

KLIENT



DYSTRYBUCJA



PRZESYŁ

ENERGIA

Elektryczna

ISSN 2719-8480
Biuletyn Branżowy

4/2023

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje

Technika i technologie

Wydarzenia w branży



Adam Sanocki

Przetwarzanie danych osobowych,
czyli liczne obowiązki administratora

SIWE'23

XXII KONFERENCJA

SYSTEMY INFORMATYCZNE W ENERGETYCE SIWE'23

WISŁA, 14-16 LISTOPADA 2023 R.

Organizator

Patronat medialny



ENERGIA
Elektryczna

W programie m.in.:

- cyberbezpieczeństwo infrastruktury energetycznej,
- systemy łączności w energetyce (integracja systemów informatycznych i telekomunikacyjnych),
- CSIRE (Centralny System Informacji Rynku Energii),
- automatyzacja procesu akwizycji i przetwarzania danych,
- migracja systemów IT do chmury,
- systemy wspierające obrót energią elektryczną,
- wsparcie IT dla zarządzania generacją rozproszoną,
- aktualne wdrożenia w energetyce zawodowej.

Konferencji towarzyszyć będzie wystawa dostawców rozwiązań IT dla energetyki.

Kontakt:

Karolina Nowińska, tel.: +48 61 846-02-15, e-mail: nowinska@ptpiree.pl

Sebastian Brzozowski, tel.: +48 61 846-02-31, e-mail: brzozowski@ptpiree.pl

Szczegółowe informacje: <http://siwe.ptpiree.pl>





Szanowni Państwo

Dynamiczne zmiany w polskiej energetyce przywykliśmy postrzegać przede wszystkim przez pryzmat technologii. Tymczasem procesy, jakim podlega nasza branża, tworzą złożony system, w którym przenikają się zagadnienia techniczne, prawne, społeczne i organizacyjne. Jednym z istotnych obszarów, zwłaszcza w kontekście instalacji liczników inteligentnych, jest ochrona danych osobowych i ich przetwarzanie. Naszym gościem jest Adam Sanocki, dyrektor Departamentu

Komunikacji Społecznej Urzędu Ochrony Danych Osobowych. W trakcie rozmowy próbujemy w pierwszej kolejności uporządkować naszą wiedzę na temat samego pojęcia danych osobowych, jego zakresu i wynikających z tego praktycznych implikacji. Odnosząc się natomiast do wyzwań stojących przed branżą, mówimy o sprawach związanych z bezpieczeństwem przetwarzania i innych obowiązkach spoczywających na administratorze. Jak podkreśla nasz gość, w przypadku nowych, innowacyjnych technologii bardzo ważne jest, aby łatwa dostępność nie przesłoniła świadomości, że ich wykorzystanie powinno być związane z dysponowaniem odpowiednimi zabezpieczeniami dla przetwarzania danych. W obliczu coraz szybciej rozwijających się systemów opartych na sztucznej inteligencji problem ten wybrzmiewa jeszcze donośniej. Z kolei w kontekście rozwiązań typowo związanych z branżą energetyczną warto zauważyć, że zapisy ustawy Prawo energetyczne, zakładające instalacje liczników inteligentnych, nie budzą większych kontrowersji społecznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych. Do UODO od 2020 roku wpłynęła tylko jedna skarga związana z przetwarzaniem danych za pomocą zdalnych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Trwają natomiast konsultacje z udziałem przedstawicieli spółek energetycznych w związku z koniecznością zapewnienia migracji danych odbiorców energii elektrycznej na potrzeby Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii.

O tym, jak istotne jest agregowanie i przetwarzanie informacji przekonujemy się natomiast z lektury artykułu na temat popytu na energię elektryczną, który w ostatnich miesiącach spada. Znajduje to swoje odzwierciedlenie w bilansach spółek naszej branży. Warto jednak zauważyć, że w minionym, kryzysowym dla energetyki roku dystrybucja pokazała pozytywne wyniki finansowe. Segment ten pozostawał kluczowy dla bilansów grup energetycznych.

O jakości i niezawodności dostaw piszemy natomiast w dziale Technika i Technologie, dokonując analizy porównawczej wskaźników niezawodności zasilania pięciu największych OSD w Polsce. Tu również dokonujemy zestawienia szeregu danych i wskaźników, które dowodzą, że wysiłek OSD na rzecz poprawy niezawodności w ostatnich latach jest bardzo znaczący.

W dziale poświęconym łączności przybliżamy naszym Czytelnikom zagadnienia związane z rozwojem technologii PLC, pomyślanej jako alternatywa dla bezprzewodowej WiFi i sieci komputerowych wymagających klasycznego osobnego okablowania.

W pozostałych działach naszego czasopisma jak zawsze znajdują Państwo najważniejsze wydarzenia w branży, informacje ze spółek i przegląd najistotniejszych działań legislacyjnych.

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, Wojciech Kozubiński, 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

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: 28 kwietnia 2023 r.

Spis treści

4 INFORMACJE ZE SPÓŁEK

ROZMOWA MIESIĄCA

8 Przetwarzanie danych osobowych, czyli liczne obowiązki administratora

RYNEK I REGULACJE

10 Początek roku ze spadkiem zużycia energii elektrycznej

12 RAPORT Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH

14 PARAGRAF W SIECI

TECHNIKA I TECHNOLOGIE

16 Analiza porównawcza wskaźników niezawodności zasilania pięciu największych OSD w Polsce

ELEKTROMOBILNOŚĆ

19 Renault Kangoo E-Tech

ŁĄCZNOŚĆ

20 Rozwój technologii PLC

WYDARZENIA

22 Wydarzenia w branży

24 FELIETON



Adam Sanocki
Przetwarzanie danych osobowych,
czyli liczne obowiązki administratora

» Enea Operator

16 milionów dofinansowania na rozbudowę sieci

Enea Operator wybuduje nową stację transformatorową 110/15 kV w Kostrzyńsko-Słubickiej Specjalnej Strefie Ekonomicznej (KSSSE), która leży na zachodzie Lubuskiego w południowej części Słubic w pobliżu autostrady A2 i dwóch miejsc obsługi podróżujących (MOP „Gnilec” i MOP „Sosna”). Inwestycja wspomże rozwój gospodarczy regionu słubickiego i umożliwi instalację rozbudowanej infrastruktury stacji ładowania pojazdów elektrycznych oraz przyłączenie do sieci nowych firm. Wartość projektu dofinansowanego przez NFOŚiGW to ponad 27 mln zł.

Dotacja pochodzi z programu priorytetowego „Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej na potrzeby rozwoju stacji ładowania pojazdów elektrycznych” z Funduszu Modernizacyjnego. Autostrada A2 jest częścią europejskiej sieci TEN-T. Dofinansowanie stanowi około 60 proc. całkowitych kosztów inwestycji spółki Enea Operator. Stacja zapewni również istotną poprawę warunków sieciowych. Dzięki budowie nowego Głównego Punktu Zasilania inwestorom KSSSE zostaną zagwarantowane nowe możliwości



Wartość projektu dofinansowanego przez NFOŚiGW to ponad 27 mln zł

przyłączeniowe oraz dostarczanie energii z pewnego i nieprzerwanego źródła, co wpłynie pozytywnie na rozwój gospodarczy regionu. GPZ zapewni również znaczący wzrost pewności zasilania odbiorców, m.in. poprzez skrócenie linii średniego napięcia. Dzięki nowoczesnym rozwiązaniom smart grid ewentualne awarie będą szybko zlokalizowane i usuwane, aby przywrócić ciągłość zasilania – wpłynie to na poprawę tzw. współczynników niezawodności dostaw energii. Korzyścią wynikającą z nowej

inwestycji będzie również możliwość prowadzenia modernizacji infrastruktury wysokiego i średniego napięcia w istniejącej stacji 110/15 kV Słubice, przy zachowaniu jakości i ciągłości zasilania obecnych odbiorców, poprzez możliwość pełnego rezerwowania mocy. Funkcjonowanie nowej stacji pozwoli na szersze przyłączenia do sieci energetycznej instalacji OZE i przyczyni się do zmniejszenia strat energii w systemie energetycznym. Zakończenie inwestycji zaplanowano na pierwsze półrocze 2026 roku.

» Energa-Operator

Budowa smart grid ukończona



Obiekty, których dotyczył montaż urządzeń, zostały wyposażone w zestawy telesterowania

Energa-Operator zakończyła montaż wszystkich z planowanych w ramach projektu smart grid 1799 zdalnie sterowanych rozłączników na słupach sieci średniego napięcia, a także wszystkich z 1148 rozdzielnic rozdziału wtórnego w stacjach SN/nn. Oznacza to, że etap prac terenowych związanych z powstaniem pierwszego w Polsce kompleksowego systemu sterowania siecią SN właśnie się zakończył. Obiekty, których dotyczył montaż urządzeń, zostały również wyposażone w zestawy telesterowania. Łączność zapewniono dzięki zastosowaniu modemów telekomunikacyjnych TETRA.

Zdalny nadzór oraz sterowanie siecią średniego napięcia, jakie umożliwi nowy system, to przede wszystkim znaczny wzrost niezawodności dostaw energii elektrycznej. Pozwoli on na szybszą lokalizację ewentualnych miejsc uszkodzeń i przyczyn awarii. Zdalnie

będzie można też tak zmienić konfigurację sieci elektroenergetycznej, aby błyskawicznie zasilic pozbawionych energii odbiorców za pomocą linii, które nie uległy uszkodzeniom. Część działań, jeszcze do niedawna wymagających wysłania w teren brygady Pogotowia Energetycznego, będzie mógł zrealizować dyspozytor za pomocą kilku kliknięć komputerowej myszki. Co ważne, dzięki wdrożeniu innowacyjnych rozwiązań teleinformatycznych, takich jak moduł FDIR, wykonywanie przełączeń na sieci będzie mogło zostać w znacznym stopniu zautomatyzowane. Wszystko to pozwoli na jeszcze większe skrócenie czasu potrzebnego na przywrócenie dostaw energii odbiorcom podczas ewentualnych awarii, a także ograniczenie liczby dotkniętych nimi osób do minimum.

Oszczędności uzyskane podczas prowadzonych postępowań zakupowych umożliwiły rozszerzenie zakresu projektu o kolejne 600 rozłączników i tyle samo modemów TETRA. Dzięki projektowi smart grid sieć SN zarządzana przez spółkę Energa-Operator wyposażona jest w sumie w blisko 8 tys. zdalnie sterowanych rozłączników napowietrznych. Obecnie, jako część projektu smart grid, prowadzone są prace związane z pierwszym etapem wdrożenia najnowszej generacji centralnego systemu zarządzania ruchem sieci elektroenergetycznej SCADA/ADMS. Zakończenie tego etapu wdrożenia planowane jest na koniec 2023 roku. Projekt smart grid uzyskał dofinansowanie Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko w wysokości ponad 166 mln zł.

>> PGE Dystrybucja

Ponad 300 uczestników warsztatów dla wykonawców

Spółka PGE Dystrybucja po raz drugi zorganizowała warsztaty dla wykonawców. Wzięło w nich udział ponad 300 uczestników. Wydarzenie odbyło się online z możliwością udziału na żywo w Lubelskim Centrum Konferencyjnym. Wychodząc naprzeciw potrzebom potencjalnych partnerów biznesowych, przedstawiciele operatora przygotowali prezentacje poruszające wiele zagadnień, m.in. rozwój rynku wykonawców w zakresie realizacji inwestycji ze szczególnym uwzględnieniem programu kablowania sieci w spółce PGE Dystrybucja. Organizatorzy przedstawili najbliższe plany inwestycyjne i modernizacyjne oraz omówili proces zakupu, wyjaśniając szczegółowo zasady prowadzonych postępowań przetargowych. Podczas spotkania zapoznano uczestników warsztatów z potencjałem technicznym



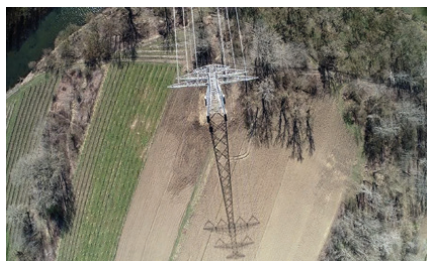
Zdjęcie: PGE Dystrybucja

Organizatorzy przedstawili najbliższe plany inwestycyjne i modernizacyjne

firmy i planowanymi pracami eksploatacyjnymi. Omówiono też model pracy i rozwoju sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem rozproszonych źródeł energii. Warsztaty dla wykonawców są stałym i sprawdzonym elementem procesu inwestycyjnego w PGE, a ich forma w transparentny sposób objaśnia skomplikowany proces przetargowy i ułatwia wykonawcom skuteczny udział w organizowanych przez spółki postępowaniach. ■

>> PSE

Próby napięciowe na linii 400 kV Kozienice-Miłosna



Zdjęcie: PSE

W ramach prowadzonych prac wykorzystywane były najnowsze technologie, w tym drony

Polskie Sieci Elektroenergetyczne sfinalizowały główny etap prac budowlanych nowej linii 400 kV Kozienice-Miłosna. Z końcem marca stanęły ostatnie z blisko 200 słupów linii, na których zawieszono ponad 1,3 tys. km przewodów. Do budowy użyto około 6 tys. ton stali i 10 tys. m³ betonu. Obecnie na linii trwają próby napięciowe.

Budowa dwutorowej linii elektroenergetycznej 400 kV Kozienice-Miłosna ma fundamentalne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego na Mazowszu. Zapewni bowiem wyprowadzenie mocy z Elektrowni Kozienice i przesłanie jej do odbiorców w centralnej oraz północno-wschodniej Polsce. Nowoczesne połączenie najwyższych

napięć zastąpi infrastrukturę eksploatowaną od ponad 50 lat.

Prace budowlane ruszyły w październiku 2021 roku. Zgodnie z harmonogramem wykonawca zdemontował starą linię, postawił nowe słupy i rozwiesił nowe przewody. Żeby przyspieszyć cały proces, prace związane z demontażem istniejących konstrukcji i budową nowych słupów były prowadzone w tym samym czasie. Nowa linia o długości 71,8 km powstała w śladzie dotychczasowej na obszarze 10 gmin po dwóch stronach Wisły. Łącznie zbudowano 196 słupów, które wykonano z 5 tys. ton stali. Na słupach zawieszono 65 tys. izolatorów i około 1343 km przewodów fazowych. 61 słupów – w związku z wymogami lotnictwa – wyposażono w system oświetlenia przeszkodowego.

W ramach prowadzonych prac wykorzystywane były najnowsze technologie, w tym drony. Bezzałogowce zastosowano do przygotowania przeciągania przewodów fazowych i odgromowych, jak również do monitoringu postępu prowadzonych prac. Zakończenie całego zadania, wraz z przekazaniem linii do eksploatacji, planowane jest na pierwszy kwartał 2025 roku. ■

>> Energa-Operator Blisko milion liczników zdalnych

Energa-Operator nie zwalnia tempa wdrażania liczników zdalnego odczytu w swojej sieci. Spółka ogłosiła przetarg na zakup kolejnych fabrycznie nowych tego typu urządzeń.

Energa-Operator planuje objąć zdalnym pomiarem wszystkich swoich klientów do 2026 roku. Obecnie korzysta z niego już ponad 2,2 mln odbiorców przyłączonych do sieci operatora.

