

KLIENT



DYSTRYBUCJA



PRZESYŁ

ENERGIA

Elektryczna

ISSN 1897-3833
Biuletyn Branżowy

11/2019

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje

Technika i technologie

Wydarzenia w branży

Dystrybucja
w krajowym systemie
cyberbezpieczeństwa

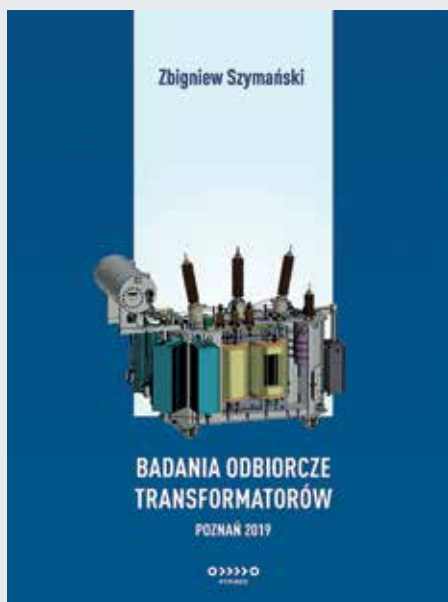
Skutki
rozporządzenia
NC ER dla OSD

Wskaźniki
obszarowe
regulacji
jakościowej

Alicja Barbara Klimiuk:

Współpraca i innowacyjność

Nowości wydawnicze PTPiREE



(format 245x180 mm, miękka oprawa, 463 strony)

Cena: 170 zł + 23% VAT

W sprzedaży od 17 września 2019 r.

Badania odbiorcze transformatorów

Zbigniew Szymański

Książka „Badania odbiorcze transformatorów” przeznaczona jest dla szerokiego grona pracowników eksploatacji zajmujących się transformatorami, przede wszystkim specjalistów reprezentujących:

- spółki dystrybucyjne,
- elektrownie i elektrociepłownie oraz zakłady przemysłowe,
- może być również wykorzystana przez producentów transformatorów jako materiał szkoleniowy.

Materiał zawarty w książce w sposób zwięzły przedstawia problematykę odbiorów fabrycznych transformatorów. Przedstawiono w niej i opisano typowe usterki występujące w procesie produkcji.

Określono sposób naprawy i propozycje działań korygujących, których celem jest poprawa jakości i niezawodności produkowanych transformatorów. Dużą część materiału poświęcono opisowi prób wyrobu, typu i specjalnych wykonywanych w trakcie odbiorów transformatorów. Opis prób wykonywanych na transformatorze uzupełniono o wymagania dla układu izolacyjnego dotyczące stopnia wysuszenia i wielkości współczynnika stratności dielektrycznej. Dużo miejsca poświęcono wymaganiom dla oleju transformatorowego, które zostały rozszerzone o kryteria dostosowane do wykorzystania w bazach danych i systemach monitoringu.

Wytyczne projektowania linii kablowych 110 kV

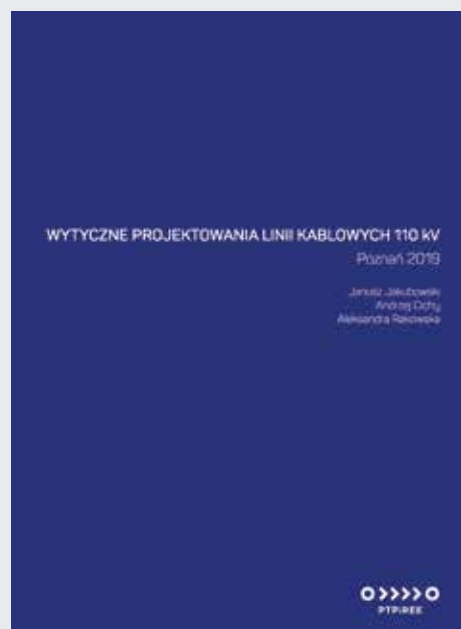
Janusz Jakubowski, Andrzej Cichy, Aleksandra Rakowska

Z uwagi na coraz szersze zainteresowanie spółek dystrybucyjnych liniami kablowymi 110 kV, PTPiREE przygotowało opracowanie zawierające zbiór rozwiązań pozwalających zaprojektować linię kablową w sposób zapewniający jej wieloletnią poprawną pracę.

„Wytyczne projektowania linii kablowych 110 kV” opisują wszystkie elementy linii kablowej wraz ze sposobem ich doboru, zasady budowy linii kablowych oraz obliczenia elektryczne i cieplne.

Opracowanie zostało podzielone na osiem podstawowych części:

- Kable i osprzęt kablowy,
- Linie kablowe, zasady budowy,
- Łączenie linii kablowej z linią napowietrzną,
- Obliczenia elektryczne linii,
- Obliczenia cieplne linii kablowej,
- System pomiaru temperatury linii kablowej, zastosowania,
- Obliczanie siły ciągnięcia kabli,
- Pole magnetyczne wokół słupów kablowych.



(format 235x170, miękka oprawa, 256 stron)

Cena: 120 zł + 23% VAT

W sprzedaży od listopada 2019 r.

Pełna oferta wydawnictw PTPiREE dostępna na stronie [www o adresie: http://ptpiree.pl/oferta](http://ptpiree.pl/oferta).
Informacja o wydawnictwach: Kasper Teszner, tel. +48 61 846-02-10, e-mail: teszner.k@ptpiree.pl



Szanowni Państwo

Współczesne modele zarządzania stawiają człowieka i jego potencjał w centrum zainteresowania każdej organizacji. Rozwój kompetencji, umiejętność pobudzania innowacyjności oraz kreatywności pracowników stają się źródłem budowania przewagi konkurencyjnej nowoczesnie zarządzanych spółek. Tę zależność między potencjałem ludzkim a długofalowym sukcesem spółki doskonale rozumie gość Rozmowy miesiąca, prezes Energi-Operator Alicja Barbara Klimiuk. Spotkanie na łamach bieżącego wydania „Energii Elektrycznej” jest okazją do zapytania

Pani Prezes o główne kierunki rozwoju spółki. Mając wieloletnie doświadczenie w branży, wynikające z pracy w zarządach spółek energetycznych, nasz Gość wskazuje na celowość budowania kultury organizacyjnej opartej na współpracy i innowacyjności jako jeden z fundamentalnych czynników sukcesu przedsiębiorstwa, a także – patrząc szerzej – całego kraju. Wśród wyzwań natury technicznej, przed którymi stoi Energa-Operator, podobnie jak inne firmy segmentu dystrybucji, jest gruntowna przebudowa infrastruktury projektowanej pierwotnie dla systemu statycznego. Dziś konieczność podłączenia nowych źródeł energii istotnie zmienia wymogi, jakim musi sprostać sieć energetyczna. Operatorzy systemu dystrybucyjnego znajdują się w centrum transformacji i pełnią w niej coraz bardziej kluczową rolę.

Współczesne wyzwania technologiczne w celu zapewnienia niezawodności dostaw energii to jednak nie tylko sieci, ale również ich szeroko rozumiana infrastruktura pomocnicza. Zapewnienie bezpieczeństwa serwerom i systemom informatycznym to kolejny ważny aspekt funkcjonowania branży. W dziale Rynek i regulacje dokonujemy podsumowania dotychczasowych działań spółek dystrybucyjnych w tym zakresie. Minął już bowiem ponad rok od wejścia w życie ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa, ważnej także dla bezpiecznego funkcjonowania sektora dystrybucji energii elektrycznej. Największe firmy naszego sektora raczej nie napotykają problemów ze stosowaniem nowego prawa i czynnie uczestniczą we wspólnych działaniach na rzecz cyberbezpieczeństwa Polski, o czym piszemy w dziale Rynek i regulacje.

Dział techniczny przynosi natomiast analizę skutków rozporządzenia NC ER dla OSD. Wejście w życie uregulowań rodzi określone konsekwencje dla infrastruktury OSP i OSD. Także w tym dziale omawiamy dokument URE „Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla operatorów systemów dystrybucyjnych”, który dokonuje oceny zasad i metod kształtowania taryf. Zgodnie z założeniami, wyznaczenie nowych ram regulacyjnych powinno pomóc OSD w dążeniu do spełnienia nadrzędnego celu regulacji jakościowej, jakim jest poprawa poziomu usług dystrybucji świadczonych odbiorcom. Wśród najważniejszych wydarzeń odnotowujemy 30-lecie Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który jest niezawodnym partnerem energetyki na drodze jej rozwoju. Omawiając najważniejsze wydarzenia branżowe, zwracamy uwagę naszych Czytelników na konferencję PTPiREE „Elektroenergetyczne linie napowietrzne oraz kablowe wysokich i najwyższych napięć”, która zgromadziła rekordową liczbę prawie 300 osób reprezentujących przede wszystkim operatorów sieci dystrybucyjnej, firmy wykonawcze, biura projektów oraz producentów.

W pozostałych działach, jak zawsze, proponujemy pakiet najważniejszych informacji z życia spółek, omawiamy również najnowsze zmiany legislacyjne i podejmowane przez PTPiREE inicjatywy w tym zakresie. 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, Mirosław Derengowski,
Olga Fasiacka, Wojciech Kozubiński, Lucyna Mazurek, Stanisława Teszner, Katarzyna Zalewska-Wojtuś.

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

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

ISSN 1897-3833

Opracowanie graficzne, skład, łamanie i druk: 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 adiacji tekstów oraz zmianę ich tytułów.

Nakład: 1000 egzemplarzy

Data zamknięcia numeru: 18 listopada 2019 r.



PTPiREE

Spis treści

- 4 INFORMACJE ZE SPÓŁEK
- ROZMOWA MIESIĄCA
- 6 Współpraca i innowacyjność
- RYNEK I REGULACJE
- 8 Dystrybucja w krajowym systemie cyberbezpieczeństwa
- 10 RAPORT Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH
- 11 PARAGRAF W SIECI
- TECHNIKA I TECHNOLOGIE
- 13 Skutki rozporządzenia NC ER dla OSD
- 16 Wskaźniki obszarowe regulacji jakościowej
- ELEKTROMOBILNOŚĆ
- 21 BMW i3
- 23 ŁĄCZNOŚĆ
- WYDARZENIA
- 24 Elektroenergetyczne linie napowietrzne oraz kablowe wysokich i najwyższych napięć
- 28 Zielony fundusz
- 30 FELIETON



» Enea Operator

Innowacja roku

Zdjęcie: Enea Operator



Enea Operator otrzymała nagrodę za projekt badawczo-rozwojowy wykorzystujący technologię wirtualnej rzeczywistości do szkolenia służb technicznych

Projekt badawczo-rozwojowy Enei Operator otrzymał Diament Top Industry. Spółkę wyróżniono w kategorii „Innowacja roku” podczas Gali Top Industry Summit. Nagroda trafiła do Enei Operator za projekt badawczo-rozwojowy wykorzystujący technologię wirtualnej rzeczywistości do szkolenia służb technicznych. Uczestnicy kursu, po założeniu gogli wirtualnych i specjalnych kontrolerów, będą mogli poruszać się wewnątrz trójwymiarowego

modelu cyfrowego odzwierciedlającego np. Główny Punkt Zasilający bądź stację transformatorową. Jest to nowatorskie wykorzystanie wirtualnej rzeczywistości w elektroenergetyce, jedno z pierwszych w Europie wdrażanych na tak szeroką skalę. Projekt VR to nie jedyna innowacyjna inicjatywa wcielana w życie w Enei Operator. Spółka pracuje nad magazynami energii, wykorzystuje specjalne algorytmy do ograniczania strat w sieci dystrybucyjnej, instaluje nowoczesne analizatory do pomiaru parametrów energii elektrycznej, dzięki czemu może jeszcze lepiej planować inwestycje w sieć. Montuje również automatykę w jej głębi, aby móc nią zarządzać zdalnie, lepiej i efektywniej. W poprzednim roku Enea Operator zainwestowała w te i inne innowacyjne projekty ponad 189 mln zł, co stanowi prawie 45 proc. nakładów w całym sektorze dystrybucji w naszym kraju. Organizatorem Gali Top Industry Summit był Executive Club, który jest organizacją biznesową zrzeszającą przedstawicieli reprezentujących najważniejsze polskie i międzynarodowe przedsiębiorstwa. ■

» Tauron

Ponad 195 milionów na inwestycje sieciowe

Tauron Dystrybucja otrzymał kolejne fundusze unijne na budowę i modernizację sieci średniego i niskiego napięcia. Głównym celem tych inwestycji spółki jest zwiększenie zdolności przyłączenia odnawialnych źródeł energii. W ramach perspektywy finansowej 2014-2020 Tauron Dystrybucja pozyskał dotacje w wysokości ponad 195 mln zł, podpisując 46 umów na dofinansowanie inwestycji. Są to projekty umożliwiające przede wszystkim osiągnięcie funkcjonalności sieci inteligentnych, ograniczenie strat sieciowych wyrażające się w ilości zaoszczędzonej energii elektrycznej, zapewnienie warunków technicznych dla realizacji nowych przyłączy, w tym OZE, oraz wzrost bezpieczeństwa energetycznego, jakości i ciągłości zasilania odbiorców. ■

» PGE Dystrybucja

Kolejny Punkt Obsługi Klienta Dystrybucyjnego

Od października w aglomeracji łódzkiej działa nowy Punkt Obsługi Klienta Dystrybucyjnego (POKD) PGE Dystrybucja. Mieści się w zabytkowym budynku dworca w Zgierzu. Gmach stacyjny pochodzi z czasów Kolei Warszawsko-Kaliskiej, wybudowany przez Towarzystwo Akcyjne Drogi Żelaznej Warszawsko-Wiedeńskiej w latach 1900-1902. W czasie obu wojen światowych nie uległ zniszczeniu i dotrwał w niezmienionym stanie do dziś. Nowo otwarty POKD jest już jedenastym w tej aglomeracji. Prowadzą one jedną z wielu form kontaktu, jakie PGE Dystrybucja oferuje swoim klientom. Oprócz tradycyjnych, jak wysyłka dokumentów pocztą czy wizyta w POKD, spółka uruchomiła też specjalną aplikację internetową dla obecnych i przyszłych nabywców energii elektrycznej - Portal Nowych Odbiorców (PNO). Od początku roku skorzystało z niej już blisko trzy tysiące osób. ■



Zdjęcie: PGE Dystrybucja

Punkt Obsługi Klienta Dystrybucyjnego w zabytkowym budynku dworca w Zgierzu

Dzięki aplikacji PNO wszystkie osoby, które chcą przyłączyć do sieci elektroenergetycznej nowy obiekt o mocy do 40 KW (np. dom, budynek gospodarczy, garaż, altanę) mogą w dogodnym miejscu i czasie złożyć wymagane dokumenty. Aplikacja w przejrzysty i prosty sposób przeprowadza klienta przez kolejne etapy procedury przyłączeniowej. Dodatkową korzyścią, jaką daje portal, jest możliwość śledzenia przez odbiorcę postępu w załatwianiu jego sprawy. ■

» PSE

Druga statuetka Tourist Owl

Polskie Sieci Elektroenergetyczne otrzymały nagrodę Tourist Owl za stworzenie filmu edukacyjnego „Napełniany Polskę mocą”. Zaprezentowano w nim wpływ działalności PSE na gospodarczy, środowiskowy oraz społeczny rozwój kraju. Wyróżnienie wręczono podczas czternastej gali FilmAT. Tourist Owl to najbardziej prestiżowa statuetka przyznawana przez jury w ramach międzynarodowego Festiwalu Filmów Turystycznych, Ekologicznych i Artystycznych FilmAT. PSE otrzymały ją już po raz drugi. Pierwszy raz trafiła do spółki w 2017 roku za film edukacyjny „Skąd bierze się energia elektryczna?”. Festiwal FilmAT jest członkiem Międzynarodowej Organizacji Festiwalu Filmów Turystycznych (CIPT – Comité International des Festivals du Film Touristique). Jego celem jest prezentacja najnowszych trendów w kinie dokumentalnym, reportażach telewizyjnych, komunikacji turystycznej, obrazach korporacyjnych i instytucjonalnych oraz ocena poziomu artystycznego produkcji audiowizualnych, a także wpływu na ich adresatów. ■

» Energa Operator

Zmodernizowano stacje zasilające Płock



Zdjęcie: Energa-Operator

Rozdzielnie są w pełni zautomatyzowane

Płockie rozdzielnie sieciowe 15/15 kV RS Podolszyce Południe i Zielony Jar, należące do Energi-Operator, przeszły kompleksową przebudowę. Stacje podłączone są do GPZ-ów 220/110/15 kV Podolszyce oraz 110/15 kV Gulczewo, które zasilają jedną z największych dzielnic 120-tysięcznego Płocka, zamieszkałą przez ponad jedną czwartą ludności miasta.

Rozdzielnie w pełni zautomatyzowano; do tej pory w ich polach liniowych zainstalowane były rozłączniki zdalnie sterowane, ale nie były one wyposażone w wyłączniki

i aparaturę zabezpieczeniową. W przypadku awarii sieci zasilanej z tych rozdzielni następowało wyłączenie w polu zasilającym GPZ i dopóki dyspozytor nie dokonał przełączeń, znaczna część dzielnicy zasilana z danego RS była pozbawiona napięcia. Teraz w przypadku wystąpienia awarii wyłączany jest tylko ciąg liniowy wychodzący z danej rozdzielni, na którym wystąpiła awaria, co kilkukrotnie ogranicza liczbę wyłączonych stacji i odbiorców.

Obie rozdzielnie są w obudowie betonowej typu STLmb-8, gwarantującej pełne bezpieczeństwo ekologiczne. Wyposażono je w nowoczesne rozdzielnice Eaton Xiria E wraz z modułami zabezpieczeniowymi typu CZIP-PRO z sygnalizacją i telesterowaniem wprowadzonym do systemu dyspozytorskiego WindEx w RDM Płock.

Przebudowy rozdzielni dokonała załoga płockiego oddziału Energi-Operator Wykonawstwo Elektroenergetyczne Sp. z o.o., a jego uruchomienie nastąpiło siłami pracowników Departamentu Prac na Sieci Oddziału Energi-Operator w Płocku. ■

» innogy Stoen Operator

Wykorzystanie energii elektrycznej w pojazdach

innogy Stoen Operator, jako pierwszy w kraju i jeden z nielicznych operatorów sieci dystrybucyjnych w Europie środkowo-wschodniej, rozpoczął program badawczy dotyczący wykorzystania energii elektrycznej zgromadzonej w pojazdach elektrycznych.

Skupia się on na technologii vehicle-to-grid (V2G), w której energia pozyskana z samochodów elektrycznych może być wykorzystana do celów związanych z poprawą bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. W modelu tym odpowiednio skonstruowane punkty ładowania umożliwiają OSD zarządzanie energią zgromadzoną w podłączonych do nich pojazdach. Operator ma możliwość aktywnego decydowania o ładowaniu aut lub oddawaniu przez nie energii do sieci. Potencjalnie da to możliwość zwiększenia bezpieczeństwa i wygody eksploatacji sieci poprzez wyposażenie stacji transformatorowych średniego i niskiego napięcia w funkcjonalności

inteligentnej sieci elektroenergetycznej. W ramach rozpoczętego projektu powstanie pierwsza w Polsce całościowa infrastruktura umożliwiająca przetestowanie rozwiązań V2G.

