAŹNIK OZE} = \frac{\text{Moc zainstalowana przyłączonych źródeł OZE [MW]}}{\text{zapotrzebowanie [MW] (maksymalne lub średnie)}}$$

PODEJŚCIE	ZNACZENIE I ZASTOSOWANIE
Wskaźnik względem maksymalnego zapotrzebowania	Obrazuje relację mocy zainstalowanej OZE do obciążenia szczytowego systemu. Jest przydatny w analizach bezpieczeństwa pracy systemu oraz ocenie znaczenia OZE dla pokrycia zapotrzebowania w warunkach szczytowych.
Wskaźnik względem średniego zapotrzebowania	Pokazuje skalę obecności OZE w ujęciu bilansowym i długookresowym. Może być pomocny przy porównaniach stopnia nasycenia systemu źródłami OZE.

Wskaźnik OZE względem zapotrzebowania maksymalnego



Wskaźnik OZE względem zapotrzebowania średniego



WNIOSKI

- Dla wszystkich analizowanych OSD ranking pozostaje taki sam: najwyższy wskaźnik ma Energa-Operator, następnie Enea Operator, PGE Dystrybucja, TAURON Dystrybucja, a najniższy ma Stoen Operator.
- Wskaźnik odnoszony do średniego zapotrzebowania jest około 1,5 raza wyższy od wskaźnika liczonego względem zapotrzebowania maksymalnego. Wynika to z proporcji między poziomem zapotrzebowania maksymalnego i średniego.
- Wysokie wartości obu wskaźników świadczą o dużej skali przyłączonej mocy OZE w relacji do zapotrzebowania, co potwierdza istotne znaczenie OZE w analizowanych systemach dystrybucyjnych.
- Jednocześnie wysoka wartość wskaźnika nie oznacza, że OZE są zdolne do samodzielnego pokrywania zapotrzebowania w każdych warunkach pracy systemu, ponieważ wskaźnik odnosi się do mocy zainstalowanej, a nie do rzeczywistej generacji w czasie (nie uwzględnia sezonowości i profilu dobowego).

Enea Operator
Energa-Operator

PGE Dystrybucja
Stoen Operator

TAURON Dystrybucja

WYKONANE NAKŁADY INWESTYCYJNE
W ZAKRESIE DYSTRYBUCJI I PRZESYŁU
ENERGII ELEKTRYCZNEJ [mln zł]

dane na koniec 2025 r.

GRUPA A

Przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł oraz związana z tym budowa nowych sieci

GRUPA B

Modernizacja i odtworzenie istniejącego majątku, związane z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc

GRUPA C

Nakłady inwestycyjne pozostałe, nieujęte w grupie A i B

W 2025 roku nakłady inwestycyjne w sektorze elektroenergetycznym osiągnęły bardzo wysoki poziom.

PSE przeznaczyły na realizację zadań i zamierzeń inwestycyjnych ponad 2,5 mld zł, co oznacza wzrost o około 0,5 mld zł względem 2024 roku.

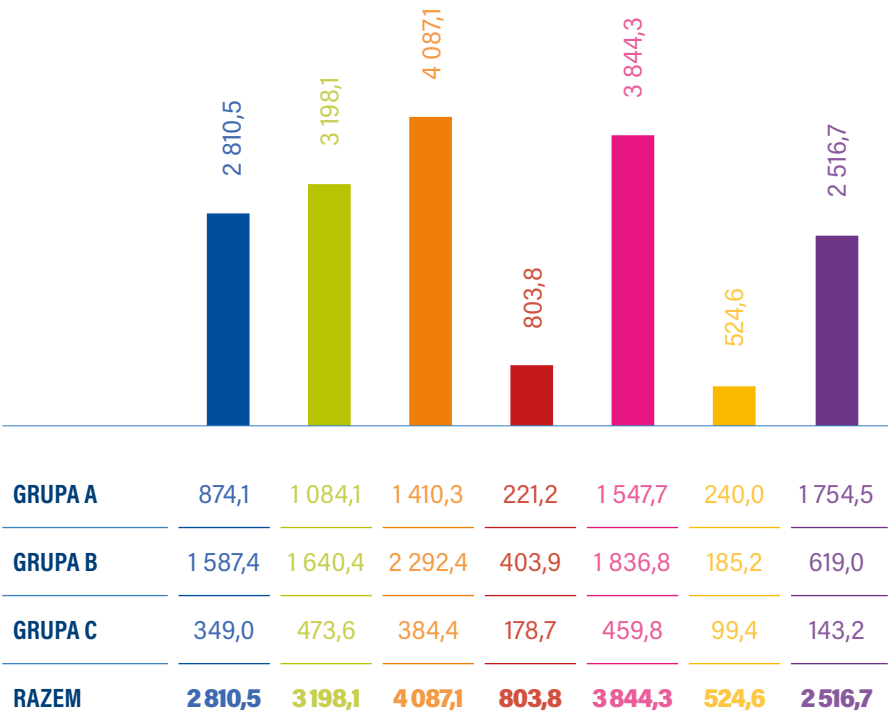
Jeszcze większą skalę inwestycji odnotowano w sektorze dystrybucji, gdzie łączne nakłady dla 5 największych OSD osiągnęły rekordowy poziom 14,7 mld zł. To o 2,2 mld zł więcej niż w roku poprzednim.