Ogłoszony przetarg obejmuje sukcesywne dostawy liczników zdalnego odczytu wraz z modemami komunikacji zastępczej do wszystkich oddziałów spółki w latach 2024-2025. Liczba zamówionych urządzeń wynosi 946 507, w tym:

- 413 602 liczników jednofazowych, dwukierunkowych, wielotaryfowych z zegarem wewnętrznym i profilem obciążenia o następujących parametrach: napięcie odniesienia - 230 V, prąd bazowy max 5 A, prąd rozszerzony min. 40 A
- 532 905 liczników trójfazowych, dwukierunkowych, wielotaryfowych z zegarem wewnętrznym i profilem obciążenia (parametry: napięcie odniesienia 3x 230/400 V, prąd bazowy max 5 A, prąd rozszerzony min. 80 A).

Przetarg przewiduje także dostawę 47 352 modemów komunikacji zastępczej GSM do zastosowania w licznikach jednofazowych i trójfazowych, wszędzie tam, gdzie infrastruktura do transmisji danych z wykorzystaniem linii elektroenergetycznej (PLC) nie została jeszcze przygotowana.

Montaż zdalnych liczników to tylko część z niezbędnych działań, które mają na celu przygotowanie spółki do pełnego wykorzystania ich możliwości. Obecnie Energa-Operator pracuje również nad dostosowaniem systemów informatycznych i telekomunikacyjnych do współpracy z powstającym Centralnym Systemem Informacji Rynku Energii. ■

» PGE Dystrybucja

Nowa sieć energetyczna w Mińsku Mazowieckim

PGE Dystrybucja przebudowuje sieci elektroenergetyczne w Mińsku Mazowieckim. Rezultatem prowadzonych i planowanych inwestycji będzie zwiększenie pewności i bezpieczeństwa dostaw prądu dla lokalnych odbiorców. Spółka zainwestuje w podwarszawskiej gminie około 20 mln zł.

W ramach prowadzonych prac energetycy zastępują napowietrzne sieci średniego i niskiego napięcia liniami kablowymi prowadzonymi pod ziemią. Realizacja inwestycji zwiększy udział linii kablowych w mieście z około 50 do niemal 90 proc. Przebudową objęto napowietrzne wyprowadzenia linii SN ze stacji 110/15 kV Mińsk Mazowiecki, znajdujące się w północno-zachodniej części miasta. Kosztem niemal 9,3 mln zł skablowanych zostanie sześć linii, a cztery napowietrzne stacje transformatorowe zostaną wymienione na wewnętrzne. Łączna długość ciągów podziemnych osiągnie niemal 12 km. Wynikiem tej inwestycji będzie odseparowanie linii SN zasilających mniejsze miejscowości gminne i przebiegających przez obszary leśne od linii zasilających odbiorców mińskich.

Dla mieszkańców Mińska zostanie wybudowana oddzielna linia kablowa SN zasilana bezpośrednio z GPZ-u, co pozwoli uniknąć awaryjnych wyłączeń prądu. Realizacja kompleksowej przebudowy zwiększy również możliwości przyłączeniowe dla rozwijającej się zabudowy mieszkaniowej. Kompleksowa inwestycja obejmie połączeniem pierścieniowym aż 35 stacji transformatorowych zasilanych z trzech linii SN. Pozwoli to na ograniczenie przerw awaryjnych, poprzez drugostronne zasilanie stacji.

Warszawski oddział PGE Dystrybucja w 2022 roku przeznaczył na inwestycje ponad 500 mln zł. Bieżący rok zapowiada się jeszcze lepiej – na projekty modernizacyjne, przyłączeniowe czy budowę nowej sieci zaplanowano około 630 mln zł. ■

» Enea Operator

Nowa stacja umożliwi rozwój OZE w aglomeracji poznańskiej



Zdjęcie: Enea Operator

Całkowity koszt budowy obiektu to niemal 17,8 mln zł, z czego ponad 9,8 mln zł pochodzi z Unii Europejskiej

Enea Operator wybudowała nową stację energetyczną (GPZ) 110/15 kV w Suchym Lesie, znajdującym się w bezpośrednim sąsiedztwie Poznania. Inwestycja przyczyni się do rozwoju energetyki odnawialnej w zachodniej Polsce, poprzez wzrost potencjału sieci w zakresie przyłączania nowych OZE.

Zastosowane przez spółkę nowoczesne rozwiązania techniczne zwiększają również niezawodność dostaw energii elektrycznej do odbiorców w gminie Suchy Las i sąsiednich miejscowościach. Priorytetem projektu było dostosowanie potencjału sieci operatora dla nowych przyłączy źródeł wytwórczych takich jak farmy fotowoltaiczne i wiatrowe na poziomie ponad 30 MW.

Realizacja projektu zwiększyła również możliwość przyłączenia odbiorców, zwłaszcza przemysłowych, o dużym zapotrzebowaniu na moc i energię, którzy przyłączani są bezpośrednio do GPZ (Główny Punkt Zasilający). W nowym GPZ wdrożono liczne funkcjonalności inteligentnej infrastruktury elektroenergetycznej (smart grid), takie jak monitoring

obciążenia sieci w czasie rzeczywistym wraz z wizualizacją, automatyczną identyfikacją błędów (z systemem naprawczym), dynamiczną rekonfiguracją sieci dla optymalizacji jej funkcjonowania czy kontrolą przepływu mocy czynnej i biernej. Dzięki nowoczesnym rozwiązaniom technicznym możliwy jest również bieżący monitoring i ocena stanu urządzeń, optymalizacja rozdziału mocy oraz pomiar obciążenia w czasie rzeczywistym.

Nowy GPZ Suchy Las wyposażono m.in. w napowietrzną, dwusekcyjną, jednosystemową rozdzielnię wysokiego napięcia 110 kV, dwa stanowiska dla transformatorów wysokiego napięcia na średnie 110/15 kV wraz z transformatorami o mocy 25 MVA każdy. Stacja ma 22-półową rozdzielnicę 15 kV, po dwa stanowiska wewnętrzne zespołów uziemiających, a także powiązania średniego napięcia 15 kV realizowane liniami energetycznymi w kierunku Kiekrza, Złotnik oraz Poznania.

Całkowity koszt budowy obiektu to niemal 17,8 mln zł, z czego ponad 9,8 mln zł pochodzi z Unii Europejskiej. ■

>> PGE Dystrybucja

Nowy specjalistyczny tabor

Nowe samochody terenowe trafiły do zespołów Pogotowia Energetycznego działających w sześciu oddziałach PGE Dystrybucja. 143 specjalistyczne i w pełni wyposażone pojazdy usprawnią obsługę odbiorców energii elektrycznej i poprawią komfort pracowników usuwających awarie.

Nowe pojazdy Pogotowia Energetycznego przebudowano tak, żeby sprostać wymaganiom operatora. Zostały wyposażone m.in. w specjalnie skonstruowaną, lekką zabudowę kontenerową osadzoną na niezależnej ramie. Wewnątrz kontenera umieszczono wysokiej klasy narzędzia niezbędne przy usuwaniu awarii. Urządzenia techniczne umieszczono w szafkach i boksach. Zastosowanie takich rozwiązań zapewnia łatwą organizację wyposażenia, optymalizację przestrzeni oraz gwarantuje bezpieczny i uporządkowany transport towarów w komorze ładunkowej.

Nabyte samochody wyposażono dodatkowo w wyciągarki elektryczne, sygnalizację świetlną oraz zewnętrzne punkty oświetlenia przestrzeni roboczej po



Nowe pojazdy Pogotowia Energetycznego przebudowano tak, żeby sprostać wymaganiom operatora

bokach pojazdów. Zastosowane modyfikacje poprawią bezpieczeństwo energetyków, umożliwiając przemieszczanie się i prowadzenie prac w najcięższych warunkach terenowych i pogodowych.

Nowoczesna, a zarazem sprawdzona technologia napędzająca wszystkie koła pojazdu, w połączeniu z profesjonalną wyciągarką sprawiają, że samochody bez zbędnego ryzyka dotrą w nawet najbardziej niedostępne miejsca. Dodatkowe oświetlenie jest w stanie dokładnie pokryć obszary dotknięte awariami i – co najważniejsze – sprawia, że ekipy naprawcze są z daleka widoczne nawet przy kiepskiej pogodzie. ■

>> Energa-Operator

Nowa wersja
Mojego Licznika

Energa-Operator przygotowała nową wersję aplikacji Mój Licznik pozwalającą na bieżące monitorowanie zużycia energii elektrycznej każdemu użytkownikowi sieci, u którego zamontowano zdalny licznik. Z Mojego Licznika korzysta już niemal 118 tys. kont. Jest on dostępny za pomocą tradycyjnego portalu, jak również aplikacji na urządzenia mobilne (iOS, Android). Nowa wersja oferuje nie tylko poprawioną wydajność i częstotliwość aktualizacji danych, ale też szereg udogodnień, m.in. dla prosumentów oraz przedsiębiorców, którzy mogą np. monitorować poziom wartości energii biernych, w tym także energii biernej pojemnościowej. Mój Licznik dostępny jest na stronie spółki pod adresem: <https://energa-operator.pl/infrastruktura/liczniki-zdalnego-odczytu/ami> ■

>> Stoen Operator

Dofinansowanie na rozwój sieci elektroenergetycznej



Stoen Operator

Stoen Operator podpisał umowę o dotację z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w ramach projektu priorytetowego 4.6 „Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej na potrzeby rozwoju stacji ładowania samochodów elektrycznych”. Głównym celem działania jest rozbudowa sieci dystrybucyjnej na terenie dzielnicy Wawer, co zwiększy potencjał do przyłączania dodatkowych źródeł OZE oraz rozwój infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych.

Umowa podpisana w ramach Funduszu Modernizacyjnego jest ważnym elementem w rozbudowie sieci dystrybucyjnej. Całkowity koszt realizacji tej inwestycji został wyceniony na

32,7 mln zł, a otrzymana wartość dofinansowania wyniosła ponad 19 mln zł.

Projekt rozwoju wawerskiej sieci dystrybucyjnej obejmuje dwa kluczowe elementy: budowę stacji RPZ Falenica oraz zainstalowanie systemu monitoringu DGA na transformatorach 110/15 kV na budowanej stacji oraz w 4 innych obiektach. Realizacja projektu Stoen Operator, poprzez budowę kolejnej stacji 110/15 kV na terenie dzielnicy Wawer, zapewni zwiększony potencjał dla dołączania kolejnych odnawialnych źródeł energii oraz dogodne warunki dalszej rozbudowy punktów ładowania „elektryków”. Projektowana stacja elektroenergetyczna z rozdzielnicą 110 kV w technologii wewnętrznej GIS zasilana będzie dwoma liniami kablowymi WN oraz powiązana z siecią dystrybucyjną liniami kablowymi średniego napięcia.

Natomiast system monitoringu DGA zakłada instalację urządzeń do zdalnego monitorowania gazów rozpuszczonych w estrach na transformatorach 110/15 kV w oparciu o analizę DGA. System ten zostanie zamontowany na stacjach RPZ Falenica, RPZ Śródmieście, RPZ Batory, RPZ Ochota i RPZ Służewiec.

Budowa stacji RPZ Falenica już się rozpoczęła, a zakończenie projektu zaplanowano na październik 2023 roku. ■

Informacje ze spółek opracowała Marzanna Kierzkowska

Przetwarzanie danych osobowych, czyli liczne obowiązki administratora

Wywiad z Adamem Sanockim, dyrektorem Departamentu Komunikacji Społecznej, rzecznikiem prasowym Urzędu Ochrony Danych Osobowych.

>>> Panie Dyrektorze, choć w momencie wejścia w życie rozporządzenia RODO wiele mówiło się o ochronie danych osobowych i temat wydaje się znany zarówno konsumentom, jak i przedsiębiorcom, to – zanim przejdziemy do zagadnienia przetwarzania danych w energetyce – proszę o przybliżenie Czytelnikom, czym są dane osobowe? Jak możemy mieć pewność, że jakaś informacja należy do danych osobowych i wymaga szczególnej ochrony?

Na wstępie warto wskazać, że w kwietniu tego roku obchodzimy 25 lat obowiązywania systemu ochrony danych osobowych w Polsce. Ochrona danych osobowych czy prawo do prywatności nie są więc niczym nowym i nie zostały wprowadzone dopiero wraz z wejściem w życie rozporządzenia o ochronie danych, zwanym popularnie RODO. Obecnie obowiązująca definicja danych osobowych, zgodnie z którą za dane osobowe uważamy wszelkie informacje o zidentyfikowanej lub możliwej do zidentyfikowania osobie fizycznej, opiera się na definicji wypracowanej już na gruncie dyrektywy 95/46/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 24 października 1995 roku oraz ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 roku o ochronie danych osobowych.

Zgodnie z definicją określoną w RODO, osobą możliwą do zidentyfikowania jest taka, którą można bezpośrednio lub pośrednio zidentyfikować, w szczególności na podstawie wyróżnika, jakim jest: imię i nazwisko, numer identyfikacyjny, dane o lokalizacji, identyfikator internetowy lub jeden bądź kilka szczególnych czynników określających fizyczną, fizjologiczną, genetyczną, psychiczną, ekonomiczną, kulturową lub społeczną tożsamość osoby fizycznej.

Nie zapominajmy również, że w pojęciu danych osobowych mieszczą się aż trzy informacje. Mówimy o danych tzw. zwykłych, takich jak imię, nazwisko, adres zamieszkania, data i miejsce urodzenia, numer telefonu,

wykonywany zawód, wizerunek, adres e-mail itp., o szczególnej kategorii danych osobowych, a więc o informacjach dotyczących naszego zdrowia, pochodzenia rasowego lub etnicznego, przekonań światopoglądowych czy poglądów politycznych (art. 9 RODO). Ponadto RODO wyróżnia dane dotyczące wyroków skazujących oraz czynów zabronionych lub powiązanych środków bezpieczeństwa (art. 10 RODO).

Zatem, interpretując definicję danych osobowych, należy mieć na uwadze, że poszczególne informacje mogą w zależności od okoliczności stanowić dane osobowe bądź nie być za nie uznawane. Dlatego w pierwszej kolejności należy ustalić, czy prawdopodobieństwo zidentyfikowania osoby w ogóle istnieje, czy osoba przy wykorzystaniu konkretnych informacji może być uznana za możliwą do zidentyfikowania. Te sytuacje należy odróżnić od przypadku, w którym identyfikacja nie jest uprawdopodobniona.

Niewątpliwie to, czy informacja pozwala na identyfikację danej osoby, wynika z kontekstu, w jakim informacja ta jest używana. O ile nie mamy problemu z bezpośrednią identyfikacją osoby, to już większy problem stanowi jej możliwa, czyli pośrednia identyfikacja.

Warto wziąć pod uwagę opinię Grupy Roboczej Art. 29 w sprawie pojęcia danych osobowych (Opinia 4/2007), która stanowi, że tożsamość osoby można ustalić bezpośrednio, znając np. jej nazwisko, natomiast w sposób pośredni posiadając inne informacje, którymi ta osoba się posługuje, np. numer jej ubezpieczenia społecznego, paszportu, a nawet telefonu czy rejestracyjny numer samochodu.