Program badawczy będzie realizowany w Warszawie. Pierwszy etap obejmie analizę i ocenę pracy samochodów oraz sieci elektroenergetycznej w momencie ich połączenia za pośrednictwem specjalnych punktów ładowania. Potrwa on do końca roku. Drugi etap będzie współfinansowany z funduszy Unii Europejskiej na podstawie umowy z Ministerstwem Energii zawartej na początku października. Jego realizację w ramach działania 1.4.1 Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko zaplanowano na 2020 rok. Uwzględnia on badania i analizę wykorzystania technologii V2G oraz stacjonarnego zasobnika energii w stacji transformatorowej średniego i niskiego napięcia zasilającej mieszkańców stolicy. ■

» Enea Operator

Analizatory jakości energii w planowaniu inwestycji

Enea Operator zainstalowała pierwsze analizatory jakości energii elektrycznej w sieci. Urządzenia zamontowano w stacji transformatorowej farmy fotowoltaicznej Gubin o mocy 1,5 MW. Oprócz pomiaru typowych parametrów jakości energii elektrycznej umożliwiają one również analizę zaburzeń w paśmie szerszym niż dotychczas. Tak szczegółowa wiedza wykorzystywana będzie m.in. do planowania inwestycji sieciowych.

Po raz pierwszy analizatory zainstalował zespół pracowników Enei Operator we wrześniu. Oprócz pomiaru typowych parametrów jakości energii zwiększą zakres analiz o pasmo 2 kHz-150 kHz. Poszerzenie pasma sprawi, że operator będzie dysponował jeszcze większą wiedzą o procesach zachodzących w sieci, m.in. poprzez znajomość poziomu zakłóceń i ich wpływu na pracę urządzeń. Informacje te przydadzą się do planowania inwestycji sieciowych oraz pozwolą lepiej zarządzać procesem przyłączania odnawialnych źródeł energii.

Monitorowanie jakości energii elektrycznej przy pomocy analizatorów stanowi część projektu badawczo-rozwojowego Enei Operator „System bilansowania mocy i energii oraz monitorowania jakości dostawy energii elektrycznej rozproszonych źródeł i zasobników energii”. Jest on współfinansowany z funduszy Unii Europejskiej w ramach Programu Badawczego Sektora Elektroenergetycznego wdrażanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, a realizowany wspólnie z Akademią Górniczo-Hutniczą w Krakowie. Pracom badawczym przygląda się również uczestnik prestiżowego programu stypendialnego Marii Skłodowskiej-Curie, Lok Choon Long z Malezji. ■

Informacje ze spółek opracowała Marzanna Kierzkowska

Współpraca i innowacyjność

Wywiad z Alicją Barbarą Klimiuk, prezes Energi-Operator.

» W czerwcu powierzono Pani stanowisko prezesa zarządu Energi-Operator, ale przez wiele lat pełniła już Pani funkcje kierownicze w elektroenergetyce. Co Pani zdaniem jest charakterystyczne dla tej branży? Jakie są największe wyzwania, przed którymi stoi?

Cechą wyróżniającą naszą branżę jest długi horyzont czasowy realizacji inwestycji. W przypadku OSD dochodzi do tego rozległa infrastruktura, której modernizacja oraz rozbudowa to niemal zawsze ciągły i długofalowy proces. Wymaga on strategicznego podejścia, uwzględniania wielu możliwych wariantów nadchodzących zmian oraz przewidywania potrzeb odbiorców w szerszej, często odległej perspektywie. Mimo szczególnej specyfiki prowadzonej przez nas działalności uważam, że najważniejszym zadaniem, z jakim musimy się zmierzyć – wspólnym dla całej polskiej gospodarki – jest jak najlepsze wykorzystanie talentów ludzi oraz stworzenie kultury organizacyjnej ukierunkowanej na współpracę oraz innowacyjność.

» Czy podejmowane są już działania służące realizacji tego celu?

Energa-Operator w przyjętej niedawno Strategii Innowacyjności na najbliższe lata uznaje to zagadnienie za kluczowe. Budowanie kultury innowacyjności jest procesem długofalowym, wieloetapowym i musi obejmować całą organizację. Dlatego wdrażamy już pierwsze działania, które mają na celu ułatwienie wymiany poglądów, doświadczeń i merytoryczną dyskusję wewnątrz organizacji. Rozpoczynamy m.in. serię spotkań przedstawicieli naszego Biura Innowacji z pracownikami oddziałów. Dostrzegamy również istotną rolę, jaką odgrywa udział naszych ekspertów w pracach polskich oraz międzynarodowych organizacji branżowych, takich jak PTPIREE czy EDSO for Smart Grid.

» Pani Prezes, jak w ostatnich latach zmieniła się energetyka i jaki będzie, Pani zdaniem, dalszy kierunek przemian?

Ostatnie lata to dla energetyki przede wszystkim początek procesu szerokiej zmiany modelu wytwarzania energii. Pierwotnie scentralizowany i oparty na dużych jednostkach wytwórczych system w coraz większym stopniu polegać będzie na generacji rozproszonej, głównie na odnawialnych źródłach energii, w tym również na mikroinstalacjach prosumenckich. Mając na uwadze te ostatnie, możemy mówić o początku prawdziwego boomu. Wystarczy wspomnieć, że w ciągu niecałogo roku ich liczba i moc zainstalowana uległa podwojeniu. Ministerstwo Energii szacuje, że pod koniec tego roku może wynieść łącznie ponad 800 MW. Takie tempo zmian oznacza szereg nowych wyzwań dla branży. Jednym z nich jest właśnie gruntowna modernizacja infrastruktury projektowanej pierwotnie dla statycznego dotychczas systemu.

» Jaka w tym wszystkim będzie rola OSD?

Operatorzy systemów dystrybucyjnych znajdują się w centrum tej transformacji i pełnią w niej kluczową rolę. Nowe źródła wytwórcze, o których mówimy, przyłączane są bezpośrednio do zarządzanych przez nas sieci – i to zarówno linii wysokiego, średniego, jak i niskiego napięcia. Będziemy więc musieli zwiększać potencjał przyłączeniowy, zarówno przez rozbudowę infrastruktury, jak również ze względu na tempo nadchodzących zmian, poprzez poszukiwanie i wdrażanie innowacyjnych rozwiązań, np. wykorzystujących mechanizmy elastyczności. Generacja rozproszona oparta na OZE, podatnych na zmiany pogody, wymagać będzie jednocześnie bieżącego monitorowania parametrów pracy sieci na wszystkich poziomach napięć, a także wdrożenia innych rozwiązań zwiększających elastyczność systemu, takich jak lokalne magazyny energii. Nową możliwością uzyskiwania usług elastyczności staje się współpraca między OSP, OSD a klientami.

» Jaka część z tych rozwiązań jest stosowana już dziś?

Obecnie mamy możliwość dość szczegółowego monitorowania i odwzorowania pracy sieci WN. Dzięki projektowi Smart Grid Energa-Operator staje się pierwszym OSD w Polsce posiadającym kompleksowy, inteligentny system zdalnego zarządzania siecią SN. Jeśli chodzi o sieć nn – niezwykle istotną np. z punktu widzenia przyłączenia mikroinstalacji – jesteśmy na początku drogi, ale i tu posiadamy już doświadczenia uzyskane m.in. dzięki realizacji międzynarodowego projektu UPGRID.

W przypadku magazynów energii, podobnie jak inne firmy z branży w Polsce i na świecie, jesteśmy na etapie pilotażowych projektów. Zbudowany przez Energa-Operator w 2016 roku w ramach projektu „Lokalne obszary bilansowania” magazyn w Pucku był zarówno pierwszym tego typu obiektem w naszym kraju, jak i jednym z pierwszych w Unii Europejskiej. Projekt ten pozwolił i cały czas pozwala nam zdobywać cenną wiedzę. Energa-Operator bierze również udział w projekcie realizowanym przez PSE i Grupę Energa we współpracy z japońskimi partnerami z NEDO i Hitachi. W jego ramach budowany jest magazyn przy farmie wiatrowej w Bystrej. W ramach projektu Smart Grid powstanie z kolei magazyn energii w Czernikowie przy jednej z największych farm fotowoltaicznych w Polsce.

Rolą budowanych przez nas magazynów będzie stabilizacja systemu elektroenergetycznego. Należy się jednak spodziewać wielu takich obiektów wznoszonych przez wytwórców energii, którzy będą chcieli ją sprzedawać w szczycie zapotrzebowania po jak najlepszej cenie. Nadzór nad pracą całego systemu spoczywać jednak będzie na barkach OSD.

Możemy pochwalić się umową na kolejne przedsięwzięcie realizowane na poziomie europejskim, dofinansowywane z największego programu w zakresie badań naukowych i innowacji, HORIZON 2020. Nowy projekt, w którym jeden z obszarów demonstracyjnych będzie budowany także w naszym kraju, skupia się na elastyczności sieci, wykorzystując także usługi pozyskiwane z rynku energii.

» **Jakie inne wyzwania czekają energetykę w przyszłości?**

Nowy, zdecentralizowany model wytwarzania energii nie jest jedynym wyzwaniem, z jakim musimy się zmierzyć. Energetyka stoi również przed problemem luki pokoleniowej. Aby jej zaradzić, aktywnie podejmujemy współpracę ze szkołami branżowymi i uczelniami. Współczesna energetyka wymaga wielu specjalistycznych kompetencji, m.in. z zakresu informatyki. Wyposażamy szkolne laboratoria, fundujemy stypendia oraz zapewniamy praktyki. Chcemy dać młodym ludziom możliwość zapoznania się z perspektywami, jakie oferuje praca w branży oraz sprawić, żeby byli jak najlepiej do niej przygotowani.

Rozwiązania teleinformatyczne są niezbędne do zarządzania nowo powstającym dynamicznym systemem energetycznym. Wymagają jednak od OSD szczególnej uwagi dotyczącej względów ich bezpieczeństwa. Chronione muszą być nie tylko dane, ale również kanały dostępu do systemów sterowania infrastrukturą. Wymagać to będzie ścisłej współpracy całej branży. Dobrym sygnałem jest porozumienie na rzecz cyberbezpieczeństwa, zainicjowane przez Ministerstwo Energii i podpisane niedawno przez największe podmioty świadczące usługi dystrybucji, uznane decyzją Ministra Energii za Operatorów Usług Kluczowych.

» **Od kilku lat operatorzy systemów dystrybucyjnych duży nacisk kładą na niezawodność dostaw i jakość dostarczanej energii elektrycznej. Jakie działania w tym zakresie podejmuje Energa-Operator?**

Energa-Operator była w zeszłym roku liderem pod względem wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej SAIDI i SAIFI wśród największych spółek w branży. Podejmowane w tym aspekcie działania mają charakter wielotorowy. Rokroczne nakłady spółki związane z modernizacją, utrzymaniem i rozbudową infrastruktury energetycznej wynoszą ponad miliard złotych. W pierwszym półroczu tego roku jest to już ponad 600 milionów. Dążymy do tego, aby jej główne elementy były rezerwowane przez inne, które w razie awarii przejmą ich rolę, bez powodowania utraty zasilania dla odbiorców. Dużą wagę przywiązujemy do modernizacji oraz budowy nowych Głównych Punktów Zasilania, wyposażając je w nowoczesne funkcjonalności ułatwiające monitorowanie na bieżąco parametrów pracy sieci. W ciągu następnych kilku lat

Energa-Operator planuje ukończenie ponad dwudziestu znaczących inwestycji związanych z tego typu obiektami. Nie jest to jednak jedyna droga realizacji naszych celów.

» **Spółki dystrybucyjne, oprócz standardowych inwestycji w infrastrukturę, niezbędnych dla zapewnienia jakości dostaw, prowadzą projekty pilotażowe, które wspomagają działanie sieci elektroenergetycznej. Czym może się w tej kwestii pochwalić Energa-Operator?**

Dzięki realizacji pilotażowych projektów pracownicy Energi-Operator mogą zebrać wiedzę i doświadczenie uwzględniające nasze lokalne uwarunkowania. Możemy sprawdzić, w jakim stopniu dana koncepcja sprawdza się w praktyce. Jeżeli wynik testu jest pozytywny, idziemy o krok dalej wprowadzając wybrane rozwiązanie na szeroką skalę. Tak właśnie jest w przypadku wdrażanego obecnie projektu Smart Grid, który obejmie całą naszą sieć SN. Energa-Operator nie unika wyzwań, realizując także programy badawcze, jeżeli jest w nich dostrzegalny potencjał, jak np. SORAL. We współpracy z firmą Globema otrzymaliśmy na prace badawcze w jego ramach dofinansowanie z NCBR. Celem tego projektu, prowadzonego także przy współudziale naukowców z Politechniki Poznańskiej, jest wypracowanie nowatorskiej metody analizy stanu podziemnych kabli energetycznych SN, która pozwoli na prognozowanie konieczności ich wymiany jeszcze przed wystąpieniem awarii. Ten pilotażowy system, wykorzystujący pomiary diagnostyczne, umożliwi planowanie prac związanych z wymianą kabli ze sporym wyprzedzeniem, jeszcze zanim dojdzie do ich uszkodzenia. Oznacza to nie tylko znaczne zmniejszenie liczby awarii, ale także wymierne oszczędności finansowe.

» **Energa-Operator, jako pierwsza w kraju, zakończyła proces cyfryzacji trankingowego systemu łączności radiowej. Na ile nowy system spełnia oczekiwania w zakresie sterowania siecią i łączności głosowej? Na ile pozwala na ograniczenie czasu przerw w dostawie energii elektrycznej dla klientów?**

We wrześniu ukończyliśmy montaż ostatniego nadajnika w ramach bieżącego etapu wdrażania systemu TETRA. Obecnie cały obszar działania Energi-Operator znajduje się w jego zasięgu. Sprawdza się on w komunikacji związanej z codzienną pracą naszych ekip. Analizy wykazały korelację związaną z jego wprowadzeniem a poprawą wskaźników SAIDI i SAIFI. System



Zdjęcie: Energa-Operator

Alicja Barbara Klimiuk, Prezes Energi-Operator

komunikacyjny stosowany przez OSD, którego zadaniem będzie np. przywrócenie pracy infrastruktury po blackoucie, musi być niezawodny. TETRA ze swoim 36-godzinnym czasem pracy w przypadku utraty zasilania spełnia ten warunek. Dotychczasowe kryzysowe sytuacje, wywołane warunkami atmosferycznymi, wykazały wysoką przydatność tego systemu.

» **Podsumowując, jak ocenia Pani punkt wyjściowy, w którym znajduje się obecnie branża, a także Energa-Operator?**

Energa-Operator przeciera szlaki w obszarach fundamentalnych z punktu widzenia nadchodzących zmian. Dzięki wcześniejszej realizacji takich projektów jak Smart Toruń czy Inteligentny Półwysep Helski możemy obecnie, jako pierwszy OSD w Polsce, wdrażać rozwiązania z zakresu inteligentnych sieci na całym obszarze naszego działania. Warto również wspomnieć o tym, że Energa-Operator jest krajowym liderem pod względem liczby zamontowanych liczników AMI. Wkrótce ponad milion PPE znajdujących się w naszej sieci objętych będzie inteligentnym opomiarowaniem. Jednak to, co jest najważniejsze, a przy tym wspólne dla całej branży, to ogromne doświadczenie i zaangażowanie pracujących w niej osób. Widać również wolę współpracy i dzielenia się wiedzą m.in. w ramach takich organizacji jak PTPIREE. To pozwala na wspólne wypracowywanie standardów i przyspiesza wprowadzanie koniecznych zmian.

» **Dziękuję za rozmowę.**

Rozmawiał
Wojciech Tabiś

Dystrybucja w krajowym systemie cyberbezpieczeństwa

Minął już ponad rok od wejścia w życie ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa, ważnej także dla dystrybucji energii elektrycznej. Największe firmy tego sektora raczej nie napotykały problemów ze stosowaniem nowego prawa, a na pewno podejmują wspólnie działania na rzecz cyberbezpieczeństwa Polski.

IRENEUSZ CHOJNACKI

Zagrożenie cyberbezpieczeństwa urzędów, czy firm to rzeczywistość. Świadczą o tym dane z „Raportu o stanie bezpieczeństwa cyberprzestrzeni RP w 2018 roku” autorstwa CSIRT GOV. W 2018 roku Zespół Reagowania na Incydenty Bezpieczeństwa Komputerowego CSIRT GOV odnotował 31 865 zgłoszeń o potencjalnym wystąpieniu incydentów komputerowych w sieciach znajdujących się w obszarze kompetencyjnym zespołu.

Stanowiło to znaczący wzrost względem 2017 roku, w którym zarejestrowano 28 281 zgłoszeń. Na podstawie analiz zgłoszeń incydentów w 2018 roku ustalono, iż ze zgłoszonych 31 865 incydentów faktyczne naruszenie bezpieczeństwa teleinformatycznego instytucji miało miejsce w 6 236 przypadkach, co stanowi wzrost względem 2017 roku, w którym faktycznych incydentów odnotowano 5 819.

Energetyka od dawna przykładła dużą wagę do cyberbezpieczeństwa. Przykładowo w dniach 5-7 listopada 2018 roku w Warszawie, krajowi specjaliści od cyberobrony przeszli specjalistyczne szkolenie dotyczące ochrony infrastruktury energetycznej. Zorganizowały je Polskie Sieci Elektroenergetyczne oraz Federalne Biuro Śledcze i Departament Energii Stanów Zjednoczonych.

Polscy eksperci odbyli takie szkolenie jako pierwsi w Europie. Trening poprowadzili specjaliści z Instytutu SANS oraz North American Electric Reliability Corporation.

– Sektor energetyczny przez wiele lat działał według pewnych utartych schematów. Obecnie przechodzi niezwykle dynamiczne przemiany, w których kluczową rolę odgrywa cyfryzacja. Energetyka została podłączona do sieci, a to niesie ze sobą nowe ryzyka. Musimy być gotowi na nie odpowiadać – powiedział Eryk Kłossowski, prezes Polskich Sieci Elektroenergetycznych, cytowany w komunikacie prasowym.

Miniony rok pokazał nie tylko, że zagrożenie cyberbezpieczeństwa to bynajmniej nie mit, ale był też ważny dla budowy architektury cyberbezpieczeństwa w Polsce, w której swoje miejsce ma sektor dystrybucji energii elektrycznej.

W sierpniu minął rok od wejścia w życie uchwalonej w 2018 roku ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa. Ten akt prawny formalnie zawiera przepisy implementujące do polskiego prawa dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych na terytorium Unii Europejskiej, tzw. dyrektywa NIS.

Natomiast bardziej obrazowo rzecz ujmując, to ustawa, która wraz z aktami delegowanymi, nakreśliła kształt systemu cyberbezpieczeństwa w Polsce, w którego skład wchodzi m.in. najwięksi przedsiębiorcy z wybranych sektorów gospodarki oraz administracja rządowa i samorządowa.

Aby zrozumieć, w jakim miejscu znalazł się sektor dystrybucji w systemie krajowego cyberbezpieczeństwa, trzeba poznać kilka mechanizmów i terminów wprowadzonych przez ustawę. Pierwszy ważny termin to „operator usługi kluczowej”. Ogólnie operatorzy usług kluczowych to firmy i instytucje świadczące usługi o istotnym znaczeniu dla utrzymania krytycznej działalności społecznej lub gospodarczej, zależne od systemów informatycznych.

Ustawa wskazała sektory, w których mają zostać zidentyfikowani operatorzy usług kluczowych. Są to: energetyka, transport, bankowość i infrastruktura rynków finansowych, ochrona zdrowia, zaopatrzenie w wodę pitną (wraz z dystrybucją) oraz infrastruktura cyfrowa.

Z kolei odpowiednim rozporządzeniem Rada Ministrów określiła obszary usług kluczowych i wśród nich m.in. znalazła się dystrybucja energii elektrycznej. Następnie rozpoczęło się wyznaczanie operatorów usług kluczowych w obszarach wskazanych w rozporządzeniu.