Po uwzględnieniu – po raz pierwszy w tej statystyce – spółki PGE Energetyka Kolejowa Operator, łączna wartość inwestycji wyniosła prawie 15,3 mld zł.

Rok 2025 był okresem intensyfikacji inwestycji w infrastrukturę elektroenergetyczną. Zarówno PSE, jak i sektor dystrybucji znacząco zwiększyły poziom nakładów, wspierając modernizację oraz rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego.

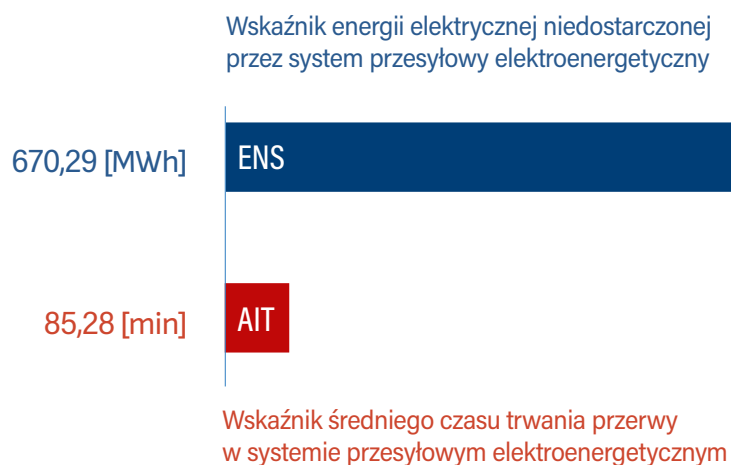
RAZEM

17 785,1 mln zł



PRZERWY W DOSTARCZANIU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

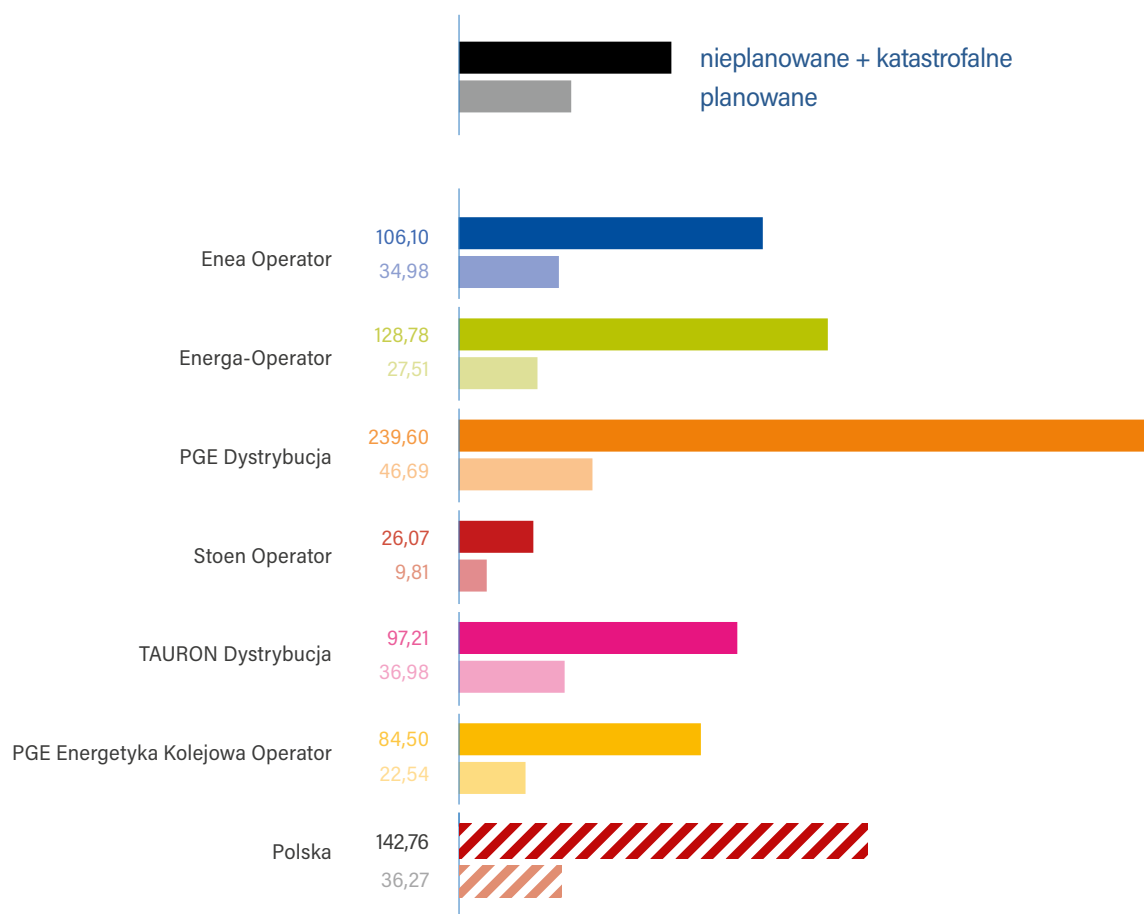
dane na koniec 2025 r.



