

KLIENT

DYSTRYBUCJA

PRZESYŁ

ENERGIA

Elektryczna

ISSN 2719-8480
Biuletyn Branżowy

3/2024

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje

Technika i technologie

Wydarzenia w branży

Anna Mielcarek

**Transformacja energetyczna –
racjonalna i społecznie akceptowana**



IX KONFERENCJA POMIARY I DIAGNOSTYKA W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH 11-12 CZERWCA 2024 R., KOŁOBRZEG

Organizator



Sponsor



Patron medialny



Wybrane zagadnienia:

- cyberbezpieczeństwo a infrastruktura krytyczna w obszarze inteligentnego opomiarowania,
- wykorzystanie liczników inteligentnych oraz liczników bilansujących w diagnostyce sieci dystrybucyjnej,
- aspekty prawne i regulacyjne, w tym znowelizowane regulacje dotyczące LZO, ustawa Prawo Energetyczne, rozporządzenia wykonawcze, projekty i inicjatywy dotyczące opomiarowania,
- doświadczenia z bieżących wdrożeń instalacji LZO w Polsce i Europie,
- dedykowane aplikacje i rozwiązania wspierające służby operatorskie w zakresie układów pomiarowych,
- monitoring jakości energii elektrycznej,
- kompatybilność elektromagnetyczna urządzeń odbiorczych w kontekście komunikacji PLC w systemach klasy AMI,
- laboratoria AMI – przegląd interesujących badań i projektów,
- nowe technologie komunikacji dla odczytu liczników energii elektrycznej,
- sieć domowa – standardy oraz praktyczne implementacje.

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

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

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





Szanowni Państwo

Transformacja energetyczna, której jesteśmy uczestnikami jest procesem niezwykle złożonym. Obejmuje obszary technologii i techniki, organizacji, zarządzania, ekonomii czy wreszcie aspekty społeczne. Jak w każdym tak wielkoskalowym projekcie należy liczyć się z występowaniem napięć pomiędzy dążeniami a możliwościami, czy też rozbieżnością interesów na różnych etapach realizacji. Z tego punktu widzenia istnienie i aktywna działalność instytucji, której celem jest równoważenie potrzeb wszystkich uczestników rynku energii jawi się jako czynnik niezbędny dla funkcjonowania całego systemu, zwłaszcza w fazie tak dynamicznych zmian. Jest nam niezwykle miło, że o zadaniach i roli regulatora możemy rozmawiać z Anną Mielcarek, dyrektorem Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła w Urzędzie Regulacji Energetyki. Pani Dyrektorka jest związana z URE od ponad 25 lat, dlatego też doskonale zna potrzeby przedsiębiorstw regulowanych i rozumie konieczność wieloaspektowego dialogu wszystkich uczestników rynku. Zadania Urzędu wykraczają bowiem poza obszar kształtowania taryf. URE z sukcesem realizuje powinność regulatora w procesach modernizacyjnych polskiej energetyki. Dzięki temu możliwa jest realizacja wielu wyzwań stojących przed przedsiębiorstwami sektora przesyłu i dystrybucji z równoczesnym równoważeniem interesów i potrzeb klientów energetyki. Jak twierdzi bowiem Pani Dyrektorka, najważniejszym zadaniem, z którym mierzą się operatorzy jest optymalne zaplanowanie inwestycji priorytetowych. Swego rodzaju mapą tych działań było porozumienie społeczne regulatora sektorowego i branży dystrybucyjnej – Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki. To platforma dialogu, którego celem jest równowaga między zaspokojeniem potrzeb operatorów a zapewnieniem nowego wymiaru dostępu do energii elektrycznej w akceptowalnych cenach. Partnerem tej szerokiej wymiany wiedzy i poglądów jest również PTPIREE, które niezwykle ceni sobie współpracę z Urzędem Regulacji Energetyki na wielu płaszczyznach.

Zapewnienie dostępu do energii elektrycznej, zwłaszcza tej pochodzącej ze źródeł odnawialnych, jest procesem, który musi być planowany w możliwie długim horyzoncie czasowym. Takie jest bowiem oczekiwanie rynku. Dlatego w dziale Rynek i regulacje omawiamy projekt aktualizacji „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu na lata 2021-2030”. Jednym z najistotniejszych założeń jest osiągnięcie 30-procentowego udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 roku, wobec 21-23 proc. w wersji z 2019 roku.

W dalszej części naszego magazynu poruszamy temat zabezpieczeń w sieci 110 kV, a z tematem tym koresponduje relacja z III Konferencji Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa, którą przedstawiamy w dziale Wydarzenia.

Czytelnicy znajdą ponadto w bieżącym wydaniu wszystkie stałe i cenione rubryki, takie jak Informacje ze spółek, Paragraf w sieci, Elektromobilność, Łączność czy wreszcie Felieton.

Z okazji Świąt Wielkanocnych życzymy Czytelnikom „Energii Elektrycznej” spokoju, radości i dobrej wiosennej energii.

Wojciech Tabiś

Biuletyn Branżowy „Energia Elektryczna”

– miesięcznik Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Redaguje zespół: Wojciech Tabiś (redaktor naczelny),

Małgorzata Władczyk (zastępca redaktora naczelnego), Sebastian Brzozowski, Maciej Skoraszewski, Wojciech Kozubiński, Stanisława Teszner, Katarzyna Zalewska-Wojtuś.

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

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

Opracowanie graficzne, skład i łamanie: Media i Rynek, ul. K. Pułaskiego 41, 62-800 Kalisz
Redakcja nie odpowiada za treść reklam i ogłoszeń.

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

Data zamknięcia numeru: 28 marca 2024 r.

Spis treści

4 INFORMACJE ZE SPÓŁEK

ROZMOWA MIESIĄCA

- 8 Transformacja energetyczna – racjonalna i społecznie akceptowana

RYNEK I REGULACJE

- 10 Aktualizacja KPEiK a wzrost udziału zielonej energii w gospodarce

- 12 RAPORT Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH

- 14 PARAGRAF W SIECI

TECHNIKA I TECHNOLOGIE

- 17 Dobór i nastawianie zabezpieczeń w sieci 110 kV

ELEKTROMOBILNOŚĆ

- 19 Naładowana bateria w 6 minut

ŁĄCZNOŚĆ

- 21 Historia radiofonii w Polsce

WYDARZENIA

- 24 III Konferencja Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa

- 26 FELIETON



» Enea Operator

AI do testowania prognoz obciążenia sieci energetycznej

Enea Operator realizuje wyzwania związane z transformacją polskiego sektora energetycznego korzystając m.in. z innowacji technologicznych. Priorytetem spółki jest modernizacja infrastruktury energetycznej i wprowadzanie rozwiązań podnoszących jakość i bezpieczeństwo dostaw energii do klientów. W tym celu realizowany jest m.in. projekt pilotażowy „Optymalizacja zarządzania dystrybucją energii elektrycznej przy użyciu głębokich modeli predykcyjnych AI”. Przyczyni się on do usprawnienia zarządzania obciążeniem sieci dystrybucyjnej.

Projekt, którego realizacji podjęła się Enea Operator, odpowiada na potrzebę lepszego dostosowania sieci do zmieniających się warunków rynku elektrycznego, np. wskutek rosnących mocy OZE oraz regulacji dotyczących efektywności energetycznej. Głównym elementem projektu jest zastosowanie

trzech autorskich algorytmów firmy Affexy, które opierają się na technikach tzw. głębokiego uczenia. Drugi nowoczesny mechanizm zastosowany w projekcie pozwala utworzonym modelom koncentrować się na najistotniejszych danych. W rezultacie doświadczenia zdobyte w jednym zadaniu wykorzystywane są do ulepszania innego. Tego rodzaju „nauka” systemu pozwala na zwiększenie precyzji prognoz i ich lepsze dostosowanie do dynamicznie zmieniających się warunków sieciowych.

Projekt spółki Enea Operator skupia się na trzech obszarach, z których podstawowym jest analiza danych. Pozwala ona na zrozumienie obciążenia sieci i identyfikację czynników wpływających na jego zmienność. Drugi obszar to obróbka pozyskanych danych, czyli przygotowanie ich tak, aby mogły być sprawnie przeanalizowane przez

zaawansowane modele sztucznej inteligencji (AI). Ten etap działań projektowych kończą raport i rekomendacje, czyli wnioski z analizy i sugerowanie czynności do optymalizacji procesu zbierania danych oraz jakości prognoz. Korzyści, jakie niesie ze sobą realizacja projektu, to przede wszystkim lepsze zrozumienie obciążenia sieci i wzorców, jakie nim kierują. Ten aspekt jest krytycznym dla efektywnego zarządzania siecią.

Dzięki projektowi możliwe jest także wykorzystanie zaawansowanych technik AI i ich pilotaż oraz testowanie skuteczności nowatorskich algorytmów w realnych warunkach. Uzyskane w projekcie wyniki i doświadczenia znajdują zastosowanie, gdy dojdzie do wdrożenia pełnoskalowego systemu dostarczając wstępnych informacji zarówno o jego skuteczności, jak i tych obszarach, które wymagają dalszego rozwoju. ■

»» Energa-Operator

Ponad 8,4 GW mocy OZE w sieci

Moc OZE przyłączonych do sieci spółki Energa-Operator przekroczyła 8,4 GW. W 2023 roku przyłączono źródła o mocy blisko 1 GW, a także ponad 40 tys. mikroinstalacji o łącznej mocy niemal 400 MW. Na koniec 2023 roku do sieci przedsiębiorstwa przyłączonych było blisko 270 tys. mikroinstalacji o łącznej mocy ponad 2,3 GW. Zdecydowaną większość z nich stanowiły instalacje fotowoltaiczne. W sieci spółki pracowało też 1890 większych OZE (o mocy powyżej 50 kW) o skumulowanej mocy blisko 6,1 GW – w tym m.in. 679 farm wiatrowych, których moc łącznie wyniosła ponad 4,1 GW, a także 951 źródeł fotowoltaicznych o skumulowanej mocy ponad 1,5 GW. W najbliższych latach moc źródeł odnawialnych przyłączonych do sieci spółki zwiększy się przynajmniej o kolejne 4,6 GW. Energa-Operator ma w planach inwestycje w infrastrukturę dystrybucyjną, m.in. te dotyczące sieci wysokiego napięcia, które mają fundamentalny wpływ na potencjał przyłączeniowy dla OZE. Do 2028 roku przeznaczy tylko na ten cel kwotę 3,3 mld zł. ■

»» PGE Dystrybucja

Nowa stacja 110/15kV w Żechlinku

W ramach inwestycji w Żechlinku powstał m.in. budynek stacyjny o powierzchni niemal 500 m², zainstalowano transformator 110/15 kVA o mocy 10 MW, wybudowano także 12-półową rozdzielnię średniego napięcia (SN) z możliwością dalszego zwiększania ilości wyjść mocy. Oddana do użytku w styczniu 2024 r. stacja kosztowała blisko 21 mln zł. Z kolei budowa dwutorowej linii zasilającej WN o długości 6,6 km, pozwalającej wyprowadzić generację OZE do sieci przesyłowej wyniosła 12,5 mln zł.