Na początku marca 2019 roku portal defence24 podał, że było wówczas wszczętych łącznie 327 postępowań administracyjnych, w wyniku których już 57 podmiotów otrzymało decyzję o wyznaczeniu na operatorów usług kluczowych, w tym 13 z sektora energii.

Ustawa o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa nakłada na operatorów usług kluczowych szereg obowiązków. Należą do nich: wdrożenie systemu zarządzania bezpieczeństwem w systemie informacyjnym wykorzystywanym do świadczenia usługi kluczowej i zbieranie informacji o zagrożeniach cyberbezpieczeństwa i podatnościach na incydenty systemu informacyjnego wykorzystywanego do świadczenia usługi kluczowej.

Operator usługi kluczowej ma także obowiązek systematycznego szacowania ryzyka i dostosowania do niego środków bezpieczeństwa. Ponadto opracowuje dokumentację dotyczącą cyberbezpieczeństwa systemu informacyjnego. Ustawa jest relatywnie nowa, ale z uzyskanych informacji wynika, że OSD jak na razie raczej nie napotykały problemów z jej wdrażaniem.

W PGE Dystrybucja dowiedzieliśmy się, że dotychczas spółka nie odnotowała w swojej działalności problemów związanych ze stosowaniem ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa. Tauron Dystrybucja wskazuje, że ustawa wprowadza systematykę i porządkuje obszar nią objęty, natomiast, jeśli chodzi o jej wymagania i zapisy, to część z nich była realizowana już wcześniej, a problemy i wątpliwości interpretacyjne, które pojawiały się na etapie przygotowywania ustawy, były kierowane już wtedy w trybie konsultacji do jej autorów.

Z kolei Enea Operator podała, że wdrożenie przepisów o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa w spółce odbywa się zgodnie z przyjętymi założeniami w całej grupie Enea, a w ramach prac zespołów odbywają się na bieżąco konsultacje, m.in. z Ministerstwem Cyfryzacji, dotyczące interpretacji przepisów.

Operator usług kluczowych zobowiązany jest też do zarządzania incydentami i zapewnia obsługę incydentów. Ustawa wyróżnia kilka kategorii incydentów, ale ogólnie incydent to zgodnie z ustawą zdarzenie, które ma lub może mieć niekorzystny wpływ na cyberbezpieczeństwo.

Obsługa incydentów, jako się rzekło, należy do operatora usługi kluczowej. W związku z tym jest on zobowiązany do ich klasyfikowania na podstawie kryteriów określonych w rozporządzeniu, a także zgłoszenia tzw. „incydentu poważnego” do właściwego CSIRT nie później niż w 24 godziny od momentu wykrycia. Incydent poważny to taki, który powoduje lub może spowodować poważne obniżenie jakości lub przerwanie ciągłości świadczenia usługi kluczowej.

CSIRT (ang. Computer Security Incident Response Team) to ogólnie zespół ekspertów do spraw bezpieczeństwa komputerowego, którego rolą jest zapewnienie wsparcia w tej dziedzinie obsługiwany użytkownikom.

Omawiana ustawa usankcjonowała trzy podmioty na poziomie krajowym, które zajmują się reagowaniem na incydenty komputerowe i zarządzanie nimi. Są to: CSIRT NASK w strukturach Państwowego Instytutu Badawczego NASK, CSIRT GOV w strukturach Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego oraz CSIRT MON w strukturach resortu obrony narodowej.

CSIRT MON koordynuje obsługę incydentów zgłaszanych przez podmioty podległe Ministrowi Obrony Narodowej i przedsiębiorstwa o szczególnym znaczeniu gospodarczo-obronnym. CSIRT GOV z kolei – przez administrację rządową, Narodowy Bank Polski, Bank Gospodarstwa Krajowego oraz operatorów infrastruktury krytycznej. CSIRT NASK natomiast – przez pozostałe podmioty, w tym m.in. operatorów usług kluczowych (niebędących operatorami infrastruktury krytycznej), dostawców usług cyfrowych i jednostki samorządu terytorialnego – wyjaśniał NASK w raporcie „Cyberbezpieczeństwo A.D. 2018. Strategia. Policy. Rekomendacje – cyberbezpieczeństwo w perspektywie policy”.

Te rozróżnienia są ważne, bo jak zwracało uwagę Ministerstwo Cyfryzacji, odpowiadając na pytania w sprawie ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa, jeden podmiot może być zarówno operatorem infrastruktury krytycznej, jak i operatorem usługi kluczowej. Operatorzy infrastruktury krytycznej, jak podkreślił resort cyfryzacji, zgłaszają incydenty do CSIRT GOV lub do CSIRT MON.

Najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych podjęli wspólne działania na rzecz cyberbezpieczeństwa Polski. We wrześniu 2019 roku Ministerstwo Energii zawarło z Tauronem Dystrybucja, PGE Dystrybucja, Eneą Operator i Energa-Operator porozumienie dotyczące współpracy sektora energetycznego na rzecz zwiększenia cyberbezpieczeństwa kraju.

Sygnujące je spółki zobowiązały się do podjęcia szerokiej współpracy z innymi uczestnikami rynku na rzecz zwiększenia cyberbezpieczeństwa, wymiany doświadczeń i informacji o zagrożeniach. Jednocześnie, w przypadku wystąpienia incydentu cyberbezpieczeństwa, także do wymiany informacji umożliwiającej wykrycie zagrożenia w innych przedsiębiorstwach energetycznych w Polsce.

– Cyberatak na systemy informatyczne i automatykę sterującą infrastrukturą energetyczną to jedno z kluczowych, zidentyfikowanych zagrożeń, które wpływają na poziom bezpieczeństwa kraju. Stąd tak ważne są wszelkie działania i inicjatywy podejmowane na rzecz zapobiegania i niwelacji skutków działania cyberprzestępców w tym obszarze – powiedział Robert Zasina, prezes Taurona Dystrybucja.

Czego można się spodziewać w rezultacie podpisanego porozumienia? PGE Dystrybucja, zgodnie z założeniami dokumentu, spodziewa się realnych korzyści wynikających ze współpracy z resortem energii.

– Bezpośrednia wymiana informacji z Ministerstwem Energii i innymi podmiotami Krajowego Systemu Cyberbezpieczeństwa przyczyni się do optymalizacji procedur i technicznych rozwiązań w obszarze cyberbezpieczeństwa stosowanych w spółce. Ponadto przewidujemy, że w ramach współpracy prowadzone będą m.in. następujące działania: wymiana informacji o incydentach poważnych, budowa platformy wymiany informacji o zagrożeniach, podatnościach oraz istotnych incydentach w sektorze energii elektrycznej, udział w testach organizowanych w ramach krajowego systemu cyberbezpieczeństwa – wskazała PGE Dystrybucja.

– Porozumienie jest ważne, ponieważ stanowi dobrowolną deklarację wspólnego budowania bezpieczeństwa w sektorze energetycznym. Legitymizuje i formalnie umożliwia zaangażowanym w nim podmiotom dzielenie się informacjami i wiedzą z zakresu cyberbezpieczeństwa – zaznacza Biuro Komunikacji Taurona Dystrybucja.

Enea Operator wskazuje, że podpisane porozumienie ma zacieśnić współpracę na rzecz podniesienia poziomu cyberbezpieczeństwa poprzez stworzenie platformy do wymiany informacji dotyczących zidentyfikowanych zagrożeń oraz incydentów w sektorze energii.

– Przystąpienie do porozumienia daje możliwość uczestniczenia w opracowywaniu dobrych praktyk zgłaszania incydentów w sektorze energii natomiast ISAC (Information Sharing & Analysis Centre), po jego utworzeniu umożliwi spółce bieżący dostęp do informacji istotnych z punktu widzenia cyberbezpieczeństwa. Dzięki stworzonej platformie nastąpi podniesienie świadomości w zakresie cyberbezpieczeństwa oraz praktycznego stosowania przepisów ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa – informuje Enea Operator.

Budowa cyberbezpieczeństwa poszczególnych przedsiębiorstw, instytucji czy krajów to ciągle proces wymagający zwiększania bezpieczeństwa informatycznego i zabezpieczenia przed potencjalnymi atakami. Jedne lata są łatwiejsze, inne trudniejsze, ale odsetek firm notujących incydenty w ostatnim czasie pozostawał wysoki.

Według raportu KPMG Poland („Barometr cyberbezpieczeństwa. W obronie przed cyberatakami”) w 2018 roku 32 proc. przedsiębiorstw nie zarejestrowało żadnych incydentów związanych z naruszeniem bezpieczeństwa. Oznacza to, że dla badanych organizacji w naszym kraju był to bezpieczniejszy okres niż 2017 rok, kiedy cyberincydenty dotknęły 82 proc. ankietyowanych firm.

Liczenie na szczęście w obszarze cyberbezpieczeństwa to była by zatem ryzykowna gra. Energetyka, jak widać, nie lekceważy go i nie ustaje w działaniach nad podniesieniem jego poziomu.

Autor jest dziennikarzem Magazynu Gospodarczego „Nowy Przemysł” oraz portalu wnp.pl

Działania PTPIREE w obszarze regulacji prawnych w październiku 2019 roku

L.p.	Obszar działań	Wykaz materiałów źródłowych
1.	Informacja o przygotowaniach system elektroenergetycznego (OSD) do sezonu zimowego 2019/2020	<ul style="list-style-type: none"> • Pismo do ME – informacja ws. przygotowania KSE do sezonu zimowego 2019/2020 – 18.10.2019 • Pismo do ME – podsumowanie działań operatorów w sezonie letnim 2019 roku – 18.10.2019
2.	Wsparcie Ministerstwa Energii w opracowaniu odpowiedzi na interpelację poselską ws. stanu infrastruktury energetycznej	<ul style="list-style-type: none"> • Interpelacja poselska nr 33933 w sprawie stanu infrastruktury energetycznej • Stanowisko PTPIREE – odpowiedź na interpelację poselską
3.	Prace nad aktami prawnymi dotyczącymi wdrożenia AMI	

Informacja o przygotowaniach systemu elektroenergetycznego (OSD) do sezonu zimowego 2019/2020

W drugiej połowie października do Departamentu Elektroenergetyki i Ciepłownictwa Ministerstwa Energii przekazano komentarz PTPIREE ukazujący działania podejmowane przez operatorów systemów elektroenergetycznych dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu w nadchodzących miesiącach zimowych.

Jest to odpowiedź na prośbę skierowaną z ME pod koniec września dotyczącą przygotowania syntetycznej informacji w sprawie przygotowania systemu elektroenergetycznego do nadchodzącego sezonu zimowego 2018/2019. Przekazana odpowiedź ma wspomóc opracowanie przez ME informacji dla prezesa Rady Ministrów i Rządowego Zespołu Zarządzania Kryzysowego na temat przygotowania do sezonu zimowego krajowych systemów zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło, z uwzględnieniem zagadnień cyberbezpieczeństwa.

Równoległe, w nawiązaniu do korespondencji z czerwca br., do ME skierowano pismo podsumowujące działania realizowane przez zrzeszonych w PTPIREE OSD i OSP latem 2019 roku oraz rezultaty przygotowań operatorów do tego sezonu.

Wsparcie ME w opracowaniu odpowiedzi na interpelację poselską w sprawie stanu infrastruktury energetycznej

W połowie miesiąca Ministerstwo Energii skierowało do PTPIREE prośbę o pomoc w przygotowaniu odpowiedzi na interpelację (nr 33933) posła Pawła Pudłowskiego dotyczącą stanu infrastruktury energetycznej, szczególnie w odniesieniu do OZE oraz magazynów energii.

Stanowisko – z perspektywy elektroenergetycznych operatorów systemów dystrybucyjnych – przekazano do Departamentu Elektroenergetyki i Ciepłownictwa ME.

Prace nad aktami prawnymi dotyczącymi AMI

Niezależnie od przerwy legislacyjnej związanej z zakończeniem kadencji parlamentu, w Ministerstwie Energii nieprzerwanie

toczą się prace nad zmianami w ustawie Prawo energetyczne, wprowadzającymi obowiązek wdrożenia AMI oraz kształtującymi model wymiany danych pomiarowych z nowym podmiotem – operatorem informacji rynku energii (OIRE). W październiku analizy dotyczyły m.in. kwestii RODO, tj. zaproponowanego modelu współadministrowania danymi, realizacji obowiązku informacyjnego i rozliczenia kosztów.

Równoległe zespoły licznikowo-techniczne pracują nad rozporządzeniami dotyczącymi: systemu informacji o rynku energii, systemu pomiarowego oraz HAN.

Biuro PTPIREE
Poznań, 5 listopada 2019 roku



Zdjęcie: Adobe Stock, Dmytro Allokhin

Dokument przygotowany przez PTPIREE ukazuje działania podejmowane przez operatorów systemów elektroenergetycznych dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu w nadchodzących miesiącach zimowych



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



Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku

8 listopada na stronie internetowej Ministerstwa Energii opublikowano projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku wraz z prognozami. Poza nowym dokumentem PEP 2040, resort przedstawił także trzy załączniki, które stanowią nieodłączne części zasadniczego projektu. Są to:

1. Ocena realizacji poprzedniej polityki energetycznej państwa – podsumowano w niej realizację priorytetów wskazanych w Polityce Energetycznej Polski do 2030 roku oraz kierunków wynikających ze Strategii „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko – perspektywa do 2020 roku.
2. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego, gdzie zaprezentowano prognozy dla sektora paliwowo-energetycznego przy założeniu realizacji działań, które przesądza PEP 2040. Przede wszystkim przedstawiono projekcje zużycia energii pierwotnej i końcowej w podziale na rodzaj paliwa i sektory, prognozy wytwarzania i mocy zainstalowanej energii elektrycznej oraz cen dla poszczególnych grup odbiorców, przy uwzględnieniu nakładów inwestycyjnych niezbędnych do poniesienia w sektorze elektroenergetycznym.
3. Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko PEP 2040 (SOOŚ) – przedstawiono w niej analizę możliwego pozytywnego i negatywnego wpływu realizacji PEP 2040 na środowisko – zgodnie z ustawą o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko.

W samym projekcie dokumentu PEP 2040 z punktu widzenia dystrybucji energii elektrycznej szczególnie istotny jest Kierunek 2 – Rozbudowa infrastruktury

Dla osiągnięcia większej niezawodności pracy sieci konieczne jest sukcesywne kablowanie sieci SN.

W tym celu w 2020 roku opracowany zostanie krajowy plan skablowania sieci SN do 2040 roku.

Skutkiem jego realizacji będzie zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN w naszym kraju do poziomu średniej w UE.

wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej. W ramach Części B – Rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej podkreślono, że – oprócz sieci operatora systemu przesyłowego – pewność dostaw energii elektrycznej do odbiorów końcowych zależy od sprawnej i bezpiecznej dystrybucji. Wskazano, że dla zapewnienia najwyższej jakości dostaw energii elektrycznej, a także dla rozwoju elektromobilności, OSD powinny realizować cele i zadania wynikające z regulacji jakościowej określonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz w ujęciu perspektywicznym zrealizowane powinny zostać następujące zadania:

- Do 2025 roku wskaźniki jakości dostaw energii, tj. czas i częstość trwania przerw w dostawach (SAIDI, SAIFI) w KSE powinny osiągnąć poziom

średniej w Unii Europejskiej i utrzymywać się na poziomie średniej UE w kolejnych latach. Ponadto 85 proc. umów przyłączeniowych ma być realizowanych w sześć miesięcy, a czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych skrócić się.

- Osiągnięcie celów w zakresie regulacji jakościowej jest ściśle powiązane ze środkami, jakie w kolejnym roku OSD może przeznaczyć na inwestycje. Znaczna część infrastruktury dystrybucyjnej ma powyżej 25 lat, a w wielu przypadkach przekracza nawet 40 (choć w ostatnich latach OSD zrealizowali duże inwestycje). Z tego powodu OSD zobowiązane są do odtwarzania sieci – stopień odtworzenia infrastruktury powinien wynosić ok. 1,5 proc. rocznie do czasu osiągnięcia średniej wieku infrastruktury poniżej 25 lat.
- Odbudowa linii niskich napięć powinna odbywać się przy użyciu przewodów izolowanych lub poprzez skablowanie.
- Skablowanie sieci średniego napięcia jest silnie skorelowane z SAIDI i SAIFI, a udział linii kablowych w liniach SN w Polsce (w 2017 roku to około 26 proc.) jest jednym z najniższych w Europie. Ponad 41 tys. km linii napowietrznych SN znajduje się na terenach leśnych i zadrzewionych, gdzie skablowanie ma szczególne znaczenie dla ograniczenia przyczyn i skutków awarii. Ponadto za priorytet uznaje się również wyposażenie łączników linii SN w systemy zdalnego sterowania. Dla osiągnięcia większej niezawodności pracy sieci konieczne jest sukcesywne kablowanie sieci SN. W tym celu w 2020 roku opracowany zostanie krajowy plan skablowania sieci SN do 2040 roku. Skutkiem jego realizacji będzie zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN w naszym kraju do poziomu średniej w UE.



Pomimo obowiązującej od 1 stycznia nowelizacji ustaw podatkowych, precyzującej zasady opodatkowania gruntów rolnych i leśnych pod liniami elektroenergetycznymi, rozważania na ten temat nie cichną

Odnosząc się do tych celów, wskazać można, że są one słuszne i priorytetem OSD jest podnoszenie niezawodności dostaw energii elektrycznej. Jednak cele wskaźników powinny się odwoływać do wskaźników krajowych. Trudno mówić o średniej wskaźników SAIDI, SAIFI w Unii Europejskiej, gdyż ich wartość jest zróżnicowana w poszczególnych państwach i zależna przede wszystkim od poziomu skablowania sieci. Polska zatem winna być porównywana do krajów o podobnym udziale linii kablowych. W dokumencie nie wskazano tymczasem, co oznacza średni poziom europejski, jak go wyliczyć i jaką przyjmuje wartość, a także które państwa będą punktem odniesienia przy porównywaniu wskaźników SAIDI i SAIFI oraz poziomu skablowania linii SN.

W dokumencie wskazano również działania niezbędne dla zapewnienia najwyższego poziomu sprawności w sytuacjach awaryjnych. Należą do nich:

- wyposażenie systemów oraz linii średnich i niskich napięć w urządzenia sterowania, diagnostyki i analizy pracy sieci (odpowiednio do 2022 roku i 2028 roku);
- wdrożenie cyfrowego systemu łączności w sieci dla OSD (do 2021 roku) – obecnie wykorzystywany system analogowy jest zawodny i nie ma możliwości jego rozbudowy, nowy powinien gwarantować jednolitość i pewność łączności;
- zapewnienie przez OSD liczb pracowników i sprzętu odpowiednich dla spełnienia standardów określonych w regulacjach dotyczących warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Automatyzacja sieci i rozwój technologii na potrzeby analizy jej pracy są systematycznie rozwijane przez OSD; doceniana

jest także potrzeba funkcjonowania systemu łączności dla energetyki. Terminy realizacji poszczególnych działań powinny jednak być skorelowane z możliwościami finansowymi, tj. zapewnieniem odpowiedniego poziomu WACC, przewidzeniem nakładów inwestycyjnych w planach rozwoju oraz polityce regulacyjnej w ramach modelu regulacji jakościowej, uwzględniającej faktyczne możliwości poprawy wskaźników jakościowych i realnego otoczenia, w jakim funkcjonują operatorzy.