>>> Przedsiębiorstwa energetyczne, ze względu na charakter prowadzonej działalności, przetwarzają dane osobowe odbiorców m.in. energii elektrycznej. Na jakie ryzyko mogą być narażone te dane i na co szczególnie powinno się zwrócić uwagę w dobie postępującej cyfryzacji,

pracy w chmurze czy wykorzystania innowacyjnych technologii, typu np. czat GPT-4 (Generative Pre-Trained Transformer 4)?

Przetwarzanie danych osobowych wiąże się z szeregiem obowiązków spoczywających na administratorze, który m.in. powinien przestrzegać zasad dotyczących przetwarzania danych osobowych (art. 5) oraz określić podstawę ich przetwarzania (art. 6 ust.1). Powinien również zapewnić ich odpowiednie zabezpieczenie techniczne i organizacyjne, chroniące je przed potencjalnym naruszeniem (art. 32 RODO). Jak określa również art. 35, jeżeli dany rodzaj przetwarzania – w szczególności z użyciem nowych technologii – może powodować wysokie ryzyko naruszenia praw lub wolności osób fizycznych, administrator przed rozpoczęciem przetwarzania dokonuje oceny skutków przetwarzania dla ochrony danych osobowych.

Administrator, który przetwarza dane osobowe z użyciem wskazanych przez Pana rozwiązań, musi mieć zatem na uwadze, że przetwarzanie to wiąże się z koniecznością wywiązania się ze wszystkich wskazanych powyżej obowiązków.

Administrator powinien więc rozważyć, czy korzystając z danego narzędzia przetwarzania danych jest w stanie odpowiednio je zabezpieczyć i na bieżąco nadzorować proces ich przetwarzania. W przypadku rozwiązań chmurowych, należy więc np. ustalić, czy dostawca usługi dysponuje odpowiednim zapleczem informatycznym, aby zapewnić bezpieczeństwo przetwarzania danych również na wypadek ataków ze strony cyberprzestępców.

W przypadku nowych, innowacyjnych technologii również istotne jest, aby łatwa dostępność nie przesłoniła jednocześnie świadomości, że ich wykorzystanie powinno wiązać się z dysponowaniem odpowiednimi zabezpieczeniami dla przetwarzania danych osobowych.

Szczególnie widoczne jest to w przypadku uruchomionej 30 listopada 2022 roku

nowoczesnej i dostępnej dla użytkowników usługi ChatGPT, której działanie opiera się na mechanizmach sztucznej inteligencji. Obok wielu pomysłów jej wykorzystania pojawiło się również wiele kontrowersji w związku z zakresem pozyskiwanych przez nią danych, ich autentyczności, dalszego wykorzystania i w końcu odpowiedniego zabezpieczenia.

W związku z powyższymi wątpliwościami działanie ChatGPT czasowo wstrzymał włoski organ ochrony danych – Autorità Garante per la protezione dei dati personali (GPDP) – a jego ponowne uruchomienie w tym kraju zostało uzależnione od spełnienia szeregu warunków, w tym m.in. wskazania podstawy przetwarzania danych wykorzystywanych na potrzeby działania algorytmu, wskazanie mechanizmu jego działania i przekazanie informacji o prawach przysługujących osobom, których dane dotyczą.

Na kanwie włoskiej decyzji 13 kwietnia również utworzono specjalną grupę zadaniową, która skupia przedstawicieli wszystkich krajów członkowskich, w tym Polski, i która ma sprzyjać rozwinięciu dyskusji na temat bezpiecznego wykorzystania tej technologii.

Odnosząc się do samego zagadnienia dotyczącego relacji pomiędzy ochroną danych osobowych a sztuczną inteligencją, warto wskazać, że od dawna jest ono przedmiotem zainteresowania Urzędu Ochrony Danych Osobowych. Dla lepszego zrozumienia tej technologii, potencjału jej wykorzystania, korzyści i zagrożeń Urząd podejmował wiele inicjatyw edukacyjnych i naukowych mających ułatwić jej zrozumienie. Oprócz organizowania wydarzeń kierowanych do ekspertów, temat sztucznej inteligencji był także przedstawiany uczniom w ramach programu edukacyjnego UODO „Twoje dane – Twoja sprawa”.

Ożywieniu dyskusji o regulacji sztucznej inteligencji sprzyja również zaawansowany etap prac legislacyjnych nad projektowanym unijnym Aktem o Sztucznej Inteligencji (AI Act).

» Zgodnie z Prawem energetycznym, operatorzy systemów dystrybucyjnych mają obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu według harmonogramu określonego w tej ustawie. Ponad dekadę temu, kiedy rozpoczynały się prace nad określeniem tego harmonogramu, funkcji LZO i generalnie nowej koncepcji systemu pomiarowego w Polsce, dużo mówiło się w tym kontekście o ochronie prywatności i danych pozyskiwanych z tych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Czy do UODO wpływają ze strony konsumentów pytania w tym zakresie, czy też w dobie powszechnego udostępniania informacji



Zdjęcie: UODO

Adam Sanocki, dyrektor Departamentu Komunikacji Społecznej, rzecznik prasowy Urzędu Ochrony Danych Osobowych

na swój temat – choćby w mediach społecznościowych – ta dyskusja przestała być aktualna?

Do Urzędu nie wpłynęły w ostatnim czasie pytania od osób fizycznych w zakresie ustawy Prawo energetyczne, w tym dotyczące instalacji liczników zdalnego odczytu. Ponadto do UODO od 2020 roku wpłynęła tylko jedna skarga związana z przetwarzaniem danych za pomocą zdalnych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.

Naturalnie, wraz z początkiem wdrażania tego rozwiązania pojawiało się wiele wątpliwości, również ze strony samych konsumentów, więc dyskusja ta z pewnością miała o wiele bardziej ożywiony charakter niż obecnie.

» Przepisy – wraz z obowiązkiem instalacji LZO – przewidują także uruchomienie w naszym kraju Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii i zasilenie go danymi przez określonych uczestników rynku, w tym przede wszystkim OSD. Na co należy zwrócić szczególną uwagę podczas procesu migracji danych?

Konieczne jest, podobnie jak już wskazywałem na wstępie, uwzględnienie przepisów z zakresu ochrony danych osobowych, w tym zasad wynikających z art. 5 RODO. Administrator odpowiedzialny za funkcjonowanie systemu określa cele i sposoby przetwarzania. Odpowiada on m.in. za zgodność przetwarzania z zasadami określonymi tymi przepisami, w tym art. 5 RODO, w szczególności z zasadą rozliczalności; za realizację praw osób, których dane dotyczą, wynikających z przepisów art. 13 i 14, 15-22 RODO, w tym w zakresie przetwarzania danych aktualnych i poprawnych, a także spoczywa na nim pełna odpowiedzialność za zgodne z prawem przetwarzanie danych,

które prowadzi samodzielnie lub które prowadzone jest w jego imieniu (motyw 74).

Podmioty zasilające CSIRE powinny zatem na każdym etapie procesu działać zgodnie zarówno z przepisami ustawy Prawo energetyczne, jak i z przepisami ogólnego rozporządzenia o ochronie danych osobowych, z uwzględnieniem stosownych zabezpieczeń zapewniających bezpieczeństwo przetwarzanych, w tym przekazywanych, danych.

» Czy przedstawiciele operatorów systemów elektroenergetycznych – indywidualnie lub za pośrednictwem naszego stowarzyszenia – mogliby się włączyć w wypracowywanie rozwiązań w obszarze ochrony danych osobowych, w szczególności w energetyce? Czy funkcjonują obecnie gremia omawiające np. kwestie Internetu Rzeczy czy innych innowacyjnych technologii?

Obecnie trwają konsultacje organu nadzorczego z Ministerstwem Klimatu i Środowiska oraz spółkami energetycznymi w ramach prac Zespołu ds. Inteligentnego Opomiarowania w Polsce w związku z projektowanymi zmianami w ustawie Prawo energetyczne – podyktowane koniecznością zapewnienia migracji i przetwarzania danych odbiorców energii elektrycznej na potrzeby Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii. Niemniej pytania dotyczące ewentualnego uczestnictwa przedstawicieli operatorów systemów elektroenergetycznych w tych pracach należy kierować do właściwego resortu bądź bezpośrednio do wspomnianego Zespołu.

» Dziękuję za rozmowę.

Rozmawiał Wojciech Tabiś

Początek roku ze spadkiem zużycia energii elektrycznej

W minionym, kryzysowym dla energetyki roku dystrybucja pokazała solidne wyniki finansowe, chociaż przeważnie na poziomie zysku EBITDA nie oznaczało to ich poprawy. Zarazem segment pozostawał kluczowy dla zysków grup energetycznych. Bieżący rok nie zaczął się najlepiej. W pierwszym kwartale zużycie energii elektrycznej w Polsce spadło.

 IRENEUSZ CHOJNACKI

W naszym kraju w 2022 roku według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych zużycie energii elektrycznej brutto spadło, licząc rok do roku, o około 0,53 proc. Oznaczało to odwrócenie trendu wzrostowego zapotrzebowania na energię elektryczną odnotowanego w 2021 roku, ale nie był to jak widać wielki regres.

Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce w minionym roku wynikał, jak wskazała PGE w raporcie rocznym, z wysokich cen nośników energii oraz z niepewności panującej w gospodarce.

Spółki dystrybucyjne, co przynajmniej częściowo stanowi odzwierciedlenie ogólnej koniunktury na rynku energii elektrycznej, w minionym roku przeważnie utrzymały poziom dostaw energii elektrycznej dla odbiorców na poziomie 2021 roku.

Tauron Dystrybucja dostarczył odbiorcom końcowym w 2022 roku około 51,53 TWh energii, czyli o nieco ponad 1 proc. mniej niż rok wcześniej.

PGE Dystrybucja zrealizowała w minionym roku dostawy na poziomie 37,07 TWh i było to o 2 proc. mniej niż w 2021 roku.

PGE podała, że spadek wolumenu dystrybuowanej energii wynikał głównie z niższego zużycia energii w grupie gospodarstw (koniec masowej pracy i nauki zdalnej), a dodatkowo nastąpił spadek liczby punktów poboru energii w taryfie małych i średnich przedsiębiorstw oraz gospodarstw rolnych.

Enea Operator w minionym roku odnotowała dostawy energii do odbiorców końcowych na poziomie 20,31 TWh, czyli prawie takie same jak rok wcześniej, kiedy wyniosły 20,33 TWh. Ten niewielki spadek to rezultat wzrostu dostaw do odbiorców biznesowych przy spadku dostaw dla gospodarstw domowych.

Energa-Operator, według wstępnych danych, w minionym roku dostarczyła odbiorcom końcowym 23,23 TWh energii i było to niespełna 1 proc. więcej w stosunku do dostaw w 2021 roku.

Silną rzeczą poziom dostaw energii elektrycznej nie był szczególnie mocno podkreślanym czynnikiem, który miał wpływ na

wyniki segmentu dystrybucji grup energetycznych w 2022 roku, ale oczywiście nie był bez wpływu na nie.

Jednym z najważniejszych wskaźników ukazujących kondycję firm jest powszechnie stosowany wskaźnik EBITDA. Generalnie EBITDA (ang. Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization) to zysk operacyjny przed odliczeniem odsetek od oprocentowanych zobowiązań, podatków oraz amortyzacji. Ale stosowane są różne miary EBITDA. I tak na przykład PGE definiuje EBITDA jako zysk/strata z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację, a Enea jako zysk (strata) operacyjny, plus amortyzacja, plus odpis z tytułu utraty wartości niefinansowych aktywów trwałych.

Grupa Tauron osiągnęła w 2022 około 4 mld zł zysku EBITDA, tj. o 3 proc. mniej niż przed rokiem. Największy udział w EBITDA grupy miał segment dystrybucji, który odpowiadał za 73 proc. całkowitej EBITDA (rok wcześniej 71 proc.).

Tauron Polska Energia podał, że w minionym roku pozytywny wpływ na wyniki dystrybucji miał wzrost średniej stawki usługi dystrybucyjnej dla odbiorców końcowych, a negatywny wzrost kosztów energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej i mniejszy wolumen dystrybucji.

Obszar dystrybucji grupy Enea w 2022 roku odnotował wynik EBITDA na poziomie 1,33 mld zł, co licząc rok do roku oznaczało spadek o 64,2 mln zł. Enea podała, że był to rezultat wzrostu kosztów operacyjnych, przy jednocześnie wyższym poziomie marży z działalności koncesjonowanej oraz lepszym wyniku pozostałej działalności operacyjnej.

Udział segmentu dystrybucji w EBITDA grupy Enea za 2022 rok wyniósł blisko 60 proc. wobec 39 proc. rok wcześniej, co było głównie skutkiem spadku EBITDA grupy z ponad 3,5 mld zł w 2021 roku do około 2,2 mld zł w 2022 roku.

W grupie PGE, mimo spadku ilości dystrybuowanej energii elektrycznej, segment dystrybucji wypracował w 2022 roku lepsze

wyniki niż w 2021. Wygenerował 2,85 mld zł powtarzalnej EBITDA wobec około 2,78 mld zł rok wcześniej.

Lepszy wynik to pozytywny efekt wzrostu taryfy dystrybucyjnej i opłat przyłączeniowych mimo niższego wolumenu dystrybuowanej energii, wyższych kosztów zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej oraz wzrostu kosztów osobowych.

Także w przypadku grupy PGE kontrybucja segmentu dystrybucji do wyników grupy jest znacząca. W 2022 roku udział segmentu dystrybucji w powtarzalnym zysku EBITDA grupy sięgnął 40 proc. wobec 34 proc. rok wcześniej.

Linia biznesowa dystrybucji grupy Energa według wstępnych danych uzyskiwała w 2022 roku wynik EBITDA na poziomie 2,044 mld zł, czyli właściwie na poziomie 2021 roku, kiedy wyniósł on 2,048 mld zł.

Energa podała, że wyższa marża na sprzedaży usługi dystrybucyjnej wynikająca z wyższej średniej ceny sprzedaży rok do roku została skompensowana wyższym poziomem kosztów operacyjnych w związku z presją inflacyjną oraz spadkiem przychodów z przyłączy.

W 2022 roku grupa Energa, według wstępnych danych, miała 2,645 mld zł zysku EBITDA wobec 2,449 mld zł zysku EBITDA w poprzednim roku. Udział dystrybucji w tych wynikach wyniósł 77 proc. w 2022 roku, a 83 proc. w 2021 roku.

Skala inwestycji sektora dystrybucji była w 2022 roku zróżnicowana, ale przeważnie wzrostowa. W niektórych grupach inwestycje dystrybucji powiększyły się znacznie.

Nakłady inwestycyjne grupy Tauron w 2022 roku wyniosły 4 mld zł i były o 35 proc. wyższe od poniesionych w 2021, kiedy osiągnęły poziom 3 mld zł. Najwyższe nakłady, blisko 2,14 mld zł (rok wcześniej 2,04 mld zł), poniesiono w segmencie dystrybucji i były przeznaczone przede wszystkim na budowę nowych przyłączy oraz modernizację i odtworzenie istniejących sieci dystrybucyjnych.

