KLIENT >>>> DYSTRYBUCJA >>>> PRZESYŁ

ENERGIA Elektryczna

ISSN 2719-8480
Biuletyn Branżowy
2/2021

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje | Technika i technologie | Wydarzenia w branży

Rosnąca rola dotacji
w finansowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznej

Wpływ
projektu kablowania sieci SN na wzrost mocy biernej

Internet rzeczy
i Internet zachowań w służbie człowieka

Temat miesiąca
PEP 2040 – nowa strategia energetyczna

Zdjęcie: Katarzyna Piwecka

Szanowni Państwo

W dynamicznie zmieniającej się sytuacji rynkowej trudno wyobrazić sobie znaczącą firmę czy inną organizację, która funkcjonuje bez spójnej strategii rozwoju. W skali całych sektorów gospodarki posiadanie jasno zdefiniowanych celów na kolejne dekady wydaje się warunkiem niezbędnym dla przetrwania w epoce globalizacji. Stąd tak ważnym wydarzeniem ostatnich dni było przyjęcie przez rząd „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.". Nowy dokument strategiczny wyznacza kierunki rozwoju na niemal dwie dekady. Przyjęta strategia opiera się na trzech filarach: sprawiedliwej transformacji, zeroemisyjnym systemie energetycznym i dobrej jakości powietrza. Omówienie założeń planu jest w bieżącym wydaniu Tematem miesiąca, gdyż rzeczywiście mamy do czynienia z dokumentem ważnym, długo procedowanym, którego założenia ukształtują rodzimą energetykę na najbliższe dziesięciolecia. Z punktu widzenia realizacji celów i programów „Polityki energetycznej Polski do 2040 r." najważniejszym dla sektora elektroenergetycznego jest „Cel szczegółowy 2 – Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej". Przewidziano w nim dwa projekty strategiczne: pierwszy związany z rynkiem mocy i drugi – z wdrożeniem inteligentnych sieci. Co niezwykle istotne, podkreślono w strategii priorytetową rolę rozwoju infrastruktury sieciowej i technologii magazynowania dla zwiększenia udziału energii z odnawialnych źródeł w bilansie energetycznym.

Dla realizacji założonych celów niezbędne jest stabilne finansowanie. Na temat rosnącej roli dotacji w finansowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznej piszemy w dziale Rynek i regulacje. Dotychczasowe osiągnięcia spółek dystrybucyjnych i operatora przesyłowego w tym zakresie muszą budzić uznanie. Rozpoczynająca się właśnie nowa perspektywa finansowa Unii Europejskiej jest dobrym momentem, żeby skupić uwagę na tych właśnie źródłach finansowania. Jest to szczególnie ważne dla OSD, które jako podmioty regulowane, mają ograniczone możliwości finansowania inwestycji. Dlatego fundusze pomocowe odgrywają tu niezwykle ważną rolę.

Dla realizacji celów i priorytetów transformacyjnych równie istotna jak sprawy finansowe jest współpraca operatorów na szczeblu unijnym. W dziale Rynek i regulacje piszemy o inicjatywie nowo powstającego podmiotu reprezentującego OSD – EU DSO Entity.

Z kolei w dziale Technika i technologie zwracamy Państwa uwagę na zagadnienie wpływu projektu kablowania sieci SN na wzrost mocy biernej. Dział Łączność przynosi natomiast omówienie kierunków rozwoju sektora IT w zakresie Internetu rzeczy (IoT) i Internetu zachowań (IoB).

Jak zawsze na naszych łamach znajdą Państwo najważniejsze informacje ze spółek i branży, a także przegląd aktualności prawnych, gdzie na pierwszy plan wysuwa się obecnie projekt zmian w ustawie o elektromobilności.

Zapraszam do lektury!

Wojciech Tabiś

Biuletyn Branżowy „Energia Elektryczna"
– miesięcznik Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Redaguje zespół: Wojciech Tabiś (redaktor naczelny),
Małgorzata Władczyk (zastępca redaktora naczelnego), Sebastian Brzozowski, Maciej Skoraszewski, Olga Fasiecka, Wojciech Kozubiński, Lucyna Mazurek, Stanisława Teszner, Katarzyna Zalewska-Wojtuś.

Adres redakcji: ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań, tel. 61 84-60-200, faks 61 84-60-209, www.e-elektryczna.pl

Wydawca: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań, tel. 61 84-60-200, faks 61 84-60-209, e-mail: ptpiree@ptpiree.pl, www.ptpiree.pl

Wersja drukowana: ISSN 1897-3833

Opracowanie graficzne, skład i łamanie: Media i Rynek, ul. K. Pułaskiego 41, 62-800 Kalisz

Redakcja nie odpowiada za treść reklam i ogłoszeń.

Redakcja nie zwraca nadesłanych materiałów oraz zastrzega sobie prawo skracania i adiustacji tekstów oraz zmianę ich tytułów.

Data zamknięcia numeru: 26 lutego 2021 r.

Spis treści

4 INFORMACJE ZE SPÓŁEK

TEMAT MIESIĄCA

7 PEP 2040 – nowa strategia energetyczna

RYNEK I REGULACJE

9 Rosnąca rola dotacji w finansowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznej

12 Stowarzyszenie EU DSO Entity

14 RAPORT Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH

16 PARAGRAF W SIECI

TECHNIKA I TECHNOLOGIE

19 Wpływ projektu kablowania sieci SN na wzrost mocy biernej

ELEKTROMOBILNOŚĆ

22 Skoda ENYAQ iV

ŁĄCZNOŚĆ

23 Internet rzeczy i Internet zachowań w służbie człowieka

25 WYDARZENIA W BRANŻY

26 FELIETON

Zdjęcie: Stock Adobe

» PGE Dystrybucja

Modernizacja zasilania ujęcia wody w Ostrowcu Świętokrzyskim

Zdjęcie: PGE Dystrybucja

Inwestycja energetyczna służy poprawie bezpieczeństwa jedynego ujęcia wody dla Ostrowca Świętokrzyskiego

Wspólna inwestycja spółki PGE Dystrybucja Oddział Skarżysko-Kamienna oraz Miejskich Wodociągów i Kanalizacji w Ostrowcu Świętokrzyskim służyła poprawie bezpieczeństwa jedynego ujęcia wody dla Ostrowca Świętokrzyskiego. Zastosowano odporne na warunki terenowe kable ułożone po nowej, krótszej trasie. Zmieniono miejsce przyłączenia ujęcia wody, zmniejszając odległość torów prądowych od stacji energetycznej GPZ Ostrowiec do stacji ujęcia wody Kąty Denkowskie. Wybudowano również nowoczesne złącze kablowe średniego napięcia. Jest ono wyposażone w system zdalnego sterowania i sygnalizacji, który pozwala na elastyczność układu ruchowego na sieci elektroenergetycznej, co wpływa na stałe dostawy energii dla odbiorców w przypadku wystąpienia awarii lub potrzeby wykonania prac planowych.

Jednocześnie zmodernizowano stację transformatorową zasilającą odbiorców energii elektrycznej we wsi Sudół. Skarżyski oddział spółki PGE Dystrybucja planuje przebudowę linii tak, aby całość odcinka od GPZ Ostrowiec do nowo wybudowanego złącza przy stacji ujęcia wody Kąty Denkowskie była kablowa. ■

» PKP Energetyka

Dobra Energia

Pół tysiąca nowych komputerów do nauki zdalnej dostaną dzieci z najbardziej potrzebujących rodzin pracowników Grupy Kapitałowej PKP Energetyka w całej Polsce. To pierwsza akcja realizowana w ramach nowo powołanej z inicjatywy PKP Energetyka Fundacji Dobra Energia, która ma na celu m.in. przeciwdziałanie wykluczeniu cyfrowemu najmłodszych. Sprzęt trafi nie tylko do tych, których rodzice wnioskowali o wsparcie zależne od kryterium dochodowego, lecz także do wszystkich rodzin wychowujących dzieci z niepełnosprawnością, jeśli taką potrzebę zgłosiły. Obdarowani otrzymają ponadto opłacony na rok dostęp do internetu oraz zdalną pomoc techniczną. Tak stworzony pakiet pozwoli im w pełni uczestniczyć w edukacji zdalnej. Na pierwszą akcję przeznaczono w sumie 1,5 mln zł.

Powołanie fundacji to jedna z wielu inicjatyw zrealizowanych w ostatnim czasie na rzecz zatrudnionych w spółce. PKP Energetyka do tej pory wydała ponad 18 mln zł na zabezpieczenie warunków pracy oraz wyposażenie w niezbędne środki higieny i ochrony osobistej, uruchomiła także infolinię pomocową dla pracowników przebywających na kwarantannie czy przygotowała wsparcie dla swoich emerytów. ■

» PSE

Najdłuższa linia 400 kV na Dolnym Śląsku

Zdjęcie: PSE

Dzięki połączeniu dwóch odcinków nowo budowanych linii 400 kV Mikułowa – Czarna i Czarna – Pasikurowice powstała najdłuższa linia elektroenergetyczna w regionie

Polskie Sieci Elektroenergetyczne uruchomiły 155-kilometrowy ciąg liniowy o napięciu 400 kV, który połączył stacje elektroenergetyczne Mikułowa przy zachodniej granicy kraju i Pasikurowice niedaleko Wrocławia. Koszt inwestycji to pół miliarda złotych. Dzięki połączeniu dwóch odcinków nowo budowanych linii 400 kV Mikułowa – Czarna i Czarna – Pasikurowice powstała najdłuższa linia elektroenergetyczna w regionie. Zastąpi ona wysłużone linie, które dostarczały energię mieszkańcom Dolnego Śląska od blisko 50 lat. Linia 400 kV Mikułowa – Pasikurowice to jedna z czterech inwestycji liniowych, które PSE zrealizują w województwie dolnośląskim do 2025 roku. Po ich ukończeniu powstanie nowoczesny układ zasilania południowo-zachodniej Polski. Łącznie na inwestycje w infrastrukturę przesyłową na Dolnym Śląsku spółka przeznaczy około 950 mln zł.

PSE otrzymały 380 mln zł dofinansowania z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na budowę linii Mikułowa – Czarna i Czarna – Pasikurowice oraz rozbudowę i modernizację obsługujących je stacji najwyższych napięć. ■

» Energa-Operator

Nowy system zarządzania

Zdjęcie: Energa-Operator

Wprowadzenie nowego systemu znacznie zwiększy możliwość nadzoru i kontroli nad pracą sieci

Energa-Operator przystąpiła do prac nad wdrożeniem SCADA/ADMS, czyli najnowszej generacji centralnego systemu zarządzania ruchem sieci elektroenergetycznej. Modernizacja ma pozwolić m.in. na szybsze usuwanie awarii oraz ułatwienie sterowania rozproszonymi odnawialnymi źródłami energii. Dyspozytorzy zyskają zautomatyzowane procesy wspierające sterowanie pracą sieci. System samodzielnie wskaże optymalne rozwiązania, dokona także analizy ewentualnych zagrożeń dla stabilnej pracy sieci. Wprowadzenie nowego systemu znacznie zwiększy możliwość nadzoru i kontroli nad pracą sieci nie tylko wysokich, ale również średnich i niskich napięć.

Proces wdrożenia podzielono na dwa etapy. Pierwszy realizowany jest w ramach projektu smart grid, który jest dofinansowany przez Unię Europejską (Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020).

Nowy, scentralizowany tryb sterowania SCADA/ADMS będzie pierwszym w Polsce kompleksowym system dyspozytorskim sterowania pracą sieci wysokich, średnich i niskich napięć. Pozwoli na połączenie elementów inteligentnej infrastruktury w jedną sprawnie działającą całość. Zastosowanie modułu FDIR (ang. Fault Detection, Isolation and Restoration), znacznie ograniczy czas usuwania awarii. System będzie również dokonywał samoczynnej rekonfiguracji sieci. Wdrożenie funkcji kontroli przepływu mocy czynnej i biernej ułatwi m.in. sterowanie źródłami rozproszonymi. Ważną funkcją nowego systemu będzie planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnych z uwzględnieniem rozproszonych źródeł generacji.

Zakończenie drugiego etapu modernizacji planowane jest na koniec 2026 roku. System wzbogaci się m.in. o funkcję symulatora treningowego dla dyspozytorów. Dodane zostaną również funkcje: kontroli i regulacji wielkości generowanej mocy w źródłach wytwórczych przyłączonych do sieci wszystkich napięć, planowania i uzgadniania wyłączeń dla sieci WN, SN i nn z możliwością tworzenia sekwencji łączeniowych, obsługi zgłoszeń, reklamacji i awarii z możliwością wyznaczania wskaźników realizacji zadań oraz automatycznego generowania i aktualizacji schematów sieci niskich napięć. Partnerem wykonawczym wdrożenia nowego systemu jest firma Mikronika. ■

» Enea Operator

Nowy punkt zasilania w Kostrzynie nad Odrą

Zdjęcie: Enea Operator

GPZ Kostrzyn II poprawi warunki zasilania blisko trzech tysięcy odbiorców

16,5 mln zł zainwestowała Enea Operator w budowę nowego GPZ w Kostrzynie nad Odrą (Lubuskie). Stacja transformująca napięcie 110/15 kV GPZ Kostrzyn II z dwoma transformatorami o mocy 25 MVA każdy poprawi warunki zasilania blisko trzech tysięcy odbiorców, ograniczy skutki potencjalnych awarii i umożliwi rozwój energetyki odnawialnej. GPZ połączono z istniejącą infrastrukturą za pomocą dwutorowej linii wysokiego napięcia liczącej 1,6 km oraz liniami kablowymi średniego napięcia o łącznej długości 7 km. Inwestycja otrzymała wsparcie funduszy Unii Europejskiej w wysokości 9,2 mln zł. ■

» Tauron Dystrybucja

35 milionów odczytów dziennie

Codziennie 35 milionów nowych odczytów z inteligentnych liczników trafia do systemu informatycznego spółki Tauron Dystrybucja. Zbudowany w ramach projektu badawczo-rozwojowego system korzysta z danych ponad 400 tys. inteligentnych liczników zamontowanych już u klientów we Wrocławiu.

W projekcie B+R Taurona opracowano prototyp systemu Platforma MDM (Meter Data Management) klasy Big Data do zaawansowanej analizy danych pochodzących z infrastruktury pomiarowej AMI w powiązaniu z danymi z innych systemów OSD. Każdego dnia do Platformy MDM przekazywanych jest ponad 35 mln danych pomiarowych oraz informacji o zdarzeniach z infrastruktury pomiarowej działającej w ramach Smart City Wrocław. Inteligentne liczniki gromadzą ogromną liczbę danych o stanie i ruchu w sieci energetycznej, obciążeniach oraz innych zdarzeniach, które dystrybutor energii elektrycznej może wykorzystywać do usprawnienia swoich procesów biznesowych. Przykładem może być prowadzenie zaawansowanej analityki wykrywania awarii oraz zakłóceń w pracy infrastruktury pomiarowej czy też możliwość monitorowania zapotrzebowania na moc, a następnie planowania i realizowania optymalnych inwestycji w infrastrukturę sieci elektroenergetycznej.

Analiza i zarządzanie dużą liczbą danych pomiarowych i zdarzeń pochodzących z liczników inteligentnych oraz korzystanie z inteligentnej aplikacji umożliwia również optymalizację pracy sieci dystrybucyjnej. Projekt badawczo-rozwojowy „Platforma zarządzania danymi z zaawansowanej infrastruktury pomiarowej" realizowany był w partnerstwie z gliwicką firmą Future Processing SA i został uruchomiony w ramach sektorowego programu B+R Inteligentny Rozwój 2014-2020, współfinansowanego ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. ■

» PKP Energetyka

Pracodawca na topie

PKP Energetyka po raz trzeci z rzędu została uhonorowana prestiżowym tytułem Top Employer przyznawanym przez Top Employers Institute. Tym samym spółka znalazła się w gronie 67 laureatów, najlepszych pracodawców w Polsce. Wyróżnienie Top Employer jest poświadczeniem zaangażowania firmy w tworzenie przyjaznego środowiska pracy poprzez spełnianie wysokich, międzynarodowych standardów oraz wdrażanie najlepszych praktyk polityki personalnej. PKP Energetyka stawia na rozwój zawodowy pracowników i poszerzanie ich kompetencji wraz z wprowadzaniem innowacji oraz nowoczesnych technologii. Dużą wagę przykłada do kultury organizacyjnej opartej na dialogu i angażowaniu pracowników. Top Employers Institute to globalny autorytet w zakresie badania praktyk zarządzania zasobami ludzkimi w organizacjach na całym świecie. ■

» PGE Dystrybucja

Awarie przez bobry

Nie tylko złe warunki pogodowe mogą utrudnić pracę energetykom ze spółki PGE Dystrybucja. Zdarza się, że awarie powodują również zwierzęta.