Jak na projekt o charakterze strategicznym przysłało, wyróżniono w PEP 2040 rozwój inteligentnych sieci, traktowany jako „zwieńczenie działań rozwijających krajową sieć elektroenergetyczną”. Istotnym elementem ma być ustanowienie operatora informacji rynku energii (OIRE). Inteligentna sieć pozwoli zintegrować zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników – wytwórców, odbiorców i prosumentów energii odnawialnej, zaś OIRE ma zapewnić wymianę informacji między uczestnikami systemu. W ramach rozwoju inteligentnych sieci mają być wdrożone rozwiązania z zakresu najnowszych technologii informacyjnych i telekomunikacyjnych, systemów: dwustronnej komunikacji cyfrowej, inteligentnych telemetrycznych i automatycznego monitorowania, sterowania, regulacji oraz zabezpieczenia sieci. To także nowości dla konsumentów, jak na przykład urządzenia tzw. internetu rzeczy.

Opodatkowanie gruntów leśnych

Pomimo obowiązującej od 1 stycznia nowelizacji ustaw podatkowych, precyzującej zasady opodatkowania gruntów rolnych i leśnych pod liniami elektroenergetycznymi, rozważania na ten temat nie cichną. Prezes Naczelnego Sądu Administracyjnego

przedstawił NSA do rozstrzygnięcia zagadnienie prawne, wyrażone w pytaniu:

„Czy przedsiębiorstwo energetyczne, w związku z zawarciem z Lasami Państwowymi umowy umożliwiającej wykonywanie służebności przesyłu na gruntach Skarbu Państwa znajdujących się pod zarządem Lasów Państwowych, jest – stosownie do art. 3 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy z dnia 12 stycznia 1991 roku o podatkach i opłatach lokalnych, (Dz. U. z 2019 roku poz. 1170, ze zm.) – podatnikiem podatku od nieruchomości obciążonym podatkiem od tych gruntów?”

Wniosek o rozstrzygnięcie owego zagadnienia złożono we wrześniu 2019 roku. Rozstrzygnięcie twierdzące byłoby ogromnym zaskoczeniem dla branży i naruszałoby model refinansowania Lasom Państwowym przez właścicieli sieci równowartości podatków i opłat związanych ze służebnością. Zgodnie bowiem z art. 39a ust. 2 ustawy o lasach, wynagrodzenie za ustanowienie służebności przesyłu na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej ustala się w wysokości odpowiadającej wartości podatków i opłat ponoszonych przez Lasy Państwowe od części nieruchomości, z której korzystanie jest ograniczone w związku z obciążeniem tą służebnością. Ustawodawca wskazał tu więc wprost podatnika, którym są Lasy Państwowe.

Zgoda Komisji Europejskiej na zmiany ustawy OZE

31 października 2019 roku Komisja Europejska poinformowała polski rząd, że w jej opinii zmiany dotyczące systemu aukcyjnego, wprowadzone ustawą z dnia 19 lipca 2019 roku o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw mają charakter czysto administracyjny i nie pociągają za sobą konieczności powiadomienia Komisji o nowej pomocy publicznej. Oznacza to zielone światło dla aukcji dla instalacji OZE zaplanowanych na grudzień tego roku, na które czeka nie tylko branża energetyki odnawialnej, ale i operatorzy systemów elektroenergetycznych, którzy zawarli umowy o przyłączenie do sieci takich instalacji i w wyniku przepisów tej ustawy nowelizującej zobowiązani zostali do przesunięcia terminu pierwszego dostarczenia energii elektrycznej do sieci do dnia 30 czerwca 2021 roku. Szczegółowo o zmianach wprowadzonych tą ustawą pisaliśmy ostatnio. ■

Zakres inwestycji dla stacji elektroenergetycznych i pozostałych obiektów

Skutki rozporządzenia NC ER dla OSD

Rok 2017 przyniósł uchwalenie przez Komisję Europejską dwóch ważnych dokumentów mających fundamentalne znaczenie dla pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej oraz stanu zagrożenia i odbudowy systemu elektroenergetycznego.

STANISŁAW CIUPAK
PGE Dystrybucja SA Oddział Zamość

Art. 55 NC ER wprowadza 5-letnie vacatio legis dla art. 15 ust. 5-8, art. 41 i art. 42 ust. 1, 2 i 5. Dlatego też obowiązek stosowania postanowień cytowanych artykułów rozpoczyna się 18 grudnia 2022 roku. Wejście w życie uregulowań zawartych w SOGL, a w szczególności w NC ER, rodzi określone konsekwencje dla infrastruktury OSP i OSD. Art. 41 kodeksu NC ER ustanawia wymagania wobec szeroko rozumianej komunikacji, natomiast art. 42 w grupie stacji NN/WN, WN/SN zlokalizowanych w ciągach rozruchowych (wymienionych w Planie Odbudowy PSE) oraz innych uznanych przez OSP za istotne dla planu odbudowy.

Skutki w komunikacji

Bazując na zapisach kodeksu NC ER (w szczególności art. 41 oraz 42), jak również wytycznych SO GL (w szczególności

art. 24) w zakresie realizacji planu odbudowy, w ramach OSP oraz każdego OSD (OSDp i OSDn) konieczny będzie system komunikacji głosowej z wystarczającym nadmiarowym sprzętem i źródłami rezerwowego zasilania, aby umożliwić wymianę informacji na potrzeby odbudowy systemu elektroenergetycznego przez co najmniej 24 godziny w razie całkowitego braku zewnętrznego zasilania energią elektryczną lub awarii któregośkolwiek urządzenia działającego w systemie komunikacji głosowej.

Skutki dla stacji w zakresie sterowności

Stacje w ciągach rozruchowych (z Grupy 1) oraz „S” muszą zachować zdolność sterowania łącznikami również przez co najmniej dobę w zakresie:

- minimum trzech operacji łączeniowych WZ (włącz-złącz) na każdy

- wyłącznik WN i SN objęty wymogiem zapewnienia sterowania,
- operacji na W (włącz) wszystkimi polami liniowymi SN,
- zapewnienia komunikacji głosowej pomiędzy dyspozycją a stacją elektroenergetyczną,
- zdalnego podania napięcia od strony WN poprzez szyny SN do pola SN potrzeb własnych.

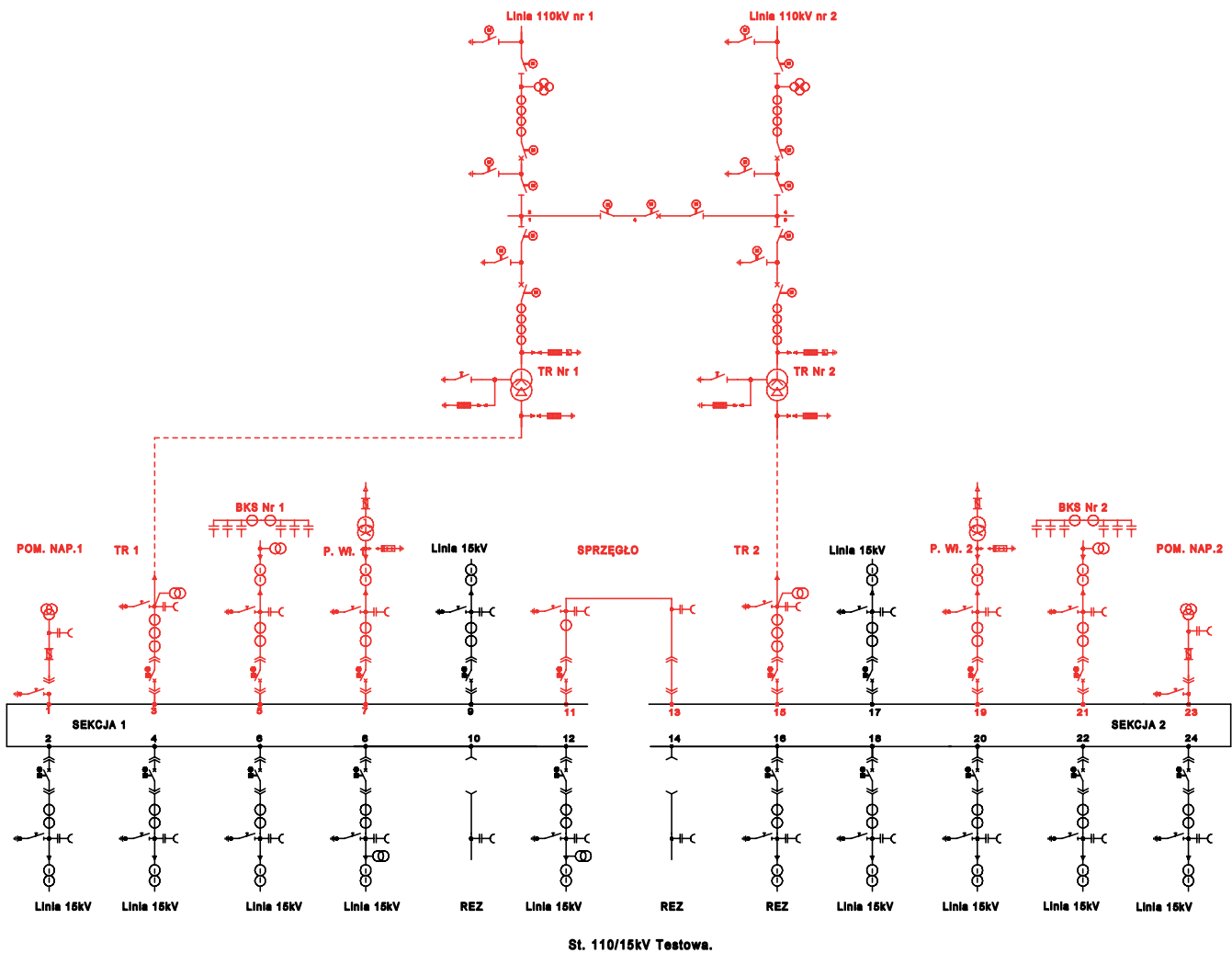
Stacje, które objęto wymogami określonymi w art. 41 i 42 NC ER

Jest to około 560 stacji spełniających następujące kryteria:

- **Grupa 1**
obejmuje stacje zlokalizowane w ciągach rozruchowych (wymienione w Planie Odbudowy PSE). Zakłada się pełne dostosowanie do autonomicznej pracy 24 h; orientacyjny koszt dostosowania jednej stacji to około 150-200 tys. zł.
- **Grupa „S”**
obejmuje stacje nie zlokalizowane w ciągach rozruchowych lecz uznane za istotne do planu odbudowy i spełniające następujące kryteria:
 - rozdzielnie systemowe 110 kV (tzn. takie, w których są więcej niż dwie linie 110 kV z pominięciem linii promieniowych);
 - rozdzielnie 110 kV znajdujące się na ciągach od jednostek wytwórczych typu D (przyłączone do sieci 110 kV bez limitu mocy);

Tabela prezentuje pełne nazwy dokumentów, daty ich wejścia w życie oraz rozpoczęcia ich obowiązywania w naszym kraju

Kodeks Sieci	SO GL	NCER
Nazwa i data dokumentu	Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 25 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej: System Operation Guideline	Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2194 z dnia 28 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych
Data wejścia w życie	14.09.2017	18.12.2017
Rozpoczęcie obowiązków stosowania w Polsce	14.09.2017	18.12.2017



St. 110/15kV Testowa.

Rys.1. Schemat przykładowej stacji WN/SN w układzie H 5. Kolorem czerwonym oznaczono pola z wyłącznikami wymagającymi utrzymania sterowności przez minimum 24 godziny

- rozdzielnie 110 kV i SN znajdujące się na ciągach od jednostek wytwórczych typu C (od 10 MW) do „najbliższej” stacji NN (400 lub 220 kV);
- zakłada się pełne dostosowanie do autonomicznej pracy 24 h; orientacyjny koszt dostosowania jednej stacji jak w grupie 1.
- **Grupa 2**
obejmuje stacje wytypowane do transmisji sygnału. Są to stacje węzłowe biorące udział w transmisji sygnału ze stacji w Grupie 1 lub/oraz Grupie „S”; zakłada się dostosowanie zasilania węzła łączności do pracy 24 h; orientacyjny koszt dostosowania jednej stacji to około 130 tys. zł.
- **Grupa 3**
stanowi uzupełnienie uprzednio wymienionych grup. Są to obiekty nieenergetyczne węzłowe zapewniające transmisję sygnału ze stacji w Grupie 1 lub/oraz Grupie „S” (RBS-y, siedziby RE, PE); są to węzły TAN, serwery SCADA, CDM, ZDM, RDM itp.; zakłada się dostosowanie do autonomicznej pracy 24 h; z uwagi na różnorodność każdy obiekt wymaga indywidualnej wyceny.

Kierunki wypracowane przez OSD

Zespół PTPiREE ds. Kodeksów Sieciowych w Obszarze Zarządzania Siecią rozważał zastosowanie agregatów prądotwórczych lub zwiększenie pojemności baterii akumulatorów stacyjnych.

Przeprowadzona przez zespół analiza porównawcza wskazała, że optymalnym rozwiązaniem spełnienia warunku 24-godzinnej pracy będzie zastosowanie zwiększenia pojemności baterii akumulatorów.

W dokonanej analizie zespół uwzględnił następujące czynniki:

Zainstalowanie agregatu z zapasem paliwa zapewniającym 24-godzinną pracę wymaga zastosowania dodatkowego zbiornika paliwa. Powoduje to konieczność pozyskania stosownych decyzji administracyjnych. Spowoduje to znaczny wzrost kosztów eksploatacji ze względu na konieczność:

- zorganizowania specjalnych służb eksploatacyjnych oraz okresowego testowania agregatów,
 - okresowej wymiany (rotacji) paliwa; problem bardzo istotny i trudny do rozwiązania.
- OSD dysponują wyspecjalizowanymi służbami do prowadzenia eksploatacji baterii akumulatorów.

Wypracowano dwa rozwiązania zwiększające pojemność baterii:

- a. doinstalowanie drugiej baterii w stacjach, gdzie pracuje jedna i jest miejsce na umieszczenie kolejnej,
- b. wymiana istniejącej baterii na nową o większej pojemności.

Za rozwiązanie preferowane uznano doinstalowanie drugiej baterii (o ile będzie to możliwe). Dla utrzymania w sprawności przez 24 godziny węzła łączności niezbędne jest zwiększenie pojemności baterii 48 V.

Konsekwencje przyjętego rozwiązania w postaci zwiększenia pojemności baterii

Przyjęcie jako rezerwowego medium źródła prądu stałego ma wpływ na kolejne grupy infrastruktury stacji WN/SN.

▪ Dostosowanie napędów aparatury łączeniowej do napięcia stałego

Wyłączniki WN mało olejowe i powietrzne należy przewidzieć w okresie dostosowawczym (do 18.12.2022 r.) do wymiany ze względu na trójfazowe silniki używane w napędach bądź sprężarkach, jak również ich wyeksploatowanie. Wyłączniki „nowych typów” (w izolacji SF6) – tam, gdzie są zastosowane zbrojenia napędów na prąd przemienny – silniki przewidzieć do wymiany lub zasięgnąć informacji u producentów, czy nie są to silniki uniwersalne. Wówczas konieczna byłaby tylko modyfikacja układu zasilania zbrojenia napędów.

▪ Dostosowanie napędów podobciążeniowych przełączników zacze- pów (PPZ) transformatorów mocy (WN/SN) w kontekście konieczności podania napięcia na szyny SN po powrocie napięcia zasilającego

Zespół przeanalizował trzy warianty uruchomienia procesu zdalnego podania napięcia od strony WN poprzez transformator WN/SN, szyny SN do pola SN „Potrzeby Własne”:

- zastosowanie falowników trójfazowych do zasilania silnika napędu PPZ,
- modernizacja napędów PPZ do zasilania prądem stałym,
- zdalne odstawienia zewnętrznej blokady nadnapięciowej ARN lub innych ewentualnych blokad uniemożliwiających sterownie PPZ i następnie sekwencyjne wykonywanie czynności:
 - podanie napięcia na szyny SN,
 - włączenie potrzeb własnych,
 - wybór odpowiedniego zacze- pu (ustawienie odpowiedniego poziomu napięcia),
 - podawanie napięcia na linii SN.

Po wspólnych analizach w gronie zespołów PTPiREE ds. kodeksów sieciowych w obszarze zarządzania siecią, ds. EAZ oraz ds. ruchu przyjęto następujące ustalenia w zakresie działania blokad ARN transformatorów WN/SN:

Zadziałanie blokady nadnapięciowej lub podnapięciowej nie powinno blokować sterowania przełączników zacze- pów w przeciwnym kierunku. Jeżeli zastosowano układ, w którym zadziałanie kryterium nadnapięciowego (ewentualnie podnapięciowego) powoduje wyłączenie wyłącznika w polu

SN transformatora 110 kV/SN lub blokadę włączenia tego wyłącznika, to należy unie- czynnić tę funkcję lub zapewnić możliwość zdalnego odstawienia tego kryterium. Taka sekwencja działań zapewni możliwość sterowania przełącznikiem zacze- pów po podaniu napięcia od strony WN. Z uwagi na to, że transformatory mocy WN/SN nie są elemen- tami służącymi do sterowania systemem przesyłowym, wystarczające będzie zapew- nienie możliwości sterowania przełącznikiem zacze- pów dopiero po podaniu napięcia od strony WN i po spełnieniu uprzednio wy- mienionych warunków.

Reasumując, wybrany wariant pracy PPZ nie rodzi konieczności instalacji do- datkowego falownika trójfazowego ani też zamiany napędu PPZ na stałoprądowy lecz wymaga dokonania odpowiedniej modyfikacji obwodów wtórnych.

Automatyka SCO

Występuje dualizm interpretacyjny po- między NC DC a NC ER.

- Według kodeksu NC ER (operacyjnego):
 - istniejąca automatyka SCO ujęta jako śro- dek w Planie Obrony Systemu (300 ms – czas całkowity + blokada kierunkowa).
- Według kodeksu NC DC (przyłą- czeniowego):
 - wymogi dla stosowania automatyki SCO w „nowych” instalacjach (150 ms – czas całkowity + blokada kierunkowa),
 - procedura objęcia istniejącej instalacji automatyki SCO w sieci OSD przy- łączonego do systemu przesyłowe- go wymogami NC DC w przypadku modernizacji lub wymiany urządzeń i umieszczanie w Planie Rozwoju.

Optymalnym rozwiązaniem byłoby przy- jęcie, że o ile OSDp w ramach prac moder- nizacyjnych nie zamierza odstępować od wymaganego czasu działania 150 ms, to nie inicjuje procesu oceny i kwalifikacji po stro- nie OSP lecz jedynie informuje. W przypadku, w którym OSDp po modernizacji układu SCO nadal chce utrzymać czas pracy automatyki na poziomie 300 ms, wówczas ma możli- wość przesłania powiadomienia o zamiar- ze inwestycyjnym oraz procedować dalszą ścieżkę formalną łącznie z przewidzianą de- cyzją Prezesa URE w zakresie rozstrzygnięcia.

Skutki wejścia w życie kodeksu NC ER – podsumowanie

Od przedstawionego dla stacji rozwiązania w postaci zwiększenia pojemności bate- rii akumulatorów mogą zdarzyć się wyjątki. Sytuacja taka zaistnieje w przypadku, jeżeli są wyłączniki w wykonaniu mało olejowym

lub powietrznym i nie ma możliwości ich wy- miany w terminie do 18 grudnia 2022 roku z powodu np. nieuregulowanego stanu prawnego gruntu pod stacją. Wtedy jedy- nym rozwiązaniem jest zastosowanie agre- gatów prądotwórczego i zbiornika paliwa wy- starczającego na 24 h pracy.