Obie inwestycje powstały na terenie, który dzięki dogodnemu położeniu sprzyja rozwojowi odnawialnych źródeł energii, farm wiatrowych oraz fotowoltaiki (PV). Aktualnie na ukończeniu jest pierwsza z nich, farma wiatrowa o mocy 22 MW, przyłączona do sieci wysokiego napięcia. Wydane zostały także warunki przyłączenia dla czterech kolejnych PV o łącznej mocy 30 MW. Nowy GPZ pozwolił na przyłączenie generacji OZE, przy jednoczesnym zwiększeniu potencjału przyłączeniowego oraz poprawie pewności zasilania i elastyczności systemu elektroenergetycznego.



Zdjęcie: PGE Dystrybucja

Budowa GPZ Żechlinek oraz linii zasilającej WN wyniosła prawie 34 mln zł

Dzięki wyprowadzeniu linii SN z nowej GPZ Żechlinek i powiązaniu ich z istniejącą siecią wzrośnie jakość oraz parametry dostarczanej energii, a także zwiększą się możliwości dalszego rozwoju sieci dystrybucyjnych. Dodatkowym atutem będzie także możliwość oferowania przyłączonym klientom wygenerowanej „zielonej energii”.

Ukończona przez Łódzki Oddział PGE Dystrybucja budowa stacji GPZ Żechlinek oraz towarzyszącej jej linii wysokiego napięcia (WN) jest doskonałym przykładem udanego łączenia inwestycji służących optymalnemu wykorzystaniu generacji OZE, wzmocnieniu potencjału dystrybucyjnego oraz zwiększeniu dostaw energii i możliwości przyłączeniowych. ■

» Energa-Operator

Więcej możliwości dla OZE w Warmińsko-Mazurskiem

Energa-Operator ukończyła modernizację głównych punktów zasilania w Kętrzynie i Braniewie. Inwestycja o wartości ponad 20 mln zł, która uzyskała wsparcie funduszy Unii Europejskiej, zwiększa potencjał przyłączeniowy dla OZE, ale także niezawodność dostaw energii dla odbiorców. Najważniejszą częścią przeprowadzonych prac była wymiana trzech transformatorów 110/15 kV o mocy 16 MVA na urządzenia o mocy 25 MVA. Dostosowano również stanowiska do większych jednostek mocy oraz obwody wtórne, a także wymieniono mosty SN na kablowe.

Ukończenie inwestycji zwiększa szacowaną zdolność przyłączania nowych odnawialnych źródeł wytwórczych do sieci dystrybucyjnej o 16,74 MWe. Wpływa również pozytywnie na redukcję strat związanych z dystrybucją energii elektrycznej. Modernizacja przyczynia się także do poprawy niezawodności dostaw energii elektrycznej dla ponad 100 tys. mieszkańców oraz przeszło 10 tys. firm z gmin: Braniewo, Frombork, Lelkowo, Pieniężno, Płoskinia, Młynary, Barciany, Kętrzyn,



Modernizacja GPZ w Kętrzynie i Braniewie zwiększy potencjał przyłączeniowy dla OZE

Zdjęcie: Energa-Operator

Reszel, Srokowo, Mrągowo oraz miast: Kętrzyn, Braniewo i Frombork – zasilanych za pośrednictwem GPZ Braniewo oraz GPZ Kętrzyn.

Modernizację stacji zrealizowano w ramach projektu „Przebudowa Głównych Punktów Zasilających na terenie Oddziału w Olsztynie w celu umożliwienia rozwoju energetyki odnawialnej”. Projekt uzyskał wsparcie Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Warmińsko-Mazurskiego w kwocie blisko 7 mln zł. ■

» PGE Dystrybucja

Centralna Dyspozycja Mocy

W Lublinie trwają intensywne prace budowlane, których zwieńczeniem będzie nowoczesny budynek Centralnej Dyspozycji Mocy spółki PGE Dystrybucja. Inwestycja podniesie niezawodność dostaw energii elektrycznej do blisko sześciu milionów odbiorców. Szacowany koszt realizacji inwestycji to 34 mln zł. Jej wdrożenie zapewni jednolite standardy w zakresie prac planistycznych, programowania i prowadzenia ruchu całej sieci wysokich napięć w spółce. CDM pozwoli na większą koordynację pracy służb ruchu, a w szczególności sprawną i efektywną reakcję na zdarzenia występujące w sieci wysokiego napięcia, co w rezultacie zapewni zwiększenie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw energii elektrycznej.

Już na etapie projektu skoncentrowano się na uwzględnieniu nowoczesnych rozwiązań technologicznych, takich jak niezależne systemy zasilania,

redundantne systemy zasilania bezprzewodowego, pełny zestaw instalacji niskonapięciowych czy ścianę graficzną wraz z procesorem obrazu. W fazie projektowania budynku uwzględniono także niezależne rozwiązania komunikacyjne. Nowoczesne, ponadwymiarowe zabezpieczenia teleinformatyczne wpłyną na pewność dostaw energii elektrycznej do odbiorców, a także pozwolą na szczegółową kontrolę pracy sieci dystrybucyjnej. Zastosowane rozwiązania pozwolą na nieprzerwane monitorowanie sieci w czasie rzeczywistym i poprawne jej funkcjonowanie.

CDM przyczyni się także do zapewnienia aktywnego zarządzania systemem dystrybucyjnym w zakresie infrastruktury sieciowej oraz potencjału użytkowników na płaszczyźnie technicznej i organizacyjnej, wykorzystującego możliwości integracji odnawialnych źródeł energii, zapewniając optymalizację miksu energetycznego. ■

» Stoen Operator
650 mln zł
na inwestycje

W 2023 roku Stoen Operator zainwestował blisko 550 mln zł. Nakłady te były przeznaczone głównie na rozwój i modernizację sieci na wszystkich poziomach napięć. Obejmowały także przyłączenia oraz wymianę liczników na opomiarowanie wyposażone w funkcje zdalnego odczytu. Dzięki podjętym działaniom sieć warszawskiego OSD zwiększyła się o 202 km nowych linii kablowych. Spółka uruchomiła także 67 nowych stacji transformatorowych. Około 200 stacji 15/0,4 kV wyposażono w urządzenia smart grids, zapewniające zdalną kontrolę i monitoring bieżących parametrów pracy.

W 2024 roku Stoen Operator stawia przede wszystkim na rozbudowę sieci oraz budowę nowych, strategicznych obiektów infrastruktury sieciowej. Budżet uwzględni także dalszą cyfryzację spółki i wdrażanie innowacyjnych rozwiązań. Na realizację planów inwestycyjnych operator przeznaczy rekordową kwotę około 650 mln zł.

Obecnie jednym z priorytetów spółki jest zakończenie budowy stacji RPZ Falenica i jej połączenie z lokalną siecią SN 15 kV. Inne planowane działania w obszarze tego typu infrastruktury to rozpoczęcie budowy nowej stacji RPZ Posag w dzielnicy Ursus oraz rozwój sieci WN 110 kV.

Jednym z działań zaplanowanych na 2024 rok jest także rozwój kolejnych 150 stacji w standardzie smart. Ważnym elementem planu rozwoju operatora jest również dalsza wymiana opomiarowania w ramach programu AMI/LZO. Zakłada on obowiązkową wymianę starych mierników na liczniki z funkcją zdalnego odczytu. Na koniec bieżącego roku spółka planuje osiągnąć liczbę instalacji na poziomie 350 tys.

W 2024 roku nie zabraknie projektów innowacyjnych i badawczo-rozwojowych realizowanych wspólnie z jednostkami naukowymi. Przedmiotem badań będą m.in. technologie magazynowania energii, testy nowych usług sieciowych oraz diagnostyka i rozwój systemów. ■

» Enea Operator W sieci prawie 5,9 GW mocy z OZE

Prawie 5,9 GW mocy mają już źródła odnawialne przyłączone do sieci spółki Enea Operator. Tylko w 2023 roku przyłączyła ponad 24,5 tys. nowych instalacji OZE o mocy przekraczającej 1,5 GW. Tym samym w północno-zachodniej Polsce do sieci niskich, średnich i wysokich napięć przyłączonych jest teraz ponad 176 tys. odnawialnych źródeł energii – nie licząc tych przyłączonych bezpośrednio do sieci najwyższych napięć Polskich Sieci Elektroenergetycznych.

Najwięcej przyłączonych jest źródeł fotowoltaicznych, a ich łączna moc wynosi prawie 3,4 GW. Pod względem mocy na drugim miejscu pozostają źródła wiatrowe, których moc przekroczyła w 2023 roku 1,9 GW. Na trzecim natomiast są źródła generujące energię elektryczną z biomasy, których łączna moc wyniosła ponad 370 MW.

» Energa-Operator Bezpieczna Kraina w Malborku

Wizyta Bezpiecznej Krainy Energa-Operator w Malborku rozpoczęła tegoroczną kontynuację programu edukacyjnego spółki. W prowadzonych przez energetyków zajęciach do tej pory uczestniczyło łącznie blisko 185 tys. uczniów.

W połowie marca w Zespole Szkolno-Przedszkolnym nr 1 w miasteczku Bezpiecznej Krainy mogli poznać odpowiedzi na szereg nurtujących ich pytań i dowiedzieć się wszystkiego na temat prądu. Jakie materiały przewodzą prąd? Jak wytwarzana jest energia elektryczna? Jak trafia do naszych domów, a przede wszystkim jak z niej bezpiecznie korzystać? To pytania, na które najmłodzi poznają odpowiedzi podczas wizyty miasteczka edukacyjnego.