Grupa Enea zainwestowała w 2022 roku 2,6 mld zł wobec 1,98 mld zł rok wcześniej. Inwestycje w obszarze dystrybucji osiągnęły w ubiegłym roku rekordową kwotę 1,44 mld zł. Rok wcześniej wyniosły 1,033 mld zł. W 2023 roku grupa Enea planuje wzrost inwestycji, w tym w segmencie dystrybucji, do poziomu blisko 1,9 mld zł.

Grupa PGE w 2022 roku znacznie zwiększyła inwestycje. Nakłady wyniosły ponad 7 mld zł, rosnąc rok do roku o 51 proc. Znaczący udział w tym wzroście miała dystrybucja, gdzie nakłady inwestycyjne wyniosły ponad 2,5 mld zł wobec poniżej 1,4 mld zł w 2021 roku.

Na uwagę zasługuje fakt, że na początku kwietnia 2023 roku istotnie zmieniła się struktura własnościowa segmentu dystrybucji energii elektrycznej w Polsce. Ta zmiana to nabycie przez PGE 100 proc. udziałów PKPE Holding, a w konsekwencji pośrednie przejęcie spółki PKP Energetyka. Ostateczna cena zapłacona przez PGE za udziały w PKPE Holding wyniosła nieco ponad 1,87 mld zł.

Skonsolidowany wynik operacyjny powiększony o amortyzację i odpisy aktualizujące, z wyłączeniem zdarzeń o charakterze jednorazowym (EBITDA powtarzalna), grupy PKPE za rok 2022 wyniósł 774 mln zł, w tym 536 mln zł dotyczyło segmentu dystrybucji.

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej grupy PKPE w 2022 roku wyniósł 4,32 TWh. Według danych za 2022 roku, przejęcie spółki PKP Energetyka zwiększa wolumen dystrybucji energii grupy PGE o około 12 proc.



Zdjęcie: Adobe Stock, DarSzych

W minionym roku, jak i w pierwszym kwartale tego roku, spadło zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce

Prezentując wyniki za zakończony rok obrotowy, grupy energetyczne podają zwykle, jakich wyników spodziewają się w poszczególnych segmentach działalności w kolejnym roku.

Z informacji przedstawionych w marcu 2023 roku wynika, że dystrybucja także w bieżącym roku powinna utrzymać stabilne wyniki.

PGE podała, że w 2023 roku w stosunku do 2022 roku w przypadku segmentu dystrybucji spodziewa się poprawy powtarzalnego zysku EBITDA.

Tauron Polska Energia podał w marcu 2023 roku, że przewiduje, iż w tym roku raportowana EBITDA dystrybucji będzie większa niż w minionym roku.

Firma podała m.in. że w 2023 roku wzrośnie stopa zwrotu z inwestycji w dystrybucję, ale podobnie jak PGE wskazała zarazem, że jest ryzyko spowolnienia gospodarczego, co może mieć negatywny wpływ na wolumen dystrybucji.

W pierwszym kwartale 2023 roku, według danych PSE, zużycie energii elektrycznej brutto było o 3,47 proc. mniejsze niż rok wcześniej.

Należy też dodać, że być może niedługo zmieni się struktura polskiego rynku energii elektrycznej, a to za sprawą utworzenia Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE), do której z PGE, Taurona, Enei i Energi mają zostać wydzielone elektrownie węglowe.

Projekt się opóźnia, bo zgodnie z datowanym na luty 2022 roku rządowym programem transformacji sektora elektroenergetycznego, powstanie NABE planowane było na czwarty kwartał 2022 roku.

Niemniej w marcu 2023 roku pojawiały się informacje wskazujące, że projekt NABE jest realizowany i że jego finalizacja miałaby nastąpić w drugim kwartale 2023 roku.

Rynek energii czeka na rozstrzygnięcia, bo na tym rynku dużo będzie zależało od tego, czy i w jakiej konfiguracji powstanie NABE. Jeśli NABE powstanie, to jej strategia sprzedaży energii zadecyduje o kształcie hurtowego rynku energii elektrycznej, a pośrednio o kształcie rynku detalicznego. ■

Działania PTPiREE w obszarze regulacji prawnych w marcu 2023 roku

L.p.	Obszar działań	Wykaz materiałów źródłowych
1.	Regulacje dotyczące Prawa energetycznego i ustawy o OZE	<ul style="list-style-type: none"> Prezentacja „Wykorzystanie biogazowni szczytowych jako stabilnego i kontrolowanego źródła mocy oraz magazynów energii” – materiał ze spotkania w MKiŚ 1 marca 2023 roku Projekt roboczy zmian w ustawie Prawo energetyczne w zakresie przyłączenia biogazowni Uwagi PTPiREE dotyczące propozycji zmian ustawy o OZE w zakresie prosumenta w budynku wielorodzinnym (luty 2023) – 8 marca 2023 roku Robocza propozycja zmian w ustawie Prawo energetyczne w zakresie CSIRE
2.	Inicjatywa zmian w przepisach usprawniających inwestycje OSD, w tym prace nad poszerzeniem zakresu specustawy przesyłowej o inwestycje dystrybucyjne	<ul style="list-style-type: none"> Komentarz PTPiREE do projektu zmian do ustawy Prawo budowlane (w ramach prac nad specustawą) proponowanych przez GUNB – 8 marca 2023 Propozycja PTPiREE w zakresie zmian w ustawie o gospodarce nieruchomościami po uwagach komisji prawniczej (w ramach prac nad nowelizacją specustawy przesyłowej) – 9 marca 2023 roku
3.	Projekt nowelizacji rozporządzenia taryfowego	<ul style="list-style-type: none"> Projekt nowelizacji rozporządzenia taryfowego – wersja z 16 marca 2023 roku
4.	Projekt rozporządzenia RM ws. szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła	<ul style="list-style-type: none"> Projekt rozporządzenia RM ws. szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła – z 16 marca 2023 roku Uzasadnienie do projektu rozporządzenia o ograniczeniach OSR do projektu rozporządzenia o ograniczeniach Uwagi PTPiREE do projektu rozporządzenia RM ws. szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła – z 23 marca 2023 roku
5.	Wydłużenie okresu legalizacji liczników zdalnego odczytu energii elektrycznej	<ul style="list-style-type: none"> Korespondencja MKiŚ do MRiT dot. projektu rozporządzenia w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych w zakresie wydłużenia okresu legalizacji LZ0 – z 22 marca 2023 roku

1. Regulacje dotyczące Prawa energetycznego i ustawy o OZE

1 marca prezesi OSD i OSP – na zaproszenie MKiŚ – uczestniczyli w spotkaniu poświęconym przyłączaniu biogazowni rolniczych, podczas którego zaprezentowano charakterystykę pracy biogazowni rolniczych i możliwości magazynowania, w kontekście czego uzgodniono możliwość wprowadzenia szczególnych regulacji dla przyłączenia biogazowni mając na względzie te uwarunkowania. W rezultacie przygotowano i przedyskutowano propozycję przepisów. Prace są kontynuowane.

Ponadto – w związku z planowanym wprowadzeniem instytucji prosumenta lokatorskiego – resort rozwoju przekazał do konsultacji w ramach PTPiREE materiał z projektowanymi zapisami. Po analizie propozycji zmian ustawy o OZE w zakresie

prosumenta w budynku wielorodzinnym stanowisko PTPiREE przekazano MRiT.

W ramach przygotowań uczestników rynku energii do migracji danych, dostosowania systemów do wymiany informacji z CSIRE oraz ewentualnych zmian w prawie, trwają rozmowy nad nowelizacją ustaw, których potrzeba wynika z dotychczasowych prac i doświadczeń.

2. Inicjatywa zmian w przepisach usprawniających inwestycje OSD, w tym prace nad poszerzeniem zakresu specustawy przesyłowej o inwestycje dystrybucyjne

W marcu kontynuowano prace nad projektem ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw (UD437), głównie

na poziomie komisji prawniczej. PTPiREE w trybie roboczym odniosło się przede wszystkim do propozycji zmian w Prawie budowlanym zaprezentowanej przez Główny Urząd Nadzoru Budowlanego, jako alternatywnych do wcześniejszych postulatów PTPiREE modyfikacji definicji „przebudowy” oraz do przepisów ustawy o gospodarce nieruchomościami w zakresie brzmienia dodawanego ust. 3a w artyku 124 tej ustawy.

Oczekiwane jest rozpatrzenie projektu na posiedzeniu Rady Ministrów jeszcze w kwietniu i podjęcie prac parlamentarnych w maju.

3. Projekt nowelizacji rozporządzenia taryfowego

W połowie miesiąca na stronach RCL opublikowano – kierując do konsultacji

publicznych – projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Jak poinformowano w uzasadnieniu „proponuje się zmianę ust. 2 w par. 51 rozporządzenia taryfowego, polegającą na tym, że uchyla się przepis określający termin obowiązywania taryf zatwierdzonych przed dniem wejścia w życie rozporządzenia, tj. przed dniem 7 grudnia 2022 roku, a także upoważnia się przedsiębiorstwa energetyczne do stosowania taryf zatwierdzonych przed ww. dniem w dotychczasowym ich brzmieniu, do czasu wprowadzenia zmian do taryf. Proponuje się również wprowadzenie regulacji przejściowych w par. 2 projektowanego rozporządzenia dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, które mają taryfy zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przed dniem 7 grudnia 2022 roku. Przedsiębiorstwa te obowiązane będą do przedłożenia – w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie projektowanego rozporządzenia – Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki wniosków o zmianę tych taryf w celu ich dostosowania do przepisów rozporządzenia taryfowego. Zwolnione z tego obowiązku będą przedsiębiorstwa energetyczne, które przedłożyły Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki wnioski o zatwierdzenie nowej taryfy w okresie od dnia 7 grudnia 2022 roku do dnia wejścia w życie projektowanego rozporządzenia.” Do zaproponowanej nowelizacji PTPiREE – wobec braku takiej potrzeby – nie wniosło uwag. Rozporządzenie skierowano do podpisu i opublikowania w Dzienniku Ustaw 30 marca; wejdzie w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.

4. Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła

W drugiej połowie marca na stronach RCL udostępniono i przekazano do konsultacji projekt rozporządzenia Rady Ministrów sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła.

Zgłoszone w ramach konsultacji publicznych stanowisko PTPiREE dotyczyło



Zdjęcie: Adobe Stock, Proxima Studio

PTPIREE monitoruje proces legislacyjny rozporządzenia w sprawie wydłużenia okresu legalizacji ponownej liczników zdalnego odczytu

m.in. zaproponowanego w projekcie rozdziału 3 w sprawie systemu rozliczeń ograniczeń płatnych, który w opinii PTPiREE jest niezgodny z delegacją ustawową, zatem jego wprowadzenie wymagałoby zmiany ustawy Prawo energetyczne. Zaproponowane zapisy rozdziału 3 rozporządzenia zamieniły wskazane w ustawie Prawo energetyczne role OSP i OSD – przenoszą na odbiorcę i OSD obowiązek całości działań związanych z naliczeniem, raportowaniem oraz wypłatą wynagrodzenia, a działania OSP ograniczają do przekazania sumarycznej kwoty wynagrodzeń do OSD, który ma przekazać je do poszczególnych odbiorców.

Ponadto zauważono, że wprowadzenie takiego systemu ograniczeń płatnych może wywołać niezadowolenie odbiorców podlegających ograniczeniom, na których rozporządzenie nakłada dodatkowe obowiązki dotyczące wystawiania faktur (dokumentów księgowych) oraz ewentualnego weryfikowania sposobu naliczania należności.

5. Wydłużenie okresu legalizacji ponownej liczników zdalnego odczytu energii elektrycznej

Na początku bieżącego roku zakończyły się konsultacje projektu rozporządzenia

w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych w zakresie wydłużenia (z 8 do 12 lat) okresu zgłoszenia po raz pierwszy do legalizacji ponownej liczników zdalnego odczytu (LZO) wyprodukowanych i poddanych ocenie zgodności od 1 stycznia 2024 roku.

Jako że dotychczas projektu rozporządzenia nie skierowano na komisję prawniczą ani do notyfikacji technicznej, a ze względu na konieczność wypełnienia ustawowo określonego harmonogramu instalacji LZO oraz związaną z tym konieczność ogłoszenia przetargów na zakup liczników przez OSD, Minister Klimatu i Środowiska zwróciła się korespondencyjnie do Ministra Rozwoju i Technologii z prośbą o przyspieszenie prac nad projektem rozporządzenia oraz informację na temat dalszego harmonogramu prac.

Zgodnie z zapewnieniem wyrażonym przez przedstawiciela MRiT w korespondencji e-mailowej z PTPiREE pod koniec marca – projekt rozporządzenia skierowano do RCL celem przedłożenia go komisji prawniczej. Dalszy przebieg procesu legislacyjnego jest monitorowany.

Biurowo PTPiREE
Poznań, kwiecień 2023 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.j.



Nowelizacja specustawy przesyłowej

Do Sejmu wpłynął projekt ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw (tzw. specustawy przesyłowej). Zawiera on w szczególności istotne z punktu widzenia operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych przepisy, dzięki którym możliwe będzie prowadzenie w trybie specustawy określonych inwestycji w sieci dystrybucyjnej o napięciu równym lub wyższym niż 110 kV. Ustawa nowelizująca wprowadza bowiem pojęcie „inwestycji towarzyszącej”, definiowanej jako pozostająca w funkcjonalnym związku ze strategiczną inwestycją w zakresie sieci przesyłowej:

- zadanie inwestycyjne wraz z wykonywaniem niezbędnych robót budowlanych w rozumieniu Prawa budowlanego, w szczególności budowy lub przebudowy obiektów, urządzeń, sieci i instalacji niezbędnych do budowy, przebudowy, remontu, utrzymania, użytkowania, zmiany sposobu użytkowania, eksploatacji lub rozbiórki linii stanowiących elementy sieci dystrybucyjnej o napięciu równym lub wyższym niż 110 kV, w szczególności koordynowanej sieci 110 kV w rozumieniu Prawa energetycznego;
- zadanie inwestycyjne polegające na przebudowie lub remoncie istniejących linii elektroenergetycznych stanowiących elementy sieci dystrybucyjnej o napięciu równym lub wyższym niż 110 kV, tymczasowych obiektów budowlanych, obiektów sieci gazowej, sieci i przyłączy elektroenergetycznych, wodociągowych, kanalizacyjnych, ciepłych, telekomunikacyjnych, infrastruktury drogowej lub kolejowej oraz ogólnodostępnych stacji ładowania w rozumieniu ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

Inwestycje towarzyszące polegające na przebudowie lub remoncie istniejących linii elektroenergetycznych stanowiących elementy sieci dystrybucyjnej o napięciu równym lub wyższym niż 110 kV będą określone w rozporządzeniu Rady Ministrów, natomiast wykaz pozostałych znajdzie się w załączniku do specustawy (tak jak dotychczas są określone strategiczne inwestycje w zakresie sieci przesyłowej).

Nowelizacja precyzuje przy tym, które przepisy specustawy nie znajdą zastosowania dla inwestycji towarzyszących, a także jak rozumieć niektóre pojęcia w przypadku inwestycji w sieci dystrybucyjnej; dla przykładu przez inwestora rozumie się operatora systemu dystrybucyjnego realizującego inwestycję towarzyszącą czy przez decyzję o ustaleniu lokalizacji strategicznej inwestycji w zakresie sieci przesyłowej rozumie się decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji towarzyszącej.