W przypadku obiektów Grupy 3 wy- stępuje spora różnorodność. Takimi są np. siedziby Central Oddziałów z Centrami Dys- pozytorskimi, Rejonów Energetycznych też z Dyspozycjami. Są one zazwyczaj wypo- sażone w agregaty prądotwórcze lecz nie dysponują zbiornikami paliwa na 24 h pracy. W tej grupie mogą się znaleźć również wol- nostojące gdzieś w terenie RBS-y czy też Posterunki Energetyczne, gdzie są zlokali- zowane urządzenia łącznościowe, przez które odbywa się transmisja sygnałów. Tutaj zasad- niczo też będzie konieczność zastosowania agregatów prądotwórczych.

Poważnym problemem przy zastoso- waniu agregatów jest konieczność okre- sowej wymiany (rotacji) paliwa.

Konieczne działania w zakresie inwestycji

Dla stacji, które objęto wymogami okre- ślonymi w art. 41 i 42 NC ER, należy uwzględnić na etapie tworzenia planów i założeń zwiększenie pojemności bate- rii, zastosowanie wyłączników z silnikami zbrojenia napędów na prąd stały oraz wy- konanie odpowiedniej konfiguracji stero- wania pod obciążeniowymi przełączni- kami zacze- pów transformatorów mocy. Należy również dokonać ewentualnych korekt planów inwestycyjnych co do czasu modernizacji, tak aby w stacjach i obiektach zakwalifikowanych do grup 1, S, 2, 3 zakończyć je do 18 grudnia 2022 ro- ku. W specyfikacjach dla agregatów prą- dotwórczych należy przewidzieć zbiorniki paliwa zapewniające 24 h pracy.

Skutki finansowe

Skutki finansowe nie są zbyt duże, ponie- waż znaczna część działań moderniza- cyjnych byłaby i tak przeprowadzona ze względu na stan techniczny (w szczegól- ności realizowana jest wymiana wyeksplo- atowanej aparatury łączeniowej). Część baterii akumulatorów byłaby i tak wymie- niona z racji ich wieku i stanu technicz- nego, choć co prawda na inne o nieco mniejszej pojemności. Nakłady konieczne do przeprowadzenia działań dostosowa- wych do NC ER stanowią około 0,5 proc. ogólnego poziomu nakładów w przykła- dowym planie inwestycyjnym. ■

Wskaźniki obszarowe regulacji jakościowej

W 2019 roku, zgodnie z zapowiedziami Urzędu Regulacji Energetyki, nastąpiła ewaluacja założeń i metod kształtowania taryf. Wyniki zawarto w dokumencie „Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla operatorów systemów dystrybucyjnych”. Zgodnie z założeniami, wyznaczenie nowych ram regulacyjnych powinno pomóc OSD w dążeniu do spełnienia nadrzędnego celu regulacji jakościowej, jakim jest poprawa jakości usług dystrybucji świadczonych odbiorcom, m.in. poprzez poprawę jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, w oparciu o najlepsze wzorce z krajów europejskich.

JAROSŁAW TOMCZYKOWSKI
 Biuro PTPiREE

Najważniejsze zmiany w modelu, które obowiązują od 2018 roku, to:

- wprowadzenie wskaźników obszarowych; w miejsce SAIDI, SAIFI wprowadzono wskaźniki z podziałem na cztery strefy: „duże miasta”, „miasta na prawach powiatu”, „miasta” i „wsie”;
- wprowadzenie nowych definicji wskaźników – w miejsce SAIDI stosowany będzie CTP (czas trwania przerwy), a w miejsce SAIFI – CP (częstość przerw); wskaźniki obliczane będą dla zdarzeń obejmujących wyłącznie poziom WN i SN;
- wyznaczono nowe długoterminowe cele (do 2025 roku) wraz z nowymi punktami startowymi;
- wyeliminowano z obliczania wskaźników jakościowych skutki zdarzeń pogodowych o charakterze katastrofalnym (metoda Beta 2.5 skorelowana z wystąpieniem katastrofalnych zjawisk meteorologicznych potwierdzonych przez IMGW);
- przewidziano przyznanie jednorazowej premii za wykonanie celów końcowych regulacji jakościowej;
- odniesiono karę do kwoty zwrotu z kapitału (ZZK) stanowiącego część przychodu regulowanego (według dotychczasowych zasad kara nie mogła

przekroczyć 2 proc. przychodu regulowanego lub 15 proc. kwoty zwrotu z kapitału w danym roku taryfowym).
 Wskaźnikami mającymi bezpośredni wpływ na przychód regulowany OSD w części

dotyczącej zwrotu z kapitału w latach 2018-2025 będą kluczowe wskaźniki efektywności zaprezentowane na rys. 1.

Wprowadzenie wskaźników obszarowych wymagało od OSD przypisania odbiorców

CTP _{md}	Wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: duże miasta
CTP _{mp}	Wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: miasta na prawach powiatu
CTP _m	Wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: miasta
CTP _w	Wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: wie
CP _{md}	Wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: duże miasta
CP _{mp}	Wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: miasta na prawach powiatu
CP _m	Wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: miasta
CP _w	Wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: wie
CRP	Czas Realizacji Przyłączenia
CPD	Czas Przekazywania Danych Pomiarowych*

Rys. 1. Katalog wskaźników jakościowych

*Wskaźnik zostanie wprowadzony do regulacji jakościowej po wdrożeniu przez OSD jednolitego systemu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej.

do poszczególnych stref. Zgodnie z wytycznymi, obszar przynależny do poszczególnych wskaźników należało wyznaczyć na początku okresu regulacji, według następujących kryteriów (przynależność do każdego z nich wymienionego poniżej jest obligatoryjna):

1. Duże miasta – miasta na prawach powiatu, w których wskaźniki CTP i CP osiągną wartość mniejszą niż: 45 min (CTP) i 1,0 (CP) oraz w których udział linii kablowych SN i nn (bez przyłączy) w łącznej długości linii SN i nn (bez przyłączy) wynosi nie mniej niż 70 proc. Wartość CTP/CP rozumiana jest jako średnia rocznego wykonania wskaźnika w latach 2016-2017.
2. Miasto na prawach powiatu, z wyłączeniem miast wchodzących do obszaru „duże miasta” – miasto na prawach powiatu zgodnie z klasyfikacją GUS.
3. Miasto, z wyłączeniem miast wchodzących do obszaru „duże miasta” – miasto i gmina miejska wykazane jako M oraz jako część miejska gminy miejsko-wiejskiej – M-W.
4. Wieś – gmina wiejska, wykazana jako G oraz jako część wiejska gminy miejsko-wiejskiej – M-W.

Udział odbiorców przypisanych do poszczególnych obszarów dla pięciu największych OSD (PGE Dystrybucja SA, Tauron Dystrybucja SA, Energa-Operator SA, Enea Operator Sp. z o.o., innogy Stoen Operator Sp. z o.o.) pokazano na rysunku 2. Najmniej odbiorców, bo tylko 12 proc., przypisano do obszaru „duże miasta”. Wynika to z faktu, że aby miasta mogły być zakwalifikowane do tej grupy, musiały spełniać wcześniej wymienione kryteria, tj. poziom skablowania sieci SN i nn powyżej 70 proc., co zwykle nie jest problemem, oraz wskaźniki CTP (średnia za lata 2016-2017) poniżej 45 min i CP poniżej jeden, co w niektórych przypadkach nie zostało dotrzymane i było powodem wykluczenia stosunkowo dużych obszarowo miast z tej grupy. Najwięcej odbiorców przypisano do obszaru „wsie” – 35 proc.

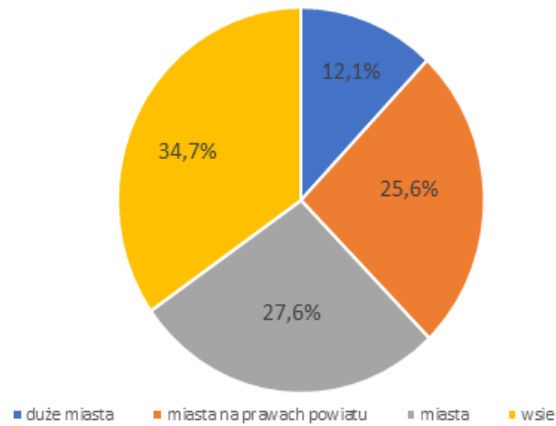
Zmieniły się także ogólne zasady funkcjonowania mechanizmu regulacji jakościowej. Nowy punkt startowy (PS) dla każdego OSD określono jako średnią rocznego wykonania wskaźnika w latach 2016-2017 wyznaczonego po wyłączeniu zdarzeń pogodowych o charakterze katastrofalnym. Nowy zakres danych historycznych nie zmienił jednak faktu, że okres przyjęty do wyznaczenia PS jest decydujący dla osiągnięcia ostatecznych wyników.

Celem wprowadzenia wskaźników obszarowych było zróżnicowanie celów dla różnych obszarów. Najmniejsze oczekiwania poprawy wprowadzono tam, gdzie jest

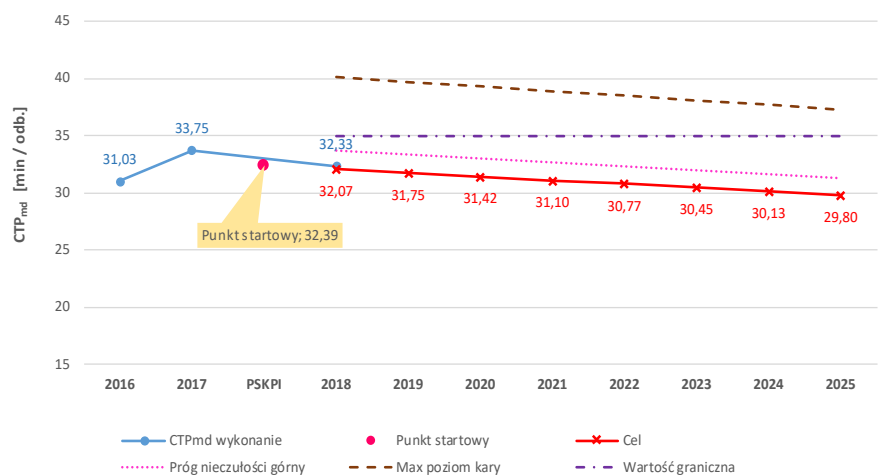
rzeczywiście najtrudniej redukować wskaźniki, tj. na w obszarze „duże miasta”, a największe dla obszaru „wsie”, gdzie potencjał obniżania wskaźników jest największy. Cele końcowe (2025 rok) dla wskaźników przedstawiają się następująco:

- dla dużych miast (CTP_{md} oraz CP_{md}) 8 proc. redukcji PS;

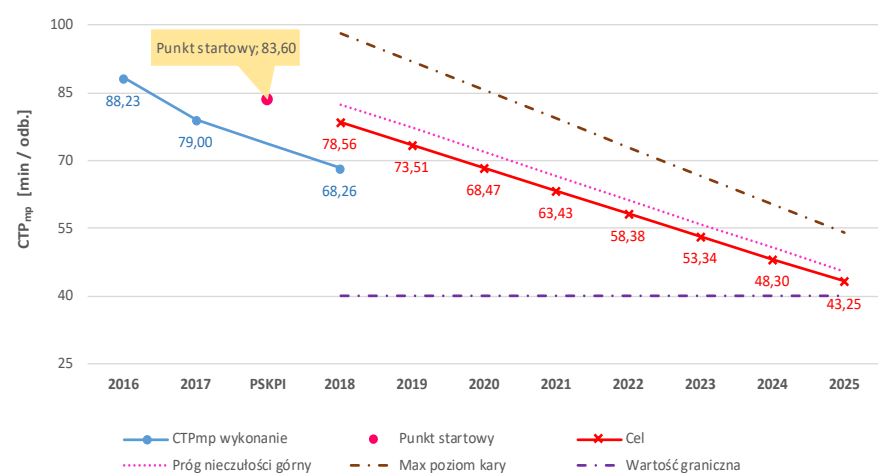
- dla miast na prawach powiatu (CTP_{mp} oraz CP_{mp}):
 - 25 proc. redukcji PS (cel dla lidera w obszarze),
 - 25 lub 50 proc. redukcji PS (w zależności od „odległości” od lidera);
- dla miast (CTP_m oraz Cp_m):



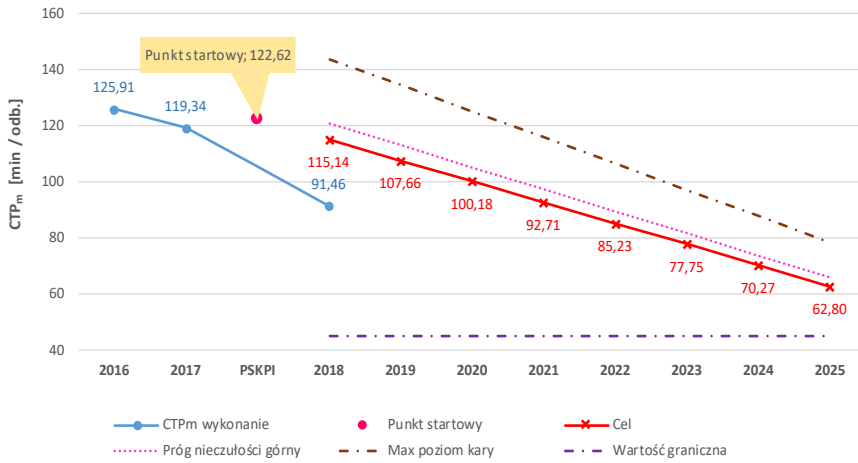
Rys. 2. Przepisanie odbiorców pięciu największych OSD do poszczególnych obszarów, 2018 rok



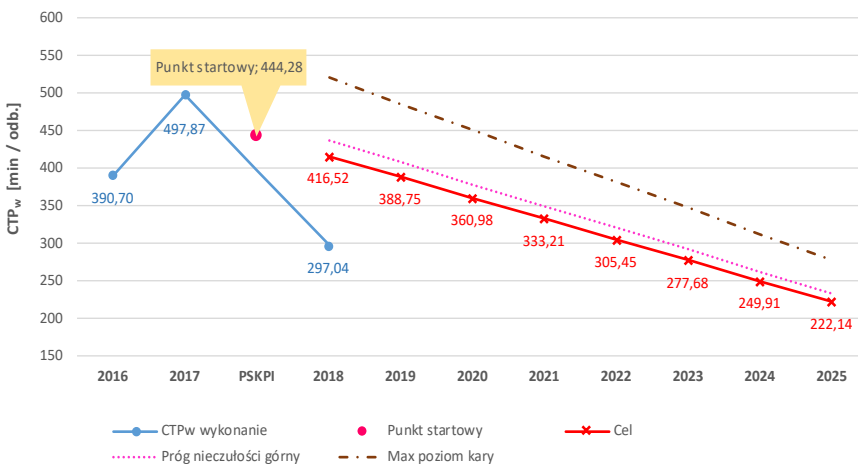
Rys. 3. Charakterystyczne punkty celu dla wskaźnika CTP_{md}



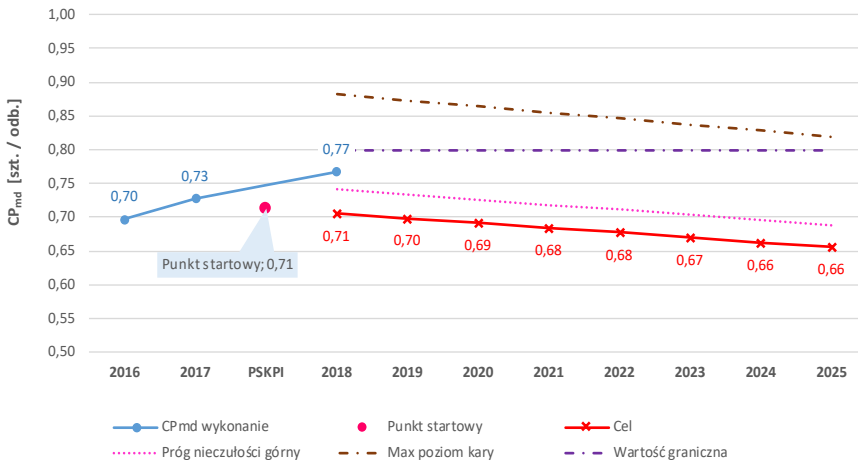
Rys. 4. Charakterystyczne punkty celu dla wskaźnika CTP_{mp}



Rys. 5. Charakterystyczne punkty celu dla wskaźnika CTP_m



Rys. 6. Charakterystyczne punkty celu dla wskaźnika CTP_w



Rys. 7. Charakterystyczne punkty celu dla wskaźnika CP_{md}

- 35 proc. redukcji PS (cel dla lidera w obszarze),
 - 35 lub 50 proc. redukcji PS (w zależności od „odległości” od lidera);
 - dla wsi (CTP_w oraz CP_w) 50 proc. PS.
- Lider to OSD, który w danym obszarze cechował się najmniejszą wartością punktu startowego. Cel ustalony dla lidera jest jednocześnie

celem dla pozostałych OSD, dla których poziom procentowy redukcji pomiędzy PS a celem na 2025 rok dla lidera jest nie większy niż 50 proc., w przeciwnym razie cel wyznacza się jako 50 proc. PS.

Podobnie jak w poprzedniej regulacji, w oparciu o wielkości startowe i końcowe dla każdego roku wyznaczono cel rozliczeniowy,

którego wykonanie będzie podlegało ocenie Prezesa URE. Każdy cel rozliczeniowy ma próg niezczułości (5 proc. celu), w którym Prezes URE nie przewiduje nakładania kary na operatora. Powyżej tej wielkości kara będzie rosła liniowo do poziomu ograniczającego jej maksymalny poziom, wynoszący 25 proc. celu określonego na dany rok.

Niezależnie od celów wyznaczonych na podstawie powyższych zasad w obecnie obowiązującej regulacji jakościowej dodatkowo wprowadzono następujące wartości graniczne:

- CTP_{md} = 35 min,
- CTP_{mp} = 40 min,
- CTP_m = 45 min,
- CP_{md} = 0,8,
- CP_{mp} = 1,0,
- CP_m = 1,2.

Wartości te oznaczają, że jeżeli wskaźnik osiągnie w danym roku ustaloną lub niższą wartość, uznaje się, że zrealizowano cel wyznaczony dla tego wskaźnika. Parametr ten pozwoli uniknąć kary w sytuacji, gdy wartość wskaźnika w danym roku znajdzie się poza przedziałem neutralnym (górnym), ale będzie mniejsza niż wartość graniczna. Wartości graniczne nie mają jednak zastosowania do oceny rozliczenia celu końcowego (2025 rok). Niestety, jak wykazano w dalszej części artykułu, większość wartości granicznych znajduje się poniżej celów na 2024 rok, co sprawia, że nie mają one praktycznie żadnego zastosowania.

Poniżej przedstawiono analizę celów dla wskaźników jakościowych w zakresie czasu i częstości przerw dla Polski, wyznaczonych jako zagregowane dane pięciu największych OSD.

Wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze „duże miasto” (CTP_{md})

Do obszaru „duże miasto” przypisane jest najmniej, bo tylko 12 proc. odbiorców. Cel końcowy dla tego wskaźnika to 8 proc. redukcji punktu startowego (32,39 minut) i osiągnięcie w 2025 roku wartości 29,80 minut (rys. 3). Obszar ten charakteryzuje się najmniejszymi wartościami czasu trwania przerwy. Wartość wskaźnika w 2017 roku wzrosła o prawie 9 proc. w stosunku do 2016 roku, stąd ośmioprocentowy cel redukcji, który wydaje się nie duży, może być większym wyzwaniem niż np. 50-procentowa redukcja dla obszaru „wsie”. Dodatkowo przy tak niedużych wartościach wskaźnika każda awaria decyduje o realizacji celu na dany rok. Dla tego typu obszarów szczególnie dotkliwe są uszkodzenia kabli dokonywane przez osoby trzecie. Takie awarie nie są, jak w przypadku zdarzeń spowodowanych ekstremalnymi warunkami pogodowymi,

eliminowane z obliczeń wskaźnika. Bardzo ważna z punktu widzenia celów rozliczeniowych jest wprowadzona w modelu regulacji wartość graniczna, która dla tego wskaźnika wynosi 35 minut. Znajduje się ona w całym okresie regulacji ponad przedziałem neutralnym (rys. 3). W sytuacji przekroczenia celów rozliczeniowych w poszczególnych latach (od 9 proc. w 2018 roku do 16 proc. w 2024 roku), pomoże uniknąć kary. W 2018 roku wartość wskaźnika przekroczyła cel o niecały procent, ale była mniejsza od wartości granicznej, co z definicji uznawane jest jako wypełnienie celu wyznaczonego dla tego wskaźnika.

Wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze „miasta na prawach powiatu” (CP_{mp})

Na rysunku 4 pokazano cele dla tego wskaźnika. Do grupy „miast na prawach powiatu” należy 26 proc. odbiorców.

Wartość punktu startowego 83,60 minut jest ponad dwukrotnie wyższa niż dla dużych miast. Cel końcowy to obniżenie wskaźnika o 48 proc. do wartości 43,25 minut (rys. 6). Wartość graniczna, która dla tego wskaźnika wynosi 40 minut, znajduje się poniżej celu końcowego, czyli bez praktycznego zastosowania w żadnym z okresów rozliczeniowych. 2018 rok był kontynuacją obniżania wskaźnika. Cel dla niego wypełniono z 10-minutowym zapasem.

Wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze „miast” (CP_m)

Do miast przypisano 28 proc. odbiorców. Wartość punktu startowego 122,62 minut jest prawie czterokrotnie wyższa niż dla obszaru „duże miasta”. Cel końcowy to obniżenie wskaźnika o 49 proc. do wartości 62,80 minut. Podobnie jak dla „miast na prawach powiatu”, wartość graniczna (45 minut) znajduje się poniżej celu końcowego. W 2018 roku utrzymano tendencję obniżania wskaźnika. Cel dla niego wypełniono z ponad 20-minutowym zapasem.

Wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze „wsie” (CP_w)

Do wsi przypisano największą grupę odbiorców – 35 proc.

Wartość punktu startowego dla CP_w to 444,28 minut. Wartość prawie 14-krotnie większa niż dla dużych miast. Cel końcowy to obniżenie wskaźnika o 50 proc., do wartości 222,14 min. Wydaje się, że realizacja celów tego wskaźnika będzie najłatwiejsza dla OSD. Już w 2018 roku wskaźnik obniżono o prawie 120 minut (ponad 30 proc.).

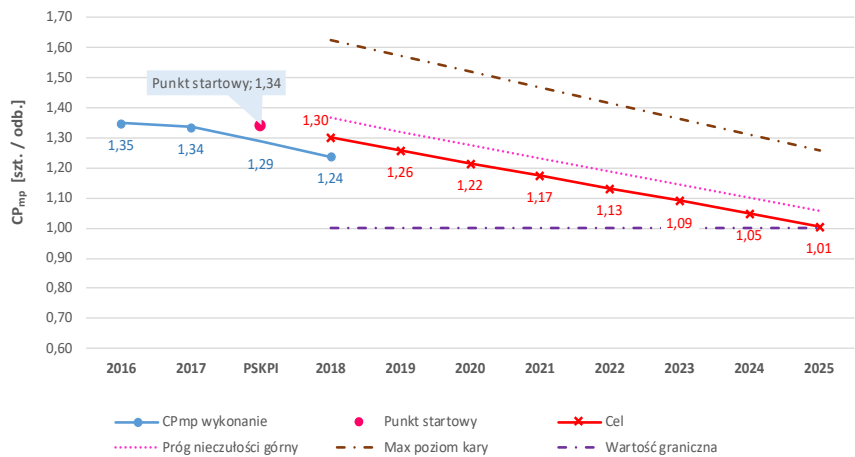
Wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze „duże miasta” (CP_{md})

Wartość punktu startowego dla wskaźnika wynosi 0,71. Cel końcowy to obniżenie wskaźnika o 8 proc. do wartości 0,66. Wartość

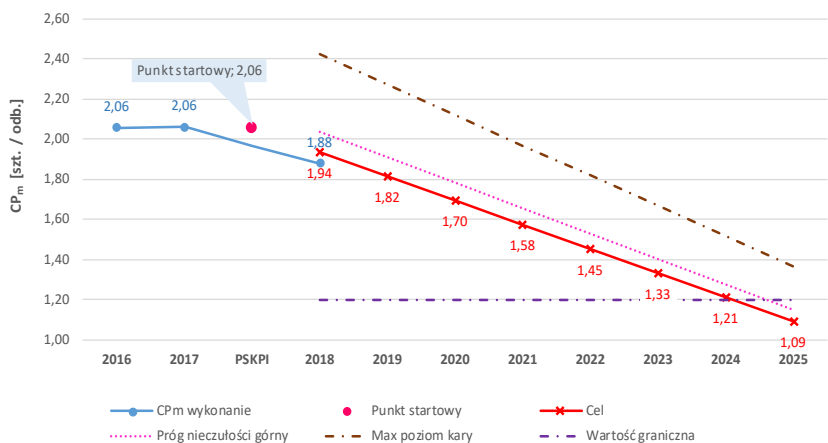
graniczna dla CP_{md} wynosi 0,8; znajduje się więc powyżej przedziału neutralnego. W sytuacji przekroczenia celów rozliczeniowych w poszczególnych latach (od 13 proc. w 2018 roku do 21 proc. w 2024 roku) pomoże uniknąć kary. W 2018 roku cel rozliczeniowy dla tego wskaźnika przekroczone o prawie 9 proc. Znajduje się jednak poniżej wartości granicznej, czyli uznaje się, że spełniono cele regulacji. Co może być niepokojące, to fakt, że od 2016 roku wartość CP_{md} rośnie (rysunek 7).

Wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze „miasta na prawach powiatu” (CP_{mp})

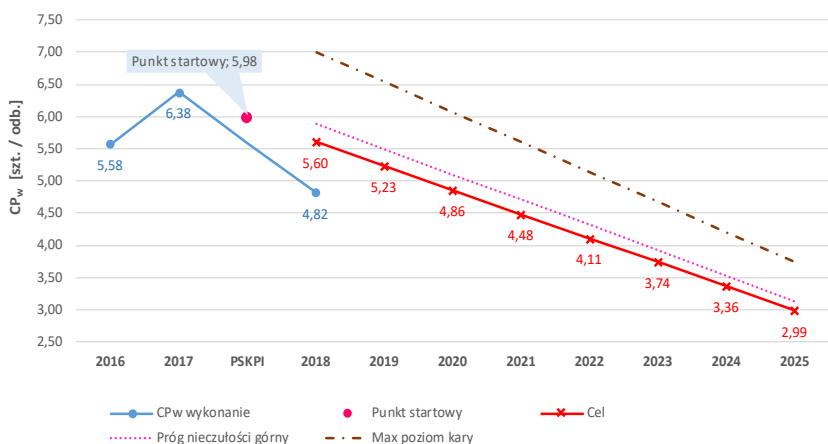
Wartość punktu startowego wynosi 1,34. Jest prawie dwukrotnie wyższa niż dla dużych miast. Cel końcowy to obniżenie wskaźnika o 25 proc., do wartości 1,01. Wartość graniczna, która dla tego wskaźnika wynosi 1, znajduje się poniżej celu końcowego (rys. 8). Cel dla wskaźnika w 2018 roku zrealizowano z pięcioprocentowym zapasem.



Rys. 8. Charakterystyczne punkty celu dla wskaźnika CP_{mp}



Rys. 9. Charakterystyczne punkty celu dla wskaźnika CP_m



Rys. 10. Charakterystyczne punkty celu dla wskaźnika CP_w

Tabela. Punkty startowe i cele dla wskaźników CTP i CP.

Wskaźnik	Punkt startowy	Cel 2018 rok	Wykonanie 2018 rok	Cel 2025 rok
CTP _{md} [min/odb.]	32,39	32,07	32,33	29,80
CTP _{mp} [min/odb.]	83,60	78,56	68,26	43,25
CTP _m [min/odb.]	122,62	115,14	91,46	62,80
CTP _w [min/odb.]	444,28	416,52	297,04	222,14
CP _{md} [szt./odb.]	0,71	0,71	0,77	0,66
CP _{mp} [szt./odb.]	1,34	1,30	1,24	1,05
CP _m [szt./odb.]	2,06	1,94	1,88	1,19
CP _w [szt./odb.]	5,98	5,21	4,82	3,13

Wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze „miasta” (CP_m)

Wartość punktu startowego dla CP_m wynosi 2,06. Jest prawie trzykrotnie wyższa niż dla dużych miast. Cel końcowy to obniżenie wskaźnika o 47 proc., do wartości 1,09. Wartość graniczna, która dla tego wskaźnika wynosi 1,20, znajduje się do 2024 roku poniżej celu rozliczeniowego (rys. 9). 2025 rok jest rokiem rozliczenia celów końcowych wskaźnika, gdzie wartości graniczne nie mają zastosowania. Cel dla wskaźnika CP_m w 2018 roku zrealizowano z trzyprocentowym zapasem.

Wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze „wsie” (CP_w)

Wartość punktu startowego dla CP_w wynosi 5,98. Jest ona ponad ośmiokrotnie większa niż dla dużych miast. Cel końcowy to obniżenie wskaźnika o 50 proc., do wartości 2,99 (rys. 10). Z listy wskaźników CP jest to obszar, gdzie wartość wskaźnika w 2018 roku była najwyraźniej mniejsza (o 14 proc.) od celu na ten rok.

W tabeli zestawiono punkty startowe i cele dla poszczególnych wskaźników. Wyraźnie widać różnice w poziomach wskaźników dla poszczególnych obszarów.

Podsumowanie

1. Analizę celów dla wskaźników jakościowych w zakresie czasu i częstości przerw przeprowadzono dla pięciu największych OSD (PGE Dystrybucja SA, Tauron Dystrybucja SA, Energa-Operator SA, Enea Operator Sp. z o.o., innogy Stoen Operator Sp. z o.o.). Przedstawione dane są średnią ważoną danych tych operatorów. W związku z tym wnioski z analizy nie zawsze muszą być tożsame z wnioskami poszczególnych OSD.
2. Wprowadzenie wskaźników obszarowych wymagało od operatorów systemu dystrybucyjnego przypisania odbiorców do poszczególnych obszarów. Największą grupę odbiorców, 35 proc., przypisano do obszaru „wsie”. Do „miast” 28 proc., „miast na prawach powiatu” 26 proc., a najmniej do „dużych miast” 12 proc.

3. Przedstawione wyniki pokazały, jak znaczne są różnice pomiędzy wskaźnikami dla poszczególnych obszarów. Wskaźniki CTP i CP dla obszaru „wsie” są odpowiednio o 14 i 8 razy większe niż dla „dużych miast”.
4. Przeprowadzona analiza potwierdza, że trudniej jest zrealizować cele dla:
 - wskaźników CP niż CTP,
 - obszarów „duże miasta” i „miasta na prawach powiatu” niż „miasta” i „wsie”.
5. Trudnym zadaniem będzie realizacja celów dla obszaru „duże miasta”, szczególnie dla wskaźnika CP_{md}.
6. Analiza pokazuje różne podejście regulacji jakościowej do poziomu wartości granicznych. Generalnie dla obszaru „duże miasta” wartości graniczne są powyżej celów rozliczeniowych, natomiast dla obszarów „miasta na prawach powiatu” i „miasta” poniżej tych celów, co determinuje ich wykorzystanie w procesie oceny realizacji wskaźników.
7. Wprowadzony mechanizm wartości granicznych może pomóc uniknąć ewentualnych kar przede wszystkim w przypadku wskaźników dla obszarów „dużych miast”. W przypadku „miast” i „miast na prawach powiatu” przyjęty niski poziom wartości granicznych sprawia, że jego wykorzystanie przez poszczególne OSD może być niewielkie. Pokazują to wyraźnie wyniki analizy, zregulowanych danych pięciu OSD, gdzie wartości graniczne wskaźników zarówno CTP_{mp}, CTP_m jak i CP_{mp}, CP_m są mniejsze od celów rozliczeniowych.
8. Z przedstawionych danych można także wyciągnąć wnioski co do skuteczności zmodyfikowanej metody Beta 2.5, jako sposobu obiektywizacji wskaźników jakościowych. Pewną weryfikacją przyjętego sposobu eliminacji ze wskaźników dni ze zdarzeniami katastrofalnymi może być ocena wartości wskaźników CTP i CP w 2017 roku. Był to rok obfitujący w liczne anomalie pogodowe o ogromnym oddziaływaniu na wartość wskaźników

niezawodności dostaw energii elektrycznej. Zdarzenia te wpłynęły decydująco na wartość wskaźników SAIDI i SAIFI w 2017 roku. Wydawało się, że mechanizmy regulacji jakościowej, które miały oczyszczać wskaźniki z tych zdarzeń, powinny spowodować, iż 2017 rok będzie w pewnym sensie podobny do sąsiednich lat. Tymczasem, analizując wartości wskaźników CTP i CP dla obszarów wiejskich, czyli terenów o największym udziale linii napowietrznych w sieci SN, a w konsekwencji najbardziej podatnych na ekstremalne zdarzenia pogodowe, widać wyraźnie wyższe wartości, odbiegające w znaczny sposób od tych dla 2016 i 2018 roku. Można więc przypuszczać, że część zamiast omawianego wskaźnika za rok 2017, wynika jednak ze zdarzeń katastrofalnych. Powodów takiej sytuacji może być kilka. W przyjętym w regulacji jakościowej sposobie obliczania wskaźników metoda Beta 2.5 tylko wstępnie identyfikuje dni podlegające wykluczeniu, tj. te, w których wystąpiły zdarzenia o charakterze katastrofalnym. Aby zidentyfikowane dni mogły być wykluczone z obliczeń wartości wskaźników, muszą zostać potwierdzone faktem wystąpienia na obszarze danego OSD zjawiska pogodowego II lub III stopnia zagrożenia. Tutaj problemem jest stosunkowo niewielka liczba stacji meteorologicznych IMGW, co powoduje, że nie wszystkie zdarzenia katastrofalne, często o charakterze lokalnym, identyfikowane są przez te stacje. Dodatkowo w obecnej regulacji przyjęto różny sposób obliczania wskaźników CTP i CP dla przerw powyżej 24 godzin. Dla wskaźnika CTP przyjęto, że takie przerwy należy przypisywać do dnia, w którym wystąpiły. Oznacza to, że przerwa trwająca np. 25 godzin zostanie przypisana do dwóch dni zamiast do dnia, w którym się zakończyła. Powoduje to, że nie wszystkie dni, w których wystąpiły zdarzenia katastrofalne są wykluczone, a jeżeli już to nastąpi, to są do nich przypisane mniejsze wartości. Kolejnym problemem jest brak spójności (korelacji) w rozkładzie dziennym wskaźników CTP i CP. Okazuje się, że najwyższe dzienne wskaźniki CP występują często w dni inne niż dni krytyczne (zidentyfikowane na podstawie SAIDI) w związku z czym nie mogą być wykluczone z obliczeń wskaźników CP co zdecydowanie utrudnia wykonanie nowych celów w zakresie tych wskaźników. ■

Spalinowy „elektryk”

BMW i3

Zaprezentowane w 2013 roku na targach motoryzacyjnych Frankfurt Motor Show auto bawarskiej marki od pierwszego wejścia zachwycało dziennikarzy, nie tylko swoją aparycją, ale też zastosowaną technologią. Samochód biodegradowalny w 95 proc. (nie mam tu na myśli rdzy, która jest zmartwieniem wielu nowych pojazdów), wykonany m.in. z plastiku uzyskanego z butelek PET, włókna hibiskusa i wełny, to nie lada gratka dla fanów ekologii.

Te i wiele innych faktów sprawiły, że już po pierwszym roku BMW postanowił zwiększyć roczną liczbę produkowanych aut do 20 tys., co sprawiło, że na koniec 2014 roku po światowych drogach poruszało się już 25 tys. egzemplarzy tego elektrycznego reprezentanta segmentu B.

Dizajn, choć nieco kontrowersyjny, potrafi znaleźć zwolenników; w końcu do tego przyzwyczaili nas już samochody elektryczne. Karoseria pozbawiona słupka B z drzwiami otwieranymi przeciwnie,

dwukolorowe nadwozie oraz nieco abstrakcyjna linia bocznych szyb to cechy charakterystyczne tego modelu.

Pojazd o masie własnej sięgającej 1300 kg wyposażono w silnik elektryczny o mocy 125 kW w podstawowej wersji oraz 136 kW w edycji „S”. Moment obrotowy na poziomie 290 Nm. Baterie dostępne w sprzedaży - 37 i 42 kWh - pozwalają przejechać na jednym ładowaniu od 280 do 308 km. Ładowanie z domowego gniazdka trwa około dziesięciu godzin, jednak za dodatkową opłatą można skrócić jego czas do czterech godzin z użyciem naściennej stacji ładowania.

Tytuł „Spalinowy >>elektryk<<” nie bez powodu znalazł miejsce przy tym konkretnym modelu, bowiem za około 20 tys. zł można go wyposażyć w dwucylindrowy silnik spalinowy o pojemności 647 cm³ pochodzący wprost... ze skutera BMW. Dwucylindrowa jednostka o mocy 28 kW ma za zadanie doładować

akumulatory, co zwiększa zasięg tego miejskiego auta o kolejne 100 km. Spalanie benzyny na poziomie 0,6 l/100 km nie powinno przyprawić wszystkich ekofanów o ból głowy. Jednym z minusów tego „elektryka” jest zastosowanie bardzo nietypowego rozmiaru opon 155/70 R19. Zabieg ten ma na celu zmniejszenie oporów toczenia, a co za tym idzie – redukcję pobieranej energii.

Czy auto wyposażone w niewielki, ale jednak silnik spalinowy (wersja wyposażenia z Range Extender) to dobry pomysł i czy na tym polegać ma wydłużanie zasięgu w autach elektrycznych? Najwyraźniej nie. BMW pod koniec 2018 roku wycofuje z oferty tę opcję wyposażenia. Inżynierowie bawarskiej marki twierdzą, że po prostu przestała być potrzebna. Czy na pewno?

Kasper Teszner
Biuro PTPIREE

Źródło: www.bmw.pl



Zdjęcie: www.bmw.pl

BMW i3

- Inteligentne zarządzanie siecią energetyczną
- Wszeczhstronne wykorzystanie danych
- Efektywne prowadzenie analiz
- Modelowanie złożonych sieci energetycznych
- Analityka biznesowa
- Zarządzanie ekipami terenowymi





Zdjęcie: Wikimedia Commons, Joymaster

Zarząd Morskiego Portu Gdynia ogłosił przetarg na dostawę i konfigurację systemu łączności radiotelefonicznej opartego na modelu TETRA

Wodociągi ze Śląska ogłaszają przetarg

Górnośląskie Przedsiębiorstwo Wodociągów ogłosiło przetarg na dostawę i montaż 32 radiotelefonów DMR. Przedsiębiorstwu zależy na poprawie jakości przepływu informacji oraz bieżącej koordynacji podawania raportów i informacji o zagrożeniach wpływających na bezpieczeństwo pracy sieci wodociągowych w aglomeracji śląskiej.