Zajęcia przygotowane są tak, aby nie było w nich miejsca na nudę. Główną rolę odgrywają w nich praktyka i eksperymenty przeprowadzane przez samych uczestników. Wśród prezentowanych stanowisk są m.in. modele elektrowni wodnej, słonecznej i wiatrowej, lampa plazmowa, generator, za pomocą którego można samodzielnie wytwarzać energię, a także napędzany energią elektryczną wytwarzaną przez uczestników tor wyścigowy.



Zdjęcie: Energa-Operator

W ramach Bezpiecznej Krainy najmłodzi uczą się zasad bezpiecznego korzystania z energii elektrycznej

Bezpieczna Kraina to program, którego najważniejszym celem jest przekazywanie wiedzy o tym, jak bezpiecznie korzystać z energii elektrycznej, a także uczulenie najmłodszych na zagrożenie, jakie może powodować lekkomyślne zachowanie w pobliżu infrastruktury służącej do jej przesyłania.

Bezpieczna Kraina to nie tylko spotkania z najmłodszymi, ale także stale rozbudowywany portal internetowy: <https://bezpiecznakraina.energa-operator.pl/>. Zawiera on interaktywne zajęcia e-learningowe, filmy oraz gry dla dzieci, materiały dla nauczycieli, a także przydatne dla wszystkich informacje z zakresu bezpiecznego korzystania z urządzeń elektrycznych czy oszczędzania prądu.

» Enea Operator Nowy krok w innowacyjnej komunikacji energetycznej

Enea Operator w kooperacji z BlueSoft, spółką Orange, oraz w partnerstwie z firmą Microsoft, rozpoczęły projekt badawczo-rozwojowy polegający na opracowaniu prototypu aplikacji, która zoptymalizuje zdalną komunikację między urządzeniami na sieci elektroenergetycznej.

Głównym założeniem przedsięwzięcia jest wypracowanie i wdrożenie prototypowego rozwiązania analitycznego w formie Proof of Concept (udowodnienia koncepcji). Kluczem do sukcesu są mechanizmy sztucznej inteligencji, które posłużą do zwiększenia skuteczności zdalnych odczytów z liczników inteligentnych, co przyczyni się do lepszego prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną. Zakładanym celem jest znaczące ograniczenie liczby nieodczytanych urządzeń w krótkim czasie –

o 30 proc. w okresie dobowym i o 15 proc. w okresie tygodniowym.

Wykorzystanie nowych narzędzi, takich jak uczenie maszynowe czy mechanizmy sztucznej inteligencji, to początek nowej ery w zarządzaniu siecią elektroenergetyczną. Korzyści z wprowadzonego rozwiązania odczują również w przyszłości klienci indywidualni, bowiem wpłynie ono pozytywnie na niezawodność dostaw prądu oraz poprawę jakości parametrów dostarczanej energii elektrycznej.

W późniejszym czasie, dzięki pozyskaniu tak szczegółowych danych z liczników, możliwe będzie opracowywanie i udostępnianie profili zużycia odbiorcom, udostępnianie danych o planowanym i faktycznym zużyciu prądu.

Biorąc pod uwagę konieczność zagwarantowania bezpieczeństwa ogromnej

liczbie danych, potrzebę zwiększenia skali działania systemu i wykorzystania AI (sztucznej inteligencji), do projektu wybrano chmurę Microsoft Azure. To tam Enea Operator wraz z zespołem BlueSoft zainstaluje prototyp.

Przy użyciu zaawansowanych algorytmów, opartych na sztucznej inteligencji oraz danych z systemów telekomunikacyjnych, planowane jest analizowanie informacji w celu identyfikacji potencjalnych problemów i ich rozwiązania, zanim się zmaterializują. Weryfikowana będzie skuteczność odczytów pochodzących z centralnego systemu akwizycji danych pomiarowych wraz z danymi o dostępności kart SIM zainstalowanych w licznikach zdalnego odczytu. Projekt na tym etapie ma formę badawczą.

» Energa-Operator

Podsumowanie inwestycji w 2023 roku

2,1 mld zł przeznaczyła w 2023 roku Energa-Operator na inwestycje związane z utrzymaniem, rozbudową i modernizacją sieci dystrybucyjnej. To najwięcej w historii spółki. Nakłady planowane na ten rok są jeszcze wyższe i wyniosą ponad 2,8 mld zł. Celem inwestycji w 2023 roku była m.in. poprawa wskaźników ciągłości zasilania odbiorców (SAIDI/SAIFI), redukcja strat sieciowych, dotrzymanie wymaganych parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej, a także dostosowanie sieci wysokiego napięcia do rosnącego zapotrzebowania na moc.

W ramach prowadzonych działań wybudowano i zmodernizowano blisko 2,4 tys. km linii wysokiego, średniego i niskiego napięcia oraz prawie 750 km

przyłączy. W 2023 roku do sieci spółki przyłączono także blisko 72 tys. nowych odbiorców. Przyłączono również OZE o łącznej mocy blisko 1,4 GW.

W 2023 roku Energa-Operator zrealizowała szereg zadań dotyczących sieci WN. Objęły one m.in. budowę czterech nowych stacji 110/15 kV: GPZ Powidz, GPZ Drobin, GPZ Michałówek oraz GPZ Machnaczy, których powstanie umożliwi dalszy rozwój, zlokalizowanej w województwie kujawsko-pomorskim, Brzeskiej Strefy Gospodarczej. Ponadto ukończono budowę trzech nowych rozdzielni 110 kV (Ignacewo, Olsztyn Ciepłownia, Mazanki) służących do przyłączenia źródeł energii elektrycznej do sieci 110 kV. Energa-Operator dokonała również przebudowy linii 110 kV: Kalisz Zachód

– Kalisz Dobrzec oraz Konin – Konin Nieślusz, a także przebudowy linii 110 kV: Windyki – Mława oraz Podolszyce – Góry. Istotną inwestycją związaną z siecią WN ukończoną w zeszłym roku była budowa dwóch nowych powiązań liniowych 110 kV ze stacji przesyłowo-rozdzielczej Pelplin: Pelplin – Mątowy oraz Pelplin – Malbork Południe. Inwestycje tego rodzaju dotyczące punktów styku z siecią przesyłową mają charakter strategiczny dla lokalnej sieci WN, ponieważ każde nowe powiązanie z siecią operatora systemu przesyłowego tworzy nowy punkt zasilający sieć wysokiego napięcia, który z kolei skraca długość istniejących ciągów WN, poprawia rozptył mocy oraz warunki napięciowe w tej sieci, a także zmniejsza straty techniczne. ■

» Tauron Dystrybucja

Inwestycje na wszystkich poziomach napięć

2,77 mld zł wydał Tauron Dystrybucja na sieci elektroenergetyczne w 2023 roku. Na wszystkich poziomach napięć zrealizowano około 70 tys. inwestycji. W ubiegłym roku najwięcej spośród nich zakończono w Małopolsce. Ukończono tam kilka dużych inwestycji sieciowych, w tym modernizację RS Skala i stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Prądnik oraz budowę stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Targowisko i rozbudowę rozdzielni 110 kV SE 110/30/15 kV Biegonice. Inwestycje te pozwolą m.in. na dalszy rozwój terenów Beskidu Sądeckiego i gmin bezpośrednio sąsiadujących ze stolicą Małopolski.

W województwie śląskim przebudowano linie wysokiego napięcia m.in. Studzienka – Polska Cerekiew, Żabiniec – Borynia oraz Żabiniec – Borynia – Żory. Istotnym zadaniem inwestycyjnym była również modernizacja GPZ Czechowice oraz rozbudowa rozdzielni 110 kV w GPZ Rębielice. Ważną dla lokalnej społeczności była budowa nowej siedziby Jednostki Terenowej w Oświęcimiu.

W 2024 roku planowane jest zwiększenie wydatków do 3 mld zł. Środki te przeznaczone zostaną głównie na przyłączenie do sieci nowych klientów. Spółka zakłada, że będzie ich około 45 tys. Inwestycje obejmą

rozbudowę i poprawę stanu sieci elektroenergetycznej. Istotnym przedsięwzięciem będzie wymiana liczników energii elektrycznej na nowoczesne urządzenia zdalnego odczytu. Obecnie w województwie śląskim największym realizowanym zadaniem jest budowa GPZ Pyrzowice Lotnisko wraz z powiązaniem liniowymi 110 kV i 20 kV.

W Małopolsce prowadzone są m.in. kompleksowa modernizacja SE 110/15 kV Szaflary, kompleksowa modernizacja stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Rybitwy, budowa stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Pilzno wraz z liniami zasilającymi 110 kV.

Na Opolszczyźnie trwa budowa stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Gogolin i rozbudowa GPZ 110/15 kV Olesno.

Natomiast w Dolnośląskim realizowane są obecnie dwa duże projekty: przebudowa stacji 110/20/10 kV Swojec wraz z liniami zasilającymi oraz modernizacja 25 km linii dwutorowych i 15 km jednotorowych linii napowietrznych 110 kV. Dodatkowo budowanych jest około 70 km linii światłowodowej.

Dynamiczne zmiany zachodzą również w obszarze pomiarów i obsługi licznikowej. Teraz klienci spółki Tauron Dystrybucja dysponują już ponad 1,1 mln nowoczesnych liczników zdalnego odczytu. ■

» Energa-Operator

Techniczna zdolność do komunikacji z CSIRE

Energa-Operator, jako jeden z podmiotów zobowiązanych do korzystania od 1 lipca 2025 roku z Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE), przeszła pomyślnie sprawdzian technicznych możliwości podłączenia za pomocą protokołu AS4. Przeprowadzony test stanowi pierwszy krok do przygotowania przed produkcyjnym wdrożeniem nowego modelu współpracy na detalicznym rynku energii elektrycznej, który oparty będzie na przepływie komunikatów pomiędzy CSIRE a systemami profesjonalnych użytkowników systemu elektroenergetycznego.