Projekt ustawy zmieniającej zawiera także modyfikacje przepisów ogólnych dotyczących procesu inwestycyjnego i mające na celu jego usprawnienie. Zmiany te obejmują w szczególności:

- Prawo budowlane, w którym pojawia się m.in.:
 - przepis stanowiący, że w przypadku budowy obiektu liniowego, którego przebieg ustalono w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego lub decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego, a także wykonywania innych robót budowlanych dotyczących tego obiektu, art. 49 Kodeksu postępowania administracyjnego dotyczący skuteczności publicznych obwieszczeń stosuje się także w przypadku nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym w rozumieniu ustawy o gospodarce nieruchomościami;
 - uzupełnienie, że nie wymaga decyzji o pozwoleniu na budowę, natomiast wymaga zgłoszenia, budowa

podbudowy słupowej dla telekomunikacyjnych linii kablowych oraz linii elektroenergetycznych;

- uzupełnienie, że nie wymaga decyzji o pozwoleniu na rozbiórkę, ale wymaga zgłoszenia, rozbiórka budynków i budowli o wysokości poniżej 8 m, jeżeli ich odległość od granicy działki jest nie mniejsza niż połowa wysokości oraz rozbiórka napowietrznej linii elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i niższym niż 110 kV;
- ustawę o gospodarce nieruchomościami (ugn), w której:
 - doprecyzowano, że udzielenie przez starostę zezwolenia na zakładanie i przeprowadzenie na nieruchomości m.in. przewodów i urządzeń służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, a także innych podziemnych, naziemnych lub nadziemnych obiektów i urządzeń niezbędnych do korzystania z tych przewodów i urządzeń, jeżeli właściciel lub użytkownik wieczysty nieruchomości nie wyraża na to zgody, powinno być poprzedzone rokowaniami z właścicielem lub użytkownikiem wieczystym nieruchomości, a rokowania przeprowadza osoba lub jednostka organizacyjna zamierzająca wystąpić z wnioskiem o zezwolenie; ponadto do wniosku trzeba załączyć dokumenty z przeprowadzonych rokowań, a także do postępowania o udzielenie zezwolenia stosuje się odpowiednio art. 114 ust. 1 i 2 oraz art. 115 ugn;
 - warto temu odesłaniu poświęcić uwagę, gdyż jedną z pierwotnie proponowanych przez projektodawcę zmian (i popieranych przez branżę) – jak się wydawało akceptowaną przez podmioty uczestniczące w konsultacjach projektu – było określenie wprost terminu na przeprowadzenie rokowań, co znacząco usprawniłoby proces



Zdjęcie: Adobe Stock, tong2530

Projekt ustawy zmieniającej zawiera m.in. modyfikacje przepisów ogólnych dotyczących procesu inwestycyjnego i mające na celu jego usprawnienie

inwestycyjny i ukróciło przedłużanie rokowań przez właściciela nieruchomości jedynie na potrzeby odsunięcia w czasie momentu wydania decyzji; w projekcie skierowanym do Sejmu nie wskazano w przepisie konkretnego terminu, odesłano natomiast do odpowiedniego stosowania art. 115 ugn, który w ust. 2 odwołuje się do terminu dwumiesięcznego („Wszczęcie postępowania wywłaszczeniowego następuje po bezskutecznym upływie dwumiesięcznego terminu do zawarcia umowy, o której mowa w art. 114 ust. 1, wyznaczonego na piśmie właścicielowi, użytkownikowi wieczystemu nieruchomości, a także osobie, której przysługuje ograniczone prawo rzeczowe na tej nieruchomości.”);

- uzupełniono w art. 124 ust. 6 zdanie pierwsze, że właściciel lub użytkownik wieczysty nieruchomości jest obowiązany udostępnić nieruchomość w celu wykonania czynności związanych z przebudową, konserwacją oraz usuwaniem awarii ciągów, przewodów i urządzeń.

Dostosowano także przepisy ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach

oddziaływania na środowisko w zakresie dodania w odpowiednich przepisach odniesień do „inwestycji towarzyszącej” w rozumieniu znowelizowanej specustawy przesyłowej, a także zmodyfikowano przepisy dotyczące opiniowania przez operatora systemu przesyłowego sposobu zagospodarowania gruntów leżących w określonych odległościach od sieci przesyłowych.

Ustawa ma wejść w życie co do zasady w ciągu 30 dni od dnia ogłoszenia, przy czym do spraw wszczętych na podstawie specustawy przesyłowej, Prawa budowlanego, ugn i ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, niezakończonych przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej, będzie się stosowało przepisy w brzmieniu dotychczasowym.

Terminy wejścia w życie tzw. ograniczeń płatnych

14 kwietnia Sejm uchwalił ustawę o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących. Ma ona na celu usprawnienie procesu inwestycyjnego dotyczącego elektrowni szczytowo-pompowych, które będą pełniły funkcję magazynów energii elektrycznej,

mając szczególne znaczenie w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i konieczności szybkiego dostarczenia mocy do systemów energetycznych.

Istotne są jednak także zmiany w ustawie z dnia 20 maja 2021 roku o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm., „nowelizacja Prawa energetycznego”), które wprowadza wzmiankowana ustawa w zakresie terminów wejścia w życie tzw. płatnych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Zgodnie z ustawą, dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 11 ust. 6 i 6a Prawa energetycznego zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 11 ust. 6 i 6a Prawa energetycznego w brzmieniu nadanym nowelizacją Prawa energetycznego, nie dłużej jednak niż przez 12 miesięcy od dnia wejścia w życie art. 1 pkt 19 ustawy, jednocześnie stanowiąc, że przepis art. 1 pkt 19 nowelizacji Prawa energetycznego dotyczący wprowadzenia tzw. płatnych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wchodzi w życie po upływie 48 miesięcy od dnia ogłoszenia.

Analiza porównawcza wskaźników niezawodności zasilania pięciu największych OSD w Polsce

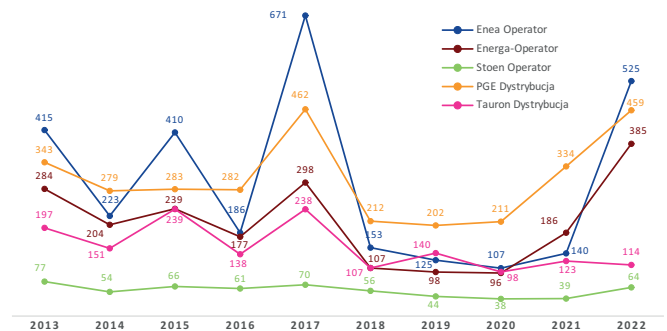
Pewność zasilania systemu dystrybucyjnego ma zasadnicze znaczenie dla zadowolenia klienta. Wprowadzona kilka lat temu regulacja jakościowa za swój główny cel stawia również obniżenie wskaźników przerw w dostawie energii elektrycznej. Z tego powodu poprawa niezawodności pracy sieci jest jednym z głównych zadań dla operatorów systemów dystrybucyjnych.

JAROSŁAW TOMCZYKOWSKI
PTPIREE

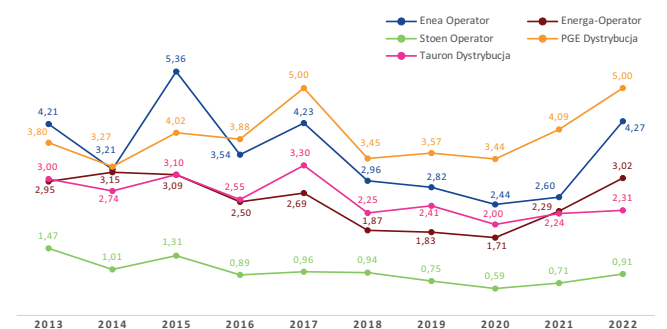
W artykule dokonano analizy wskaźników SAIDI i SAIFI pięciu największych OSD w Polsce w ostatnich dziesięciu latach, tj. od roku 2013 do 2022. Analizowane wskaźniki obejmują przerwy na poziomie sieci WN, SN i nn. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 7 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego są one publikowane przez OSD. Wskaźniki obejmują przerwy długie, bardzo długie oraz katastrofalne, bez względu na to, czy są one zależne, czy niezależne od OSD.

Analizę przeprowadzono oddzielnie dla części nieplanowanych i planowanych wskaźników SAIDI, SAIFI. Na rysunkach 1 i 2 pokazano wartości części nieplanowanych SAIDI (rys. 1) i SAIFI (rys. 2) z uwzględnieniem przerw katastrofalnych. Jak pokazują analizy, wartości wskaźników różnią się nie tylko pomiędzy spółkami, ale także w poszczególnych latach dla konkretnych OSD. Z przedstawionych wykresów – odrzucając okresy z odstającymi wartościami wskaźników – możemy zobaczyć (szczególnie dla SAIDI), że wartości z lat 2018–2020 są zdecydowanie mniejsze niż dla lat 2014 i 2016. Można to uznać za obraz pewnej poprawy wskaźników oraz sprzyjających warunków pogodowych.

Patrząc na zmienność wskaźników nieplanowanych w analizowanym okresie (szczególnie SAIDI), można zadać pytanie: co wpływa na tak duże wahania wartości wskaźników? Odpowiedź jest oczywista: pogoda, a dokładnie występujące okresowo ekstremalne warunki atmosferyczne. Potwierdzeniem tego jest wykres pokazujący miesięczne wartości SAIDI nieplanowanego na tle zjawisk atmosferycznych (rys. 3). Każdą większą, miesięczną wartość możemy powiązać ze zjawiskami pogodowymi. Podobne wyniki uzyskano dla miesięcznych wartości SAIFI nieplanowanego, aczkolwiek wpływ niekorzystnych zdarzeń pogodowych jest większy dla wskaźnika SAIDI niż SAIFI. Jak wskazują prezentowane dane, 2022 rok był pod względem występowania anomalii pogodowych gorszy niż jeszcze do niedawna określane jako wyjątkowy 2017. Zarówno w 2017, jak i 2022 roku najbardziej odczuła to Enea Operator. Występujące w lutym 2022 roku wichury spowodowały szereg awarii linii napowietrznych



Rys. 1. SAIDI nieplanowane z uwzględnieniem przerw katastrofalnych [min/odb.]



Rys. 2. SAIFI nieplanowane z uwzględnieniem przerw katastrofalnych [szt./odb.]

średniego i wysokiego napięcia. Orkany Dudley i Eunice spowodowały, że w przypadku spółki Enea Operator wskaźnik SAIDI w lutym był prawie 30-krotnie większy niż średnia miesięczna wartość w 2021 roku i ponad 70-krotnie większy niż ten sam wskaźnik rok wcześniej. Znaczne wzrosty wskaźników w tym miesiącu odnotowały również Energa-Operator i PGE Dystrybucja.

Aspekt anomalii pogodowych jest o tyle ważny, że prognozy wskazują, iż w kolejnych dziesięcioleciach będziemy doświadczali coraz bardziej gwałtownych zjawisk atmosferycznych, występujących na małych obszarach. Będzie rosła prędkość wiatru i coraz częściej będziemy mierzyli się z silnymi, gwałtownymi jego porywami [1]. Zmienność warunków atmosferycznych prowadzi nie tylko do znacznych różnic wartości wskaźników niezawodności pomiędzy operatorami, ale także do corocznych wahań wskaźników poszczególnych OSD, uzależnionych przede wszystkim od natężenia ekstremalnych zjawisk (prędkości wiatru, wyładowań atmosferycznych, opadów śniegu itp.).

Za ocenę niezawodności sieci odpowiada przede wszystkim średnie napięcie [1, 2]. Przerwy w sieci SN stanowią ponad 80 proc. łącznej wartości SAIDI i ponad 90 proc. wartości SAIFI. Należy zaznaczyć, że zdecydowanie większy jest wpływ części nieplanowanych niż planowanych. Wartości te są największe w przypadku okresów, w których miały miejsce ekstremalne zdarzenia pogodowe.

Wpływ na zróżnicowanie wskaźników ciągłości dostaw ma także struktura sieci SN, stąd wśród zadań mających ją uniezależnić od zjawisk pogodowych, a tym samym ograniczyć liczbę oraz czas trwania przerw nieplanowanych, można wymienić następujące działania:

- wymianę linii SN z przewodami gołymi na linie kablowe,
- modernizację najbardziej awaryjnych odcinków sieci,
- skracanie ciągów SN poprzez budowę nowych stacji WN/SN,
- automatyzację i monitorowanie sieci SN,
- zmianę topologii sieci SN (budowa nowych powiązań, domykanie sieci SN (stacji SN/nn – zasilanych jednostronnie) do układów pętlowych).

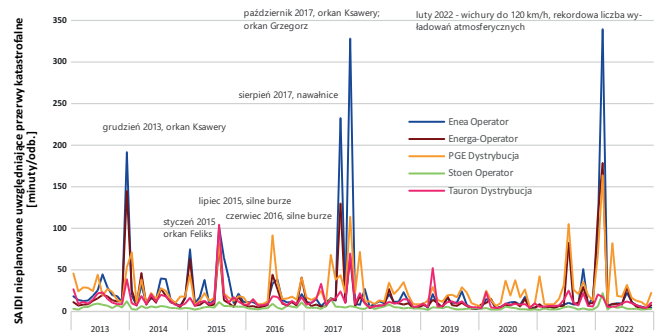
Elementami sieci SN, które wykazują największą awaryjność są napowietrzne linie elektroenergetyczne. Natomiast jednym z najważniejszych parametrów wpływających na niezawodność tej sieci jest stopień skablowania linii. Współczynnik korelacji pomiędzy SAIDI nieplanowanym z wyłączeniem przerw katastrofalnych a stopniem skablowania, obliczony na podstawie 10-letnich danych na poziomie Rejonów Energetycznych, wynosi -0,35 (im więcej linii kablowych, tym SAIDI mniejsze). Stąd wśród wymienionych planów operatorów wymiana linii napowietrznych SN na kablowe jest traktowana od kilku lat priorytetowo. Należy jednak zaznaczyć, że ta sama analiza dla sumy linii kablowych i izolowanych SN wskazuje jeszcze silniejszą ujemną korelację (-0,38), co oznacza pozytywny wpływ linii izolowanych na zapewnienie ciągłości dostaw. Zapewne wynika to z faktu, że linie izolowane SN to stosunkowo młode instalacje (w większości 10-, 20-letnie), cechujące się znacznie mniejszą awaryjnością niż linie z przewodami gołymi, których wiek często przekracza 40 lat.

Jeszcze silniejszy związek linii kablowych występuje dla wskaźnika SAIFI. W tym przypadku współczynnik korelacji wynosi -0,45, bez względu na to, czy uwzględniamy w obliczeniach przerwy katastrofalne. Wyniki analizy zobrazowano na rysunku 4; dla obszarów o skablowaniu linii SN powyżej 30 proc. wskaźniki SAIDI i SAIFI zdecydowanie maleją.