Kłopotów dokładają przede wszystkim niezwykle aktywne bobry. Bóbr europejski to ważny element przyrody Polski i podlega ochronie, ale jednocześnie to jeden z tych gatunków, które wywołują najpoważniejsze szkody. Są doskonałymi inżynierami i hydrotechnikami; potrafią na wielką skalę kształtować środowisko.

W ubiegłym roku elektromonterzy z Oddziału Lublin kilkanaście razy usuwali zniszczenia w sieci powstałe w wyniku upadku podgryzionego przez bobry drzewa na linię średniego napięcia. W listopadzie zwierzęta podcięły drzewa na trasie linii SN Kock – Radzyń. Teren, na którym przyszło działać energetykom, był bardzo trudny, gdyż linia przebiega nad stawem.

Podobna sytuacja miała miejsce w RE Busko (Oddział Skarżysko-Kamienna) na odgałęzieniu Kije Smugi. W wyniku upadku drzewa podgryzionego przez bobry na linię 15 kV uszkodzeniu uległa stacja trafo i odłącznik SN przed nią. Cała operacja była skomplikowana, ponieważ zwierzęta zrobiły tamę, wokół której powstało duże rozlewisko. Podmokły teren i opady śniegu znacznie utrudniały dojazd ekip pogotowia energetycznego. Zadecydowano o podłączeniu agregatu, dzięki czemu prace mogły być wykonane bez przerw w dostawach energii elektrycznej do okolicznych mieszkańców. Na obszarze działania RE Busko takie sytuacje nie są odosobnione, ponieważ Ponidzie obfituje w podmokłe łąki i torfowiska, które stwarzają idealne warunki żerowania dla bobrów.

Również Posterunek Energetyczny Otwock i Rejon Energetyczny Wyszków (Oddział Warszawa) ma problemy z bobrami. Brygady elektromonterów z PE Otwock musiały ostatnio dokończyć rozpoczętą przez zwierzęta „wycinkę", ponieważ drzewa zagrażały linii średniego napięcia. Zadanie było trudne i wymagało użycia specjalistycznego sprzętu, lin i siły fizycznej, zwłaszcza gdy brak jest możliwości dojazdu. W Karczewie, wzdłuż rzeczki Jagodzianka, monterzy usunęli kilkanaście drzew.

Podobne sytuacje zdarzają się często w RE bardziej oddalonych od stolicy. Wiele takich sytuacji spotkało ekipy z Wyszkowa. Tam brygady nawet zabezpieczały niektóre drzewa, okręcając wokół pnia siatkę ogrodzeniową, aby skłonić bobry do przeniesienia się w miejsce oddalone nieco od linii energetycznych.

Także w Oddziale Łódź w RE Piotrków Trybunalski bobry podgryzały drzewa, które przewróciły się na linie 15 kV w okolicach Dłutowa, Grobli, Brodowych i Trzebcy. Dwukrotnie doszło do zerwania przewodów w okolicach Dłutowa i Gościmowic. ■

» PGE Dystrybucja

Słonik nadziei

PGE Dystrybucja po raz kolejny przyłączyła się do akcji TVP Lublin „Słonik nadziei". Tym razem spółka spełniła marzenia podopiecznych Domu Małych Dzieci w Chełmie oraz Chełmskiego Centrum Pomocy Dziecku i Rodzinie. PGE Dystrybucja wsparła finansowo m.in. zakup mebli, dywanów, zmywarki, a także gier i zabawek. Każde dziecko dostało też paczkę ze słodyczami. Z kolei pracownicy Oddziału Zamość zorganizowali zbiórkę słodyczy, ubrań oraz zabawek dla wychowanków obydwu placówek. Najwięcej darów zgromadzili energetycy RE w Chełmie, który dodatkowo sfinansowali zakup meblościanki. W chełmskich placówkach przebywają podopieczni od 2. do 21. roku życia. Uczestniczą w zajęciach edukacyjnych i wychowawczych, mających na celu uzupełnienie wieloletnich braków społecznych, dydaktycznych i emocjonalnych. ■

» Enea Operator

Kamery do inspekcji urządzeń pod napięciem

Enea Operator zakupiła kamery do odczytu danych z tabliczek znamionowych transformatorów średniego napięcia na niskie, które często zamontowane są w trudno dostępnych miejscach. Zastosowanie nowoczesnego sprzętu pozwoli na oglądanie „na żywo" lub rejestrowanie obrazów i filmów z niewidocznej części urządzeń będących pod napięciem. Kamera zamontowana na drążku wykonuje zdjęcia i wideo wysokiej rozdzielczości, ma też kilka trybów nagrywania. Jest zdalnie sterowana za pomocą aplikacji dostępnych dla systemów iOS oraz Android. Zakup kamer służy rozwojowi technologii prac pod napięciem, które są prowadzone w firmie od ponad dekady. Zastosowane rozwiązanie przynosi korzyści zarówno klientom, którzy w trakcie PPN mają zapewnioną nieprzerwaną dostawę energii elektrycznej o najwyższych parametrach, ale także sprzyja bezpieczeństwu i komfortowi pracowników spółki oraz wpływa na poprawę wskaźników niezawodności. ■

Informacje ze spółek opracowała Marzanna Kierzkowska

PEP 2040 – nowa strategia energetyczna

2 lutego Rada Ministrów zatwierdziła „Politykę energetyczną Polski do 2040 r.". „To nowa ważna data dla polskiego sektora paliwowo-energetycznego. Po 12 latach od ustanowienia poprzedniej polityki przyjęto nowy dokument strategiczny, wyznaczający kierunki rozwoju tego sektora"[1] – podkreślił minister klimatu i środowiska Michał Kurtyka.

Biuro PTPiREE

Analizując ramy transformacji energetycznej w Polsce, w tym filary PEP2040, cele szczegółowe oraz działania i projekty strategiczne, możemy wyznaczyć kierunki, w jakich zmierzać będzie sektor przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.

Filarami „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku" są:

- I – sprawiedliwa transformacja;
- II – zeroemisyjny system energetyczny;
- III – dobra jakość powietrza.

Sprawiedliwa transformacja to taka, która „nie zostawi nikogo z tyłu", a przede wszystkim pozwoli na zapewnienie możliwości rozwoju tym regionom i ich mieszkańcom, którzy zostaną najbardziej dotknięci transformacją energetyczną i skierowaniem energetyki ku źródłom niskoemisyjnym, czyli przede wszystkim terenom węglowym. Jest to niezbędne dla realizacji celów i projektów II filaru – zmniejszenia emisyjności sektora energetycznego, tj. wdrożenia energetyki jądrowej i wiatrowej na morzu oraz zwiększenia roli energetyki rozproszonej i obywatelskiej. Kontynuacja tych działań ma służyć długofalowo poprawie jakości powietrza, a towarzyszyć im będą inne inicjatywy, takie jak rozwój elektromobilności, transformacja sektora ciepłowniczego i wykorzystanie lokalnych źródeł energii. Do 2040 roku potrzeby cieplne wszystkich gospodarstw domowych mają być pokrywane przez ciepło systemowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła indywidualne. Przewiduje się odejście od spalania węgla w gospodarstwach domowych w miastach do 2030, na wsiach do 2040, przy jednoczesnym utrzymaniu możliwości wykorzystania paliwa bezdymnego do 2040 roku.

Rozbudowa sieci

Z punktu widzenia realizacji celów i programów „Polityki energetycznej Polski" przez operatorów systemów elektroenergetycznych, kluczowym jest „Cel szczegółowy 2 – Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej", w ramach którego przewidziano dwa projekty strategiczne: projekt związany z rynkiem mocy i drugi z wdrożeniem inteligentnych sieci.

Tabela

CEL SZCZEGÓŁOWY 1. Optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych	CEL SZCZEGÓŁOWY 2. Rozbudowa insfrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej	CEL SZCZEGÓŁOWY 3. Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrasktruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych
PROJEKT STRATEGICZNY 1. Transformacja regionów węglowych	PROJEKT STRATEGICZNY 2A. Rynek mocy PROJEKT STRATEGICZNY 2B. Wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych	PROJEKT STRATEGICZNY 3A. Budowa Baltic Pipe PROJEKT STRATEGICZNY 3B. Budowa drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego
CEL SZCZEGÓŁOWY 4. Rozwój rynków energii		CEL SZCZEGÓŁOWY 5. Wdrożenie energetyki jądrowej
PROJEKT STRATEGICZNY 4A. Wdrażanie Planu działania (mającego służyć zwiększeniu transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej) PROJEKT STRATEGICZNY 4B. Hub gazowy PROJEKT STRATEGICZNY 4C. Rozwój elektromobilności		PROJEKT STRATEGICZNY 5. Program polskiej energetyki jądrowej
CEL SZCZEGÓŁOWY 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii	CEL SZCZEGÓŁOWY 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji	CEL SZCZEGÓŁOWY 8. Poprawa efektywności energetycznej
PROJEKT STRATEGICZNY 6. Wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej	PROJEKT STRATEGICZNY 7. Rozwój ciepłownictwa systemowego	PROJEKT STRATEGICZNY 8. Promowanie poprawy efektywności energetycznej

Źródło: „Polityka energetyczna Polski do 2040 r." – streszczenie, Ministerstwo Klimatu i Środowiska

Dostrzeżono, że tylko sprawna i wystarczająco rozbudowana infrastruktura zapewni bezpieczeństwo dostaw energii. Podkreślono również priorytetową rolę rozwoju infrastruktury sieciowej i technologii magazynowania energii dla zwiększenia udziału energii z odnawialnych źródeł w bilansie energetycznym. Poziom energii z OZE w strukturze krajowego zużycia energii elektrycznej netto ma wynieść nie mniej niż 32 proc. w 2030 roku, przede wszystkim dzięki rozwojowi fotowoltaiki oraz morskich farm wiatrowych. W 2033 roku ma zostać wdrożona energetyka jądrowa (łącznie sześć bloków jądrowych o mocy całkowitej 6-9 GW), która także wpłynie

na redukcję emisji zanieczyszczeń z sektora, a jednocześnie będzie stabilizowała system elektroenergetyczny jako źródło niezależne od warunków atmosferycznych oraz zmiennej i nie w pełni przewidywalnej energii z wiatru czy słońca. Rozwój infrastruktury przesyłowej pozwoli na wyprowadzenie mocy z tych źródeł i zwiększenie możliwości wymiany transgranicznej. Natomiast wzrost udziału sieci kablowych w stosunku do sieci napowietrznych oraz odtworzenie sieci wpłyną na poprawę jakości dostaw do odbiorców końcowych. Inwestycje w sieci dystrybucyjne wzmocnią je, umożliwiając transport energii ze źródeł rozproszonych i stopniowe przekształcanie sieci jednokierunkowej w aktywną sieć dwukierunkową.

Ponadto kontynuowane będzie wdrażanie inteligentnych sieci elektroenergetycznych, w tym instalacji liczników zdalnego odczytu według harmonogramu już zaproponowanego w projekcie nowelizacji Prawa energetycznego, w celu integracji procesów i zachowań użytkowników rynku energii. Dla poprawy sprawności działania w sytuacjach awaryjnych wdrożony zostanie cyfrowy system łączności między operatorami systemów dystrybucyjnych – wraz z wyposażeniem infrastruktury w urządzenia sterowania i automatycznej rekonfiguracji – głównie w sieciach średnich napięć. Przewiduje się także wyposażenie systemów i linii SN oraz nn w urządzenia diagnostyki i analizy pracy sieci.

Za istotne uznano takie aspekty rozwoju sieci elektroenergetycznych jak potrzebę wdrażania innowacji – w tym prowadzenia badań i rozwój czy pozyskiwanie środków na ich realizację – oraz zapewnienie cyberbezpieczeństwa sieci, zwłaszcza w sytuacji wyposażania jej w elementy zdalnego sterowania i zbierania danych na coraz większą skalę.

Obok zagwarantowania pewności dostaw energii elektrycznej, co zapewnić ma wdrożony już rynek mocy, struktura mocy wytwórczych musi również uwzględniać potrzeby elastyczności systemu elektroenergetycznego. W omawianym dokumencie wskazano zatem, że konieczne jest większe zróżnicowanie technologiczne, wykorzystanie potencjału odpowiedzi odbiorców (DSR) oraz innych usług, które mogą zapewnić większą elastyczność sieci. Jest to zgodne z duchem unijnej dyrektywy rynkowej z 2019 roku, stanowiącej o możliwości udzielania przez OSD zamówień na usługi elastyczności w sieciach dystrybucyjnych. Elastyczność sieci rozpatruje się w ścisłym związku z rozwojem technologii magazynowania energii, w tym także mniejszych, przydomowych magazynów. Pozwolą one na gromadzenie nadmiaru energii elektrycznej i jej wykorzystanie w późniejszym czasie. Będzie to remedium na przerwy w zasilaniu i alternatywa dla wirtualnego magazynowania energii w sieci poprzez rozliczenie energii wprowadzonej i pobranej opustem w zbilansowaniu rocznym.

Co istotne, dostrzeżono w dokumencie, że w celu skutecznej realizacji zadań inwestycyjnych o strukturze liniowej w sieci dystrybucyjnej konieczne jest także wprowadzenie regulacji prawnych ułatwiających pozyskanie praw do dysponowania nieruchomością na cele budowlane dla infrastruktury elektroenergetycznej.

Rozwój rynków energii

W ramach „Celu szczegółowego 4 - Rozwój rynków energii", OSD także przypisano określone zadania, polegające m.in. na umożliwieniu odbiorcom aktywnego uczestnictwa w rynku energii poprzez np. udział w DSR oraz uporządkowanie generalnych umów dystrybucji. Zapewniono, że dla rozwoju sieci rozwijane i pozyskiwane będą określone usługi, takie jak m.in. DSR oraz usługi systemowe oraz zagwarantowana zostanie możliwość tworzenia lokalnych obszarów bilansowania – co już znajduje odzwierciedlenie w pracach resortu klimatu i środowiska. Dla wzmocnienie pozycji konsumenta energii elektrycznej poszerzona będzie polityka informacyjna, a do 2028 roku 80 proc. gospodarstw domowych wyposaży się w liczniki zdalnego odczytu.

Operatorzy a rozwój OZE

OSD oraz OSP także pełnią i będą pełnili znaczącą rolę w rozwoju odnawialnych źródeł energii („Cel szczegółowy 6") poprzez rozwój sieci i przystosowanie ich do odbioru energii z rosnącej liczby źródeł rozproszonych oraz z morskich farm wiatrowych. Już w grudniu ubiegłego roku Sejm uchwalił ustawę o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, określającą m.in. zasady i warunki wsparcia, przygotowania oraz realizacji inwestycji, zasady rozporządzania zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy i morską farmą wiatrową. Spodziewany jest też dalszy wzrost liczby mikroinstalacji – program rządowego dofinansowania „Mój prąd" odniósł ogromny sukces i zapowiadana jest druga edycja wsparcia dla prosumentów. Rozwijać się będą usługi magazynowania energii, DSR oraz wzrastać ma znaczenie klastrów energii i spółdzielni energetycznych, a także obywatelskich społeczności energetycznych, jeśli zostaną zaimplementowane do prawa krajowego jako odrębne podmioty. W omawianym Dokumencie przewiduje się do 2030 roku około pięciokrotny wzrost liczby prosumentów i zwiększenie do 300 liczby obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym.

Lepsze powietrze

W aspekcie ogólnospołecznym warto zwrócić uwagę także na „Cel szczegółowy 8 – Poprawa efektywności energetycznej". Termomodernizacja budynków mieszkalnych oraz zapewnienie efektywnego i ekologicznego dostępu do ciepła pozwolą na ograniczenie problemu niskiej emisji, czyli spalania złej jakości węgla i odpadów w gospodarstwach domowych, niewłaściwej obsługi instalacji czy spalania węgla w lokalnych ciepłowniach o słabej sprawności. Podejmowane działania mają wpłynąć także na zmniejszenie ubóstwa energetycznego o 30 proc., tj. do poziomu maksymalnie 6 proc. gospodarstw domowych, w 2030 roku.