Pełne wdrożenie CSIRE, zapewniające możliwość prawidłowej obsługi procesów zachodzących na detalicznym rynku energii elektrycznej w nowej architekturze, wymagać będzie przeprowadzenia jeszcze wielu istotnych zadań ze strony gdańskiego operatora, jako jednego z setek podmiotów, które obejmie integracja z CSIRE. ■

Informacje ze spółek
opracowała
Marzanna Kierzkowska

Transformacja energetyczna – racjonalna i społecznie akceptowana

Wywiad z Anną Mielcarek, dyrektor Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła w Urzędzie Regulacji Energetyki.

» Gratulujemy Pani objęcia funkcji dyrektora. Co uważa Pani za największe wyzwanie na tym stanowisku? Jakie zadania określiłaby Pani jako najbardziej istotne do realizacji w najbliższym czasie?

Bardzo dziękuję. Objęcie funkcji dyrektora Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła to dla mnie wielkie wyróżnienie i jeszcze większe wyzwanie. Z Urzędem Regulacji Energetyki zawodowo związana jestem od ponad 25 lat. Przez ten czas aktywnie współpracowałam z Prezesem URE, w szczególności w zakresie taryfowania. I naturalnie jest, że zawsze bardzo uważnie obserwowałam zmiany zachodzące na rynku energii. Merytoryczne doświadczenie, jakie zdobyłam do tej pory, będę wykorzystywała na nowym stanowisku pracy, niemniej obecnie realizowane przeze mnie zadania stwarzają przestrzeń do dalszego rozwoju. Mam szczęście kierować świetnym zespołem, co daje ogromną satysfakcję i pozytywną energię do działania. Na co dzień w Departamencie realizujemy wiele zadań, które z perspektywy każdego regulowanego przedsiębiorstwa są bardzo istotne, dlatego obecnie każde z czekających mnie tutaj wyzwań postrzegam jako równie istotne. Mam przy tym świadomość, że zgodnie z polityką klimatyczną Unii Europejskiej, podążamy drogą transformacji energetycznej, zmierzając w kierunku neutralności klimatycznej. To jest ogromne wyzwanie dla nas wszystkich. Dlatego, aby lepiej zrozumieć potrzeby przedsiębiorstw regulowanych, podejmujemy z nimi merytoryczny dialog celem wypracowania optymalnych rozwiązań wpisujących się w ramy obowiązującego prawa. Uważam, że takie wsparcie w procesie transformacji jest kluczem do sukcesu. Tym samym deklaruję kontynuację rozpoczętej współpracy regulatora z przedsiębiorstwami, jak również poszukiwanie nowych inicjatyw stanowiących wsparcie dla przedsiębiorców w granicach naczelnej zasady regulacji, tj. równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii. Transformacja energetyczna musi zostać przeprowadzona w sposób racjonalny i społecznie akceptowalny.

» Transformacja energetyczna stawia wiele wyzwań wszystkim uczestnikom rynku energii. Jakie w związku z tym widzi Pani Dyrektor zadania stojące przed operatorami sieci elektroenergetycznych?

Zmiany w sektorze energii przebiegają na wielu płaszczyznach obejmujących aspekty prawne, naukowe, techniczne, technologiczne oraz finansowe. Celem jest wypracowanie optymalnych rozwiązań. Uczestnicy rynku energii również wpisują się w ten trend i, podążając za transformacją, modernizują swoje moce wytwórcze, często wybierając jednostki kogeneracyjne wytwarzające energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu, czyli w jednym procesie technologicznym. Natomiast odbiorcy energii elektrycznej, którzy do tej pory byli

jedynie konsumentami, zmieniają swój profil, stając się wymagającymi prosumentami. Energia w części, w której nie zostanie skonsumowana w miejscu jej wytworzenia lub w tym miejscu zmagazynowana do późniejszej konsumpcji, trafia do sieci, w której musi być odpowiednio rozdysponowana. I to właśnie adaptacja krajowego systemu elektroenergetycznego do kształtującego się właśnie modelu opartego na mniejszych i bardziej rozproszonych źródłach wytwórczych, przede wszystkim OZE, powinna być dziś dla operatorów sieci najważniejszym zadaniem. Wymaga to dużego zaangażowania już na etapie koncepcyjnym czy projektowym, a następnie wybudowania, sfinansowania oraz operowania nowoczesnymi, elastycznymi sieciami elektroenergetycznymi, zdolnymi do integracji rosnącego wytwarzania z OZE. Patrząc natomiast przez pryzmat regulacji, uważam, że obecnie najważniejszym zadaniem, z którym mierzą się operatorzy, jest optymalne zaplanowanie inwestycji priorytetowych, które będą możliwe do wykonania w określonym czasie i przy określonym ich finansowaniu oraz będą uwzględniały potrzeby kreowane przez rynek. Nie można przy tym zapomnieć, że możliwość wykonania inwestycji w określonym czasie jest sumą wielu zmiennych, takich jak w szczególności dostępność materiałów, zasobów ludzkich oraz dostęp do środków finansowych. Wiadome jest, że zakres działań inwestycyjnych obejmujących rozwój, modernizację i odtworzenie majątku sieciowego jest objęty planem rozwoju uzgadnianym z Prezesem URE. W następnej kolejności finansowanie inwestycji sieciowych ujętych w planie przekłada się na taryfy przedsiębiorstw sieciowych, co jednak nie może prowadzić do ich szokowego wzrostu. Wzrost taryf musi wynikać wyłącznie z uzasadnionych nakładów poniesionych przez przedsiębiorcę oraz kosztów transformacji, nad czym niezmiennie czuwa Prezes URE, podobnie jak nad tym, aby gwarantowane w taryfie środki finansowe na pokrycie zaplanowanych nakładów w rozwój sieci dystrybucyjnej były na ten cel przeznaczone. Wydaje się, że to jest dobry moment na sięgnięcie po finansowanie zewnętrzne inne niż taryfa, ponieważ dla branży energetycznej w ramach bezzwrotnych oraz zwrotnych środków (pożyczek) z KPO przeznaczony jest Fundusz Wsparcia Energetyki.

Wierzę, że zintensyfikowane, optymalne działania nakierowane na rozwój oraz modernizację sieci i ich zdolności przyłączeniowych odczarują paradygmat „niedorozwoju” sieci elektroenergetycznych w Polsce, czy też wąskiego gardła ograniczającego możliwości prowadzenia transformacji energetycznej.

» W jaki sposób Urząd Regulacji Energetyki może wspomóc operatorów sieci elektroenergetycznych?

Działania Prezesa URE zawsze uwzględniają współpracę z przedsiębiorstwami regulowanymi, czego doskonałym przykładem było zainaugurowanie w 2021 roku prac grona ekspertów w zakresie stworzenia

porozumienia społecznego regulatora sektorowego i branży dystrybucyjnej – Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki. Powstała w ten sposób platforma będąca miejscem dialogu nakierowanego na poszukiwanie równowagi między zaspokojeniem potrzeb operatorów i zapewnieniem nowego wymiaru dostępu do energii po akceptowalnych cenach. 7 listopada 2022 roku Prezes URE wraz z przedstawicielami pięciu największych operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, działając w porozumieniu z ministrami resortów gospodarczych normujących funkcjonowanie sektora elektroenergetyki, podpisali wspomnianą Kartę. Dokument ten wytycza kierunki zmian w systemie dystrybucyjnym podążające za dynamicznym rozwojem energetyki rozproszonej z coraz większym udziałem OZE. Ma to umożliwić osiągnięcie około 50 proc. udziału energii z OZE w zmieniającym się krajowym miksie energetycznym do 2030 roku. Wśród priorytetów znalazły się również cyfryzacja i automatyzacja sieci oraz instalacja do końca dekady liczników zdalnego odczytu u około 80 proc. odbiorców. Elastyczne sieci dystrybucyjne są dziś fundamentem udanej transformacji energetycznej, dlatego niezbędna jest ich modernizacja oraz rozbudowa w kierunku gotowości do świadczenia profesjonalnych i nowoczesnych usług na rzecz innowacyjnej gospodarki narodowej, w tym przede wszystkim energetyki rozproszonej i obywatelskiego społeczeństwa. Takie działania wymagają dużego zaangażowania finansowego oraz stabilnych regulacji prawnych. Karta ma właśnie zapewnić stabilne otoczenie regulacyjne w wieloletnim horyzoncie czasu oraz ułatwić pozyskiwanie środków na inwestycje dla operatorów sieci dystrybucyjnych ze środków budżetowych Unii Europejskiej, czyli źródeł innych niż taryfa.

Zarówno zatwierdzone przez Prezesa URE od 2022 roku taryfy, jak i plany rozwoju, które uzgodniono z uwzględnieniem założeń Karty, zakładają premiowanie operatorów sieci dystrybucyjnych za aktywność inwestycyjną. Przebieg transformacji sieci dystrybucyjnych poddawany będzie monitoringowi w trybie aktualizacji planów rozwoju oraz w kolejnych postępowaniach taryfowych.

Co ważne, Karta ma charakter otwarty i do porozumienia mogą przystępować także mniejsi operatorzy systemów dystrybucyjnych. Potwierdzeniem jest niedawne powołanie w ramach Karty nowego Zespołu ds. OSDn, którego zadaniem jest m.in. opracowanie zasad i zakresu współpracy pomiędzy OSD i OSDn. Niezależni operatorzy sieci dystrybucyjnych, które nie mają bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową (OSDn), działają na ograniczonych terenach objętych koncesjami dystrybucyjnymi. Świadczenie usług elastyczności energetycznej na tych zdefiniowanych terenach mogłoby odbywać się w oparciu o rozproszone OZE, magazyny energii, a także instalacje hybrydowe. Przy okazji warto wspomnieć, że na początku marca 2024 roku Prezes URE udzielił pierwszej koncesji na wywarzanie energii elektrycznej w hybrydowej instalacji OZE. Koncesję otrzymała instalacja „Gaj Oławski 5 AHE”, która jest pilotażowym projektem wykonanym w technologii Agro-Hydro-Energy opracowanej przez Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu i Energetyczny Klaster Oławski. Szczegóły tego przedsięwzięcia opisane są na stronie URE oraz gościły w licznych doniesieniach prasowych, za co odpowiada bardzo sprawnie działający Departament Komunikacji Społecznej URE.