Zamówienie obejmuje dostawę oraz montaż radiotelefonów stacjonarnych oraz mobilnych wraz z antenami i okablowaniem. Przedmiotem dostawy jest też stacja przemiennikowa.

GPW wymaga, żeby dostarczone urządzenia współpracowały z radiotelefonami Urzędu Wojewódzkiego w Katowicach. Ważna jest również możliwość doposażenia i rozbudowy sieci łączności w trakcie jej użytkowania.

Port w Gdyni zamawia TETRĘ

Zarząd Morskiego Portu Gdynia ogłosił przetarg na dostawę i konfigurację systemu łączności radiotelefonicznej opartego na modelu TETRA. Wykonawca ma przeprowadzić wdrożenie i pozyskać pozwolenia na częstotliwość z UKE.

System ma być zintegrowany z istniejącą siecią telefoniczną. W jej ramach na początku będzie pracowało 48 radiotelefonów przenośnych oraz dwa przewoźne. Niecodziennym warunkiem dla radiotelefonów jest certyfikat Urzędu Transportu Kolejowego. Dodatkowo wymagana jest funkcjonalność umożliwiająca lokalizowanie radiotelefonów na mapach cyfrowych w trybie on-line.

Pierwsza na świecie hybrydowa sieć TETRA 5G

Airbus zademonstrował w Guangzhou w Chinach sieć 5G TETRA. W ramach eksperymentu połączono smartfony 5G i inne urządzenia do sieci radiowej 5G China Telecom.

Aplikację Airbusa Tactilon Agnet zainstalowano na różnych urządzeniach, w tym na smartfonach, bezpiecznych telefonach z podwójnym systemem operacyjnym, aparatach fotograficznych

i smartfonach satelitarnych. Doszło do pełnej interakcji pomiędzy użytkownikami TETRA a korzystającymi z sieci 5G.

Publiczna sieć radiowa Guangzhou Government Shared Radio Network jest jedną z największych sieci TETRA na świecie. Obsługuje ponad 50 tys. abonentów, m.in. z policji, straży pożarnej i pogotowia ratunkowego, lokalnych przedsiębiorstw użyteczności publicznej oraz służb reagowania kryzysowego.

LTE-450 w Moskwie*

Priorytetowym obszarem dla radio-telekomunikacyjnych operatorów rosyjskich pozostaje aglomeracja stołeczna, szczególnie jej trudno dostępne miejsca. Pokrycie siecią łączności Moskwy i okolicy operatorzy zapewnią budując stacje bazowe sieci 3G, 4G.

Aby zrealizować wybrane cele, operator Tele2 wdrożył komercyjnie sieć LTE pracującą na zakresie częstotliwości 450 MHz. Okręg moskiewski (46 tys. km²) jest trochę większy niż połowa obszaru Energi-Operator (75 tys. km²). To teren głównie równinny, w części zachodniej pagórkowaty (zróżnicowanie porównywalne do kaszubsko-mazurskiego). Żyje w nim ok. 7 mln mieszkańców. Czas trwania inwestycji to cztery lata.

LTE-450 cechuje wysoki stopień przenikania sygnału przez przeszkody i relatywnie duży zasięg, co jest korzystne w przypadku oddalonych regionów i osad wiejskich. Według badań operatorów rosyjskich, technologia ta zabezpiecza pokrycie terytorium w promieniu 20 km od stacji bazowej, co znacznie przewyższa możliwości klasycznego standardu LTE. Transmisji danych zapewniona jest zarówno w trudnych warunkach obszarów zurbanizowanych, w tym w budynkach i w piwnicach. Operator Tele2 podłączył do Internetu sieć ośrodków pomocy medycznej na terenach wiejskich i odległych od centrum regionu moskiewskiego. Dzięki sieci LTE-450 usługi telemedyczne pojawiły się również na obszarach, w których problem wykluczenia cyfrowego pozostaje nadal aktualny. Operator jako pierwszy uruchomił 4G w przejściach podziemnych i na schodach metra. ■

* <https://aif.ru>, <https://360tv.ru>

Konferencja PTPIREE

Elektroenergetyczne linie napowietrzne oraz kablowe wysokich i najwyższych napięć

16 i 17 października Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej było organizatorem konferencji „Elektroenergetyczne linie napowietrzne i kablowe wysokich i najwyższych napięć”. Uczestniczyła w niej rekordowa liczba prawie 300 osób reprezentujących przede wszystkim operatorów sieci dystrybucyjnej, firmy wykonawcze, biura projektów oraz producentów związanych z tematem debaty. Program spotkania obejmował 25 referatów, które wygłoszono podczas sześciu sesji.

W pierwszej z nich, dotyczącej projektowania i monitoringu linii, przedstawiono przygotowane w ramach PTPIREE „Wytyczne projektowania linii kablowych”. Opracowanie zawiera zbiór rozwiązań pozwalających zaprojektować linię kablową w sposób zapewniający jej wieloletnią poprawną pracę. W dokumencie zawarto opis wszystkich elementów linii kablowej wraz ze sposobem ich doboru, zasady budowy linii kablowych oraz obliczenia elektryczne i cieplne. W sesji tej przedstawiono także zagadnienia doboru urządzeń do monitoringu temperatury pracy kabli. Linie kablowe wysokiego napięcia z możliwością pomiaru i monitoringu ich temperatury stają się standardem, stąd dyskusja nad nowym podejściem do pomiarów temperatury linii kablowych WN w czasie rzeczywistym. Wskazano m.in., że unifikacja rozwiązań technicznych na większym obszarze niż jeden OSD może przynieść pozytywne skutki tak z punktu widzenia użytkownika, jak i dostawcy (producenta) systemu. Standaryzacji można by poddać zarówno konstrukcję kabla, jak i samo urządzenie DTS (jednostka pomiarowa gdzie dokonywany jest pomiar i przeliczenia).

Sesja druga obejmowała zagadnienia projektowania linii kablowych. Rozpoczęła się od optymalizacji kosztów instalacji linii. Przedstawiono wyniki obliczeń obciążalności dla wybranych trzech kabli o standardowym ułożeniu w zależności od przekroju wypełnienia kontrolowanego, rezystywności cieplnej otoczenia i ceny kabla. Przedstawione wyniki pozwalają określić ekonomiczny próg zmiany na kabel o innym przekroju w zależności od pożądanej obciążalności prądowej długości. W dalszej części omówiono zagadnienia rodzajów i metod łączenia żył powrotnych, podkreślając, że prawidłowe zaprojektowanie i wykonanie odpowiedniego sposobu połączenia żył powrotnych kabli jest bardzo ważne z punktu widzenia obciążalności kabli. Przedstawiono praktyczne metody łączenia ekranów i wynikające stąd straty, wpływ sposobu łączenia żył powrotnych na obciążalność kabli. Omawiając temat wad i zalet stosowania crossbondingu, zwrócono uwagę na wpływ nierównych długości odcinków kabli, nieprawidłowego połączenia ekranów, różnych konfiguracji ułożenia linii wymuszonych czynnikami terenowymi. W przypadku występujących najczęściej

niesymetrycznych warunków instalacji pod względem długości sekcji, odstępów, rezystancji uziemienia i kontaktu z ziemią, jak również niedoskonałości w konstrukcji kabli, występuje odchylenie między zmierzonymi i obliczonymi wartościami napięć oraz prądów indukowanych w żyłach powrotnej.

Kolejne dwie sesje dotyczyły projektowania linii napowietrznych. Trzecią rozpoczęto od tematu projektowania linii napowietrznych w oparciu o normę PN-EN 50341-2-22. Przedstawiono normy stosowane do projektowania linii napowietrznych oraz omówiono podstawowe różnice pomiędzy normami PN-E-05100-1:1998, PN-EN 50341-3-22:2010, PN-EN 50341-2-22:2016-04. Całość zakończono przykładem obliczeniowym. Przedstawiono także zagadnienia mechaniki przewodów elektroenergetycznych w sekcjach odciągowych linii WN i NN. Nowe warunki pracy przewodu wywołane inną temperaturą lub obciążeniem mechanicznym powodują korygowanie naciągu w sekcji odciągowej, co w praktyce prowadzi do zmiany położenia przelotowych i odciągowych łańcuchów izolatorów, stąd obliczenia zwisów i naciągów

są skomplikowane i wymagają zaawansowanych narzędzi obliczeniowych. Modelowanie w obliczeniach zwisów i naprężeń łańcuchów izolatorów jest szczególnie istotne w przęsłach o niewielkiej rozpiętości, w których długość łańcuchów izolatorów odciągowych znacznie wpływa na rozpiętość przęsła, a tym samym na modyfikację punktu zawieszenia przewodów roboczych.

W dalszej części przedstawiono podstawowe problemy komunikacji społecznej z udziałem samorządów terytorialnych i lokalnych społeczności. Szczególnym rozważaniem poddano wybrane aspekty techniczne: szerokość pasów technologicznych, użytkowanie terenu na nich, oddziaływanie hałasu i pól elektromagnetycznych oraz aspekty estetyczne i zdrowia z ostatnich lat (m.in. tutoriale z CIGRE 2018 oraz aktualne stanowisko Unii Europejskiej). Zarysowano także problem budowy linii DC i specyfiki jej oddziaływania na środowisko na podstawie doświadczeń zagranicznych. Na zakończenie sesji uczestnicy konferencji mogli zapoznać się z informacjami o wpływie nowelizacji Kodeksu postępowania cywilnego na procesy inwestycyjne. Wskazano na nowe uregulowania w zakresie uzyskiwania tytułów prawnych do nieruchomości (problematyka doręczeń) oraz umów o roboty budowlane (powrót do postępowania gospodarczego). Stwierdzono, że w przypadku konieczności uzyskania służebności (ustanowienie, zasiedzenie) przepisy odrębne (dotyczące ogłoszenia, kuratora) pozwalają na „ominięcie” niekorzystnych zmian w kwestii doręczeń. Wskazano także rekomendacje na potrzeby sporów sądowych wynikających z umów na roboty budowlane.

Sesję czwartą rozpoczęto od tematu doboru przewodów odgromowych ze względu na wytrzymałość zwarciovą i porównania metod obliczeniowych rozpręgu prądów zwarć jednofazowych w liniach. Porównano rezultaty doboru i wartości prądów płynących w przewodach odgromowych uzyskane różnymi metodami i programami symulacyjnymi oraz zaprezentowano autorski sposób wykorzystania do tego typu obliczeń oprogramowania do symulacji elektromagnetycznych stanów przejściowych EMTP-RV. Opracowana metoda pozwala na szybką budowę szczegółowego modelu i analizę rozpręgu prądów zwarciovych w układach o dowolnej, nawet bardzo złożonej



Zdjęcie: PTP/REE

W konferencji uczestniczyło prawie 300 osób

konfiguracji, w tym w liniach napowietrzno-kablowych. Dodatkowo wskazano na znaczące rozbieżności w wartościach dopuszczalnych prądów zwarcia przewodów typu AFL i OPGW podawanych przez producentów oraz obliczonych na podstawie norm i broszur technicznych CIGRE. Uzupełnieniem tej dyskusji był referat dotyczący ujednoczenia zasad przyjmowania czasu trwania zwarcia dla celów doboru przewodów odgromowych. W praktyce dość często przewod odgromowy dobierany jest dla jednego – maksymalnego czasu trwania zwarcia określonego dla danej linii. Jak stwierdzono, takie podejście może powodować istotne przewymiarowanie przewodów odgromowych, niejednokrotnie wymuszające stosowanie konstrukcji słupów o większej wytrzymałości mechanicznej. Konsekwencją czego jest wzrost kosztów budowy czy modernizacji linii.

Zdaniem autorów prezentacji czas trwania zwarcia zależy bezpośrednio od działania układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) i dlatego może być on różny w zależności od zastosowanych rozwiązań układów EAZ. Dodatkowo czas od chwili wystąpienia zwarcia do wyłączenia linii może nie być taki sam na całej jej długości, a zależy od miejsca wystąpienia zwarcia. Sesję zakończył temat efektywności energetycznej w nowych liniach 110 kV projektowanych na podstawie normy PN-EN 50341-2-22:2016. Pokazano, że zwiększenie efektywności można uzyskać poprzez zastosowanie typowych przewodów

o większej średnicy zewnętrznej lub z drutami aluminiowymi profilowymi TW. W referacie przedstawiono porównanie rozwiązań technicznych budowy kilometra linii 110 kV.

Sesję piątą, poświęconą badaniom i certyfikacji, rozpoczął referat opisujący próby potwierdzające właściwości napięciowe łańcuchów, wymagane przez krajowe specyfikacje techniczne: próby napięciem udarowym piorunowym i łączeniowym, napięciem przemiennym, pomiar zakłóceń radioelektrycznych (RIV) oraz – w przypadku łańcuchów złożonych z izolatorów kołpakowych – wyznaczenie rozkładu napięcia wzdłuż łańcucha. Kolejny referat o certyfikacji odpowiadał m.in. na pytania: czym jest certyfikacja? czemu służy? na ile wiarygodne są certyfikaty? czym się różni certyfikacja od deklaracji? Wśród wielu korzyści z procesu certyfikacji wskazano przede wszystkim wykorzystanie certyfikatu w postępowaniach przetargowych do porównania wykonawców ocenionych według jednolitych standardów przez akredytowaną jednostkę certyfikującą.

W kolejnym referacie omówiono wymagania w zakresie oceny zagrożenia porażeniowego dla słupów przewodzących i nieprzewodzących znajdujących się w miejscach często uczęszczanych. Zwrócono uwagę, że potrzeba zastosowania układów uziemiających zależy od rozwiązań projektowych linii napowietrznej, typu słupów oraz warunków lokalnych. Projekt elektroenergetycznej linii napowietrznej powinien zawierać, oprócz

obliczeń i doboru konstrukcji wsporczych, przewodów, osprzętu, również dobór środków ochrony przed porażeniem prądem elektrycznym. We wnioskach wskazano, że słupy podlegają sprawdzeniu pod względem niebezpieczeństwa wystąpienia zbyt wysokich napięć dotykowych rażeniowych. Ocena układu uzmiatającego ze względu na: dopuszczalne napięcia uziomowe, dotykowe spodziewane, dotykowe rażeniowe, powinna być dokonana zgodnie z algorytmem znajdującym się w normie PN-EN 50522. Należy pamiętać, że słup stalowy posiada już układ uzmiatający (zbrojenie fundamentów, uzmiwienie przewodu odgromowego, o ile nie jest odizolowany na słupie, uzmiwienie jako środek ochrony przed przeskokami odwrotnymi) i należy traktować go jako wyjściowy do oceny układu uzmiatającego ze względu na dopuszczalne napięcia uziomowe, dotykowe spodziewane i dotykowe rażeniowe do oceny zagrożenia porażeniowego. Podobnie słupy betonowe, w tym linii napowietrznych SN, również posiadają układ uzmiatający (zbrojenie fundamentów) i należy go traktować jako wyjściowy do oceny zagrożenia porażeniowego. Na zakończenie sesji przedstawiano wyniki badań elementów połączeń, konstrukcji słupów kratowych linii 400 kV i ich fundamentów w skali 1:1, zarówno poligonowych, jak i weryfikację numeryczną.

W ostatniej sesji dotyczącej rozwiązań wspomagających pracę sieci przedstawiono technologię pozwalającą na natychmiastową budowę tzw. modułowych słupów tymczasowych w każdym terenie bez konieczności użycia ciężkiego sprzętu budowlanego. Innowacyjność metody polega na kompleksowym podejściu związanym z analizą słupa bazowego w różnych kombinacjach obciążeń oraz przebadaniem zaprojektowanych słupów dla linii tymczasowej na napięcia 110 kV, 220 kV i 400 kV.

Zarówno modernizacje, jak i przebudowy linii 110-750 kV najczęściej wymagają poprowadzenia ich w miejsce istniejących lub wykorzystują pasy technologiczne. Zakres prac jest bardzo zróżnicowany, ale ich prowadzenie przy ograniczaniu lub wyeliminowaniu wyłączeń bardzo pożądanego. Podano przykłady wykonywanych bezwyłączeniowo prac w kraju i zagranicą, obejmujące wszystkie składowe linii napowietrznych, w tym łączonych z liniami kablowymi. Szczególną uwagę zwrócono na montaż



Wśród rozwiązań wspomagających pracę sieci przedstawiono technologię pozwalającą na natychmiastową budowę tzw. modułowych słupów tymczasowych w każdym terenie bez konieczności użycia ciężkiego sprzętu budowlanego. Innowacyjność metody polega na kompleksowym podejściu związanym z analizą słupa bazowego w różnych kombinacjach obciążeń oraz przebadaniem zaprojektowanych słupów dla linii tymczasowej na napięcia 110 kV, 220 kV i 400 kV. Zarówno modernizacje, jak i przebudowy linii 110-750 kV najczęściej wymagają poprowadzenia ich w miejsce istniejących lub wykorzystują pasy technologiczne. Zakres prac jest bardzo zróżnicowany, ale ich prowadzenie przy ograniczaniu lub wyeliminowaniu wyłączeń bardzo pożądanego.

ograniczników przepięć na tzw. słupach kablowych oraz w ciągach liniowych.

Kolejny referat dotyczył rozwoju i modelowania wielonapięciowych elektroenergetycznych linii napowietrznych WN i NN. Podano zalety takich rozwiązań (zmniejszenie pasa technologicznego, zwiększenie zdolności przesyłowych linii, skrócenie czasu realizacji inwestycji

sieciowych, mniejsze oddziaływanie na środowisko i krajobraz, ograniczenie nakładów inwestycyjnych na rzecz budowy nowych linii, zmniejszenie materiałochłonności linii), jak i wady (utrudnienie prac eksploatacyjno-naprawczych, rozbudowane modele systemowe ze względu na oddziaływania między torami prądowymi linii, zagrożenie powstania rozległych zakłóceń, utrudnienie analiz zakłóceń, komplikacja algorytmów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej). Podano i porównano obecne modele linii napowietrznych wielonapięciowych WN i NN.

Ostatni referat dotyczył wykorzystania danych na bazie modelu PLS-CADD. W trakcie prac projektowych w modelu PLS-CADD tworzone jest cyfrowe odwzorowanie linii elektroenergetycznej. Po jej uzupełnieniu informacjami pochodzącymi z pozostałych źródeł, uzyskuje się kompletną bazę informacji projektowych. Poprzez zastosowanie technik informatycznych możliwe jest wyeksportowanie danych do formatu XML (tabelarycznego) oraz KML (graficznego). Obydwa formaty są obsługiwane przez powszechnie stosowane oprogramowanie, nie wymagające szczególnie wysokich kwalifikacji personelu. Pozyskanie takich danych na etapie prac projektowych nie wiąże się z wysokimi nakładami, a może skutkować oszczędnościami na etapie realizacji obiektu czy też podczas jego eksploatacji. Stworzenie biblioteki modeli linii w istotny sposób redukuje koszty związane z przyszłymi pracami projektowymi oraz eksploatacją linii.