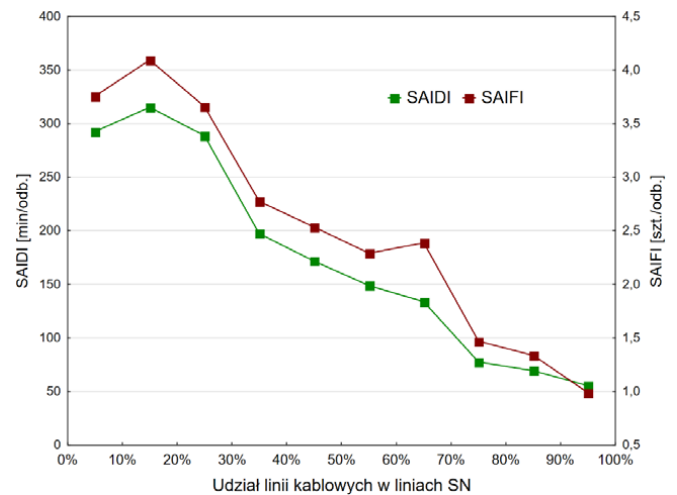
W analizowanym okresie od 2013 do 2022 udział linii kablowych w liniach SN wzrósł o 5,9 p.p. do wartości 29,6 proc. Nadal jest to jednak poziom zbyt niski, aby zauważyć wyraźny wpływ kablowania linii SN na niezawodność sieci.

Kolejnym elementem sieci SN, który OSD starają się zmienić, jest długość ciągów sieciowych. Zdecydowana większość z ponad 20 tys. istniejących obecnie ciągów sieciowych SN to ciągi o długości do 20 km. Zdarzają się jednak znaczne dłuższe, a tych z długością ponad 50 km jest jeszcze 7 proc. Rysunek 5 potwierdza logiczną zależność, że im dłuższe ciągi sieciowe, tym wskaźniki są większe.

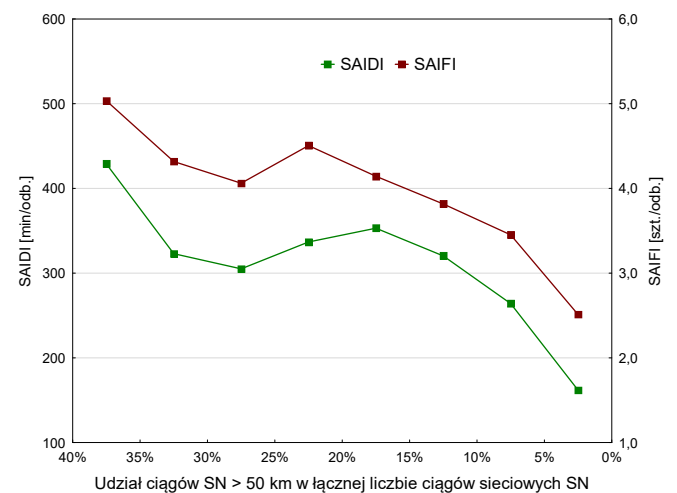
Zdalne sterowanie i automatyzacja sieci to działania, które mają poprawić wskaźniki SAIDI. Dzięki niemu możliwe jest skrócenie czasu lokalizacji miejsca awarii i szybsze przywracanie zasilania odbiorcom. Prawie 27 tys. zainstalowanych łączników z telesterowaniem w sieci SN daje



Rys. 3. Miesięczne wartości SAIDI nieplanowanego uwzględniającego przerwy katastrofalne [min/odb.], opracowanie na podstawie danych OSD

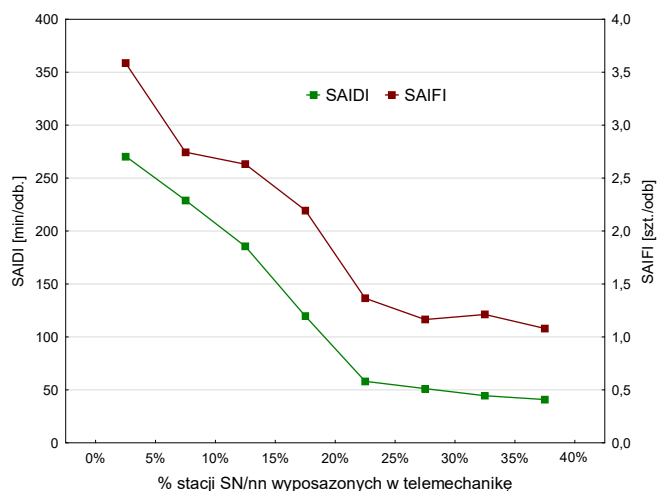


Rys. 4. SAIDI/SAIFI rejonów energetycznych z lat 2013-2022 grupowane względem udziału linii kablowych w liniach SN, opracowanie na podstawie danych OSD

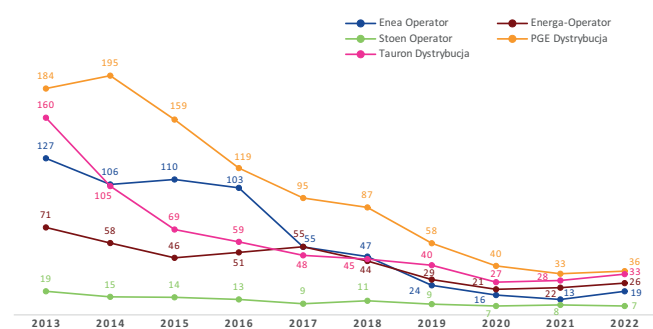


Rys. 5. SAIDI/SAIFI rejonów energetycznych z lat 2013-2022, grupowane względem udziału ciągów o długości powyżej 50 km w łącznej liczbie ciągów, opracowanie na podstawie danych OSD

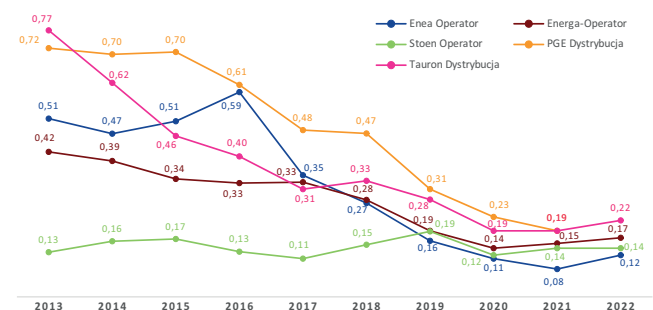
wskaźnik 12 w przeliczeniu na 100 km linii napowietrznej SN, co można traktować jako zakończenie procesu powszechnej instalacji tego typu rozwiązań. Obecnie automatyzacja sieci to przede wszystkim wyposażanie stacji SN/nn w telemechanikę (SCADA). Na koniec 2022 roku już prawie 10 proc. stacji miało taką funkcjonalność. Wykres potwierdza celowość tych rozwiązań – większy udział tego typu stacji związany jest z mniejszymi wartościami wskaźników.



Rys. 6. SAIDI/SAIFI rejonów energetycznych z lat 2013-2022, grupowane względem udziału stacji SN/nn wyposażonych w telemechanikę, opracowanie na podstawie danych OSD



Rys. 7. SAIDI planowane [minut/odb.] dla pięciu największych OSD w Polsce



Rys. 8. SAIFI planowane [szt./odb.] dla pięciu największych OSD w Polsce

Zupełnie inaczej wygląda sytuacja dla wskaźników SAID i SAIFI odpowiadających za wyłączenia planowane. Wynika to z faktu, że wpływ na wartość wskaźników mają czynniki, które są zależne od OSD. Coraz częściej operatorzy stosują rozwiązania ograniczające czas i liczbę przerw planowych, koniecznych przy realizacji zadań inwestycyjnych, remontowych lub przyłączeniowych. Możemy do nich zaliczyć m.in.:

- koordynowanie działań wymagających wyłączeń, tzn. jedno wyłączenie powinno być wykorzystywane do przeprowadzenia kilku prac,
- zwiększenie udziału prac na SN w technologii PPN (bez wyłączenia napięcia),
- wykorzystywanie agregatów prądotwórczych, linii i stacji tymczasowych.

W przypadku SAIDI (rys. 7) analiza pokazuje tendencję malejącą, szczególnie wyraźną w pierwszym etapie badanego okresu. Z poziomu prawie 200 minut/odb. dla PGE Dystrybucja SA, wartości wskaźników zmniejszyły

się do poziomu 20-40 minut/odb., w którym mieszczą się już wszystkie OSD, poza Stoen Operator wartości są już poniżej 10 minut/odb. Kilku procentowe wzrosty w ostatnich dwóch latach wynikają z tego, że – tak jak opisano wcześniej – w OSD, które doświadczyły rozległych awarii, część napraw sieci realizowały w trybie prac planowych. Obowiązek instalacji liczników bilansujących w stacjach SN/nn spowodował także wzrost wartości SAIDI planowanego. Podobnie wygląda sytuacja dla wskaźnika SAIFI, z poziomu około 0,7 w 2013 roku wartości zostały zmniejszone do poziomu 0,1-02 w roku 2022.

Podsumowanie

W ostatnich latach operatorzy systemów dystrybucyjnych poświęcają wiele wysiłku na rzecz poprawy niezawodności sieci. Różnorodność struktury, stosowanych technologii, historii sieci sprawia, że trudno o jednoznaczne oceny uzyskanych wskaźników SAIDI, SAIFI.

Przedstawiona analiza potwierdziła, że znacznie łatwiej uzyskiwać lepsze (mniejsze) wartości wskaźników obszarom miejskim, które cechują się znacznym udziałem linii kablowych, krótszymi ciągami oraz większym nasyceniem automatyki. W taką charakterystykę wpisuje się Stoen Operator, stąd nie dziwią najlepsze wyniki tego operatora. Z drugiej strony PGE Dystrybucja SA ma najbardziej rozległą sieć dystrybucyjną, w której przeważają linie napowietrzne, stąd największe wskaźniki SAIDI oraz SAIFI. Jednak nie zawsze istnieje oczywista korelacja między różnymi cechami charakteryzującymi sieć dystrybucyjną a wskaźnikami SAIDI, SAIFI. Brak logicznych zależności może sugerować, że przerwy są głównie spowodowane czynnikami, które są niezależne od OSD, jak na przykład ekstremalne warunki pogodowe, z którymi mieliśmy do czynienia w ostatnich latach. Czynniki takie jeszcze bardziej utrudniają ocenę wskaźników.

Odrzucając lata, gdzie anomalie pogodowe zaburzyły wyniki możemy zaobserwować zmniejszenie wartości wskaźników SAIDI nieplanowanego w analizowanym czasie dla każdego z OSD. Z kolei SAIFI nieplanowanego zmalało w mniejszym stopniu i nie dotyczyło to wszystkich OSD. Obniżanie SAIFI nieplanowanego jest generalnie zadaniem trudniejszym niż zmniejszenie SAIDI nieplanowanego. W przypadku części planowanych wskaźników SAIDI i SAIFI wynik działań operatorów jest widoczny. W ostatnich dwóch latach zniekształcony ze względu na prace (odsunięte w czasie skutki awarii masowych, montaż liczników bilansujących), jakie pojawiły się niezależnie od planów OSD.

Należy także zaznaczyć, że poprawa niezawodności sieci związana jest bezpośrednio z ponoszeniem nakładów inwestycyjnych. Znaczący wzrost w ostatnich latach nakładów na przyłączanie do sieci oraz rozbudowę sieci na potrzeby przyłączy spowodował spadek nakładów na odtworzenie i modernizację majątku sieciowego. Widać to chociażby po tak priorytetowym programie jak kablownienie sieci średniego napięcia. Od 2019 roku, kiedy odnotowano największy przyrost linii kablowych (3517 km), mamy co roku coraz gorsze wyniki w tym zakresie. Ostatni rok to 2073 km nowych linii, co stanowi ponad 40 proc. mniej niż w 2019. Ograniczone finansowanie na odtworzenie sieci skutkuje tym, że wiek wielu elementów sieci jest ciągle zbyt wysoki, co znacząco utrudnia walkę o poprawę wskaźników niezawodności sieci.

Literatura

- Błoński M., Polska przestaje być zacisznym krajem, www.kopalniawiedzy.pl
- Tomczykowski J., Kluczowa rola linii SN w ocenie niezawodności sieci dystrybucyjnych, „Energia Elektryczna” 8/2019
- Tomczykowski J., Wpływ technologii budowy linii średniego napięcia na niezawodność sieci, „Energia Elektryczna” 1/2021

Renault Kangoo E-Tech



Zdjęcie: renault.pl

Renault Kangoo E-Tech otrzymało 120-konny silnik i baterię 45 kWh, dzięki czemu może przejechać do 285 km na jednym ładowaniu

Renault Kangoo 3. generacji po raz pierwszy pokazano jesienią 2020 roku. W październiku 2020 roku poznaliśmy wariant E-Tech electric. Samochód ten otrzymał 120-konny silnik i baterię 45 kWh, dzięki czemu może przejechać do 285 km na jednym ładowaniu. Co istotne, zmiana rodzaju napędu ze spalinowego na elektryczny nie wpłynęła na funkcjonalność francuskiego kombivana. Kangoo E-Tech Electric jest drugim elektrycznym samochodem dostawczym od Francuzów po Masterze E-Tech Electric.

Renault Kangoo E-Tech mierzy 448,6 cm długości, 191,9 cm szerokości (215,9 cm z lusterkami) i 183,8 cm wysokości (189,3 cm z relingami). Jego rozstaw osi to 271,6 cm. Bazowa pojemność bagażnika wynosi 600 litrów, a maksymalnie można ją powiększyć do 2,5 tys. litrów. EV45 (120 KM, 245 Nm) z jednobiegową przekładnią redukcyjną i akumulatorem o pojemności 45 kWh netto, przyspieszenie 0-100 km/h: 12,6 s, prędkość maksymalna: 135 km/h, średnie zużycie energii: 19,3-20,4 kWh/100 km, zasięg: do 285 km.

Elektryczne Kangoo wygląda z zewnątrz dokładnie tak samo jak klasyczna wersja. Różnice zauważymy tylko po zielonych tablicach rejestracyjnych i braku obłoczków dymu za rurą wydechową, bo jej po prostu nie ma. Z punktu widzenia dostaw towarów Kangoo ma niezwykle praktyczną budowę – szerokie przesuwane drzwi z prawej strony, możliwość zdemontowania przegrody za fotelem pasażera, żeby przewozić długie przedmioty. Producent chwali się też, że auto

może mieć nawet 3,9 m³ przestrzeni ładunkowej i ma 1,5 tony zdolności holowania. Kangoo posiada też szereg systemów wspomagania: aktywny regulator prędkości, aktywny system wspomagania nagłego hamowania i asystent utrzymania pasa ruchu. Znakomitym i potrzebnym dodatkiem jest kamera zastępująca tylne lusterko (2 tys. zł).

Jak kształtuje się cena? Najtańsza wersja Renault Kangoo Electric to wydatek 144 400 zł. Możliwości konfiguracji samochodu jest wiele. W standardzie otrzymujemy m.in. klimatyzację jednostrefową, czujnik światła i deszczu, elektryczne podgrzewane lusterka, światła do jazdy dziennej LED, zestaw zabezpieczający przed uderzeniami żwiru, radiodtwarzacz DAB, wykładzinę z tworzywa, centralny zamek, fotel z regulacją wysokości, przesuwane drzwi nieprzeszlone i... standardowy kluczyk, niezależnie od wersji. To dość zabawne w tak nowoczesnym aucie.