» Z naszej perspektywy współpraca pomiędzy regulatorem krajowym a stowarzyszeniami branżowymi jest niezwykle cenna, gdyż pozwala na przedstawienie szczegółowych aspektów działalności reprezentowanych podmiotów i wypracowanie optymalnych rozwiązań. Jak Pani Dyrektor postrzega rolę organizacji branżowych w elektroenergetyce?



Zdjęcie: URE

Anna Mielcarek, dyrektor Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła w Urzędzie Regulacji Energetyki

Na kanwie moich dotychczasowych doświadczeń we współpracy z szeroko pojętymi stowarzyszeniami branżowymi uważam, że taka aktywność regulatora jest niezbędnym elementem rynku regulowanego. Uważam, że organizacje branżowe w elektroenergetyce i nie tylko skupiają w swoich szeregach wysokiej klasy ekspertów oraz specjalistów, którzy dzięki swojemu doświadczeniu, pasji i ogromnemu zaangażowaniu są w stanie modelować optymalne rozwiązania dla branży. Dlatego też zrzeszanie się w organizacjach branżowych, wymiana poglądów oraz wypracowywanie nowoczesnych modeli rozwiązań jest niezwykle cenne dla przedsiębiorstw oraz dla odbiorców energii. Organizacje branżowe funkcjonują w różnych wymiarach. Jest to również doskonała platforma wymiany doświadczeń dla mniejszych podmiotów wnoszących swój jakże ważny wkład w rozwój rynku energii. Dodatkowo organizacje branżowe mają szerokie możliwości wymiany doświadczeń z podmiotami działającymi na europejskim rynku energii. Takie kontakty, rozmowy, wymiany pomysłów są niezwykle cenne dla rozwoju krajowego rynku energii. Kolejnym ważnym obszarem, który jest realizowany przez organizacje branżowe, to edukacja odbiorców energii w zakresie podnoszenia efektywności energetycznej. Efektywność energetyczna jest istotnym filarem transformacji energetycznej, która po stronie odbiorcy energii często nie wymaga żadnych nakładów finansowych. Wystarczy tylko zmienić swoje nawyki, aby ograniczyć zużycie energii w naszym najbliższym otoczeniu. Taka edukacja prowadzona właśnie przez organizacje branżowe w szkołach, a nawet przedszkolach pozwoliłaby, w mojej ocenie, wykształcić dobre nawyki związane z wykorzystaniem i oszczędzaniem energii. Dzieci są bardzo świadomym odbiorcą ważnych informacji i doskonale przenoszą te nauki na swoich rodziców i dziadków.

Podsumowując, ekspercka współpraca URE z organizacjami branżowymi, prowadzenie konstruktywnego dialogu uwzględniającego potrzeby wszystkich uczestników rynku celem wypracowywania wspólnych rozwiązań mających oparcie w przepisach prawa stanowi mocny fundament trwającego procesu transformacji rynku energii w Polsce oraz w Europie.

» Dziękuję za rozmowę.

Rozmawiał Wojciech Tabiś

Aktualizacja KPEiK a wzrost udziału zielonej energii w gospodarce

Przed polskimi władzami stanęło zadanie przygotowania aktualizacji strategicznych dokumentów w dziedzinie energetyki. Pierwszy, we wstępnej wersji i niepełny, już przedstawiono. To projekt aktualizacji „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu na lata 2021-2030”. Zakłada blisko 30-procentowy udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030, wobec 21-23 proc. w wersji z 2019 roku.

IRENEUSZ CHOJNACKI

– Wszystkie dokumenty określające polityki sektorowe, które konstruują rządy są w liberalnych i transparentnych gospodarkach istotne, ponieważ pozwalają biznesowi stać się partnerem w realizacji tych polityk. W energetyce, która jest sektorem wymagającym długoterminowego planowania i długoterminowych inwestycji oraz mocno regulowanym – bez wiedzy o tym, co państwo chce osiągnąć, a więc bez znajomości polityki energetycznej, trudno mówić o poważnych inwestycjach – komentował Krzysztof Kilian, były prezes PGE, w połowie 2023 roku.

To wyjaśnia zasadniczo, dlaczego „Polityka energetyczna Polski” jako dokument rządowy budzi zainteresowanie daleko wykraczające poza samą energetykę jako branżę i dlaczego wszelkie zmiany, a także chociażby przymiarki do jej zmian przykuwają uwagę opinii publicznej.

Przytoczony komentarz powstał w czasie, kiedy zanosilo się na to, że po przedstawieniu projektu aktualizacji „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP 2040) dojdzie do zatwierdzenia przez rząd nowego, uaktualnionego dokumentu. To się jednak nie stało i nadal formalnie mamy „Politykę energetyczną Polski do 2040 roku” w wersji zatwierdzonej w 2021, w znacznej mierze już zdezaktualizowaną.

Ministerstwo pokazuje inwestorom bazowy scenariusz dla energetyki

Przedstawiony w 2023 roku projekt nowelizacji PEP 2040, a formalnie scenariusz prognostyczny dla sektora wytwarzania energii elektrycznej, był przygotowany nie tylko na potrzeby aktualizacji PEP 2040, ale też na potrzeby aktualizacji „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” (KPEiK).

Obowiązek sporządzania KPEiK wynika z przepisów unijnych, a KPEiK generalnie pokazuje, jaka jest planowana kontrybucja kraju na rzecz dościsia Unii Europejskiej do neutralności klimatycznej w 2050 roku. Oczywiście polityka energetyczna państwa i KPEiK powinny być spójne, a to oznacza, że także KPEiK należy traktować jako dokument kluczowy dla energetyki i pozostałych sektorów gospodarki.

Nowy rząd, wyłoniony po wyborach parlamentarnych z października 2023, stanął przed zadaniem przygotowania zarówno nowej PEP 2040, jak i aktualizacji KPEiK, którego projekt aktualizacji powinien zostać przedstawiony Komisji Europejskiej do 30 czerwca 2023 roku.

Wstępna wersja tego projektu, pod nieco zmienioną nazwą („Krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu do 2030 roku”) polskie władze przekazały KE na początku marca 2024 roku, wskazując, że „ze

względu na opóźnienie w pracach nad dokumentem, Komisja Europejska uruchomiła wobec Polski procedurę naruszeniową. Przekazanie poniższego draftu jest więc niezbędne dla zakończenia procedury względem Polski”.

– To nie jedyny powód, dla którego przygotowaliśmy aktualizację KPEiK. Potrzebujemy takiego planu, bo potrzebujemy znać kierunki rozwoju kraju. Inwestorzy potrzebują wiedzieć, w co warto inwestować, co przyniesie duże stopy wzrostu, a co odchodzi do lamusa – mówiła o przyjęciu dokumentu wiceminister resortu klimatu Urszula Zięlińska na spotkaniu z dziennikarzami, cytowana przez Interię.

W dokumencie przekazanym do KE przedstawiono pierwszy z dwóch wymaganych scenariuszy analitycznych, tj. bazowy (WEM, ang. with existing measures). Ten scenariusz, jak wyjaśniało MKiŚ, odwzorowuje aktualną ocenę możliwości wkładu Polski w realizację unijnych celów klimatyczno-energetycznych na 2030 rok.

Natomiast, jak wskazał resort, „trajektoria umożliwiająca osiągnięcie w Polsce celu redukcji emisji GHG na poziomie zbliżonym do unijnego (tj. 55 proc.) będzie przedstawiona w bardziej ambitnym scenariuszu transformacji (WAM, ang. with additional measures), nad którym trwają

zaawansowane prace w Ministerstwie Klimatu i Środowiska”.

Blisko 30 proc. udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 roku

Nie znaczy to jednak, że ta wstępna wersja KPEiK, a właściwie zawarty w niej scenariusz bazowy (WEM), nie zasługuje na uwagę. Jest wręcz przeciwnie, bo już ten scenariusz oznacza dość wyraźny wzrost ambicji w – mówiąc kolokwialnie – „zazieleniu” m.in. elektroenergetyki.

Polskie władze w projekcie scenariusza WEM deklarują osiągnięcie 29,8 proc. udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 roku (zużycie łącznie w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz na cele transportowe), co stanowi znaczny wzrost w porównaniu do KPEiK z 2019 roku, który określał udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 roku na poziomie 21-23 proc. Stanowi to, jak zaznaczyło MKiŚ, kontrybucję do ogólnounijnego celu OZE na poziomie 42,5 proc. (z opcją +2,5 proc.) w 2030 roku.

– W sektorze elektroenergetycznym prognozy z 2019 roku wskazywały możliwy udział OZE na poziomie 32 proc. w 2030 roku; bieżące prognozy wskazują na około 50 proc. – wskazało MKiŚ w streszczeniu projektu KPEiK (scenariusz WEM).

W największym stopniu do osiągnięcia tego celu miałyby się przyczynić elektrownie wiatrowe na lądzie (o mocy zainstalowanej około 15,8 GW) oraz elektrownie słoneczne (29,3 GW) i wiatrowe na morzu (5,9 GW).

Tu warto dodać, że przekazany do konsultacji projekt aktualizacji PEP 2040 z połowy 2023 roku mówił, że w 2030 produkcja z OZE będzie pokrywać zapotrzebowanie na energię elektryczną w około 47 proc., do czego miał się przyczynić rozwój mocy morskiej energetyki do 5,9 GW, lądowej energetyki wiatrowej do blisko 14 GW i fotowoltaiki do 27 GW.

W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa prognozy z 2019 roku wskazywały możliwy udział OZE na poziomie 28,4 proc. w 2030 roku – bieżące prognozy WEM wskazują na około 32,1 proc.

Fundamentalną rolę w „zazieleniu” ciepłownictwa systemowego miałyby odegrać popularyzacja wykorzystania biomasy w instalacjach kogeneracyjnych, ciepła odpadowego, kotłów elektrodowych zasilanych energią elektryczną z OZE, geotermii, wielkoskalowych pomp ciepła,

» » »

– W sektorze

elektroenergetycznym prognozy z 2019 roku wskazywały możliwy udział OZE na poziomie 32 proc. w 2030 roku; bieżące prognozy wskazują na około 50 proc. – wskazało MKiŚ w streszczeniu projektu KPEiK.