Oprócz wystąpień merytorycznych przedstawiono także kilka prezentacji komercyjnych. Konferencji zwyczajowo towarzyszyła wystawa producentów i dystrybutorów. Podczas tegorocznej edycji uczestnicy mogli zapoznać się z ofertami takich firm jak Energoprojekt-Kraków SA, ELTEL Networks Corporation, Energa Invest Sp. z o.o., Elmonter Oświetlenie, SPIE Elbud Gdańsk SA, DRUT-PLAST CABLES Sp. z o.o. Wśród wystawców znalazły się następujące przedsiębiorstwa: PX Manufacturing Ltd, „BEZPOL” Sp. z o.o., ENER-GY COMPOSITES Sp. z o.o., Biuro Studiów i Projektów Energetycznych Energoprojekt-Kraków SA, DRUT-PLAST CABLES Sp. z o.o., Zircon Poland Sp. z o.o., Power Engineering Transformatory Sp. z o.o.

Na podstawie prezentowanych referatów
Jarosław Tomczykowski

Bentley[®]
Advancing Infrastructure

Going Digital

Przyspiesz tempo - zwiększ możliwości!

Oceń swoje
zaawansowanie cyfrowe

www.bentley.com/pl/goingdigital

30-lecie NFOŚiGW

Zielony fundusz

W tym roku Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej świętuje 30-lecie istnienia. Przez trzy dekady podpisał ponad 32 tysiące umów, wiele z nich dotyczyło sektora energetycznego. Obecnie NFOŚiGW wydaje 4-5 mld zł rocznie, po około połowie ze środków unijnych i własnych.

NFOŚiGW powstał 27 kwietnia 1989 roku. Formalnie instytucja rozpoczęła działalność kilka tygodni później – 1 lipca. Fundusz powołano w trakcie zmian ustrojowych w Polsce, jednak jego formuła okazała się na tyle skuteczna, że dziś jest nadal kluczowym elementem systemu finansowania ochrony środowiska w naszym kraju.

Ekologiczne miliardy

W ostatnim trzydziestoleciu nie było chyba w Polsce instytucji bardziej zasłużonej dla środowiska. Zmieniały się rządy, większości parlamentarnej, zaś NFOŚiGW konsekwentnie realizował swe ekologiczne priorytety.

– *Trzy dekady naszej działalności to 96 mld zł zainwestowanych w proekologiczne przedsięwzięcia o wartości ponad 240 mld zł. Dzięki środkom krajowym i zagranicznym, zwłaszcza unijnym, wybudowano lub zmodernizowano ponad 1,6 tys. oczyszczalni ścieków i 83 tys. km kanalizacji, powstało także siedem spalarni odpadów o wydajności 1,1 mln ton na rok i zwiększono masę odpadów poddanych odzyskowi (w tym recyklingowi) – o 6,8 mln ton na rok. Ponadto zaangażowanie NFOŚiGW w ponad 4 tys. projektów związanych z ochroną powietrza wpływa na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń i zwiększenie efektywności energetycznej* – podkreśla wiceprezes funduszu Artur Michalski.

Wszystkie wsparte projekty kosztowały 243 mld zł – środki własne w tych przedsięwzięciach stanowiły 160 mld zł, zaś zagraniczne – 83 mld zł, w tym 33,2 mld zł pochodziły z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Przedstawiciele funduszu wyliczają precyzyjnie, że spośród 32 755 podpisanych przez nich

umów od 1989 roku ze środków własnych sfinansowano 29 381, zaś z zagranicznych – 3374, w tym ze wspomnianego POIiŚ – 1242 kontrakty.

Łatwo sobie wyobrazić, jak wyglądałoby nasze otoczenie, przyroda i gospodarka bez tak potężnego wsparcia.

Liczby mówią same za siebie

Efekty ekologiczne osiągnięto w wielu newralgicznych obszarach, w tym przede wszystkim gospodarce wodno-ściekowej, zagospodarowaniu odpadów, ochronie powietrza i klimatu.

W ramach gospodarki wodno-ściekowej zrealizowano 4125 projektów, w tym wybudowano 1600 oczyszczalni ścieków oraz oddano lub zmodernizowano ponad 83 tys. km kanalizacji. NFOŚiGW ma w dorobku 1244 projekty z zakresu zagospodarowania odpadów, w tym m.in. budowę siedmiu spalarni o wydajności 1,1 mln ton na rok oraz zwiększenie masy śmieci poddawanych odzyskowi i recyklingowi o 6,8 mln ton na rok. W ramach ochrony powietrza i klimatu udało się zrealizować 4076 projektów, dzięki czemu zmniejszono emisję do atmosfery: SO₂ o 802 tys. ton/rok, CO₂ o 15 mln ton/rok oraz pyłów o 260 tys. ton/rok. Produkcja energii z OZE powstałych ze środków funduszu wynosi 2,4 TWh/rok. Wyliczono, że dzięki inwestycjom w każdym roku oszczędza się 3,4 TWh energii. Sporym osiągnięciem jest również skuteczna termomodernizacja 4254 budynków użyteczności publicznej.

Aktywni w wielu obszarach

Mimo olbrzymiego dorobku NFOŚiGW nie ustaje w wysiłkach na rzecz poprawy stanu środowiska, wspierając zróżnicowane programy – od domowych mikroźródeł

energii po kompleksowe przedsięwzięcia infrastrukturalne służące setkom tysięcy mieszkańców. Wśród beneficjentów znajdują się samorządy terytorialne, organizacje pozarządowe, państwowe jednostki budżetowe, przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe.

– *Wspieramy finansowo tak wiele przedsięwzięć proekologicznych, że gdyby nie było narodowego funduszu i funduszy wojewódzkich, trzeba by było je wymyślić* – mówił na poznańskich targach Pol-Eco System 2019 prezes NFOŚiGW Piotr Woźny.

Fundusz nadal finansuje i współfinansuje z własnych środków przedsięwzięcia proekologiczne; jest też instytucją wdrażającą dla pierwszej i drugiej osi priorytetowej POIiŚ na lata 2014-2020. Ważnym obszarem jego działalności pozostaje współpraca z wojewódzkimi funduszami i Bankiem Ochrony Środowiska SA. Kolejnym priorytetem jest skuteczne wdrażanie programu „Czyste powietrze”. – *Działalność narodowego funduszu jest w centrum tego, co interesuje ludzi. Największym wyzwaniem jest 3,5 mln budynków, który nie zostały poddane termomodernizacji i są ogrzewane „kopciuchami”*. Musimy pomóc ludziom w zmianie tej sytuacji – powiedział w Poznaniu prezes Piotr Woźny.

Fundusz ponadto realizuje dziś program „Ogólnopolski system wsparcia doradczego dla sektora publicznego, mieszkaniowego oraz przedsiębiorstw w zakresie efektywności energetycznej oraz OZE”, pełni rolę Krajowego Punktu Kontaktowego Programu LIFE w Polsce, jest Instytucją Zarządzającą dla Funduszu Niskoemisyjnego Transportu. NFOŚiGW przygotowuje się też do wdrażania Funduszy Norweskich i Europejskiego Obszaru Gospodarczego 2014-2021, jak również opracowuje oraz



Zdjęcie: Adobe Stock, patboon

Nie byłoby wielu inwestycji w energetyce bez wsparcia NFOŚiGW. W ramach POIiŚ na wsparcie gospodarki niskoemisyjnej wydano 5,3 mld zł, w tym 644 mln zł na odnawialne źródła energii

realizuje wspólnie z partnerami z Ukrainy i Białorusi projekty międzynarodowe.

Energetyka jednym z beneficjentów

Nie byłoby wielu inwestycji w energetyce bez wsparcia NFOŚiGW. W ramach POIiŚ na wsparcie gospodarki niskoemisyjnej wydano 5,3 mld zł, w tym 644 mln zł na odnawialne źródła energii, 388 mln zł na poprawę efektywności energetycznej w przedsiębiorstwach, a 1,461 mld zł – w budynkach publicznych, 345 mln zł – w mieszkalnych, 1,337 mld zł na modernizację i budowę sieci ciepłowniczych oraz 1,127 mld zł na kogenerację oraz sieci.

Teraz NFOŚiGW realizuje kilka programów priorytetowych, na które przeznaczono 8,5 mld zł. Wśród nich warto wymienić: Polską Geotermię Plus (600 mln zł), Energię Plus (4 mld zł), Ciepłownictwo Powiatowe (500 mln zł), Agroenergię (200 mln zł), poprawę efektywności energetycznej w budynkach historycznych i zabytkowych (1,130 mld zł) oraz program SOWA – polegający na poprawie efektywności energetycznej systemów oświetlenia (100 mln zł).

Jednym z priorytetów obecnego rządu jest rozwój elektromobilności. NFOŚiGW

wspiera ją środkami z programów GEPARD, wydając pieniądze na zakup nowych autobusów elektrycznych i budowę niezbędnej infrastruktury. Na część pierwszą programu GEPARD II – realizowaną we współpracy z NCBR – wydano 2,2 mld zł na innowacyjne autobusy elektryczne. Część druga wspiera strategię rozwoju elektromobilności, zaś część trzecia – zakup autobusów elektrycznych i infrastruktury na Śląsku.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej jest główną instytucją finansującą ochronę środowiska w naszym kraju, w szczególności przedsięwzięcia ponadregionalne

o fundamentalnym znaczeniu dla środowiska naturalnego, służące wypełnieniu przez Polskę zobowiązań wynikających z członkostwa w Unii Europejskiej. Prezes NFOŚiGW Piotr Woźny uważa, że w działaniach na rzecz ochrony środowiska konieczne jest podążanie za potrzebami społeczeństwa. Kwestia zasadnicza to poprawa jakości powietrza, a najbardziej dynamiczną inicjatywę w tym zakresie stanowi program „Czyste powietrze”. – *Konieczne jest jednak usprawnienie kanałów dystrybucji oraz poprawa modelu współpracy na szczeblu samorządowym* – zaznacza.

PLANY I PERSPEKTYWY NFOŚiGW

- Gospodarka niskoemisyjna (czyste powietrze, ekomobilność)
- Gospodarka o obiegu zamkniętym
- Adaptacja do zmian klimatu, zarządzanie ryzykiem i odpornością na klęski żywiołowe
- Transformacja energetyczna (efektywność energetyczna, OZE, inteligentne systemy i sieci ciepłownicze)
- Zrównoważona gospodarka wodna
- Bioróżnorodność i edukacja ekologiczna
- Przygotowanie do nowej perspektywy POIiŚ 2021-2027

Pięknie surfował po tematach różnych

„Życie to surfing, więc nie bój się fal” – przypomniał mi się ten fragment nostalgicznej piosenki zespołu Myslovitz podczas retrospektywnej lektury felietonów Andrzeja Nehrebeckiego. Bo Jego pisanie było jak surfing. Płynął z wdziękiem po tematach różnych, niekiedy bardzo odległych, pokazując klasę, erudycję i styl. Imponował umiarem.

Zawsze terminowy, precyzyjny i dokładny. Wyznaczał rytm kolejnych wydań „Energii Elektrycznej”, gdyż jako pierwszy dostarczał starannie przygotowany felieton i zazwyczaj od niego rozpoczynaliśmy pracę nad nowym numerem pisma. Był na tych łamach niemal od początku. Najpierw w cyklu „Widziane z Wiejskiej”, później od stycznia 2018 roku, wraz z przejściem na emeryturę, zmienił tytuł swojej rubryki na „Z umiarem”.

I właśnie dystans, nieustanne dążenie do rozwiązywania spraw w dialogu, z poszanowaniem innych stanowisk i opinii było cechą charakterystyczną Jego felietonów.

Każdy postrzega świat przez pryzmat osobistych doświadczeń – pisał w czerwcu 2014 roku. – *Długo, jak mało kto, współpracuję z parlamentem. Stale rozmawiam z posłami i senatorami wszystkich, bez wyjątku, partii politycznych. Pomimo dzielących ich poglądów udaje się wypracować wspólne stanowisko w wielu sprawach związanych z energetyką. Nie jest to łatwe. Polityka narzuca manifestowanie odrębności. Odróżnianie się od innych. Eksponowanie spornych kwestii. Pomaga to elektoratowi dokonywać wyborów.*

Współpracując z parlamentem, konsekwentnie przekonywał o potrzebie stanowienia dobrego prawa i konieczności wspólnej pracy dla szeroko rozumianej energetyki. Precyzyjnie definiował jednak swoją rolę:

Należy wyraźnie rozróżniać rolę polityka i doradcy. Doradca nie ma prawa

decydować. Nie może lansować „jedynie słusznego” rozwiązania. Jego rolą jest pomaganie w rozstrzygnięciu problemów zgodnie z najlepszą swoją wiedzą. Nie wolno mu obrażać się, gdy decydent nie chce skorzystać z jego rad – pisał w lutym 2014 roku, przy czym jako felietonista i doradca nie unikał tematów trudnych.

Mam obawy, że jednym z takich niewygodnych tematów może okazać się problematyka pozyskiwania terenów pod inwestycje infrastrukturalne. Nikt z nas, energetyków nie ma wątpliwości, że bez rozbudowy i modernizacji infrastruktury energetycznej nie da się zapewnić stale rosnącego zapotrzebowania na energię. Jakże to państwowotwórcze działanie! Wydawać więc by się mogło, że każdy z polityków, ubiegających się o mandat, powinien podjąć taki temat – pisał przed wyborami samorządowymi w październiku 2010 roku.

Mimo zaangażowania w sprawy bieżące nadmiernie nie wikłał w nie czytelnika. Potrafił patrzeć na sprawy z dystansem, dać im właściwy historyczny kontekst i humanistyczną perspektywę.

Historia zajmuje się dochodzeniem do wiedzy o czasach minionych. Historia zaczyna się dzisiaj. Wszystko, co właśnie minęło należy już do przeszłości. Dlatego też starajmy się zapamiętywać to, co ważne zdarzyło się w naszym życiu. Wyciągajmy wnioski na przyszłość wbrew słynnemu aforyzmowi Hegla: „Historia uczy, że ludzkość niczego się z niej nie nauczyła” – pisał w maju 2010 roku.

A w przedświątecznym wydaniu z grudnia 2013 roku namawiał:

Pobądźmy więcej z najbliższymi. Nie zapomnijmy także o tych dalszych, symbolem których jest pozostawione jedno wolne nakrycie na stole. Być może nakłoni to nas do odnowienia więzi rodzinnych, dawnych kontaktów i przyjaźni. Być może niektórzy na to czekają.

W wielu felietonach przez lata przewijała się refleksja nad czasem – zazwyczaj rzeczowa, pozbawiona tonu sentymentalno-nostalgicznego.

Jedynym wzorcem, do którego możemy porównać upływ czasu, jest długość naszego dotychczasowego życia. Dziesięciolecie odbiera jeden rok jako 10 proc. swojego życia, a dla pięćdziesięciolatka to tylko 2 proc. Z wiekiem czas płynie więc coraz szybciej. Wszyscy pamiętamy, jak w pierwszym dniu szkoły po wakacjach kolejne wydawały się nam wyjątkowo odległe. Dzisiaj, choć dopiero niedawno zaczęła się jesień, kolejne lato wcale nie wydaje mi się tak dalekie – pisał w październiku 2013 roku.

Upływający czas nie przeszkadzał mu w snuciu planów – osobistych i zawodowych. Przechodząc na emeryturę w styczniu 2018 roku pisał: *Ambitnych planów mam multum, część z nich dotyczy mojego życia prywatnego. Te zostawiam sobie. Nie uciekam wcale od energetyki. Zamierzam jednakże zajmować się bardziej tym, co sprawia mi prawdziwą satysfakcję. Zwłaszcza edukacją energetyczną społeczeństwa.*

Edukował nienatrętnie, przybliżając ciekawostki techniczne w sposób intrygujący, zachęcający czytelnika do własnych dociekań. Pisał o energii zmagazynowanej w hydratách metanu, wizjonerskich projektach słupów energetycznych czy elektrycznych autostradach. W jednym z ostatnich felietonów z prawdziwym kunsztem wprowadził czytelników w trudny świat fizyki kwantowej.

Przestrzeń zgodnie z fizyką kwantową nie może być pusta. Tętni aktywnością. Bez przerwy kipi pojawiającymi się i znikającymi parami wirtualnych cząstek – pisał we wrześniu 2019 roku.

I choć miał rację na gruncie fizyki kwantowej, to z pewnością przestrzeń pozostała po Jego felietonach będzie naznaczona pustką, a na pewno brakiem. Brakiem ważnego Autora polskiej energetyki.

Grzegorz Szymański

Andrzej Nehrebecki zmarł
15 października 2019 roku.

● 26-29 listopada 2019 r.
WISŁA

XVIII Konferencja Systemy Informatyczne w Energetyce SIwE'19

» Org.: PTPIREE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
siwe.ptpiree.pl

● 17-19 marca 2020 r.
WISŁA

Konferencja Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

» Org.: PTPIREE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
eaz.ptpiree.pl

● 31 marca – 1 kwietnia
2020 r.
KAZIMIERZ DOLNY

IX Konferencja Naukowo-Techniczna Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych

» Org.: PTPIREE
Inf.: Justyna
Dylińska-Chojnacka
tel. 61 846-02-31
dylinska@ptpiree.pl

● 15-17 kwietnia 2020 r.
KOŁOBRZEG

XV Konferencja Oświetlenie dróg i miejsc publicznych – sposoby zarządzania systemami oświetlenia

» Org.: PTPIREE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl

● 11-13 maja 2020 r.
KOŁOBRZEG

VIII Konferencja Naukowo-Techniczna Stacje elektroenergetyczne WN/SN i SN/nn

» Org.: PTPIREE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl

● 13-15 maja 2020 r.
OLSZTYN

XXII Spotkanie techniczne Przedstawicieli Transportu OSD i OSP

» Org.: PTPIREE
Inf.: Kasper Teszner
tel. 61 846-02-10
e-mail: teszner.k@ptpiree.pl

● 2-3 czerwca 2020 r.
KOŁOBRZEG

V Konferencja Naukowo-Techniczna Pomiary i diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych

» Org.: PTPIREE
Inf.: Justyna
Dylińska-Chojnacka
tel. 61 846-02-31
dylinska@ptpiree.pl

● 24-27 listopada 2020 r.
WISŁA

XIX Konferencja Systemy Informatyczne w Energetyce SIwE'19

» Org.: PTPIREE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl

Więcej informacji w terminarzu na

www.ptpiree.pl

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



KONFERENCJA, 18-19 marca 2020 r., Wisła

ELEKTROENERGETYCZNA AUTOMATYKA ZABEZPIECZENIOWA

W programie m.in.:

1. Automatyka elektroenergetyczna źródeł rozproszonych

- współpraca źródeł odnawialnych z KSE w aspekcie pracy EAZ
- źródła wytwórcze podłączone do sieci poprzez elementy energoelektroniki w aspekcie detekcji zwarć w tej sieci przez EAZ
- identyfikacja pracy wyspowej źródeł wytwórczych
- wpływ szybkiego prądu zwarciovego na działanie EAZ

2. Wymagania dla urządzeń EAZ

- wymagania kodeksów sieciowych i ich wpływ na EAZ
- wymagania techniczne i funkcjonalne dla nowych i istniejących układów automatyki SCO
- wytyczne przeprowadzenia testów dla zdolności rozdzielni i obiektów do utrzymania w pracy przez 24 h w razie utraty podstawowego źródła zasilania energią

3. Nowe trendy w EAZ

- stacja cyfrowa, czyli kolejny krok w ewolucji obwodów wtórnych
- rozwiązania EAZ w głębi sieci SN w aspekcie FDIR
- detekcja zwarć doziemnych w sieci SN, nowe rozwiązania
- testowanie współpracy zabezpieczeń poprzez chmurę internetową

Organizator:



Szczegółowe informacje: eaz.ptpiree.pl

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