To niezwykle ważne szczególnie w dobie obecnych zmagań z pandemią koronawirusa na całym świecie. Sytuacja kryzysowa uwidoczniła istotną rolę energetyki, w tym bezpieczeństwa energetycznego, dla funkcjonowania gospodarki. Sektor borykał się z jednej strony z obniżonym zapotrzebowaniem na energię elektryczną wynikającym z czasowego zamrożenia niektórych branż, a z drugiej będzie pełnił doniosłą rolę i stanie przed szeregiem wyzwań związanych m.in. z odbudową gospodarki nadwyrężonej przez skutki epidemii. Jak podkreślono w „Polityce energetycznej Polski", „istotne, aby decyzje inwestycyjne były podejmowane uwzględniając aspekt zielonej i niskoemisyjnej odbudowy gospodarczej. Działania związane z odbudową po pandemii mają na celu nadanie szybkiego i skutecznego impulsu wzrostowego oraz stworzeniu nowych możliwości dla krajowej gospodarki. Oprócz narzędzi osłonowych i działań mobilizujących krajowe środki publiczne, wykorzystane zostanie wsparcie unijne". I takie słowa, oprócz twardych danych i celów, niosą wsparcie i nadzieję. ■

Źródło

[1] Źródło: https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski

Rosnąca rola dotacji w finansowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznej

Przełom dekad to dobry moment na przyjrzenie się roli dotacji w finansowaniu inwestycji operatorów systemu elektroenergetycznego. W końcową fazę wkracza realizacja projektów dofinansowanych w okresie budżetowym Unii Europejskiej 2014-2020, a jednocześnie toczą się intensywne prace programowe nad wytyczeniem nowych warunków finansowania potrzeb inwestycyjnych na lata 2021-2030. Równolegle spółki energetyczne szykują się do opracowania wieloletnich planów rozwoju, które będą musiały uwzględnić potrzeby inwestycyjne wynikające z bezprecedensowego ogromu wyzwań energetyczno-klimatycznych, dysponując mocno ograniczonymi środkami finansowymi. W przypadku braku możliwości pozyskania przez operatorów systemu elektroenergetycznego dodatkowego finansowania realizacja wielu inwestycji niezbędnych do budowy gospodarki niskoemisyjnej i powiązanych z tym celów może nie być możliwa w założonych terminach i zakresie.

Co jakiś czas w mediach pojawiają się informacje o inwestycjach energetycznych, na które pozyskano unijne dotacje. Każda z nich niesie ze sobą konkretne korzyści dla odbiorców energii, bezpieczeństwa energetycznego kraju i regionów oraz rozwoju wielu sektorów gospodarki. Jednakże dopiero spojrzenie na wszystkie dofinansowane inwestycje operatorów sieciowych w Polsce pozwala dostrzec ich skalę. Nie ulega wątpliwości, że znaczenie dotacji w finansowaniu inwestycji sektora rośnie i w kolejnych latach będzie odgrywało jeszcze większą rolę, stając się coraz częściej czynnikiem rozstrzygającym w procesie podejmowania decyzji o przeprowadzeniu wielu ważnych inwestycji, z uwagi na ograniczone zasoby finansowe spółek energetycznych.

W okresie budżetowym UE 2014-2020 operatorzy systemu dystrybucyjnego mogli aplikować o dotacje w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko oraz regionalnych programów operacyjnych. Umożliwiają one rozwijanie i wdrażanie inteligentnych systemów dystrybucyjnych w sieciach średniego i niskiego napięcia, wsparcie dystrybucji energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych oraz inwestycje zwiększające bezpieczeństwo energetyczne w sieci wysokiego napięcia.

Operator systemu przesyłowego natomiast – oprócz POIiŚ, w ramach którego finansowane jest zwiększenie potencjału sieci do odbioru energii odnawialnej – może dodatkowo korzystać z instrumentu wspierającego połączenia transgraniczne z programu Łącząc Europę (CEF).

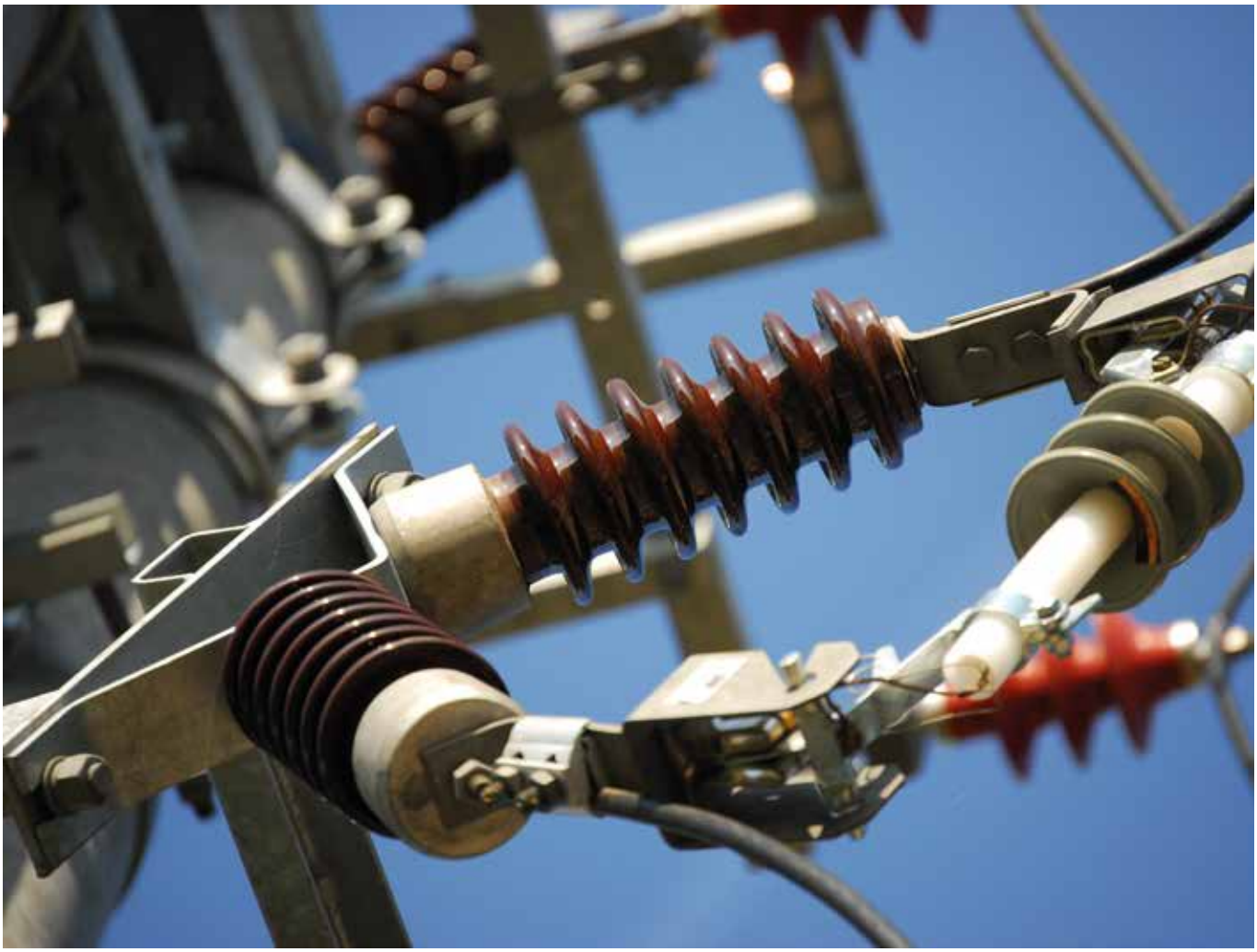
Operatorzy skutecznie wykorzystują dostępną alokację przypisaną sieciom. Wartość zawartych umów o dofinansowanie w krótkim czasie pokryła całość dostępnych środków. Jednocześnie liczba zgłoszonych przez operatorów projektów w ramach kolejnych aktualizacji Listy Projektów Strategicznych dla Infrastruktury Energetycznej w ramach POIiŚ każdorazowo znacząco przekraczała dostępną alokację. Świadczy to o bardzo dużym zapotrzebowaniu sektora na dodatkowe środki finansowe i ogromnym potencjale absorbcji funduszy pomocowych.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA podpisały w ramach POIiŚ umowy o dofinansowanie o łącznej wartości inwestycji sięgającej 5,9 mld zł, w tym 1,6 mld zł stanowi dotacja. Niemal drugie tyle, czyli 1,4 mld zł operator systemu przesyłowego pozyskał z europejskiego programu CEF. W ramach obu programów dofinansowana jest budowa i przebudowa ponad 2,9 tys. km linii najwyższych napięć oraz 18 stacji elektroenergetycznych.[1]

W sektorze dystrybucji energii elektrycznej, do końca stycznia 2021 roku pięciu największych OSD w kraju, tj. Enea Operator Sp. z o.o., Energa-Operator SA, innogy Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja SA i Tauron Dystrybucja SA pozyskały łącznie ponad miliard złotych dotacji na realizację 116 projektów inwestycyjnych o łącznej wartości nakładów przekraczającej 2 mld zł.[2]

W ramach pozyskanych funduszy w całym kraju budowie i przebudowie podlega 1645 stacji WN/SN i SN/nn; w części z nich zabudowywane są nowe transformatory, w tym także nowatorskie, czyli z podobciążeniową regulacją napięcia na terenach dużego nasycenia mikroinstalacjami OZE. Długość nowych i modernizowanych linii wysokiego, średniego i niskiego napięcia wynosi blisko 1,4 tys. km, z czego zdecydowana większość to linie SN, które objęte są przebudową w ramach projektów smart grid, zmianą jej struktury z napowietrznej na kablową oraz dostosowaniem do przyłączania źródeł energii odnawialnej.[3]

Inwestycje te obejmują również instalację nowoczesnych urządzeń pomiarowych, monitorujących i sterowniczych oraz wykorzystanie rozwiązań z dziedziny techniki informatycznej i telekomunikacyjnej, dzięki czemu sieć w coraz większym stopniu nabiera cech sieci inteligentnej. Inwestycje są systematycznie oddawane



Zdjęcie: Adobe Stock, Agnieszka Rajczak

Operatorzy skutecznie wykorzystują dostępną alokację przypisaną sieciom

do użytkowania, a realizacja ostatnich zakończy się w 2023 roku.

Dofinansowane inwestycje zapewniają wiele korzyści zarówno w skali lokalnej, jak i krajowej. Przyczyniają się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, pewności i jakości dostaw energii oraz dostosowania sieci dystrybucyjnej do nowych wyzwań, wynikających z polityki energetycznej Polski oraz strategii energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej. Wyzwania te stawiają przed OSD wymóg zapewnienia odpowiedniej struktury i stanu urządzeń elektroenergetycznych. A są one związane z postępem technologicznym i gospodarczym, rosnącymi oczekiwaniami klientów w zakresie zwiększania niezawodności dostaw energii elektrycznej, rozwojem odnawialnych źródeł energii, w tym mikroinstalacji, transportu elektrycznego, zmieniającymi się warunkami pracy sieci, postępującą digitalizacją, agregacją i zarządzaniem danymi w powiązaniu ze zwiększoną obserwowalnością sieci w czasie rzeczywistym, potrzebą poprawy efektywności energetycznej, zwiększenia przyjazności energetyki dla środowiska oraz dostosowania do zmian klimatu, a także cyberbezpieczeństwem.

Oceniając efekty obecnych inwestycji operatorów sieciowych wystarczy spojrzeć na budowany dzięki nim potencjał przyłączania OZE, który wynosi blisko 940 MW w sieci dystrybucyjnej, a w przesyłowej aż 3 GW. Liczba użytkowników przyłączonych do sieci o standardzie smart sięga 3,5 mln i systematycznie będzie przyrastać.[4]

Ze względu na wymagania Komisji Europejskiej, aby dofinansowane projekty przynosiły istotną wartość dodaną, w większości są nowatorskie, bardzo złożone, często o charakterze pilotażowym, wymagające zarówno od inwestorów, jak i wykonawców przecierania nowych ścieżek i nieszablonowego myślenia. Dzięki temu przy wsparciu środków UE powstaje w Polsce sieć nowej generacji, charakteryzująca się coraz większym stopniem elastyczności, automatyzacji, sterowalności i innowacyjności.

Ponadto, oprócz wskazanych już projektów inwestycyjnych, wszyscy OSD angażują się w programy badawczo-rozwojowe, których rezultaty będą mogły znaleźć odzwierciedlenie we wdrożeniach w przyszłości. Łącznie w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój operatorzy pozyskali 37,6 mln zł dotacji na projekty o łącznej wartości 76,3 mln zł.[5] Dodatkowo angażują się oni w projekty międzynarodowe dofinansowane w europejskim programie badawczym Horyzont 2020.

Oczekiwanym rezultatem wdrożeń rozwiązań sieci inteligentnej w kolejnych latach będzie system elektroenergetyczny optymalnie wykorzystujący posiadaną infrastrukturę, przewidujący, a nie tylko reagujący na powstałe zdarzenia, zdolny do procesów rekonfigurujących i adaptacyjnych, jak również zintegrowany, łączący różnorodne konfiguracje i rozmaitych użytkowników systemu elektroenergetycznego.

Chcąc sprostać tak ambitnym, acz koniecznym inwestycjom, niezbędne jest zapewnienie na ten cel adekwatnych

środków finansowych. A odpowiedni moment ku temu właśnie nadszedł. Moment, gdy toczą się prace programowe, w tym nad podziałem budżetu, zarówno w zakresie nowej polityki spójności UE 2021--2027, jak i nowych programów wsparcia, takich jak Krajowy Plan Odbudowy, Fundusz Modernizacyjny czy Fundusz Transformacji Energetyki; operatorzy pokładają ogromne nadzieje, że część koniecznych inwestycji będą mogli sfinansować właśnie z tych źródeł.

Moment, gdy na szczeblu krajowym i unijnym, po wyznaczeniu celów dojścia do zbudowania gospodarki niskoemisyjnej, planuje się sposoby i narzędzia niezbędne do ich osiągnięcia. Najnowsze polityki i plany dotyczące sektora energetycznego przewidują ogromne inwestycje w sieć elektroenergetyczną, bez których realizacja celów rozwojowych w innych sektorach, np. energetyki odnawialnej, będzie zagrożona.

Moment, gdy zgodnie z ustawowym obowiązkiem, operatorzy elektroenergetyczni przystępują do sporządzenia wieloletnich planów rozwoju. Z uwagi na ograniczenia w kształtowaniu taryf za energię elektryczną, możliwości inwestycyjne operatorów w najbliższych latach niestety nie poprawią się. Bez dodatkowych źródeł finansowania operatorzy nie będą w stanie zrealizować wielu koniecznych inwestycji. Dlatego też OSD i OSP, jako podmioty odpowiedzialne za bezpieczeństwo zasilania w energię elektryczną, w dobie dynamicznych przemian w środkach pomocowych dostrzegają ważne źródło finansowania inwestycji.

Warto w tym miejscu wskazać, z czym się mierzymy. Zgodnie najnowszym raportem[6] opracowanym przez Eurelectric wraz z E.DSO i Monitor Deloitte, obejmującym analizę wielkości potrzebnych inwestycji w sektorze dystrybucji energii elektrycznej, niezbędny dla realizacji transformacji energetycznej średni poziom rocznych inwestycji w sieci dystrybucyjne w UE powinien wzrosnąć o 50-70 proc. w stosunku do dotychczasowego. Wynika to głównie z prognoz rozwoju energetyki odnawialnej, co determinuje ogromne inwestycje związane z potrzebą integracji źródeł odnawialnych z systemem elektroenergetycznym. Przewiduje się, że około 70 proc. planowanych nowych mocy z OZE przyłączane będzie na poziomie sieci dystrybucyjnych. Potrzeby inwestycyjne Polski w latach 2021-2030 oszacowano na 25 mld euro. Z tego blisko 37 proc. związanych jest z przyłączaniem nowych OZE oraz dostosowaniem sieci do postępującej elektryfikacji budynków, transportu i przemysłu; 45 proc. z modernizacją sieci i zwiększaniem jej odporności na ekstremalne zjawiska pogodowe (szczególnie poprzez zmianę struktury z napowietrznej SN na kablową), a około 18 proc. na cyfryzację i pozostałe cele wynikające z realizacji obowiązku publicznoprawnego i nowych ról OSD w transformacji energetycznej.