Podane ceny dotyczą samochodów ze 120-konnym silnikiem elektrycznym, baterią o użytecznej pojemności 40 kWh i ładowarką pokładową 11 kW. Dopłata do mocniejszej ładowarki 22 kW wynosi 9 tys. zł. Renault Kangoo E-Tech jest objęte dwuletnią gwarancją bez limitu kilometrów, natomiast akumulator trakcyjny podlega dodatkowo ośmioletniej gwarancji z limitem 160 tys. km.

Kasper Teszner
Biuro PTPiREE

Rozwój technologii PLC

MACIEJ SKORASZEWSKI
 Biuro PTPIREE

Broadband over Power Line (BPL) jest technologią umożliwiającą przesył informacji po istniejących przewodach, w tym m.in. w budynkach, oraz po liniach niskich i średnich napięć. Jest naturalnym rozszerzeniem innych technik określanych w skrócie PLC oraz DLC. O ile PLC na ogół specyfikowane są dla częstotliwości do 200 kHz (DLC do 500 kHz), o tyle BPL zajmują pasmo do około 40 MHz. Należy zaznaczyć, że zastosowanie wyższych częstotliwości „nośnych” przekłada się na możliwość przesyłu większej liczby informacji. Transfer w technologiach BPL może sięgać 200Mb/s, podczas gdy w klasycznych PLC, znanych nam choćby z aplikacji testowych i skomercjalizowanych już na potrzeby AML, nie przekracza na ogół 200 kb/s.

W rozwój technologii BPL zaangażowane były IBM, Google, Open PLC European Research Alliance (OPERA – współfinansowana przez Komisję Europejską), HomePlugAV oraz około 35 innych kooperantów i 10 uniwersytetów (niestety żaden z Polski). Zakładano, że pierwszy standard, ogłoszony przez OPERA już w 2006 roku, przyspieszy rozwój dostępu do usług szerokopasmowych, głosowych i wideo oraz uprości wprowadzanie nowych systemów kontroli sieci energetycznych. Publikacja otwartej specyfikacji miała zmienić zdecydowanie sposób postrzegania BPL na rynku europejskim. W praktyce na rynku istnieje nadmiar urządzeń pracujących w różnych standardach, gdyż w ich opracowanie zaangażowały się jeszcze dwie duże grupy producentów. Pierwszą jest United Powerline Association (w skład której wchodzi m.in. Ascom i Corinex Communication), natomiast druga to CE-Powerline Communication Alliance (np. Panasonic, Mitsubishi czy Sony). Ponadto w standaryzację BPL włączyła się też IEEE Standard Association ze swoim IEEE P1901 noszącym nazwę „łączność szerokopasmowa w sieciach energetycznych:

MAC i dostęp fizyczny do medium” – ten standard jest ciągle dopracowywany.

Podsumowując: technologia BPL pomyślana była jako alternatywa dla bezprzewodowej WiFi i sieci komputerowych wymagających klasycznego osobnego okablowania. Rolę koncentratora w sieci BPL pełni instalacja energetyczna. Zapewnić trzeba jedynie połączenie karty sieciowej komputera (lub innego „skomputeryzowanego” urządzenia) z linią elektryczną za pomocą specjalizowanego adaptera. Adapter taki funkcjonuje jako oddzielne urządzenie sieciowe z własnym adresem i hasłem. Istnieje możliwość zabezpieczenia hasłem całej sieci, aby zminimalizować

» » »

Technologia BPL pomyślana była jako alternatywa dla bezprzewodowej WiFi i sieci komputerowych wymagających klasycznego osobnego okablowania. Role koncentratora w sieci BPL pełni instalacja energetyczna. Zapewnić trzeba jedynie połączenie karty sieciowej komputera (lub innego „skomputeryzowanego” urządzenia) z linią elektryczną za pomocą specjalizowanego adaptera.

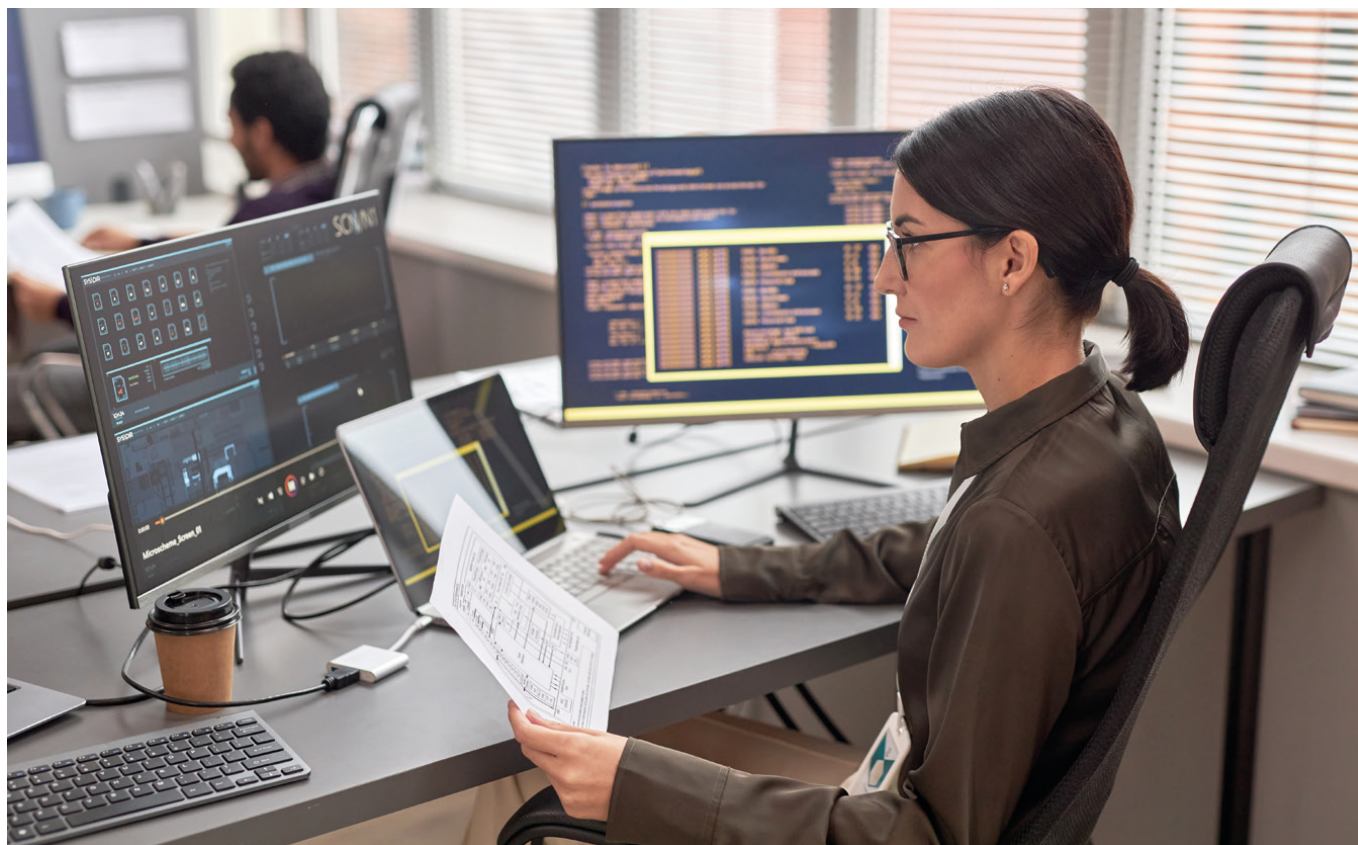
prawdopodobieństwo podłączenia się do niej „sąsiada” mającego podobne lub identyczne rozwiązanie oraz włamań użytkowników niepożądanych. O możliwościach technologii BPL świadczy fakt, że popularne i tanie adaptory o przepustowości 85Mb/s wystarczają do stworzenia lokalnej sieci Internetu dla 10 urządzeń przy zasięgach dochodzących do 200 m.

Oczywiście bardziej specjalizowane i wyrafinowane technicznie są urządzenia PLC i BPL przewidziane do obsługi smart metering i smart grid energetyki.

System BPL, dzięki szerokopasmowej technologii, jest predestynowany i gotowy do budowy inteligentnych sieci smart grid. W systemie BPL wszystkie dane mogą być przekazywane otwartym protokołem IP z każdego urządzenia pomiarowego poprzez sieć energetyczną w formatach odpowiednich dla przechowywania danych i systemów bilingowych i to dwukierunkowo w czasie rzeczywistym. Dostępne są liczne interfejsy, takie jak dla wąskopasmowego PLC (metering), czy różne terminale radiowe. Producenci zapewniają, że system BPL jest dostosowany do standardów operacyjnych dystrybutorów energii i nie zakłóca pracy sieci energetycznej, a dynamiczny routing między poszczególnymi jednostkami funkcjonalnymi podłączonymi do sieci BPL zapewnia zawsze optymalną jakość połączenia, nawet podczas procesów przełączania w sieci dystrybucji.

Profesjonalne urządzenia umożliwiają przesył danych z szybkością do 200 Mb/s po liniach niskiego (240/400 V) oraz średniego (nawet do 36kV) napięcia na odległość do kilkuset metrów.

Gdy sięgniemy do pierwszych rozwiązań z lat 1995-2005 opartych na relatywnie wolnych technikach PLC i przyjrzymy się pierwszym aplikacjom w smart meteringu, to trzeba stwierdzić, że po kosztownych próbach prowadzonych przez spółki dystrybucyjne w Niemczech i Wielkiej Brytanii, optymizm był bardzo umiarkowany.



Zdjęcie: Adobe Stock, Seventyfour

O możliwościach technologii BPL świadczy fakt, że popularne i tanie adaptory o przepustowości 85Mb/s wystarczają do stworzenia lokalnej sieci Internetu dla 10 urządzeń przy zasięgach dochodzących do 200 m.

Wręcz w niektórych krajach wycofano się z realizacji koncepcji. Dopiero europejska polityka wspólnotowa wymusiła powrót do idei i tym samym dalszy rozwój mediów niezbędnych do realizacji sieci inteligentnych w energetyce. W Polsce proces ten trwa od kilku lat, a poprzedzały go różne pilotaże w terenie, które w zasadzie zmierzały do potwierdzenia przydatności dopracowanych technik PLC różnych firm. Tymczasem rozwój mikroelektroniki, wprowadzenie nowoczesnych technik modulacyjnych widma rozproszonego, aplikacje bardzo czułych detektorów umożliwiających wyłowienie informacji z sygnałów na poziomie niższym od pikowoltów (a takie są w praktyce ich poziomy na obciążonej linii energetycznej pod napięciem po kilkuset metrach) umożliwiły skokowy postęp i zaistnienie technik BPL. W naszym kraju, zresztą nie tylko, mamy więc zjawisko pewnej inercji i niechęci do radykalnych zmian w dopracowanej, a jeszcze nie wdrożonej koncepcji. Należy założyć, że techniki BPL się obronią i też znajdą wkrótce zastosowanie po weryfikacji przez OSD potrzeb w zakresie szerokopasmowego przesyłu lokalnego. Oczywiście wymagać to będzie wyjścia poza ograniczenia narzucone przez zalecane pasmo Cenelec A i występujące

w specyfikacjach dla AMI (URE). Ograniczenie poniżej 150 kHz dla urządzeń PLC (komunikacja w sieciach elektroenergetycznych nn jest uregulowana prawnie w zakresie częstotliwości od 3 do 148,5 kHz) wynikało z uzasadnionej obawy, że dla wyższych częstotliwości, przy ich masowym użytkowaniu, odczuwalny byłby, zwłaszcza w budynkach, wzrost poziomu zakłóceń radiowych emitowanych przez „druły” na falach długich (Pr I PR – 225 kHz), średnich i krótkich.

Właściwą drogą postępowania dla firm oferujących sprzęt BPL wydaje się uzyskanie świadectwa zgodności z normami i ewentualna certyfikacja pod kątem zejścia poniżej poziomów zakłóceńowych dla sygnałów potencjalnie emitowanych (do 35 MHz). Pozostaje jednak obawa, że znaczne obniżenie mocy sygnału „pompuwanego w przewod energetyczny” nie jest możliwe, gdyż w sposób naturalny ograniczy to zasięg użyteczny systemu BPL. Z kolei wycięcie zbyt wielu nośnych składających się na sygnał całkowity ograniczy przepływność systemu, co jest przecież jego główną zaletą.

Nie mamy w Polsce jednoznacznych norm dla tych systemów, gdyż ich nie było, a dotychczas obowiązuje doktryna zabraniająca emitowania w eter i do sieci

energetycznych wszelkich niepożądanych sygnałów i nakazująca wyłączenie urządzeń je generujących. Niestety BPL wysyłają zakłócenia, gdyż gołe przewody są dość dobrymi antenami. Zakłócenia te skutecznie mogą tłumić jedynie przewody izolowane (specjalna guma o dużej stratności) lub wręcz ekranowane. Paradoksalnie urządzenia BPL dla domowego użytku i tworzenia komputerowych bądź alarmowych sieci mieszkaniowych oraz dla firm są w handlu powszechnie dostępne. Należy jednak stwierdzić, że ich pasma są zdefiniowane, a moc ograniczona. Ponadto pracują one po stronie końcowego użytkownika, a granicą jest licznik energii.

Jeżeli jednak w niedalekiej przyszłości okaże się, że technika BPL dla smart grid w naszym kraju jest jednak niezbędna, to proces usunięcia ewentualnych przeszkód formalnoprawnych ograniczających stosowanie tych urządzeń będzie wymagał stworzenia precyzyjnych norm dla ich użytkowania i certyfikowania.

Dodatkowym problemem sygnalizowanym przez użytkowników (OSD) jest wysoka cena urządzeń, których liczba przy budowaniu sieci rozległych jest znaczna. Dochodzi jeszcze koszt ciągłego optymalizowania i serwisowania tak powstałej sieci. ■

Wydarzenia w branży

Prezes URE Człowiekiem Roku 2022 w konkursie Liderzy Świata Energii

13 kwietnia, podczas konferencji EuroPOWER & OZE POWER, odbyła się uroczysta gala, na której wręczono wyróżnienia w konkursie Liderzy Świata Energii za 2022 rok. Laureatem w kategorii Człowiek Roku został Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Rafał Gawin.

Kapituła nagrodziła działania Prezesa URE na rzecz rozwoju sieci dystrybucyjnych, które stanowią podstawę transformacji energetycznej. Dzięki zaangażowaniu Prezesa URE wypracowano porozumienie regulatora sektorowego i operatorów energetycznych, czego rezultatem było podpisanie w listopadzie minionego roku Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki.

– Nagroda stanowi potwierdzenie, że postrzeganie przeze mnie roli regulatora sektorowego jako tego, który jest animatorem zmian torujących drogę do efektywnej i sprawiedliwej transformacji, znalazło uznanie w oczach ekspertów i branży. To wyróżnienie postrzegam również jako wyraz uznania i uhonorowania pracy całego zespołu URE oraz naszych partnerów, którym z tego miejsca chciałbym ogromnie podziękować za profesjonalizm i ogromne zaangażowanie w prace nad Kartą Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki – powiedział Rafał Gawin, odbierając wyróżnienie.