W największym stopniu do osiągnięcia tego celu miałyby się przyczynić elektrownie wiatrowe na lądzie oraz elektrownie słoneczne i wiatrowe na morzu.

a także instalacji termicznego przekształcania odpadów (również z wychwytem CO₂). Natomiast w gospodarstwach domowych – pompy ciepła (sprzężone z PV) oraz kotły biomasowe.

– W sektorze transportu w 2019 roku określono cel w zakresie OZE na poziomie 14 proc. w 2030 – bieżące prognozy wskazują na około 17,7 proc., choć okupione jest to ogromnym wysiłkiem. Cel będzie realizowany w szczególności przez przyrost wykorzystania biopaliw drugiej generacji (niespożywczych), jak również elektromobilności – wskazało MKiŚ.

Docelowy KPEiK zawierający dwa scenariusze za kilka miesięcy

W projekcie KPEiK przekazanym Komisji Europejskiej przedstawiono też zamierzenia dotyczące m.in. redukcji końcowego zużycia energii i termomodernizacji oraz zarysowano polityki w obszarze m.in. pokrycia zapotrzebowania na surowce energetyczne.

MKiŚ wskazało w omawianym projekcie, że popyt na węgiel kamienny będzie zaspokajany przez wydobyte krajowe, zaś import ma pełnić rolę uzupełniającą.

– Ważne jest więc racjonalne ekonomicznie wydobywanie w sytuacji prognozowanego słabnącego popytu na ten surowiec (około 30 mln t w 2030 roku). Możliwy jest również rozwój w przyszłości innowacyjnych

technologii, które pozwolą na „czystsze” wykorzystanie węgla – oceniło MKiŚ.

– Zapewnienie dostaw tego surowca pozostaje niezbędne do czasu budowy nowych stabilnych nisko- i zeroemisyjnych źródeł, zaś transformacja energetyczna w tym sektorze musi przebiegać z uwzględnieniem sprawiedliwego wymiaru transformacji regionów węglowych – dodano.

Zaznaczono, że Polska nie ma wyznaczonego celu w zakresie wykorzystania węgla brunatnego i stwierdzono, że „kluczowe decyzje dotyczące wygaszania jednostek wytwórczych opartych o ten surowiec będą uwzględniać potrzeby bilansowania systemu oraz aspekt społeczny dla regionu”.

W odniesieniu do gazu ziemnego stwierdzono m.in., że popyt na to paliwo (około 25 mld m³ w 2030 roku) pokrywany będzie głównie przez import oraz wydobyte własne poza granicami kraju, przy korzystaniu z zasobów krajowych gazu, których wydobywanie ma być na stałym poziomie.

Założono ponadto, że nadal będzie się rozwijał segment prosumentów energii odnawialnej do około 2 mln w 2030 roku. To oznacza przewidywania dalszego dość istotnego wzrostu liczby prosumentów, bo na koniec 2023 roku według danych Agencji Rynku Energii w naszym kraju było około 1,38 mln prosumentów, ciągle korzystających głównie z fotowoltaiki.

– Energetyka prosumencka rozwinęła się w Polsce w szybkim tempie. Obok prosumenta, prosumenta zbiorowego i lokatorskiego funkcjonował będzie również prosument wirtualny. Osiągnięta skala powoduje, że ich dalszy rozwój uwarunkowany jest tempem rozwoju sieci dystrybucyjnych. Konieczne jest również zapewnienie, aby sposób ich funkcjonowania nie powodował głębokich zakłóceń na rynku energii (problem tzw. krzywej kaczki). Dlatego premiowane będzie wykorzystanie magazynów energii, autokonsumpcja i DSR, co ma na celu lepsze bilansowanie KSE i redukcję szczytów zapotrzebowania – zapowiedziało MKiŚ.

Resort poinformował, że docelowy dokument zawierający dwa scenariusze: bazowy (WEM) i ambitny (WAM), będzie przedstawiony do pełnych konsultacji publicznych oraz uzgodnień sektorowych i następnie sfinalizowany na przełomie drugiego i trzeciego kwartału 2024 roku. ■

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

Działania PTPiREE w obszarze regulacji prawnych w lutym 2024 roku

L.p.	Obszar działań	Wykaz materiałów źródłowych
1.	Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą o OZE	• Opracowanie Polskiego Związku Firm Deweloperskich – „Kluczowe problemy procesu budowlanego 2024. Postulaty legislacyjne.”

Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE

Na początku miesiąca Departament Elektroenergetyki i Gazu MKiŚ zwrócił się do PTPiREE z prośbą o ustosunkowanie się do wydanego przez Polski Związek Firm Deweloperskich opracowania „Kluczowe problemy procesu budowlanego 2024. Postulaty legislacyjne”, w szczególności w zakresie postulatu dotyczącego procesu przyłączania budowanych obiektów do sieci elektroenergetycznych.

W odpowiedzi, odnosząc się do postulatu dotyczącego terminu weryfikacji dostępu obiektu budowlanego do sieci, PTPiREE podkreśliło zrozumienie dla potrzeby przyspieszenia procesu budowlanego, wskazując jednak, że zaproponowana przez PZFD zmiana może odnieść przeciwny od zamierzonego skutek. Uregulowanie w Prawie budowlanym wprost, że kwestię dostępu obiektu budowlanego do sieci – zarówno w zakresie konieczności wykonania przyłączy, jak i budowy/przebudowy sieci pozwalających na przyłączenie obiektu – weryfikuje się dopiero na etapie pozwolenia na użytkowanie, nie uwzględniałoby całego procesu planowania rozwoju sieci i następnie etapów realizacji rozbudowy. OSD planuje rozwój sieci, zabezpiecza środki na realizację, opracowuje dokumentację administracyjną wraz z nierzadko czasochłonnym pozyskaniem praw do nieruchomości, na których ma być posadowiona inwestycja (ten etap jest zależny od podmiotu trzeciego – właściciela bądź innego podmiotu dysponującego nieruchomością), a dopiero kolejnym etapem jest realizacja inwestycji. Weryfikacja konieczności rozbudowy sieci dopiero na etapie pozwolenia na użytkowanie jest zdecydowanie zbyt późnym momentem i może spowodować brak zasilania już wybudowanego obiektu.

» » »

OSD planuje rozwój sieci, zabezpiecza środki na realizację, opracowuje dokumentację administracyjną wraz z nierzadko czasochłonnym pozyskaniem praw do nieruchomości, na których ma być posadowiona inwestycja (ten etap jest zależny od podmiotu trzeciego – właściciela bądź innego podmiotu dysponującego nieruchomością), a dopiero kolejnym etapem jest realizacja inwestycji. Weryfikacja konieczności rozbudowy sieci dopiero na etapie pozwolenia na użytkowanie jest zdecydowanie zbyt późnym momentem i może spowodować brak zasilania już wybudowanego obiektu.

etapem jest realizacja inwestycji. Weryfikacja konieczności rozbudowy sieci dopiero na etapie pozwolenia na użytkowanie jest zdecydowanie zbyt późnym momentem i może spowodować brak

zasilania już wybudowanego obiektu, a co się z tym wiąże – frustrację i zarzuty klientów oczekujących możliwości korzystania z nieruchomości. Z kolei oparcie przez OSD rozbudowy sieci jedynie na porozumieniu z deweloperem, w którym OSD miałby się zobowiązać do budowy/przebudowy sieci, naruszałoby umocowaną w ustawie Prawo energetyczne kolejność działań w procesie planowania rozwoju sieci oraz w procesie przyłączeniowym. Budowa/przebudowa sieci jest procesem czasochłonnym i informacja o potrzebie jej realizacji powinna dotrzeć do OSD możliwie jak najwcześniej. W sytuacji, gdy dopiero na etapie uzyskiwania pozwolenia na użytkowanie weryfikowana jest konieczność wykonania budowy/przebudowy sieci może spowodować, że obiekt gotowy do użytkowania będzie czekał na podłączenie do sieci kilkanaście miesięcy, a sama zmiana zostanie negatywnie odebrana przez nabywców nieruchomości.

PTPiREE przekazało do MKiŚ wyjaśnienie – w związku ze skierowanym do resortu zapytaniem inwestora dotyczącym wykładni art. 184d ustawy o OZE – w zakresie możliwości nieobligatoryjnego przedłużenia terminu na pierwsze wprowadzenie energii elektrycznej do sieci przez OSD na wniosek inwestora w oparciu o przepisy ustawy Prawo energetyczne.

Według przekazanych informacji, inwestor podpisał umowę o przyłączenie do sieci instalacji OZE w 2018 roku z określonym terminem dostarczenia po raz pierwszy energii do sieci – przed 16 lipca 2024 roku. Następnie – po rozpoczęciu budowy instalacji OZE, a przed upływem terminu na



Zdjęcie: Adobe Stock, engeljac

Wobec istniejącej sytuacji na rynku, tj. licznych wniosków o przyłączenie do sieci i brakujących mocy przyłączeniowych, intencją ustawodawcy było określenie realnego terminu na realizację inwestycji

wprowadzenie po raz pierwszy energii do sieci, wynikającego z art. 7 ust. 2a ustawy Pe, określonego na 24 miesiące, na podstawie art. 184d ustawy o OZE – inwestor przesunął termin wprowadzenia energii do sieci na 15 lipca 2024 roku. Obecnie jest jednak przekonany, że w przedłużonym terminie nie będzie w stanie dostarczyć energii do sieci, w związku z tym postuluje o potwierdzenie, że art. 184d ustawy o OZE nie stanowi przeszkody, aby OSD mógł przesunąć termin wprowadzenia po raz pierwszy energii do sieci na dzień przypadający po 16 lipca 2024 roku.