Zatem obecne rozstrzygnięcia w kształtowaniu planów inwestycyjnych OSD i OSP oraz struktury ich finansowania będą kluczowe dla realizacji krajowych celów w procesie budowy gospodarki niskoemisyjnej. Dla operatorów, którzy planują inwestycje w perspektywie wieloletniej, wiedza na temat dostępnych możliwości finansowania jest priorytetowa i warunkuje optymalne przygotowanie inwestycji. Tym samym w dużej mierze determinuje transformację energetyczną w Polsce.

Szczególnie trudne zadanie stoi przed OSD, których rola w obecnych przemianach znacząco wzrosła, a jako podmioty regulowane, mają ograniczone możliwości finansowania inwestycji. Powoduje to konieczność priorytetyzacji działań i rozłożenia ich w czasie. Dlatego tak istotną rolę w finansowaniu inwestycji odgrywają fundusze pomocowe. Możliwość uzyskania finansowego wsparcia, a tym samym środków innych niż taryfowe, wpłynie na podjęcie decyzji o przeprowadzeniu wielu inwestycji. Z uwagi na ich skalę i koszty fundusze unijne będą w większości przypadków warunkiem ich realizacji bądź szybszego rozpoczęcia prac. Każdorazowo, z uwagi na niedoskonałość rynku w zakresie finansowania inwestycji w sieć dystrybucyjną, pozwolą odciążyć odbiorców energii od ponoszenia kosztów zawartych w taryfach.

O ile w obecnym okresie budżetowym UE 2014-2020 jedynie niewielki ułamek dostępnych funduszy wspólnotowych przeznaczono na rozwój sieci elektroenergetycznych, a szczególnie dystrybucyjnej,[7] finansowanie w ramach polityki spójności UE na lata 2021-2027, które ma być ściśle powiązane z unijnymi ramami zarządzania klimatem i energią do 2030 roku, w połączeniu z innymi źródłami bezzwrotnymi (w tym wspomnianymi wcześniej: Krajowym Planem Odbudowy, Funduszem Modernizacyjnym i Funduszem Transformacji Energetyki) może to zmienić i znacząco wesprzeć realizację inwestycji w sieć elektroenergetyczną. I w ten sposób stać się prawdziwie skutecznym narzędziem wspomagającym osiągnięcie krajowych celów klimatyczno-energetycznych do 2030 roku.

Ze strony sektora do instytucji odpowiedzialnych za tworzenie nowych programów wsparcia płynie wyraźny przekaz o potrzebnych inwestycjach i związanych z nimi nakładach w kolejnych latach. Podejmowane są także starania, żeby do modelu regulacyjnego wprowadzić rozwiązania uwzględniające dynamikę zmian oraz stymulujące innowacyjność i pozyskiwanie nowych źródeł finansowania. Niezmiernie ważnym aspektem jest również wprowadzenie ułatwień w realizacji procesu inwestycyjnego, w tym wydawania wymaganych zgód i decyzji formalnoprawnych, o co sektor zabiega od wielu lat.

Odpowiedzi instytucji mających wpływ na kształtowanie tych procesów w dużej mierze ukształtują obraz sektora i infrastruktury energetycznej oraz tempo rozwoju i stopień realizacji celów, jaki ujrzymy w drugiej połowie obecnego dziesięciolecia.

Magdalena Kuczyńska
Enea Operator,
przewodnicząca Zespołu ds. Funduszy Europejskich przy PTPiREE

Źródła

1. Źródło: dane Operatora Systemu Przesyłowego wg stanu na 31.01.2021 r.
2. Źródło: Lista projektów realizowanych z Funduszy Europejskich w Polsce w latach 2014-2020, https://www.funduszeeuropejskie.gov.pl/
3. Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego wg stanu na 31.01.2021 r.
4. Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego i Operatora Systemu Przesyłowego wg stanu na 31.01.2021 r.
5. Źródło: Lista projektów realizowanych z Funduszy Europejskich w Polsce w latach 2014-2020, https://www.funduszeeuropejskie.gov.pl/
6. Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition, 14.01.2021 r. raport Eurelectric we współpracy z E.DSO i Monitor Deloitte
7. W 27 krajach UE ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności na infrastrukturę elektroenergetyczną przeznaczono łącznie 0,7% środków ("Funding climate and energy transition in the EU: the untapped potential of regional funds : Assessment of the European Regional Development and Cohesion Funds' investments in energy infrastructure 2014 -2020", 04.2020, Climate Action Network Europe. Z tego na sieć dystrybucyjną przeznaczono 0,3% tych środków (Eurelectric, 06.2020 r.)

Stowarzyszenie EU DSO Entity

W lutym rozpoczął się nabór do nowo powstającego podmiotu reprezentującego unijnych OSD – EU DSO Entity.
Czym jest to stowarzyszenie? Z jakimi zagadnieniami będą mierzyć się zarządzający i kto może zostać jego członkiem?

BARBARA POMORSKA
Biuro PTPiREE

Proces transformacji energetyki – w której elektroenergetyczni operatorzy systemów dystrybucyjnych mają do odegrania istotną rolę – staje się faktem. Wyzwania pojawiające się przed OSD wynikają przede wszystkim z prawodawstwa unijnego i kierunkowych polityk, obecnie skoncentrowanych w dużej mierze na wdrożeniu i realizacji celów Europejskiego Zielonego Ładu. Wypełnianie dotychczasowych obowiązków OSD, jak szeroko pojęte zapewnienie bezpieczeństwa dostaw i wsparcie optymalnego funkcjonowania rynku energii elektrycznej, musi być realizowane w obliczu lawinowo niemal rosnącego zainteresowania przyłączaniem do sieci dynamicznie rozwijających się OZE. Sprostanie tym obowiązkom w pojedynkę nie jest łatwe.

A przyznać należy, że na poziomie unijnym brakowało dotychczas formalnej reprezentacji operatorów sieci dystrybucyjnych, aby ich głos był w pełni słyszalny, reprezentowany i w odpowiednim stopniu respektowany. Zwłaszcza wobec faktu, że od 2009 roku istnieje podobny organ zrzeszający operatorów systemów przesyłowych – ENTSO-e. Potrzebę uzupełnienia tej luki i stworzenia analogicznej organizacji, która skupiać będzie dystrybutorów energii dostrzegło wiele stron, zarówno Komisja Europejska, Parlament Europejski, państwa członkowskie oraz krajowe organy regulacyjne.

Utworzenie nowego podmiotu, europejskiej organizacji operatorów systemów dystrybucyjnych, jest jednym z rezultatów przyjęcia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej i zapisów rozdziału IV Praca systemu dystrybucyjnego. *„Operatorzy systemów dystrybucyjnych współpracują ze sobą na poziomie Unii za pośrednictwem organizacji OSD UE, aby wspierać urzeczywistnienie i funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz propagować optymalne zarządzanie systemami dystrybucyjnymi i przesyłowymi oraz ich skoordynowaną pracę."*[1]

Powstające właśnie Stowarzyszenie EU DSO Entity będzie oficjalnie częścią procesu prawodawstwa europejskiego. Jest nadzieją na spójny, mocny głos operatorów dystrybucyjnych w europejskim układzie instytucjonalnym, zarówno wobec Komisji Europejskiej, jak i ENTSO-E czy ACER. Ma być podmiotem eksperckim działającym we wspólnym interesie Unii i zwiększającym efektywność sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej przy zachowaniu współpracy z operatorami systemów przesyłowych i ENTSO-e. Będzie zatem faktycznym odpowiednikiem ENTSO-e w zakresie opracowywania przepisów UE w formie kodeksów sieci dotyczących dystrybucji.

Zadania EU DSO Entity

Zadania postawione przed nową organizacją określa wprost rozporządzenie 2019/973:

„Artykuł 55
Zadania organizacji OSD UE

1. *Organizacja OSD UE realizuje następujące zadania:*

a. *promocja eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych w koordynacji z eksploatacją i planowaniem sieci przesyłowych;*
b. *ułatwianie integracji odnawialnych źródeł energii, wytwarzania rozproszonego i innych zasobów trwale obecnych w sieci dystrybucyjnej, takich jak magazynowanie energii;*
c. *ułatwianie elastyczności i odpowiedzi odbioru oraz dostępu użytkowników sieci do rynku;*
d. *wkład w cyfryzację systemów dystrybucyjnych, w tym wprowadzenie inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych;*

e. *wspieranie rozwoju zarządzania danymi, bezpieczeństwa cybernetycznego i ochrony danych we współpracy z odpowiednimi organami i podmiotami objętymi regulacją;*
f. *udział w opracowywaniu kodeksów sieci istotnych dla eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych oraz skoordynowanej eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych zgodnie z art. 59.*

2. Ponadto organizacja OSD UE:

a. *współpracuje z ENTSO energii elektrycznej przy monitorowaniu wdrażania kodeksów sieci i wytycznych przyjętych na podstawie niniejszego rozporządzenia, które są istotne z punktu widzenia eksploatacji i planowania sieci dystrybucyjnych oraz skoordynowanej eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych;*
b. *współpracuje z ENTSO energii elektrycznej przy przyjmowaniu najlepszych praktyk w zakresie skoordynowanej eksploatacji i planowania systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, w tym kwestii takich jak wymiana danych między operatorami i koordynacja rozproszonych zasobów energetycznych;*
c. *zajmuje się określaniem najlepszych praktyk w obszarach wskazanych w ust. 1 oraz w zakresie wprowadzania usprawnień efektywności energetycznej w sieci dystrybucyjnej;*
d. *przyjmuje roczny program prac i sprawozdanie roczne;*
e. *działa zgodnie z prawem konkurencji oraz zapewnia neutralność."*[2]

Powstawanie struktury (i) organizacji

Jak przebiega proces tworzenia struktur stowarzyszenia, które realizować będzie wymoienione wcześniej zadania, czyli powstawania EU DSO Entity?

„Operatorzy systemów dystrybucyjnych, którzy chcą uczestniczyć w organizacji OSD UE, mają prawo stać się zarejestrowanymi członkami tej organizacji.

Zarejestrowani członkowie mogą uczestniczyć w pracach organizacji OSD UE bezpośrednio lub mogą być reprezentowani przez krajowe stowarzyszenie wyznaczone przez państwo członkowskie lub przez stowarzyszenie na poziomie Unii."[3]

Obecnie w EU DSO Entity zarejestrowanych jest 891 operatorów z 33 krajów, w tym sześciu stowarzyszonych w PTPiREE z Polski, tj. Enea Operator Sp. z o.o., Energa-Operator SA, innogy Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja SA, PKP Energetyka SA, Tauron Dystrybucja SA.

Organizacja ma składać się co najmniej z walnego zgromadzenia, zarządu, grupy doradców strategicznych i grup ekspertów oraz sekretarza generalnego. Wybór prezesa i zarządu odbędzie się po posiedzeniu inauguracyjnym stowarzyszenia.

W czerwcu 2020 roku operatorzy systemów dystrybucyjnych – zgodnie z zapisami cytowanego już rozporządzenia – przekazali ACER i Komisji Europejskiej projekt statutu nowej organizacji, w tym m.in. kodeks postępowania, projekty regulaminów oraz zasady finansowania. Po otrzymaniu pozytywnej opinii ACER (sierpień) i KE (listopad) trwa proces formalnego ustanowienia EU DSO Entity, w tym przyjęcia i opublikowania statutu oraz regulaminu.

Pierwsze wybory

1 lutego 2021 roku ogłoszono nabór kandydatów do zarządu EU DSO Entity. Prawo nominacji kandydata na jego członka ma każdy zarejestrowany do 31 stycznia 2021 roku członek stowarzyszenia (tj. każdy OSD). Kandydatem powinna być inna osoba niż przedstawiciel OSD powołany do reprezentowania OSD na walnym zgromadzeniu. Koniec zgłoszeń wyznaczono na 15 lutego. Po zakończeniu procesu nominacji nastąpi właściwe głosowanie (potrwa od 10 do 24 marca).

Zarząd EU DSO składać się będzie z prezesa i 27 przedstawicieli członków, z czego:

a. dziesięcioro – przedstawiciele członków z mniej niż milionem użytkowników przyłączonych do sieci;
b. dziewięcioro – przedstawiciele członków z więcej niż 100 tys., a mniej niż milionem użytkowników przyłączonych do sieci;
c. dziewięcioro – przedstawiciele członków z więcej niż 100 tys. użytkowników przyłączonych do sieci.

W skład zarządu nie może wejść więcej niż trzech przedstawicieli OSD mających siedzibę w tym samym państwie członkowskim lub należących do tej samej grupy przemysłowej.

Ogłoszenie listy 27 kandydatów i maksymalnie 27 kandydatów rezerwowych planowane jest na początek kwietnia. Do ustalenia pozostaje data głosowania walnego zgromadzenia nad przyjęciem listy.

Kadencja Zarządu potrwa nie dłużej niż cztery lata.

Co warte odnotowania, koszty związane z działalnością organizacji OSD UE ponoszone są przez operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy są zarejestrowanymi członkami. Są one uwzględniane przy wyliczaniu taryf. Organy regulacyjne zatwierdzają wyłącznie te koszty, które są uzasadnione i proporcjonalne.

Pełne ukonstytuowanie się władz i struktur stowarzyszenia – a co się z tym wiąże możliwość rozpoczęcia właściwej, merytorycznej działalności – ma nastąpić do końca drugiego kwartału 2021 roku. ■

Przypisy

1. Artykuł 52, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku ws. rynku wewnętrznego energii elektrycznej
2. Artykuł 55, j.w.
3. Artykuł 52, j.w.
4. Strona internetowa EU DSO Entity: https://www.eudsoentity.eu/registered-organisations/ (stan na 12.02.2021)

EU DSO Entity w pigułce

- Stowarzyszenie prawnie ustanowione rozporządzeniem unijnym 2019/973
- Platforma współpracy potencjalnie wszystkich europejskich OSD
  - Możliwa skala: 2400 OSD w Europie, 260 milionów klientów przyłączonych do sieci
  - Faktyczna liczba zarejestrowanych członków (stan na 12.02.2021): 891[4]
- Jednostka ekspercka
  - Współpraca OSD – OSP
  - Ułatwianie integracji OZE
  - Ułatwianie elastyczności po stronie popytu i dostęp użytkowników do rynku
  - Cyfryzacja i inteligentne sieci, systemy OSD
  - Zarządzanie danymi i cyberbezpieczeństwo
  - Kodeksy sieci i wytyczne

Działania PTPiREE w obszarze regulacji prawnych w styczniu 2021 roku

L.p.	Obszar działań	Wykaz materiałów źródłowych
1.	Prace nad nowelizacją Pe oraz aktami prawnymi dotyczącymi AMI	• Sprawozdanie sejmowej komisji ESK ws. projektu nowelizacji ustawy Pe • Komentarz PTPiREE do resortowej propozycji poprawki ws. modelu administrowania • Projekt zmian w Pe dot. zniesienia obliga giełdowego
2.	Prace nad tzw. Tarczą Prawną	• Propozycje PTPiREE – zestawienie postępowań, w których nastąpi elektronizacja procedury (załącznik nr 3) • Propozycje PTPiREE – zestawienie postępowań – usprawnienie procedury (załącznik nr 4) • Propozycje PTPIREE – zestawienie obowiązków regulacyjnych, które ze względu na panującą pandemię wymagają przesunięcia w czasie (załącznik nr 5)
3.	Rynek mocy	• Pismo URE ws. rozliczeń opłaty mocowej przez OSDn
4.	Nowelizacja ustawy o elektromobilności	
5.	Inicjatywa wydłużenia okresu legalizacji liczników statycznych	• Propozycja GUM zmian w rozporządzeniu o prawnej kontroli metrologicznej – 18.01.2021 roku • Korespondencja GUM-PTPiREE-MKiŚ ws. propozycji zmian przepisów dot. legalizacji liczników
6.	Umowa Partnerstwa na lata 2021-2027	• Projekt Umowy Partnerstwa dla realizacji polityki spójności 2021-2027 w Polsce • Tabela uwag PTPiREE do UP 2021-2027

1. Prace nad nowelizacją Pe oraz aktami prawnymi dotyczącymi AMI

Uzgodnienia kształtu nowelizacji ustawy Prawo energetyczne (w zakresie AMI) oraz aktów wykonawczych wkraczają w końcowy etap.