Piąta edycja programu Mój Prąd

22 kwietnia uruchomiono kolejny, piąty nabór wniosków o dofinansowanie w programie priorytetowym Mój Prąd (PPMP5). W ramach PPMP5 beneficjenci mogą otrzymać bezzwrotną dotację nawet w wysokości do 58 tys. zł z uwagi na rozszerzenie zakresu rzeczowego programu o kolejne elementy, tj. kolektory słoneczne oraz pompy ciepła. PPMP5 skierowany jest do prosumentów, którzy na dzień składania wniosku mają przyłączoną mikroinstalację fotowoltaiczną o mocy od 2 kWh do 10 kWh i rozliczają się za wyprodukowaną energię elektryczną w systemie net-billing lub przedstawiają dokumenty potwierdzające, że są w trakcie zmiany systemu rozliczeń. W tym systemie prosument energię wyprodukowaną przez instalację fotowoltaiczną, której nie zużyje na bieżąco (tzw. nadwyżki) oddaje do sieci po określonej przez Polskie Sieci Elektroenergetyczny cenie i kupuje energię, gdy instalacja nie pokrywa zapotrzebowania według stawek swojego sprzedawcy.

Wszystkie wydatki związane z zakupem i montażem mikroinstalacji PV oraz urządzeń dodatkowych, jak również przyłączenie mikroinstalacji PV do sieci i uruchomienie urządzeń dodatkowych, muszą zawierać się w okresie od 1 lutego 2020 roku do dnia złożenia wniosku. Intensywność dofinansowania przy każdym elemencie obowiązuje do 50 proc. kosztów. Nabór wniosków odbywa się w trybie ciągłym i będzie trwał do 22 grudnia 2023 roku lub do wyczerpania się środków finansowych. Więcej informacji na stronie mojprad.gov.pl

ICR Polska

jest akredytowaną przez Polskie Centrum Akredytacji (PCA) jednostką certyfikującą wyroby (AC 197) i systemy (AC 200)

Zapewniamy pełne bezpieczeństwo i poufność podczas całego procesu badań i certyfikacji.

Oferujemy m.in.:

- certyfikację jednostek wytwórczych nN i SN (typu A i typu B) na zgodność z NC RfG.

Więcej: http://e-elektryczna.pl/wp-content/uploads/2023/03/ptpiree_02_23_lekki-plik.pdf

Kontakt: **ICR Polska Sp. z o.o.**
Plac Przymierza 6; 03-944 Warszawa
Tel. 22 115 70 62; e-mail: icrpolska@icrqa.com; www.icrpolska.com

22 | ENERGIA elektryczna kwiecień 2023

CE 2703 PCA AC 197 PCA AC 200 Ex IEC IECEx FC KC



PTPiREE

1010 0010 1001
0011 1110 0110
0110 0111 0001
1010 0011 1101

0011 1110 0110
0110 0111 0001
1010 0011 1101
0010 1001 0001

VIII KONFERENCJA POMIARY I DIAGNOSTYKA W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH 31 MAJA - 1 CZERWCA 2023 R., KOŁOBRZEG

Organizator

Sponsorzy



PYSENSE®



Landis+Gyr
manage energy better

Wybrane zagadnienia:

- Aspekty prawne i regulacyjne, w tym znowelizowane regulacje dotyczące LZO, w tym ustawa Prawo Energetyczne, rozporządzenia wykonawcze, projekty i inicjatywy dotyczące opomiarowania, w szczególności w zakresie wydłużenia okresu ważności legalizacji liczników energii elektrycznej, regulacji jakościowej.
- Doświadczenia z bieżących wdrożeń instalacji LZO w Polsce i Europie.
- Sieć domowa – standardy oraz praktyczne implementacje.
- Laboratoria AMI – przegląd interesujących badań i projektów.
- Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej a punkty pomiarowe w sieci.
- Nowe technologie komunikacji dla odczytu liczników energii elektrycznej.
- Wykorzystanie liczników inteligentnych oraz liczników bilansujących w diagnostyce sieci dystrybucyjnej.
- Kompatybilność elektromagnetyczna urządzeń odbiorczych w kontekście komunikacji PLC w systemach klasy AMI.
- Dedykowane aplikacje i rozwiązania wspierające służby operatorskie w zakresie układów pomiarowych.
- Nowoczesne techniki diagnostyczne stosowane w energetyce.
- Monitoring jakości energii elektrycznej.

Szczegółowe informacje: <http://pomiar.ptpiree.pl>

Kontakt: Karolina Nowińska, tel. +48 61 846-02-15, e-mail: nowinska@ptpiree.pl

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań, tel. +48 61 846-02-00, fax: +48 61 846-02-09
www.ptpiree.pl, ptpiree@ptpiree.pl



Innowacje

Kosmiczne reklamy



W warunkach polskich reklamy towarzyszą nam zasadniczo zawsze i wszędzie. Oglądamy je i słyszymy w ciągu dnia setki, jeśli nie tysiące razy – w radiu, telewizji, Internecie, podczas podróży, imprez i wypoczynku. Tymczasem specjaliści od promocji zastanawiają się na poważnie, jak wykorzystać do umieszczenia reklam nocne niebo, a może i nawet jedynego satelitę Ziemi – Księżyc.

Już dziś astronomowie narzekają na nadmiar pojazdów i obiektów krążących dookoła Ziemi na różnych orbitach i trasach, które rujną im prowadzenie niezakłóconych obserwacji odległych obiektów. Tymczasem koszty wynajęcia roju dronów są już dziś na tyle niskie, że można pokusić się o zaprojektowanie żywego ekranu złożonego z tysięcy latających pojazdów, które uatrakcyjnią największe imprezy sportowe i rozrywkowe. I tak się już dzieje. Drony zaczynają pełnić rolę następców klasycznych fajerwerków, których występ można w pełni zaprogramować i wzbogacić o elementy wizualne niedostępne dla klasycznych sztucznych ogni.

Możemy też zrobić krok dalej i wystrzelić na orbitę formację satelitów, które będą wyposażone w rodzaj luster i – dzięki odbijaniu od nich światła słonecznego – wyświetlą na nocnym niebie hasła reklamowe. W tym celu niezbędne jest zadbanie o odpowiednią wielkość każdego piksela takiego ekranu, co można osiągnąć dzięki rozwijaniu przez każdy z pojazdów rodzaju żagla słonecznego o odpowiednio dużej powierzchni. Takie rozwiązania są już dostępne, choć w zakresie pojedynczych urządzeń.

Słabym punktem ekonomiki takiego przedsięwzięcia są lokalne warunki pogodowe. Zachmurzenie, opady, nadmierny wiatr i niskie temperatury skutecznie ograniczają liczbę potencjalnych reklamobiorców. Bazowanie wyłącznie na świetle odbitym od słońca powoduje dodatkowo, że efektywny czas wyświetlania reklam jest ograniczony o okresy bliskie godzinom wschodu czy zachodu słońca. W nocy taki pasywny ekran byłby nieaktywny. Tym niemniej w małej skali (nieduża rozdzielczość wyświetlanego obrazu) takie rozwiązanie już dziś może się opłacać w konkretnych lokalizacjach i podczas określonych wydarzeń, np. finału Super Bowl, rozpoczęcia igrzysk olimpijskich, mistrzostw w piłce nożnej, promocji wielkich marek, szczególnie dla turystów miejsc i wydarzeń politycznych. Kto będzie pierwszy, ten na pewno zostanie zapamiętany, tylko co potem?

Znany z kosmicznych pomysłów Elon Musk również rozważa taki koncept, realizując go w postaci projektu o nazwie „Space Art”. Zamierza on wykorzystać do tego satelity CubeSat, a docelowo również... powierzchnię Księżyc. Komunikacja pomiędzy nadajnikiem i odbiornikami ma być realizowana przez system kwantowy, dzięki któremu nie będzie opóźnień w transmisji (wszak fotony nie mają masy, a więc prędkość fali świetlnej nie jest dla nich ograniczeniem). Musk dysponuje rakieta nośną zdolną do transportu ładunków na Księżyc; rozwija też swój program kosmiczny. Bardzo zależy mu, aby SpaceX był liderem w wyprawie człowieka na Marsa. Dlaczego więc nie zarabiać dodatkowo na Księżycu?

Ze względu na potencjalne zagrożenie dla bezpieczeństwa ruchu lotniczego amerykański Federalny Urząd ds. Lotnictwa (FAA) już prawie 20 lat temu zgłosił projekt zakazujący umieszczania reklam na orbicie. Tyle że żadne państwo nie jest władne wydać samodzielnie takiego zakazu, tym bardziej dotyczącego powierzchni naszego naturalnego satelity.

Jak na razie znacznie łatwiej jest wykorzystać temat Księżyc i innych ciał niebieskich w reklamach niż doprowadzić do zmiany samych ciał niebieskich w obiekty reklamowe. W przypadku Księżyc brano dotychczas pod uwagę oświetlanie jego powierzchni promieniami lasera lub realizację ogromnej rzeźby tamże. Obydwa projekty wymagają ogromnego budżetu i wiążą się z ryzykiem. Powstał już za to angielski termin „moonvertising”, czyli potencjalna metoda wykorzystania powierzchni Księżyc do reklamowania towarów i usług, który czeka na praktyczne zastosowanie.

Biznesplany, które można przygotować z wykorzystaniem arkusza kalkulacyjnego, jak dotąd najwyraźniej nie znajdują zrozumienia u inwestorów. Nie chodzi tu nawet o kwestie techniczne, ale akceptowalność tego rodzaju promocji przez ludzi.

Uwielbiam oglądać nocne niebo, rozpoznawać konstelacje gwiazd, zachwycać się obrazami tworzonymi przez naturę bez potrzeby zakłócania tego misterium przerwami reklamowymi.

Krzysztof Hajdrowski

**8-10 maja 2023 r.,
Mrągowo**

**Konferencja
XXIV Spotkanie Przedstawicieli
Transportu OSD i OSP**

» Org.: PTPiREE
Inf.: Kasper Teszner
tel. 61 846-02-10
teszner.k@ptpiree.pl
<http://transport.ptpiree.pl>

**25-26 maja 2023 r.,
Słok k.Belchatowa**

**Szkolenie
Ochrona przed porażeniem w
stacjach SN/nn i liniach nn**

» Org.: PTPiREE
Inf.: Kasper Teszner
tel. 61 846-02-10
teszner.k@ptpiree.pl
http://ochrona_por.ptpiree.pl

**31 maja-1 czerwca 2023 r.,
Kołobrzeg**

**VIII Konferencja Naukowo-
Techniczna „Pomiary
i diagnostyka w sieciach
elektroenergetycznych”**

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

**13-14 czerwca 2023 r.,
Warszawa**

**II Konferencja
„Prosument energii odnawialnej
jako aktywny uczestnik systemu
elektroenergetycznego”**

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

**15-16 czerwca 2023 r.,
Słok k.Belchatowa**

**Szkolenie
Ochrona przed porażeniem
w obiektach WN**

» Org.: PTPiREE
Inf.: Kasper Teszner
tel. 61 846-02-10
teszner.k@ptpiree.pl
http://ochrona_por.ptpiree.pl

**22-23 czerwca 2023 r., Słok
k.Belchatowa**

**Szkolenie
Ochrona przed porażeniem
w liniach SN.
Ochrona przed przepięciami**

» Org.: PTPiREE
Inf.: Kasper Teszner
tel. 61 846-02-10
teszner.k@ptpiree.pl
http://ochrona_por.ptpiree.pl

**12-14 września 2023 r.,
Bielsko-Biała**

**36. Międzynarodowe
Energetyczne Targi Bielskie
ENERGETAB® 2023**

» Org.: ZIAD Bielsko-Biała SA
Inf.: (33) 813-82-31,
813-82-32,
813-82-40
<http://energetab.pl>

**25-26 października
2023 r., Wisła**

**IV Konferencja
„Linie i stacje
elektroenergetyczne”**

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

**14-16 listopada 2023 r.,
Wisła**

**XXII Konferencja
„Systemy Informatyczne
w Energetyce SIWE'23”**

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

**29-30 listopada 2023 r.,
Wisła**

**Konferencja
„Ochrona przed porażeniem
i przed przepięciami w sieciach
elektroenergetycznych”**

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

II KONFERENCJA PROSUMENT ENERGII ODNAWIALNEJ JAKO AKTYWNY UCZESTNIK SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO 13-14 CZERWCA 2023 R.

Organizator



Patronat medialny



Tematyka konferencji

Prawne aspekty przyłączenia i współpracy instalacji prosumenckich z siecią elektroenergetyczną, systemy wsparcia

- Aktualne regulacje krajowe dotyczące przyłączenia i współpracy prosumentów z siecią elektroenergetyczną
- Kierunki zmian w prawie krajowym - prosument lokatorski
- Uwarunkowania prawne dotyczące lokalizacji źródeł wytwórczych PV
- Systemy wsparcia dla energetyki prosumenckiej

Rozwój energetyki prosumenckiej

- Aktualny stan ilościowy/jakościowy w zakresie instalacji prosumenckich
- Doświadczenia z eksploatacji mikroinstalacji PV
- Zmiana profilu zużycia energii elektrycznej przy ewolucji konsumenta w prosumenta

Usługa elastyczności jako alternatywa dla rozbudowy sieci nn

- Zarządzanie pracą sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia z uwzględnieniem aktywnej roli prosumenta
- Wnioski z kontroli mikroinstalacji OZE przez przedsiębiorstwa energetyczne
- Wirtualna Elektrownia - bezpieczeństwo kosztowe i regulacyjne sieci zapewniane przez prosumentów

Współpraca mikroinstalacji prosumenckich z siecią elektroenergetyczną

- Magazyn energii jako element wsparcia energetyki rozproszonej - doświadczenia i perspektywy rozwoju
- Zmienność generacji mocy małych instalacjach fotowoltaicznych
- Techniczne i prawne warunki aktywnego udziału prosumentów w funkcjonowaniu systemu energetycznego

Przyszłość energetyki prosumenckiej

- Kodeks NC RfG i certyfikacji urządzeń wytwórczych oraz wykaz urządzeń dopuszczonych do stosowania na terenie RP
- Certyfikacja urządzeń wytwórczych od zaplecza: Wnioski z 4-letnich doświadczeń certyfikacji NC RfG w Polsce
- Banki nastaw inwerterów współpracujących z modułami wytwarzania typu A
- Współodpowiedzialność wszystkich elementów sieci elektroenergetycznej za jakość i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej

Szczegółowe informacje

<http://prosument.ptpiree.pl>

Kontakt

Karolina Nowińska, tel. +48 61 846-02-15, kom. 609-223-890, e-mail: nowinska@ptpiree.pl
Sebastian Brzozowski, tel. +48 61 846-02-31, kom. 601-386-475, e-mail: brzozowski@ptpiree.pl

Organizator

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań, tel. +48 61 846-02-00, fax: +48 61 846-02-09
<http://ptpiree.pl> / ptpiree@ptpiree.pl

NIP: 777-00-04-090, REGON: 004845964, SANTANDER Bank Polska 30 1090 1362 0000 0000 3601 8167