- Enea Operator
- Energa-Operator
- PGE Dystrybucja
- Stoen Operator
- TAURON Dystrybucja
- PGE Energetyka Kolejowa Operator
- PSE

SAIDI NA WN, SN i nn [min/odb.]

dane na koniec 2025 r.



SAIDI ŁĄCZNIE



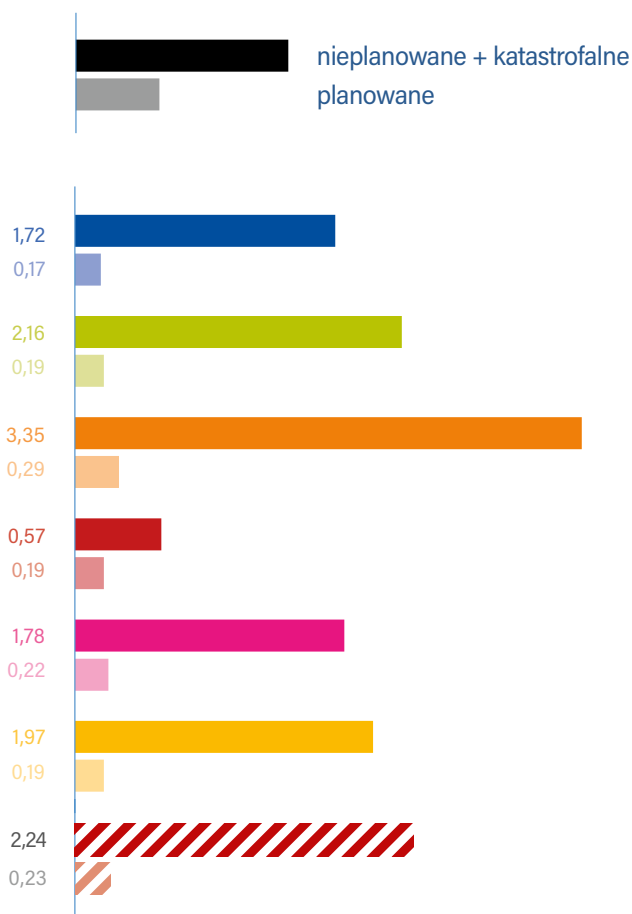
SAIDI - wskaźnik średniego czasu trwania przerwy w dostawach energii elektrycznej, wyznaczony w minutach na odbiorcę.

SAIFI - wskaźnik średniej liczby przerw w dostawach energii elektrycznej na odbiorcę.

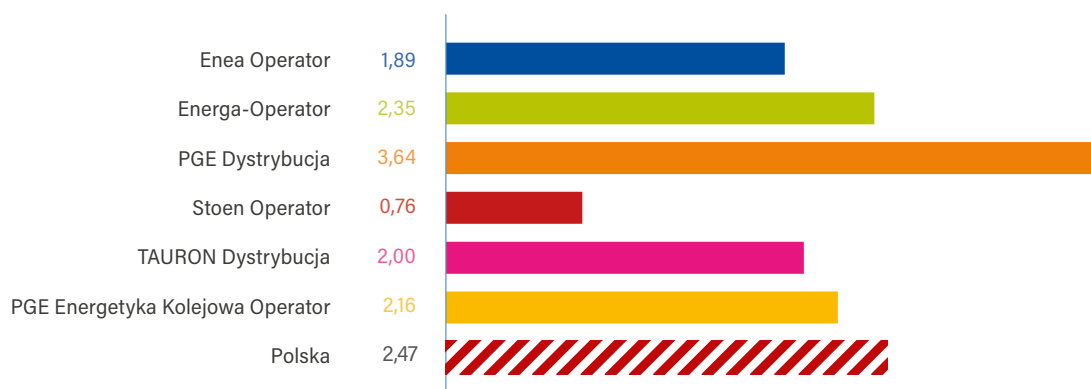
Wskaźniki SAIDI i SAIFI nie obejmują przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczane są oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych.

SAIFI NA WN, SN i nn [szt./odb.]

dane na koniec 2025 r.



SAIFI ŁĄCZNIE



W 2025 roku łączny wskaźnik SAIDI dla sześciu OSD wyniósł 179,03 min/odb., natomiast wskaźnik SAIFI ukształtował się na poziomie 2,47 szt./odb. W porównaniu z rokiem poprzednim oznacza to spadek odpowiednio o 23 min/odb. oraz 0,26 szt./odb., przy czym

w przypadku SAIFI odnotowano najniższą wartość w historii. O poziomie wskaźników w największym stopniu decydowały przerwy nieplanowane w sieci SN, które odpowiadały za 65 proc. SAIDI oraz 85 proc. SAIFI.



POLSKIE TOWARZYSTWO
PRZESYŁU I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

ul. Wołyńska 22
60-637 Poznań
tel. +48 61 846 02 00
faks +48 61 846 02 09
PTPIREE@PTPIREE.PL
www.ptpiree.pl