8 stycznia odbyło się posiedzenie sejmowej Komisji do spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych (ESK), w którym uczestniczyła przedstawicielka PTPiREE. Przed posiedzeniem ESK przekazano opracowane w ramach PTPiREE propozycje poprawek do projektu nowelizacji (druk 808) w zakresie m.in. zmiany sposobu administrowania danymi osobowymi odbiorców energii czy uzależnienia terminu instalacji liczników zdalnego odczytu od terminu wejścia w życie nowelizacji ustawy Prawo energetyczne. Poprawek zgłoszonych przez PTPiREE – poza zmianą modelu administrowania – nie przyjęto, jednak poprawka zapisów dotyczących administrowania, według zapewnień przedstawiciela MKiŚ, ma być zgłoszona na posiedzeniu komisji po drugim czytaniu na posiedzeniu plenarnym Sejmu. Kolejne posiedzenie Sejmu zaplanowano na 24-25 lutego, wtedy też przewidywany jest dalszy ciąg prac nad projektem.

Równolegle kontynuowane są prace nad aktami wykonawczymi do nowelizacji Pe, w tym tzw. rozporządzeniem pomiarowym. W styczniu uzgodniono z PSE zakres priorytetów dla przekazywania poleceń z CSIRE przez system pomiarowy do licznika zdalnego odczytu. Odbyły się także warsztaty z PSE na temat funkcjonalności strażnika mocy w liczniku dla realizacji programów ograniczenia mocy; uzgodniono funkcjonalność strażnika mocy dla tryby awaryjnego. 26 stycznia odbyło się spotkanie w gronie przedstawicieli MKiŚ, URE, TOE, PSE oraz PTPiREE w sprawie ostatecznego ustalenia propozycji przepisów w projekcie rozporządzenia pomiarowego.

Jednocześnie do konsultacji publicznych (termin: do 26.02) skierowano także projekt ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii. Z projektem można zapoznać się na stronie Rządowego Centrum Legislacji. Dokument zawiera propozycje przepisów znoszących obowiązek obliga giełdowego (zniesienie obowiązku sprzedaży energii elektrycznej na giełdach przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem) oraz zaostrzenie odpowiedzialności w zakresie manipulacji na rynku energii elektrycznej.

2. Prace nad Tarczą Prawną

Na początku roku zainicjowano działania międzyresortowego Zespołu ds. Likwidowania Barier Administracyjnych i Prawnych, którego zadaniem jest opracowanie tzw. Tarczy Prawnej. Celem jest przyspieszenie postępowań i ich elektronizacja. MKiŚ zwróciło się do PTPiREE o przekazanie ewentualnych propozycji legislacyjnych.

Zgłoszone przez PTPiREE postulaty objęły:

1) propozycje postępowań, w których miałaby nastąpić elektronizacja procedury:
   – art. 124 – 126 ustawy o gospodarce nieruchomościami oraz postępowanie w sprawie odszkodowania, o którym mowa w art. 128 ugn, postępowania prowadzone na podstawie ustawy o drogach publicznych (zezwolenie na lokalizację obiektów, udostępnienie kanału technologicznego, zajęcie pasa drogowego i określenie opłaty za zajęcie);
2) inne usprawnienia: wzory wniosków i ujednolicenie decyzji w postępowaniach prowadzonych na podstawie ustawy o gospodarce nieruchomościami, skrócenie terminu w postępowaniu

dotyczącym nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym, ustandaryzowanie dokumentów w postępowaniach prowadzonych na podstawie ustawy o drogach publicznych;

3) zestawienie obowiązków regulacyjnych, które ze względu na panującą pandemię wymagają przesunięcia w czasie:
   - wydłużenie o 12 miesięcy okresu ważności legalizacji liczników,
   - wydłużenie terminu przyłączenia mikroinstalacji na zgłoszenie,
   - zmiana terminu w ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych (na 31 grudnia 2022 roku),
   - rozszerzenie specustawy przesyłowej na sieci OSD (110 kV),
   - zawieszenie stosowania regulacji jakościowej,
   - stabilizacja działalności OSD – ustalenie stałego WACC na okres np. najbliższych 5-6 lat (kolejny okres regulacyjny w stosunku do obecnego) na poziomie co najmniej 2021 roku, zmiana zasad indeksowania modelowych kosztów operacyjnych,
   - możliwość odstąpienia od windykacyjnego wstrzymania dostarczania energii w gospodarstwie domowym w okresie izolacji domowej lub kwarantanny.

3. Rynek mocy

W resorcie klimatu i środowiska prowadzone są prace nad zmianą zasad rozliczeń opłaty mocowej. 25 stycznia odbyło się spotkanie ministra Michała Kurtyki z wiceprzewodniczącą Komisji Europejskiej Margarethe Vestager, podczas którego potwierdzono, że nowa propozycja naliczania opłaty mocowej nie będzie wymagała notyfikacji KE. Jednocześnie MKiŚ wycofa dotychczas procedowany przez KE wniosek dotyczący ulg dla przemysłu energochłonnego w rynku mocy.

W ramach interpretacji dotyczących rozliczeń opłaty mocowej, PTPiREE zwróciło się do URE z zapytaniem, w jaki sposób rozliczana ma być opłata mocowa od energii zużywanej na potrzeby własne przez OSDn – czy bezpośrednio do OSP, czy też za pośrednictwem OSDp.

4. Projekt nowelizacji ustawy o elektromobilności

Ministerstwo Klimatu i Środowiska – w ramach konferencji uzgodnieniowej projektu ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw (12-13 stycznia) – odniosło się do uwag zgłoszonych w procesie konsultacji publicznych i przedstawiło kierunki zmian dokumentu.

W zakresie najistotniejszych kwestii zgłaszanych podczas konsultacji przez PTPiREE resort nie wyraża zgody na zmianę zapisów art. 60 ust. 1 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych (przesunięcie terminu na 31 grudnia 2022 roku). Do ustalenia jest kwestia ewentualnego odroczenia kar dla OSD za niewybudowanie stacji ładowania w terminie do marca 2021 roku. Zapowiedziano również przywrócenie art. 66 dotyczącego ustanawiania służebności na rzecz OSD. Także trwają jeszcze ustalenia pomiędzy MKiŚ a URE na temat zmian w art. 3. dotyczącym uproszczenia, skrócenia procedury przetargowej sprzedaży infrastruktury.

Zdjęcie: Adobe Stock, Sergii Figurnyi

Po zatwierdzeniu przez rząd, strona polska przekaże Umowę Partnerstwa Komisji Europejskiej do formalnych negocjacji

5. Inicjatywa wydłużenia okresu legalizacji liczników statycznych

Nie zakończyły się prace wielostronnego (GUM, MKiŚ, PTPiREE, przedstawiciele wybranych producentów liczników) zespołu roboczego, któremu za cel postawiono wypracowanie zasad umożliwiających wprowadzenie 12-letniego okresu użytkowania liczników statycznych. W grudniu i styczniu przedstawiciele stron wymieniali propozycje uregulowania tej kwestii; jak na razie bez konsensu.

6. Umowa Partnerstwa na lata 2021-2027

18 stycznia rozpoczęły się konsultacje społeczne projektu Umowy Partnerstwa dla realizacji polityki spójności na lata 2021-2027. Jest to najważniejszy dokument określający, w co Polska zainwestuje fundusze europejskie w latach 2021-2027. Pula to 76 mld euro z unijnej polityki spójności oraz Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji. Największy program krajowy – o wartości około 25 mld euro – ma dotyczyć infrastruktury i środowiska. Mieścić się tu będą także projekty elektroenergetyczne.

Uwagi do projektu Umowy Partnerstwa przekazano do resortu w oczekiwanym terminie.

Z informacji Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej wynika, że konsultacje Umowy Partnerstwa zakończą się 22 lutego. Następnie będzie przedstawiana Radzie Ministrów, a po zatwierdzeniu strona polska przekaże ją Komisji Europejskiej do formalnych negocjacji. Należy jednak mieć na uwadze, że na poziomie unijnym jeszcze nie zatwierdzono wszystkich aktów legislacyjnych potrzebnych do uruchomienia pieniędzy z budżetu Unii Europejskiej na lata 2021-2027.

Biuro PTPiREE, Poznań,
1 lutego 2021 roku

Rubrykę, poświęconą zagadnieniom prawnym w energetyce, redagują: mec. Katarzyna Zalewska-Wojtuś z Biura PTPiREE i mec. Przemysław Kałek z Kancelarii Radzikowski, Szubielska i Wspólnicy sp.k.

Zmiany w ustawie o elektromobilności

Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji opublikowano nową wersję projektu ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw, opatrzoną datą 11 lutego 2021 roku. Projekt implementuje:

- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/1161 z 20 czerwca 2019 roku zmieniającą dyrektywę 2009/33/WE w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego,
- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE,
- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z 30 maja 2018 roku zmieniającą dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.

Projekt modyfikuje niektóre definicje ustawowe albo wprowadza nowe, jak na przykład definicję roweru wspomaganego elektrycznie, rozumianego jako pojazd o szerokości nieprzekraczającej 0,9 m wyposażony w uruchamiany naciskiem na pedały pomocniczy napęd elektryczny zasilany prądem o napięciu nie wyższym niż 48 V o znamionowej mocy ciągłej nie większej niż 250 W, którego moc wyjściowa zmniejsza się stopniowo i spada do zera po przekroczeniu prędkości 25 km/h.

Zmienia się m.in. pojęcie stacji ładowania, które co prawda nadal jest definiowane jako urządzenie budowlane obejmujące co najmniej jeden punkt ładowania o normalnej lub dużej mocy związane z obiektem budowlanym lub wolnostojący obiekt budowlany z zainstalowanym co najmniej jednym punktem ładowania o normalnej lub dużej mocy, jednak z tą różnicą, że oprogramowanie, w które jest wyposażona stacja, ma umożliwiać świadczenie usługi ładowania i być wykorzystywane wyłącznie do tego, a liczba stanowisk postojowych ma odpowiadać liczbie punktów ładowania umożliwiających jednoczesne świadczenie tej usługi.

Istotnym novum, z punktu widzenia operatorów systemów dystrybucyjnych implementującym przepisy dyrektywy rynkowej, jest dodany art. 3a i 3b. Stanowią one, że co do zasady operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nie może być właścicielem ani operatorem ogólnodostępnej stacji ładowania, ani dostawcą usługi ładowania. OSD może jednak pozostać właścicielem ogólnodostępnej stacji ładowania w przypadku spełnienia łącznie następujących warunków:

1. przeprowadził otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny przetarg w celu sprzedaży ogólnodostępnej stacji ładowania,
2. przedłożył Prezesowi URE ogólne warunki przeprowadzenia tego przetargu, wraz z wnioskiem o ich zatwierdzenie,
3. Prezes URE, w drodze decyzji, zatwierdził ogólne warunki przeprowadzenia przetargu,
4. w przetargu nie wybrano żadnego podmiotu – w szczególności z uwagi na brak możliwości zapewnienia świadczenia usług ładowania niezwłocznie po nabyciu tej stacji i po rynkowych kosztach – w przypadku, gdy nabywca planuje pełnić na ogólnodostępnej stacji ładowania stanowiącej przedmiot przetargu funkcję jej operatora,
5. podejmuje działania w celu zapewnienia, że w ogólnodostępnej stacji ładowania, której jest właścicielem, jej operator realizuje obowiązek zapewnienia dostawcom usług ładowania dostępu do ogólnodostępnej stacji ładowania, opierając się na umowie zawartej na zasadach rynkowych.

Jednocześnie OSD ma obowiązek poinformować Prezesa URE o przebiegu i wynikach przetargu oraz o innym przypadku zbycia ogólnodostępnej stacji ładowania. Prezes URE z mocy ustawy wspiera ten proces, opracowując wytyczne dotyczące przeprowadzenia przetargu, zapewniające jego przeprowadzenie w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny. Wytyczne są publikowane w BIP Urzędu Regulacji Energetyki. Niezależnie od tego, Prezes URE co najmniej raz na pięć lat z mocy ustawy ma przeprowadzić konsultacje rynkowe w celu ustalenia zainteresowania na rynku nabyciem od OSD stacji ładowania. Prezes URE może także przeprowadzić konsultacje rynkowe na wniosek właściciela ogólnodostępnej stacji ładowania, jednak nie częściej niż raz na trzy lata dla danego obiektu i dopiero po upływie roku od tzw. ustawowych konsultacji rynkowych. Zainteresowany podmiot zobowiązany jest przedstawić dokumentację potwierdzającą, że ma środki finansowe umożliwiające nabycie ogólnodostępnej stacji ładowania. Prezes URE może także wskazać w konsultacjach inne dokumenty wymagające przedłożenia. Co ciekawe, stacji nie może nabyć inny OSD.

Jeżeli w wyniku konsultacji rynkowych Prezes URE stwierdził, że:

1) zgłoszenia złożyły podmioty zainteresowane nabyciem ogólnodostępnej stacji ładowania oraz
2) podmioty te mają środki pozwalające na jej nabycie

Zdjęcie: Adobe Stock, lightpoet

Budynki niemieszkalne, z którymi związanych jest więcej niż 10 stanowisk postojowych, projektuje się i buduje zapewniając zainstalowanie co najmniej jednego punktu ładowania

wydaje decyzję, w której zobowiązuje właściciela ogólnodostępnej stacji ładowania będącej przedmiotem konsultacji rynkowych do przeprowadzenia przetargu celem zbycia tej stacji. Właściciel stacji ma na to 12 miesięcy. W umowie sprzedaży zawieranej w wyniku przetargu strony ustalają cenę uwzględniającą wysokość kapitału zaangażowanego przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w budowę ogólnodostępnej stacji ładowania, pomniejszoną o koszty odzyskane jako koszty uzasadnione w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

W celu promowania korzystania z pojazdów elektrycznych w budynkach wielolokalowych wprowadzono przepis umożliwiający zainstalowanie i eksploatowanie punktu ładowania w budynkach mieszkalnych wielorodzinnych, w których liczba lokali mieszkalnych wyodrębnionych lub niewyodrębnionych jest większa niż trzy, po uzyskaniu zgody wydawanej na wniosek osoby posiadającej tytuł prawny do lokalu w tym budynku i stanowisko postojowe do wyłącznego użytku. Ustawa wskazuje, do kogo należy złożyć wniosek oraz jakie dokumenty załączyć. To wnioskodawca będzie musiał pokryć wszelkie koszty związane z instalacją tego punktu, w tym koszt jego zakupu i montażu. Nie tylko właściciel lokalu będzie mógł wnioskować o instalację takiego punktu – także inny użytkownik, jednak za zgodą właściciela lokalu. Ustawa przewiduje tzw. milczącą zgodę na montaż – w przypadku, gdy punkt ładowania objęty wnioskiem spełnia wymogi określone w ekspertyzie oraz gdy wszelkie koszty związane z jego instalacją zostaną pokryte przez wnioskodawcę może on przystąpić do instalacji i eksploatacji tego punktu po bezskutecznym upływie 30-dniowego terminu. Ustawa mówi o odmowie udzielenia zgody na instalację punktu, gdy:

- z ekspertyzy wynika, że instalacja punktu ładowania zgodnie z wnioskiem nie jest możliwa (chyba że wnioskodawca zobowiąże się pokryć wszelkie koszty wynikające ze zmiany umowy o przyłączenie budynku do sieci elektroenergetycznej w celu przyłączenia tego punktu do sieci) lub
- punkt ładowania objęty wnioskiem nie spełnia wymogów określonych w ekspertyzie lub
- wnioskodawca nie posiada tytułu prawnego do lokalu w obrębie tego budynku i stanowiska postojowego do wyłącznego użytkowania lub
- wnioskodawca nie zadeklaruje pokrycia wszelkich kosztów związanych z instalacją punktu ładowania objętego wnioskiem.

Odmowa ze względu na brak tytułu prawnego do lokalu i stanowiska postojowego wydaje się niespójna z wcześniejszym przepisem o możliwości instalacji punktu ładowania przez podmiot niebędący właścicielem, lecz za zgodą właściciela lokalu.

Jeżeli stanowisko postojowe, do którego prawo do wyłącznego korzystania posiada wnioskodawca, zostanie wyposażone w punkt ładowania, OSD ma obowiązek zainstalować licznik zdalnego odczytu w celu opomiarowania energii elektrycznej pobieranej przez ten punkt ładowania.