W odpowiedzi PTPiREE wskazano, że art. 184d ustawy o OZE nie może zostać zastosowany w przypadku podanym przez inwestora, ponieważ w opisanej sytuacji inwestor już tego prawa skorzystał, uzyskując przedłużenie terminu na wprowadzenie po raz pierwszy energii elektrycznej do sieci do 15 lipca 2024 roku. Wyjaśniono, że przedłużenie terminu dostarczenia energii elektrycznej ponad ten termin jest ograniczone art. 7 ust. 1

i art. 9c ust. 3 Prawa energetycznego, które nakazują równe i niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu. OSD nie mają podstaw do arbitralnego przedłużania terminów określonych zgodnie z art. 7 ust. 2a Prawa energetycznego i art. 184d ustawy o OZE. Wynikający z tych przepisów termin jest bezwzględnie obowiązujący. Należy mieć przy tym świadomość, że OSD, dopuszczając jednorazowo wydłużenie terminu pierwszego wprowadzenia energii później niż w lipcu 2024 roku, będzie związany swoją decyzją (w myśl zasady równego traktowania podmiotów) i każdemu podmiotowi, który spełniłby takie warunki, musiałby również wydłużyć ten termin ponad ustawowy (nie wiadomo zresztą na jak długi czas). Przekroczenie tego terminu w umowie z klientem (np. do końca 2024) mogłoby odnieść również skutek w postaci osłabienia pozycji prawnej OSD poprzez wątpliwości co do wypowiedzenia umowy w przypadku, gdyby podmiot nadal (w przedłużonym okresie) nie

realizował umowy. Zastosowanie odstępstwa niosłoby zatem za sobą szereg skutków i zaburzenia procedur przewidzianych w określonym celu Prawem energetycznym i ustawą o OZE. Wobec istniejącej sytuacji na rynku, tj. licznych wniosków o przyłączenie do sieci i brakujących mocy przyłączeniowych, intencją ustawodawcy było określenie realnego terminu na realizację inwestycji bądź umożliwienie wykorzystania mocy przyłączeniowych innym potencjalnym inwestorom.

Udział w posiedzeniach sejmowych

7 lutego w posiedzeniu sejmowej Komisji do spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych, poświęconemu m.in. rozpatrzeniu informacji Prezesa URE o aktualnych problemach polskiego systemu elektroenergetycznego oraz na temat zmian w taryfach dynamicznych, uczestniczył reprezentant PTPiREE.

Biuro PTPiREE, Poznań, marzec 2024 roku



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



Stanowisko Prezesa URE w sprawie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej

25 marca na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki opublikowano informację Prezesa URE nr 15/2024 dotyczącą kwestii wywołujących najczęstsze wątpliwości w obszarze przyłączenia do sieci. Jest to pierwsze od wielu lat tak jednoznaczne i wielowątkowe odniesienie się regulatora do procesu przyłączeniowego. W tej publikacji Prezes URE odniósł się m.in. do:

przesłanek uzasadniających odmowę przyłączenia do sieci elektroenergetycznej

W tym przypadku Prezes URE przypomniał, że zgodnie z ugruntowanymi poglądami doktryny i orzecznictwa przez brak warunków technicznych przyłączenia, uzasadniających odmowę przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, należy rozumieć wyłącznie techniczną przeszkodę o charakterze trwałym nie dającą się usunąć, pomimo podjęcia prób w tym celu. W takim przypadku muszą zatem istnieć obiektywne, nie dające się usunąć przeszkody uniemożliwiające realizację inwestycji mającej na celu przyłączenie obiektu lub lokalu podmiotu ubiegającego się o zawarcie umowy, aby można było mówić o braku warunków technicznych przyłączenia. Będą to zatem sytuacje wyjątkowe, które w sposób precyzyjny powinny być opisane w odmowie wydania warunków przyłączenia. Jak wskazał organ: *warunki techniczne mają przede wszystkim charakter obiektywny, a ich ewentualny brak ma charakter nieusuwalny, w tym także w realiach ekonomicznych danej sprawy, a do ustalenia tych faktów istotnym dowodem pozostają plany rozwoju przedsiębiorstwa, przewidujące modernizację sieci.* W konsekwencji: *sytuacja odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci wyłącznie z powodu braku warunków technicznych przyłączenia powinna być ograniczona jedynie do sytuacji, w której przyłączenie do sieci jest niemożliwe w obecnym i przyszłym stanie sieci, niezależnie od poczynionych nakładów. Inne przypadki odmów tylko ze względów technicznych należy uznać za nieuzasadnione.* Powyższe wywody Prezes URE skonkludował w następujący sposób: *W sytuacji zatem, gdy przyłączenie do sieci jest technicznie wykonalne, a jedynie rozbudowa sieci konieczna do jego realizacji nie została ujęta w planach rozwoju przedsiębiorstwa, odmowa zawarcia umowy przyłączenia do sieci powinna być uzasadniona zarówno brakiem warunków technicznych, jak i ekonomicznych, wraz z konsekwencjami wynikającymi z przepisu art. 7 ust. 1² Pe (tj. otwarciem możliwości tzw. przyłączenia komercyjnego)*

– Jeżeli odmowa nastąpiła z przyczyn ekonomicznych, w powiadomieniu, o którym mowa w ust. 11, przedsiębiorstwo energetyczne podaje także szacowaną wysokość opłaty, o której mowa w ust. 9, wraz z informacją o możliwości zażądania przedstawienia sposobu kalkulacji tej opłaty. Przedsiębiorstwo energetyczne na żądanie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci w terminie 14 dni informuje ten podmiot o sposobie kalkulacji opłaty z wyszczególnieniem istotnych elementów nakładów inwestycyjnych przyjętych do kalkulacji opłaty.)

prawo wnioskodawcy do określenia miejsca przyłączenia

Prezes URE podkreślił też, że to podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci przysługuje prawo wnioskowania o przyłączenie w konkretnym miejscu sieci i to miejsce powinno być przez operatora systemu elektroenergetycznego zwerifikowane. Dopiero w przypadku braku aktywności strony w zakresie wskazania miejsca przyłączenia, operator systemu powinien samodzielnie dokonać wyboru miejsca przyłączenia. Według organu kryterium wyboru miejsca przyłączenia zastosowane przez operatora systemu *powinno zostać konkretnie określone (np. najbliższy GPZ) i zakomunikowane ubiegającemu się o przyłączenie, aby postępowanie OSE było transparentne i nie budziło wątpliwości co do równego traktowania podmiotów ubiegających się o przyłączenie.*

prawo operatorów systemów elektroenergetycznych do weryfikacji decyzji lokalizacyjnych instalacji OZE

Innym aspektem procesu przyłączeniowego, który był przedmiotem wypowiedzi Prezesa URE, jest zakres uprawnień operatora systemu elektroenergetycznego do weryfikacji decyzji o warunkach zabudowy składanych jako załącznik do wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Tu również organ wyraźnie wyznaczył granice decydowania przez operatorów systemów elektroenergetycznych, czy dana decyzja administracyjna pozwala na wybudowanie instalacji OZE, podnosząc: *przy analizie złożonych wniosków o określenie WP OSE nie przysługuje prawo oceny prawidłowości lub wykonalności przedkładanych przez strony decyzji WZ i kwestionowania możliwości posadowienia instalacji OZE o danej mocy przyłączeniowej na określonym w decyzji terenie. Prawomocna decyzja wydana przez uprawniony organ w zakresie jego kompetencji wiąże strony i inne podmioty, w tym OSE.*

Przy tej okazji Prezes URE zaznaczył jednak: *inwestor, realizując inwestycję, dla której uzyskał warunki przyłączenia do sieci, jest zobowiązany do przygotowania inwestycji zgodnie z dokumentami przedłożonymi na etapie wnioskowania o określenie warunków przyłączenia, ponieważ to w takim zakresie następowała ocena możliwości przyłączenia do sieci określonego zamierzenia budowlanego. Jeśli inwestor zmienia zamierzenia inwestycyjne, np. miejsce posadowienia instalacji OZE, powinien wystąpić z nowym wnioskiem o WP lub wnioskiem o zmianę zawartej umowy.*

przyłączenia jednostek wytwórczych w modelu cable pooling (współdzielenia jednego miejsca przyłączenia)

W ostatniej części stanowiska Prezes URE zajął się cable poolingiem, czyli instytucją współdzielenia infrastruktury przyłączeniowej (przyłącza) przez instalacje OZE. I tu przedstawił dopuszczalne warianty takiego modelu przyłączenia, które mogą zostać zastosowane, gdy wniosek o wydanie warunków przyłączenia:

- A) obejmuje pierwsze przyłączenie do sieci dwóch lub większej liczby instalacji OZE,
- B) jest składany w sytuacji, gdy zostały uprzednio wydane warunki przyłączenia dla „pierwszej” instalacji OZE i została zawarta umowa o przyłączenie, a podmiot przyłączający wnioskuję o przyłączenie drugiej lub kolejnej instalacji OZE,
- C) jest składany w sytuacji, gdy instalacja OZE jest przyłączona do sieci (instalacja istniejąca i wybudowane przyłącze), a podmiot przyłączony wnioskuję o przyłączenie drugiej lub kolejnej instalacji OZE.

Organ przypomniał dodatkowo, że to nowe rozwiązanie prawne może być stosowane w odniesieniu do instalacji OZE, która była przyłączona do sieci przed 1 października 2023 roku, jak również tam, gdzie przed tą datą wydano warunki przyłączenia i zawarto umowę o przyłączenie. Skomentowano również problematykę konieczności spełnienia przez już przyłączoną instalację OZE wymagań w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci określonych w Kodeksie Sieci NC RfG. W tym zakresie organ odwołał się do brzmienia przepisu, twierdząc, że w przypadku, gdy dotychczas przyłączona instalacja OZE nie podlegała modernizacji, to wymogi Kodeksu Sieci NC RfG mają zastosowanie wyłącznie do „nowej lub nowych” instalacji OZE przyłączanych dodatkowo w istniejącym miejscu przyłączenia, przy czym brak jest podstaw prawnych do oczekiwania jakiegokolwiek ingerencji w istniejącą instalację OZE, w tym dostosowania jej do wymogów Kodeksu Sieci NC RfG.

Pierwsza koncesja dla hybrydowej instalacji OZE

7 marca Prezes Urzędu Regulacji Energetyki udzielił pierwszej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii. Koncesję otrzymała instalacja „Gaj Oławski 5 AHE”, która jest pilotażowym projektem wykonanym w technologii Agro-Hydro-Energy opracowanej przez Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu i Energetyczny Klaster Oławski.