Budynki niemieszkalne, z którymi związanych jest więcej niż 10 stanowisk postojowych, projektuje się i buduje zapewniając zainstalowanie co najmniej jednego punktu ładowania oraz kanałów na przewody i kable elektryczne, aby umożliwić zainstalowanie punktów ładowania na co najmniej jedno na pięć stanowisk postojowych, w szczególności jeżeli parking:

- znajduje się wewnątrz budynku lub
- przylega do budynku lub
- jest powiązany z budynkiem pod względem własności lub użytkowania.

Z kolei budynki mieszkalne, z którymi związanych jest więcej niż 10 stanowisk postojowych, projektuje się i buduje, zapewniając zainstalowanie kanałów na przewody i kable elektryczne na wszystkich stanowiskach postojowych, tak aby umożliwić zainstalowanie punktów ładowania na każdym stanowisku postojowym, w szczególności jeżeli parking:

- znajduje się wewnątrz budynku lub
- przylega do budynku lub
- jest powiązany z budynkiem pod względem własności lub użytkowania.

Na wejście w życie znowelizowanych przepisów trzeba będzie jeszcze poczekać, aż przejdą cały proces legislacyjny. Tymczasem OSD wspierają rozpowszechnienie usług elektromobilności poprzez ujęcie w swoich taryfach na 2021 rok taryfy dla odbiorców przyłączonych do sieci, którzy wykorzystują energię elektryczną wyłącznie na potrzeby funkcjonowania ogólnodostępnej stacji ładowania i świadczenia na niej usług ładowania. Zgodnie z rozporządzeniem taryfowym, rozliczenia według taryfy dla e-mobility będą stosowane od 1 kwietnia 2021 roku.

Cena maksymalna za energię wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej

Minister Klimatu i Środowiska opublikował do konsultacji projekt rozporządzenia w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącą podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda. Projekt rozporządzenia stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 25 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 roku o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, a samo określenie ceny maksymalnej uznano za element niezbędny dla uruchomienia pierwszej fazy systemu wsparcia i zrównoważonego rozwoju morskich farm wiatrowych w naszym kraju. Jak wynika z uzasadnienia do projektu, powołano zespół do spraw przygotowania metodyki jej wyliczenia, którą następnie zaakceptował Minister Klimatu i Środowiska. Ustalając cenę maksymalną uwzględniono:

- koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórca korzysta z prawa do pokrycia ujemnego salda;
- koszty inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także koszty całkowitej likwidacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy po zakończeniu jej eksploatacji;
- uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.

Zdjęcie: Adobe Stock, Fokke

Cenę maksymalną za energię wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej wyznaczono w projekcie na poziomie 301,5 zł/MWh

» » »

Zgodnie z metodyką, na koszt energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych mają wpływ takie czynniki jak: prędkość wiatru, odległość od brzegu, głębokość akwenu, rozwój technologii oraz koszty pracy, w tym koszty projektowania, instalacji urządzeń oraz ich eksploatacji.

Zgodnie z metodyką, na koszt energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych mają wpływ takie czynniki jak: prędkość wiatru, odległość od brzegu, głębokość akwenu, rozwój technologii oraz koszty pracy, w tym koszty projektowania, instalacji urządzeń oraz ich eksploatacji. Cenę maksymalną wyznaczono w projekcie na poziomie 301,5 zł/MWh. Warto zapoznać się z tekstem uzasadnienia, opisującym szczegółowo przyjęte parametry techniczne i wskaźniki dla referencyjnej morskiej farmy wiatrowej oraz uwarunkowania rynku morskich farm wiatrowych w Polsce.

Rozporządzenie ma wejść w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. ■

Wpływ projektu kablowania sieci SN na wzrost mocy biernej

Problem niezawodności systemu elektroenergetycznego jest priorytetowym zagadnieniem ze względu na wymogi współczesnej gospodarki. Także indywidualny odbiorca ma bardzo wysokie wymagania odnośnie do ciągłości i jakości dostaw energii elektrycznej.

MICHAŁ GRONOWSKI
Energa-Operator

Po nawałnicach sierpniowych w 2017 roku Ministerstwo Energii zapowiedziało, że jedną ze strategii rządu w sektorze energetycznym, wpisaną do „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku", będzie krajowy plan skablowania sieci średniego napięcia [1, 2]. Rezygnacja z tradycyjnych, nieizolowanych linii napowietrznych na rzecz podziemnych linii kablowych i przewodów izolowanych ma zwiększyć odporność sieci na ekstremalne zjawiska pogodowe.

Na podstawie tych zapowiedzi Rada Dyrektorów ds. Dystrybucji powołana przez Zarząd Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej zdecydowała o zleceniu opracowania zagadnienia dotyczącego wpływu kablowania sieci SN. Zadanie to przypadło do wykonania Zespołowi PTPiREE ds. Mocy Biernej.

W artykule przedstawiony zostanie algorytm obliczeniowy wraz z założeniami i wynikami prac zespołu, określający wpływ krajowego planu skablowania sieci SN na zarządzanie mocą bierną w systemie. Dane do opracowania zagadnienia zebrano od największych operatorów systemu dystrybucyjnego, z wyłączeniem innogy w związku z podsiadanym charakterem sieci (głównie linie kablowe).

Zebrane dane dotyczyły długości linii napowietrznych SN według stanu sieci na 2018 rok. Dodatkowo przesłano informacje dotyczące dni, w których wystąpiło szczytowe i minimalne zapotrzebowania na moc bierną. Wartości miały odnosić się do pomiarów po stronie 15 kV, ponieważ tam najlepiej widoczny jest wpływ mocy biernej pojemnościowej oraz tam będą dokonywane działania kompensujące. Na podstawie przesłanych danych oszacowano ilości mocy biernej generowanej przez wymianę linii napowietrznej na kablową, z uwzględnieniem wzrostu obecnej liczby sieci kablowych o 10, 20, 30 i 40 proc.

Wyniki obliczeń przyrostu linii kablowych względem linii napowietrznych przedstawiono w tabeli 1, opierając się na następujących założeniach:

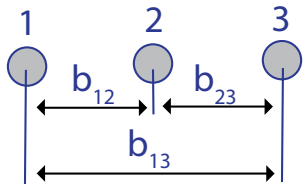
a. W obliczeniach nie uwzględniono rozwoju sieci.
b. Przyrost linii kablowych odniesiono do stanu za 2018 rok.
c. Wszystkie linie napowietrzne wymieniane będą na linie kablowe o przekroju 150 mm^2.
d. Linie kablowe SN składające się z 3-kabli jednożyłowych.
e. Przyjęto napięcie pracy 12/20 kV. Przy zastosowaniu kabli 12/20 kV pracujących na napięciu 8,7/15 kV, wartości pojemności kabli nie odbiegają w sposób znaczący od siebie.

Tabela 1. Przyrost długości linii kablowych według stanu na 2018 rok dla jednego z OSD

	Stan na 2018 rok	10 proc. skablowania	20 proc. skablowania	30 proc. skablowania	40 proc. skablowania
Długość linii napowietrzny SN do skablowania [km]	55 059	49 553	44 047	38 541	33 035
Długość nowych linii kablowych SN o przekroju 150 mm^2 [km]	0	5506	11 012	16 518	22 024

Następnie przystąpiono do obliczenia mocy biernej generowanej przez napowietrzne linie SN w zależności od średnicy przewodów, z uwzględnieniem długości poszczególnych przekrojów. W celu uproszczenia założono, że wszystkie długości linii napowietrznych będą obliczone dla napięcia 15 kV. Poniżej przestawiono przykład obliczenia mocy biernej generowanej przez linie napowietrzne o przekroju 70 mm^2 dla przewodów gołych w układzie płaskim:

a. średnia geometryczna odległość pomiędzy przewodami w układzie płaskim



$$b_{12} = b_{23} = b = 2\text{m} \quad [1]$$
$$b_{13} = 2b = 4\text{m} \quad [2]$$

Średni odstęp między przewodami:

$$b_{śr} = \sqrt[3]{b_{12} \cdot b_{13} \cdot b_{23}} = \sqrt[3]{b \cdot 2b \cdot b} = \sqrt[3]{2b^3} = b\sqrt[3]{2} \quad [3]$$

$$b_{śr} = b\sqrt[3]{2} = 2\sqrt[3]{2} = 2 \cdot 1{,}26 = 2{,}52m \quad [4]$$

b. pojemność linii

$$C_k = \frac{0{,}02415}{log\frac{b_{śr}}{r}} \cdot 10^{-6} = \frac{0{,}02415}{log\frac{252}{0{,}561}} \cdot 10^{-6} = 9{,}1 \cdot 10^{-9} \quad [5]$$

Gdzie:
$b_{śr}$ – średni odstęp między przewodami [cm],
r – promień przekroju przewodu [cm].

c. susceptancja linii [S/km]

$$B = \omega \cdot C_k = 2\pi f \cdot C_k = 314 \cdot 9{,}1 \cdot 10^{-9} = 2{,}86 \cdot 10^{-6} \quad [6]$$

Gdzie:
f – częstotliwość napięcia sieci [Hz].

d. moc bierna pojemnościowa linii [kvar/km]

$$Q_c = U_N^2 \cdot B \cdot 10^{-3} = (15000^2 \cdot 2{,}86 \cdot 10^{-6}) \cdot 10^{-3} = 0{,}643 \quad [7]$$

Gdzie:
U_N – napięcie znamionowe sieci [kV].

Po analizie struktury sieci napowietrznej oraz przewidywanych przekrojów do budowy sieci kablowych przyjęto, że dobrym przybliżeniem będzie zastąpienie sieci napowietrznej o przekroju do 120 mm^2 sieciami kablowymi składającymi się z 3-kabli jednożyłowych o przekroju zastępczym 150 mm^2.

Do obliczenia mocy biernej generowanej przez linie kablowe skorzystano z danych udostępnianych w kartach katalogowych producentów kabli w zakresie wartości pojemności, a następnie podstawiono do wzoru [8].

$$Q_k = U_N^2 \cdot 2\pi f \cdot C_k \cdot 10^{-3} = (15^2 \cdot 2 \cdot 3{,}14 \cdot 50 \cdot 0{,}25) \cdot 10^{-3} = 19{,}48 \quad [8]$$

Gdzie:
Q_k – moc bierna linii kablowej [kvar/km],
C_k – pojemność jednostkowa linii kablowej [µF/km],
U_N – napięcie znamionowe sieci [kV],
f – częstotliwość napięcia sieci [Hz].

Na podstawie otrzymanych wyników przystąpiono do analizy wpływu przyrostu długości linii kablowych na wartość mocy biernej. Obliczenia wykonano dla doliny i szczytu zapotrzebowania danego OSD oraz szczytu i doliny dla dnia wyznaczonego przez Krajowy System Elektroenergetyczny.

W tabeli 2 w ostatniej kolumnie„Moc bierna po skompensowaniu" przedstawiona jest różnica pomiędzy mocą bierną generowaną przez jednego z OSD a wartością mocy biernej generowanej przez linii kablowe. Wartość dodatnia reprezentuje moc bierną indukcyjną, natomiast ujemna moc bierną pojemnościową.

W tabelach 3 i 4 przedstawiono porównanie wpływu skablowania sieci SN u poszczególnych OSD. Tabela 3 zawiera wyniki obliczeń dla dnia wyznaczonego przez OSD, natomiast tabela 4 obrazuje wyniki dla dnia wyznaczonego przez KSE. W obu przypadkach zauważalny jest różny stopień skompensowania sieci SN u poszczególnych OSD. Otrzymane wartości mocy biernej, związane z dodawaniem kolejnych odcinków linii kablowych, ukazują zmianę charakteru sieci z indukcyjnego na pojemnościowy. Dodatkowo kablowanie sieci SN będzie powodowało pogłębianie stanu przekompensowania u niektórych OSD, co w szczególności uwidocznione jest dla doliny zapotrzebowania. OSD nr 4 jako jedyny nie wykazuje zmiany charakteru mocy biernej dla wyznaczonych dni, w związku z dużą wartością mocy biernej indukcyjnej.

Tabela 2. Wpływ przyrostu linii kablowych wykonany dla doliny i szczytu zapotrzebowania jednego OSD

Dzień zapotrzebowania	Procentowy przyrost linii kablowych [%]	Wartość mocy biernej pojemnościowej [Mvar]	Moc bierna generowana przez OSD [Mvar]	Moc bierna po skompensowaniu [Mvar]
Dla szczytowego zapotrzebowania	0	0	306,45	306,45
	10%	-93,56		212,89
	20%	-187,12		119,33
	30%	-280,68		25,77
	40%	-374,24		-67,79
Dla minimum zapotrzebowania	0	0	-3,03	-3,03
	10%	-93,56		-96,59
	20%	-187,12		-190,15
	30%	-280,68		-283,71
	40%	-374,24		-377,27

Należy wyraźnie zaznaczyć, że do analizy przyjęto charakterystyczne punkty pracy (cztery momenty graniczne). Zaprezentowane wyniki pokazują globalny wpływ zwiększenia udziału linii kablowych w sieci SN na zarządzanie mocą bierną. Nie ma możliwości dokładnej oceny na ile zmieni się wartość mocy biernej z uwagi na zmienny charakter pracy sieci (szczyt, dolina); dodatkowo wpływ kablowania powinien być badany obszarowo (lokalnie). Przedstawiona analiza jednoznacznie pokazuje wpływ stopnia kablowania SN na stan pracy sieci.

Aby odnieść się do kontekstu wpisania do „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku" krajowego planu skablowania sieci SN oraz określenie stopnia skablowania sieci w programie, nie należy pomijać wpływu regulacji jakościowej obowiązującej w naszym kraju.

Skablowanie sieci SN jest silnie powiązane ze wskaźnikami SAIDI oraz SAIFI. Ponieważ ponad 41 tys. km linii napowietrznych SN znajduje się głównie na terenach leśnych i zadrzewionych, skablowanie tych odcinków ma szczególne znaczenie dla ograniczenia liczby awarii [1]. Spełnienie celów określonych w zakresie regulacji jakościowej jest ściśle powiązane ze środkami, jakie w kolejnych latach OSD mogą przeznaczyć na inwestycje. Należy zaznaczyć, że znaczna część infrastruktury dystrybucyjnej ma powyżej 25 lat, a w wielu przypadkach przekracza nawet cztery dekady [4]. Rezygnacja z tradycyjnych linii napowietrznych na rzecz kablowych potrwa lata i będzie wymagała wielomilionowych nakładów.

Doświadczenia krajów europejskich pokazują, że występuje bardzo silna zależność pomiędzy stopniem skablowania sieci a wartościami wskaźników charakteryzujących ciągłość zasilania odbiorców. Proces kablowania jest jak najbardziej uzasadniony, ale powinien być zaplanowany w wieloletniej perspektywie, aby nakłady poniesione na jego realizację nie spowodowały ograniczenia możliwości realizacji inwestycji w pozostałych obszarach [4].

Podsumowując, przeprowadzone badania oraz analiza otrzymanych wyników obliczeń pokazują, że proces kablowania sieci SN ma zarówno pozytywne, jak i negatywne aspekty. Poniżej wypunktowano najważniejsze wnioski:

- Linie kablowe wprowadzają więcej mocy biernej pojemnościowej do systemu niż linie napowietrzne. W związku z tym, planując w przyszłości dalszą rozbudowę linii kablowych, będzie konieczne uwzględnienie dodatkowych inwestycji w sieci SN, np. związanych z wymianą obecnie stosowanych baterii kondensatorów na dławiki zwarciowe.
- Planowanie inwestycji biznesowej nie powinno opierać się wyłącznie na założeniach ograniczenia strat technicznych sieci, ponieważ mogą wystąpić przypadki, w których w obszarze zasadnym do

Tabela 3. Wpływ przyrostu linii kablowych wykonany dla doliny i szczytu zapotrzebowania poszczególnych OSD

Dzień zapotrzebowania	Procentowy przyrost linii kab. [%]	OSD1		OSD2		OSD3		OSD4	
		Moc bierna generowana przez OSD [Mvar]	Moc bierna po skompensowaniu [Mvar]	Moc bierna generowana przez OSD [Mvar]	Moc bierna po skompensowaniu [Mvar]	Moc bierna generowana przez OSD [Mvar]	Moc bierna po skompensowaniu [Mvar]	Moc bierna generowana przez OSD [Mvar]	Moc bierna po skompensowaniu [Mvar]
Dla szczytowego zapotrzebowania	0	306,45	306,45	121,29	121,29	290,38	290,38	709	709
	10%		212,89		67,74		136,68		640,21
	20%		119,33		14,18		-17,03		571,42
	30%		25,77		-39,38		-170,73		502,63
	40%		-67,79		-92,94		-324,43		433,83
Dla minimum zapotrzebowania	0	-3.03	3,03	-73,48	-73,48	20,07	20,07	277	277
	10%		-96,59		-127,04		-133,63		208,21
	20%		-190,15		-180,60		-287,34		139,42
	30%		-283,71		-234,16		-441,04		70,63
	40%		-377,27		-287,72		-594,74		1,83

Tabela 4. Wpływ przyrostu linii kablowych wykonany dla doliny i szczytu dla dnia wyznaczonego przez KSE dla poszczególnych OSD

Dzień zapotrzebowania	Procentowy przyrost linii kab. [%]	OSD1		OSD2		OSD3		OSD4	
		Moc bierna generowana przez OSD [Mvar]	Moc bierna po skompensowaniu [Mvar]	Moc bierna generowana przez OSD [Mvar]	Moc bierna po skompensowaniu [Mvar]	Moc bierna generowana przez OSD [Mvar]	Moc bierna po skompensowaniu [Mvar]	Moc bierna generowana przez OSD [Mvar]	Moc bierna po skompensowaniu [Mvar]
Dla szczytowego zapotrzebowania	0	137,24	0	121,29	0	290,38	0	709	0
	10%		43,68		67,74		136,68		640,21
	20%		-49,88		14,18		-17,03		571,42
	30%		-143,44		-39,38		-170,73		502,63
	40%		-237,00		-92,94		-324,43		433,83
Dla minimum zapotrzebowania	0	-64,80	0	-73,48	0	20,07	0	277	0
	10%		-158,36		-127,04		-133,63		208,21
	20%		-251,92		-180,60		-287,34		139,42
	30%		-345,48		-234,16		-441,04		70,63
	40%		-439,04		-287,72		-594,74		1,83

skablowania ze względu na potrzebę poprawy wskaźników jakościowych oraz bezpieczeństwa dostaw i eksploatacji straty techniczne związane z mocą bierną pojemnościową mogą wzrosnąć.

- Biorąc pod uwagę koszty budowy, tańsze wydaje się izolowanie sieci, polegające na zastąpieniu linii napowietrznych z przewodami gołymi liniami napowietrznymi z przewodami niepełnoizolowanymi. Sieci kablowe wymagają większych nakładów finansowych przy budowie, ale ograniczają wydatki związane z utrzymaniem i zapewnieniem niezawodności sieci ze względu na awarie, dlatego dla osiągnięcia ciągłości pracy sieci konieczne jest sukcesywne skablowanie sieci średniego napięcia.
- Najbardziej problematycznym i czasochłonnym skutkiem nawałnic była naprawa linii SN uszkodzonych na terenach leśnych i zadrzewionych. To właśnie awarie linii SN powodują skutki o największym negatywnym wpływie dla odbiorców i to tam powinny być prowadzone największe inwestycje.
- Rygorystyczne wymagania regulacji jakościowej w zakresie wskaźników niezawodności sieci są kolejnym elementem uzasadnienia kablowania sieci SN i w związku z tym ponoszenia większych nakładów finansowych.

Powyższe wnioski ukazują jak skomplikowany jest proces skablowania sieci SN oraz jak istotny wpływ będzie miało rozsądne zaplanowanie inwestycji każdego z OSD, aby odpowiednio zarządzać mocą bierną w systemie, przy jednoczesnym spełnieniu rygorystycznych wymogów regulacji jakościowej.

Ze względu na sugestie Zespołu PTPiREE ds. Mocy Biernej w opublikowanym „Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030", zgodnym z „Polityką energetyczną Polski do 2040 roku", zaplanowane poziomy skablowania sieci SN wykreślono. Znalazł się jednak zapis o zagwarantowaniu dodatkowego finansowania inwestycji związanych z kablowaniem sieci SN. ■

Literatura:

1. Polityka energetyczna Polski do 2040 roku.
2. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030.
3. Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych.
4. https://www.elektro.info.pl/artykul/kable-i-przewody/150706,kablowanie-sieci-dystrybucyjnych-sredniego-i-niskiego-napiecia
5. Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych – opracowanie PTPiREE.
6. Katalog producenta kabli średniego napięcia – Telefonika.
7. Katalog słupów SN – opracowanie PTPiREE.

Przegląd samochodów elektrycznych dostępnych na rynku

Skoda ENYAQ iV

W marcu 2019 roku na targach motoryzacyjnych w Genewie czeska marka, należąca do grupy VAG, zaprezentowała prototyp samochodu pod nazwą „Vision iV". Po prawie roku doczekaliśmy się wersji produkcyjnej pierwszego elektrycznego SUV-a Skody.

Kolejny z elektrycznych członków tej rodziny, znany jako Enyaq iV, jest już sprzedawany w polskich salonach. Pierwsze egzemplarze trafią do klientów w pierwszym kwartale. Auto obecnie dostępne jest w dwóch wersjach silnikowych o oznaczeniu „60" oraz „80". Według zapowiedzi producenta, z czasem mają pojawić się modele „50", „80X" z napędem 4x4 oraz najmocniejsza ze wszystkich ponadtrzystukonna wersja „RS", posiadająca również napęd na cztery koła.

Zdjęcia: skoda

Agresywny front oraz sylwetka nadaje dynamiki bryle nadwozia

Enyaq iV – wymiary

Skoda Enyaq iV jest oparta na modułowej platformie MEB (znanej już m.in. z Volkswagena ID.3). Ma 464,8 cm długości, 187,7 cm szerokości i 161,8 cm wysokości. Rozstaw osi to 276,5 cm. Pojemność bagażnika wynosi 585 litrów, a próg załadunku znajduje się stosunkowo nisko. Ponadto ten elektryczny SUV w najmocniejszej wersji może holować przyczepę o masie do 1,2 tys. kg.

Enyaq iV – dane techniczne, moc, zasięg

Poszczególne wersje charakteryzują się następującymi parametrami :

- Enyaq iV 60 o mocy 180 KM, pojemność akumulatora – 62 kWh (netto 58 kWh), zasięg do 390 km;
- Enyaq iV 80, moc – 204 KM, pojemność akumulatora – 82 kWh (netto 77 kWh), zasięg do 500 km.

Enyaq iV – z zewnątrz

Przód Skody Enyaq jest zdominowany przez charakterystyczny „grill" o pionowym żebrowaniu, który kształtem nieco przypomina atrapy znane z innej niemieckiej marki. W opisywanym aucie został jeszcze dodatkowo uwydatniony i otrzymał podświetlane wypełnienie. Agresywny front oraz sylwetka nadaje dynamiki bryle nadwozia. Całość dopełniają opcjonalne 21-calowe felgi.

Enyaq iV – wewnątrz

Wnętrze zaskakuje tak zwanym „clean lookiem". Trudno znaleźć tam zbędne przyciski czy przełączniki. Całą kontrolę nad pojazdem możemy przejąć za pomocą 13-calowego ekranu dotykowego umieszczonego w centralnej części kokpitu. „Simply clever" – to dewiza, którą kierowała się Skoda projektując zaskakujące praktycznością wnętrze auta. Udogodnienia, takie jak ukryta w wewnętrznej części pokrywy bagażnika skrobaczka do szyb czy schowki na telefony dla pasażerów umieszczone w oparciach foteli, na pewno umilą korzystanie z samochodu.

Należy także podkreślić, że do wykończenia wnętrza nowej Skody Enyaq użyto ekologicznych materiałów. Jeden ze wzorów tapicerki foteli jest opatrzony znakiem Woolmark Company. Oznacza to, że są one wykonane w 40 proc. z wełny, a pozostałe 60 proc. ich składu to poliester wytworzony z butelek PET pochodzących z recyklingu.

Enyaq iV – ładowanie

Akumulatory Enyaqa można naładować prądem zmiennym (AC) o mocy 11 kW lub ze źródła prądu stałego (DC) o mocy ładowania do 125 kW. Producent deklaruje, że największa z baterii o pojemności 82 kWh jest ładowana od 5 do 8 proc. nawet w 38 minut. Alternatywą dla standardowego ładowania jest system rekuperacji energii, który odzyskuje prąd podczas hamowania.

Enyaq iV – cena

Podstawowa wersja elektrycznej Skody (60) kosztuje 182 tys. zł. Za jej mocniejszą siostrę przyjdzie nam zapłacić więcej, tj. 211 tys. zł. Jako pierwsza do sprzedaży trafi limitowana seria „Founder's Edition", upamiętniająca 125-lecie czeskiej marki. Elektryczny SUV w tej wersji ma specjalne wyposażenie, dodatkowe oznaczenia na karoserii oraz we wnętrzu auta. Jeśli ktoś jest zainteresowany edycją jubileuszową, to musi się pospieszyć – powstanie tylko 1895 aut z tej linii.

Kasper Teszner, Biuro PTPiREE

Dane:

https://motofilm.pl/2020/09/skoda-enyaq-iv-elektryczny-suv-z-bateria-do-82-kwh-i-zasiegiem-do-510-km-oficjalnie/

Internet rzeczy i Internet zachowań w służbie człowieka

Najbliższe dwa lata są kluczowe z punktu widzenia przygotowań do zmian, jakie niesie upowszechnienie Internetu rzeczy. IoT (Internet of Things) wprowadzi istotne zmiany na poziomie większości organizacji, wywołując wzrost popytu na nowe, deficytowe kompetencje oraz tworząc nowe źródła popytu na produkty i usługi przemysłu elektronicznego i rozwiązania z zakresu automatyki przemysłowej.

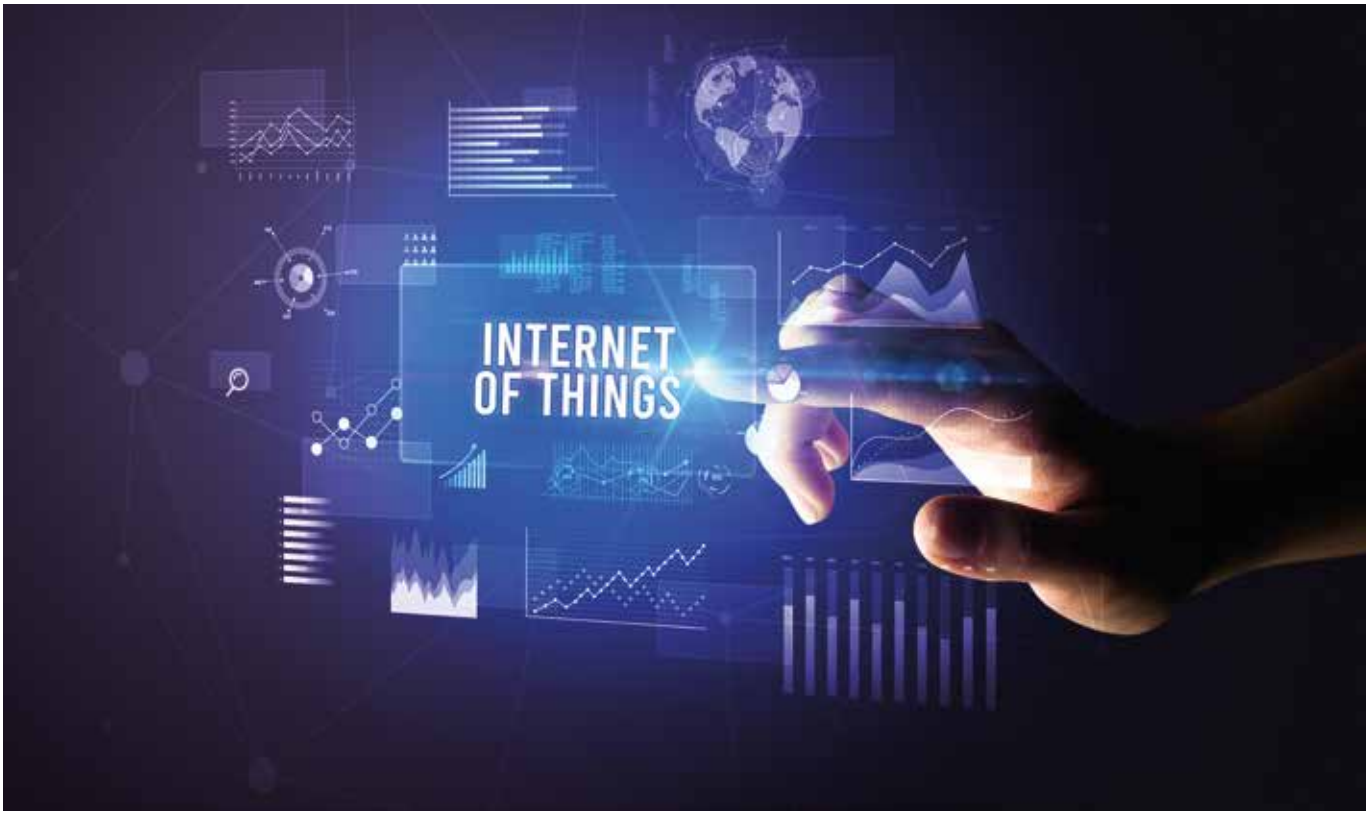
MACIEJ SKORASZEWSKI
Biuro PTPiREE

Internet rzeczy jest ekosystemem usług biznesowych, wykorzystujących przedmioty zdolne do zbierania i przetwarzania informacji, połączone w sieć i zapewniające interoperacyjność i synergię zastosowań. Łączenie usług Internetu rzeczy pozwala na lepsze zrozumienie konsumenta, środowiska, produktów oraz procesów, identyfikację istotnych zdarzeń i reagowanie w celu natychmiastowego optymalizowania czy precyzyjniejszej personalizacji.

Internet rzeczy koncepcyjnie to system telekomunikacyjno-informatyczny o wysokim stopniu rozproszenia, którego zadaniem jest tworzenie inteligentnych systemów analitycznych, kontrolno-pomiarowych i układów sterowania w każdej dziedzinie życia. Charakteryzujące IoT autonomiczne działanie w zakresie zbierania oraz przetwarzania danych pozwala na wchodzenie w interakcje z otoczeniem. Na poziomie technologicznym ten rodzaj architektury teleinformatycznej służy do obsługi mikronadajników, czujników, kamer internetowych i wszelkiego rodzaju zdalnego sterowania. W perspektywie rozwojowej możemy mówić o wykorzystaniu Internetu rzeczy do autonomicznej pracy urządzeń transportowych, robotów przemysłowych oraz cyfrowych inteligentnych urządzeń pomiarowych. Na poziomie biznesowym IoT to przede wszystkim optymalizacja zużycia energii, tworzenie inteligentnego transportu, inteligentnych systemów parkingowych, robotyzacja produkcji i logistyki czy wznoszenie inteligentnych budynków. Krótko mówiąc, IoT to jeden z elementów cyfrowej transformacji. Naturalną jej kontynuacją jest rozszerzenie systemu o funkcje behawioralne, czyli wkraczamy w tzw. Internet zachowań (Internet of Behaviors – IoB).

Szacuje się, że do 2023 roku IoB stanie się na tyle powszechny, że 40 proc. populacji będzie „śledzone" cyfrowo po to tylko, żeby wpływać na nasze zachowania konsumenckie. Internet zachowań zbudowany na bazie Internetu rzeczy, wygeneruje szeroką gamę nowych źródeł danych. Te, specyficzne dla każdego użytkownika, pozyskiwane dzięki aplikacjom zawartym w różnego rodzaju urządzeniach powszechnego użytku, będą udostępnione rozmaitym podmiotom w celu dostosowania oferty do naszego profilu zachowań. Informacje zebrane przy użyciu IoT zostaną wykorzystane do stworzenia ukierunkowanych kampanii społecznych i reklamowych. Przykładem może być dostarczanie reklam, śledzenie aktywności ludzkiej i zagrożeń (np. związanych ze zwalczaniem epidemii) czy też tworzenie dedykowanych programów społecznych. IoT łączy ludzi z ich działaniami, zatem możemy mówić o ewolucji do Internetu zachowań.

Urządzenie takie jak smartfon, przy pomocy zainstalowanych aplikacji, może śledzić nasze ruchy w Internecie oraz rzeczywistą pozycję geograficzną. Nie jest trudno połączyć urządzenie mobilne z laptopem, domowym asystentem głosowym, kamerami domowymi lub samochodowymi, a może



Zdjęcia: Adobe Stock, ra2 studio

Internet rzeczy to jeden z elementów cyfrowej transformacji

nawet zapisami z telefonu komórkowego (SMS-y i rozmowy telefoniczne). Za sprawą aplikacji udostępniającym dane, podmioty mogą dowiedzieć się o nas wielu rzeczy – o naszych zainteresowaniach, niechęciach, sposobie głosowania czy robienia zakupów. Programy śledzące w urządzeniach są wszechobecne i pozostaje tylko kwestią czasu, kiedy IoB zamieni się w olbrzymią bazę „wiedzy o społeczeństwie".

IoB łączy technologię pozyskiwania danych (IoT), systemy ich analizy oraz „naukę behavioralną". Na razie firmy najczęściej używają IoT oraz IoB do obserwacji i prób zmiany naszego zachowania, aby osiągnąć zamierzony cel – zazwyczaj jest nim zakup jakiegoś produktu, bądź przystąpienie do określonej kampanii społecznej. IoB wpływa na wybór konsumenta, ale także przeprojektowuje łańcuch wartości. Podczas gdy większość konsumentów wyraża niezadowolenie z udostępniania swoich danych „za darmo", wielu jest z tego zadowolonych, o ile przynosi to wartość dodaną. Przykładem obrazującym działanie Internetu zachowań jest jego wykorzystanie przez sektor bankowy i ubezpieczeniowy. Zbieranie danych o naszych preferencjach i nawykach daje bankom i ubezpieczycielom, których do tej pory unikaliśmy z powodu

» » »

IoB łączy technologię pozyskiwania danych (IoT), systemy ich analizy oraz „naukę behavioralną". Na razie firmy najczęściej używają IoT oraz IoB do obserwacji i prób zmiany naszego zachowania, aby osiągnąć zamierzony cel – zazwyczaj jest nim zakup jakiegoś produktu, bądź przystąpienie do określonej kampanii społecznej. IoB wpływa na wybór konsumenta, ale także przeprojektowuje łańcuch wartości. Podczas gdy większość konsumentów wyraża niezadowolenie z udostępniania swoich danych „za darmo", wielu jest z tego zadowolonych, o ile przynosi to wartość dodaną.

natarczywości reklam, możliwość zmiany swojego wizerunku. Zmieniając kanał dostępu z ogólnego na spersonalizowany, oferują reklamy w taki sposób, aby wpływać na nasze emocje i w konsekwencji na decyzje. Czerpiąc dane z IoT, firmy ubezpieczeniowe są w stanie zoptymalizować proponowaną składkę na podstawie nawyków zdrowotnych lub historii szkód. Banki natomiast, śledząc nasze przyzwyczajenia i nawyki, nakłonią nas do większego oszczędzania, inwestowania lub innych długoterminowych celów finansowych.

W IoB nie chodzi wyłącznie o wykorzystanie samych urządzeń i aplikacji do zbierania danych. Wiele firm udostępnia (sprzedaje) dane innym spółkom zależnym. Na przykład Google, Facebook i Amazon wykorzystują oprogramowanie, które potencjalnie przenosi użytkownika jednej aplikacji do całego ekosystemu online – często bez jego zgody. Stanowi to poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa naszych danych, jednak wiele osób akceptuje fakt, że te „wymykają się spod kontroli", gdyż dzięki rozwiązaniom IoT oraz IoB oszczędzają czas i pieniądze. IoT bardzo sprawnie przekształca dane w informacje, a IoB informacje w wiedzę o nas. Ale jeszcze musimy zaczekać, aby IoB w pełni nauczył się tę wiedzę wykorzystywać. ■

Program „Czyste powietrze”

Jak informuje Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, 8 lutego w Świętochłowicach odbyła się konferencja z udziałem premiera Mateusza Morawieckiego oraz ministra klimatu i środowiska Michała Kurtyki, podczas której władze miasta podpisały porozumienie z WFOŚiGW w ramach programu „Czyste powietrze”. Jest to tysięczna gmina, która do niego przystąpiła.

Premier podkreślił, że „Czyste powietrze” jest największym projektem proekologicznym w polskiej historii i jednocześnie najważniejszym, który służy skutecznej walce ze smogiem w naszym kraju. Z kolei minister wskazał, że wprowadzone usprawnienia (tj. m.in. uproszczenie zasad przyznawania dotacji, skrócenie czasu rozpatrywania wniosków, możliwość ich składania online, integracja z programem „Mój prąd” czy podwyższenie dotacji dla najuboższych) spowodowały większą liczbę aplikacji o dofinansowanie wymiany „kopciuchów”.

– *Porównując dane z grudnia 2019 do tego samego okresu w 2020 roku widzimy ponaddwukrotny wzrost liczby złożonych wniosków o dofinansowanie dla budynków istniejących. To pokazuje, że wprowadzone przez nas zmiany przynoszą zamierzony efekt* – powiedział Michał Kurtyka. Poinformował także, że na 2021 rok zaplanowano prace nad dalszym rozwojem, przyśpieszeniem wdrażania i kolejnymi uproszczeniami programu „Czyste powietrze”.

Zdjęcie: Adobe Stock, zoranlino

„Czyste powietrze” jest największym projektem proekologicznym w polskiej historii

Prezes NFOŚiGW prof. Maciej Chorowski przekazał, że dzięki przeznaczonym pieniądzom gminy będą mogły stworzyć u siebie punkty konsultacyjne, gdzie każdy mieszkaniec otrzyma stosowną pomoc, np. przy wypełnieniu wniosku o dofinansowanie. ■

14 lutego 2021 roku w wieku 65 lat zmarł nasz Kolega,

Krzysztof Kalinowski

od 1990 roku członek Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
ostatnio uczestnik Koła Seniorów.
Długoletni pracownik Zakładu Energetycznego Zamość,
a później jego następcy prawnego – Zamojskiej Korporacji Energetycznej SA,
na różnych szczeblach zarządzania, w latach 2002-2005 prezes ZKE.

Z wielkim smutkiem przyjęliśmy informację o śmierci szanowanego przez wszystkich Kolegi, a także energetyka o wielkiej wiedzy i umiejętności współdziałania. Był jednym z najbardziej zaangażowanych członków PTPiREE.

Działał w wielu zespołach Forum Dyrektorów Ekonomicznych, które rozwiązywały problemy związane z tworzoną nową strukturą energetyki i powstającym rynkiem energii elektrycznej. Główne zagadnienia, jakim poświęcił wiele pracy i wysiłku to zasady rozliczeń za energię elektryczną w ramach podsektorów energetyki, modele zakupowe energii elektrycznej, w tym tworzenie taryf przesyłowych i tranzytowych.

Krzysztofie, pozostaniesz w naszej pamięci jako niekwestionowany ekspert zagadnień ekonomicznych i finansowych energetyki, a jednocześnie ceniony Kolega dzielący się z nami swoją wiedzą i życzliwością.

Cześć Jego pamięci!

Rodzinie i Bliskim składamy serdeczne wyrazy współczucia.

Koleżanki i Koledzy z PTPiREE

Innowacje

Pewna ochrona

Zawsze, gdy nasze organizmy są wystawiane na nieprzyjazne warunki otoczenia, musimy je chronić. Czasami wystarczy dodatkowa warstwa odzieży, niekiedy maska, a innym razem specjalny strój.

Podbój kosmosu jest w tym zakresie szczególnym wyzwaniem. Kombinezony astronautów stanowią jedyną barierę odgradzającą ich od kosmicznej próżni podczas spacerów w otwartej przestrzeni lub sytuacjach awaryjnych. Przestrzeń kosmiczna jest w tym wypadku bezlitosna, nie tolerując pomyłek. Oprócz funkcji przeżycia nowoczesne kombinezony spełniają również inne role.

Pierwszy uniform lotniczy opatentował w 1918 roku Fred M. Sample. Był wykonany z elastycznego materiału i miał hermetyczny hełm oraz elastyczny wąż doprowadzający, podłączony do źródła sprężonego powietrza i pompy. W 1934 roku pilot Wiley Post zlecił producentowi gumy B. F. Goodrichowi stworzenie gumowego kombinezonu ciśnieniowego, który umożliwił mu dotarcie do 40 tys. stóp (12,1 km). Inżynier Russell Colley opracował później model XH-5 Tomato Worm Suit, który miał segmentowe stawy na kolanach, biodrach i łokciach. Pracując dla Litton Industries na początku lat 50., dr Siegfried Hansen stworzył Mark I, kombinezon przeznaczony do noszenia w próżni. Czwartą jego wersję – model Merkury (znany również jako Navy Mark IV) pokryto folią aluminiową do kontroli termicznej i wyposażono w zamknięty (closed loop) układ oddychania.

Tymczasem jako pierwsi wybrani się w kosmos Rosjanie. Kombinezon SK-1 Jurija Gagarina zaprojektowano specjalnie z myślą o misjach kosmicznych. Ponieważ rosyjskie lądowniki nie miały wtedy systemu miękkiego lądowania, kombinezon wyposażono w system katapultowy, który zapewniał kosmonautom bezpieczne lądowanie na spadochronie. Pierwszy spacer kosmiczny Leonova pokazał słabości tej konstrukcji, które omal nie zakończyły się tragedią – przegrzewanie i dużą sztywność, a także małą wytrzymałość mechaniczną. Kolejny model – Sokol był uniformem ratunkowym w sytuacjach nagłej dekompresji. Jest on w wersji ulepszonej wykorzystywany również współcześnie. Po założeniu kombinezonu użytkownik może przetrwać do 30 godzin w kabinie ciśnieniowej i do dwóch w atmosferze bezciśnieniowej.

Wraz z rozwojem podboju kosmosu okazało się, że astronauci powinni mieć kilka różnych kostiumów do rozmaitych zastosowań. Seria kombinezonów kosmicznych Gemini obejmowała m.in. model G3C, stworzony do użytku wewnątrz pojazdu, oraz G4C, który mógł być używany zarówno jako kombinezon wewnątrz pojazdu, jak i poza nim, a był noszony podczas pierwszego amerykańskiego spaceru kosmicznego w 1965 roku. Do misji księżycowych opracowano kombinezon NASA EMU (Extravehicular Mobility Unit), chroniący astronautów dodatkowo przed promieniowaniem, uszkodzeniami mechanicznymi i umożliwiający pobieranie próbek gruntu. Kombinezon mógł obsługiwać użytkowników poza jednostką do siedmiu godzin i składał się z 14 oddzielnych warstw. Współcześni astronauci noszą kombinezony znacznie bezpieczniejsze i przy okazji ładniejsze. W 2010 powstał start-up Final Frontier Design założony przez amerykańskiego projektanta i rosyjskiego inżyniera. W 2014 roku otrzymali oni od NASA umowę na opracowanie nowego uniformu kosmicznego.

Z kolei kombinezony SpaceX zaprojektował hollywoodzki spec od kostiumów Jose Fernandez, który pracował nad strojami do takich filmów jak „Batman kontra Superman", „The Fantastic Four" i „The Avengers". Zindywidualizowane kombinezony przestrzenne Starmana mają kask z nadrukiem 3D, rękawice z ekranem dotykowym i kilka innych inteligentnych funkcji. Elegancka konstrukcja jest jednak przeznaczona wyłącznie do użytku wewnątrz pojazdu, a konkretnie w kapsule transportowej Dragon – SpaceX służącej do przewozu pasażerów i ładunków na stację ISS.

Stworzony dla astronautów podróżujących do i z miejsc na niskiej orbicie okołoziemskiej, takich jak Międzynarodowa Stacja Kosmiczna, Boeing Blue to kombinezon kosmiczny Boeinga. Zaprezentowany w 2017 roku, oferuje użytkownikom większą mobilność pod ciśnieniem i jest o około 40 procent lżejszy od poprzednich noszonych przez astronautów. Model przeznaczony dla pasażerów przyszłego statku kosmicznego Boeinga CST-100 Starliner będzie zawierał wewnętrzne warstwy utrzymujące ich w chłodzie oraz rękawice dotykowe, dzięki którym można pracować na tabletach, podobnie jak w kombinezonach Starmana.

W 2019 roku NASA przedstawiła nową generację uniformów na potrzeby programu Artemis. Exploration Extravehicular Mobility Unit, w skrócie xEMU, będzie odgrywać ważną rolę w przyszłych podróżach na Księżyc, które rozpoczną się w 2024 roku. Większy niż kombinezony ciśnieniowe noszone wewnątrz statku kosmicznego, uniform ten chroni użytkownika przed ekstremalnymi temperaturami na Srebrnym Globie, jak również kosmicznymi odłamkami i mikrometeorytami.

NASA finansuje też program Innovative Advanced Concepts, który może stworzyć nową generację kombinezonów kosmicznych mających rozciągliwą, samouzdrawiającą się powłokę i dostarczających użytkownikowi wizualnych informacji identyfikujących uszkodzenia, zagrożenia lub inne problemy z uniformem. Druga skóra astronautów jest więc już w zasadzie gotowa; pora na pozostałe elementy kosmicznej podróży rodzaju ludzkiego.

Krzysztof Hajdrowski

Z uwagi na nadal obowiązujący w Polsce stan epidemii i ograniczenia administracyjne dotyczące organizacji szkoleń i konferencji zachęcamy do korzystania z najbardziej aktualnych informacji o wydarzeniach przygotowywanych przez PTPiREE opublikowanych na stronie http://ptpiree.pl/wydarzenia

11 marca 2021 r. szkolenie on-line

„Podstawy prawne przeprowadzenia wycinek pod liniami elektroenergetycznymi"

» *Org.: PTPiREE*
Inf.: Justyna Dylińska-Chojnacka
tel. 61 846-02-32
dylinska@ptpiree.pl
http://wycinka.ptpiree.pl

23 marca 2021 r. szkolenie on-line

„Windykacja należności z tytułu usługi dystrybucyjnej"

» *Org.: PTPiREE*
Inf.: Justyna Dylińska-Chojnacka
tel. 61 846-02-32
dylinska@ptpiree.pl
http://windykacja.ptpiree.pl

8 kwietnia 2021 r. szkolenie on-line

„Sterowanie inwerterami za pomocą SunSpec"

» *Org.: PTPiREE*
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
http://inwertery.ptpiree.pl

13 kwietnia 2021 r. szkolenie on-line

„Wykrywanie i likwidacja Nielegalnego Poboru Energii Elektrycznej (NPEE)"

» *Org.: PTPiREE*
Inf.: Justyna Dylińska-Chojnacka
tel. 61 846-02-32
dylinska@ptpiree.pl
http://nppe.ptpiree.pl

20 kwietnia 2021 r. szkolenie on-line

„Projektowanie linii kablowych 110 kV. Linie kablowe wysokich i najwyższych napięć w teorii i w praktyce"

» *Org.: PTPiREE*
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
http://kable.ptpiree.pl

11 maja 2021 r. szkolenie on-line

„Projektowanie linii kablowych 110 kV. Techniki doboru, budowy i eksploatacji linii kablowych wysokich i najwyższych napięć"

» *Org.: PTPiREE*
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
http://eksploatacja.ptpiree.pl

Szczegółowe informacje o wydarzeniach organizowanych przez PTPiREE publikowane są na stronie: http://ptpiree.pl w zakładce „Wydarzenia". Dział Szkoleń: Sebastian Brzozowski, tel. 61 846-02-31, brzozowski@ptpiree.pl Biuro PTPiREE, ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań, tel. 61 846-02-00, fax 61 846-02-09 ptpiree@ptpiree.pl

PTPiREE

POLSKIE TOWARZYSTWO PRZESYŁU
I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

KREUJEMY
nowe rozwiązania

WSPIERAMY
zachodzące zmiany i wdrożenia
nowych technologii w elektroenergetyce

WYKONUJEMY
analizy prawne, techniczne i ekonomiczne

PROWADZIMY
działalność normalizacyjną, typizacyjną,
doradczą, wydawniczą i edukacyjną

ORGANIZUJEMY
specjalistyczne szkolenia, seminaria i konferencje

PRZYGOTOWUJEMY
wnioski o dotacje unijne na projekty energetyczne

INTEGRUJEMY
środowisko energetyków