Zgodnie z nową definicją hybrydowej instalacji OZE określoną w art. 2 pkt 11a) ustawy o odnawialnych źródłach energii taka instalacja to *wyodrębniony zespół urządzeń wytwarzających energię elektryczną z przynajmniej dwóch rodzajów odnawialnych źródeł, które różnią się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii, w którym także:*

- *żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80 proc. łącznej mocy zainstalowanej tego zespołu;*
- *wyprowadzenie mocy do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie transformujące energię do warunków niezbędnych do jej wykorzystania;*
- *zainstalowano magazyn energii, za pomocą którego do sieci wprowadza się co najmniej 5 proc. rocznego wolumenu energii wygenerowanej przez tę instalację, bez uwzględnienia energii pobranej z sieci.*

Dyrektywa wzmacniająca prawa konsumentów w procesie transformacji ekologicznej

Parlament Europejski i Rada przyjęły dyrektywę zmieniającą dyrektywy 2005/29/WE i 2011/83/UE w odniesieniu do wzmocnienia pozycji konsumentów w procesie transformacji ekologicznej poprzez lepsze informowanie i lepszą ochronę przed nieuczciwymi praktykami. Dyrektywa będzie chronić konsumentów przed wprowadzającymi w błąd twierdzeniami dotyczącymi ekologiczności (tzw. greenwashing), w tym przed nieuczciwymi twierdzeniami dotyczącymi kompensacji emisji dwutlenku węgla. Wyjaśnia odpowiedzialność przedsiębiorców w przypadku informacji (lub braku informacji) o przedwczesnym skracaniu cyklu życia produktów, zbędnych aktualizacji oprogramowania lub nieuzasadnionego obowiązku zakupu części zamiennych od pierwotnego producenta. Dyrektywa poprawi również informacje dostępne dla konsumentów, aby pomóc im w dokonywaniu wyborów wspierających gospodarkę o obiegu zamkniętym i ekologię. Przedsiębiorcy będą odpowiedzialni za dostarczanie konsumentom jasnych, istotnych i wiarygodnych informacji.

Aktualizacja „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu”

Polska przygotowała wstępną wersję aktualizacji „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu na lata 2021-2030” (KPEiK) z 2019 roku, którą przekazano do Komisji Europejskiej 1 marca. KPEiK to kluczowy dokument zarówno dla polskiej energetyki, jak i pozostałych sektorów gospodarki. Obowiązek jego sporządzenia nałożyło na Polskę rozporządzenie UE 2018/1999 o zarządzaniu unią energetyczną. Przedstawiona Komisji Europejskiej aktualizacja prezentuje scenariusz odwzorowujący aktualną ocenę możliwego wkładu Polski w realizację unijnych celów klimatyczno-energetycznych na 2030 rok.

Nowe wzory przyłączeniowych operatora systemu przesyłowego

Polskie Sieci Elektroenergetyczne, jako operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, wprowadziły nowe wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia do Krajowej Sieci Przesyłowej. Wzory te udostępniono na stronie internetowej tego operatora. Zgodnie z komunikatem zmiana wzorów wniosków o określenie warunków przyłączenia ma na celu m.in. uwzględnienie we wzorach wniosków przypadków ubiegania się o przyłączenie obiektów składających się z więcej niż jednego rodzaju urządzeń/instalacji (cable poling).



PTPiREE

KONFERENCJA TRANSFORMATOR'24 17-18 KWIETNIA 2024 R., WISŁA

Tematyka konferencji obejmuje następujące zagadnienia:

- Diagnostyka transformatorów i ocena jej skuteczności
- Awaryjność transformatorów, przyczyny awarii
- Analiza chromatograficzna (DGA), właściwa interpretacja wyników
- Postęp w zakresie konstrukcji i budowy transformatorów
- Monitoring transformatorów, najnowsze trendy i dotychczasowe doświadczenia
- Alternatywne dielektryki ciekłe w transformatorach
- Izolatory przepustowe, aktualne zagrożenia w eksploatacji
- Układy izolacyjne transformatorów - nowe rozwiązania
- Próby odbiorcze
- Rozwiązania konstrukcyjne transformatorów rozdzielczych do pracy w sieci z przyłączonymi po stronie nn źródłami energii rozproszonej
- Transformatory współpracujące z układami przekształtnikowymi
- Próżniowe podobciążeniowe przetworniki zaczepek, awarie i diagnostyka PPZ

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

Kontakt: Karolina Nowińska, tel.: +48 61 846-02-15, 609 223 890, e-mail: nowinska@ptpiree.pl

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



Dobór i nastawianie zabezpieczeń w sieci 110 kV

Dobór nastawień zabezpieczeń linii 110 kV na ogół wykonywany jest przez służby operatora przesyłowego. Jednak szczegółowa znajomość zasad wyliczeń wspomnianych nastawień w OSD ma bardzo istotne znaczenie dla optymalnej pracy automatyki zabezpieczeniowej w poszczególnych sieciach.



Umiejętność i zrozumienie w tym zakresie jest też nieodzowne w procesie analizy działania zabezpieczeń i badania awarii prowadzonych w OSD. Wnioski wynikające z wyliczeń nastawień mają również istotne znaczenie w obszarach, które wydają się niezwiązane i odległe od tego zagadnienia, np. w procesie rozwoju sieci.

W artykule przedstawiono wybrane przykłady uwarunkowań doboru nastawień. Część z nich mocno związana jest ze specyfiką sieci 110 kV: układami sieci i wyposażeniem stacji odmiennych niż w sieci przesyłowej NN. Biorąc też pod uwagę szereg analizowanych awarii w sieci 110 kV, odpowiedzialność za nastawienia zabezpieczeń powinna ciążyć w największym wymiarze na OSD.

Wiele zagadnień dotyczących nastawiania zabezpieczeń linii 110 kV jest szeroko opisanych w literaturze. Niektóre z nich zasługują na przypomnienie i wyeksponowanie.

Sieć 110 kV ma cechy, których zazwyczaj nie spotyka się w sieciach NN. Niejednorodność struktury i parametrów linii, szczególnie w obszarach zurbanizowanych, jest powszechna. Linie na swej długości zmieniają przekrój, sylwetki słupów. Są prowadzone na wspólnych słupach z innymi liniami niekoniecznie o tym samym poziomie napięcia i tylko na części swej długości. Linie 110 kV są często częściowo kablowane. Kablowanie, które głównie służy uwalnianiu terenu i eliminowaniu kolizji z projektami infrastrukturalnymi czy deweloperskimi, wykonywane jest w środkowych fragmentach linii. Często w linii danej linii dokonuje

się kilku kablowań – znane są przypadki skablowania linii 110 kV w sześciu odcinkach. Dużo częściej niż w sieciach przesyłowych w sieci 110 kV napotyka się układy odczepowe – aktywne i pasywne. W ciągach liniowych pomiędzy stacjami systemowymi powstają linie o bardzo zróżnicowanej długości – choć biorąc pod uwagę linie kablowe 110 kV – reaktancji. Zdarza się, że kolejne stacje 110 kV połączone są liniami o reaktancji wieloomowej oraz krótkimi liniami o reaktancji mniejszej niż 0,2 oma. W sieciach 110 kV często do stacji mających jedynie dwa powiązania z innymi stacjami przyłącza się elektrownie lokalne o stosunkowo dużej mocy, będące źródłami prądu zwarcowego i nieodporne na łączenia asynchroniczne. Należy jeszcze pamiętać o dużo większym prawdopodobieństwie niż w sieciach przesyłowych powstawania zwarć oporowych. Związane jest to oczywiście z wysokością linii oraz sposobem i zakresem prowadzonych wycinek. Dodając do tego zróżnicowane wyposażenie poszczególnych stacji 110 kV w automatykę zabezpieczeniową, wszystko to powoduje, że dobór nastawień zabezpieczeń linii 110 kV jest złożonym zagadnieniem.

Niejednorodność budowy linii 110 kV nie tylko utrudnia precyzyjne wyliczenia parametrów linii, ale również powoduje, że wyniki działania lokalizatorów miejsca zwarcia zaszytych w zabezpieczeniach odległościowych są obciążone dużymi błędami i mniej przydatne. Zabezpieczenia odległościowe używane w OSD zazwyczaj nie umożliwiają

zaprogramowania niejednorodnej struktury linii dla potrzeb działania lokalizatorów. Biorąc pod uwagę niejednorodność oraz fakt, że część linii ma budowę niestandardową – sylwetki słupów są odmienne od znanych typów – rośnie rola wyznaczania pomiarowego podstawowych parametrów elektrycznych linii. Wymagania dotyczące pomiarów $X1$, $R1$, $X0$, $R0$ powinny być stawiane przy każdej budowie i przebudowie linii 110 kV. Wyniki rzetelnie wykonanych pomiarów powinny być podstawą obliczeń, w szczególności współczynników korekcyjnych.

Różnorodność budowy poszczególnych linii, a zatem ich parametrów elektrycznych, może być źródłem pewnych niedogodności. Jako przykład przedstawia się linie w ciągu o tak odmienną budowę, że kąty charakterystyczne linii różnią się nawet o 10 stopni. Jeśli takie wartości kątów zostaną przyjęte jako kąty nachylenia charakterystyk poligonalnych zabezpieczeń odległościowych (co zazwyczaj ma miejsce), to okazuje się, że zasięgi takich zabezpieczeń nieco się różnią. W przypadku zwarć oporowych może dojść do nieselektywnego wyłączenia zwarcia, mimo że nastawy zasięgów rezystancyjnych są jednakowe.

Jak już wspomniano, zdarza się, że w ciągu linii 110 kV powstaje linia krótka, mająca nawet mniej niż kilka kilometrów. Jeśli przy okazji jest to linia kablowa, okazuje się, że reaktancja takiej linii wynosi kilka dziesiątek omów. Zabezpieczenia takiej linii buduje się, aby zapewnić właściwą eliminację zakłóceń dla linii krótkiej.

Jednak problemem staje się zapewnienie szybkiej i selektywnej eliminacji zakłóceń w całym ciągu. Szczególnie jest to wyraźne, gdy w ciągu o wieloomowej reaktancji kolejnych linii powstaną pod rząd dwie linie o reaktancjach kilkunastokrotnie mniejszych. Aby myśleć o szybkim i selektywnym działaniu zabezpieczeń, należy sąsiednie linie (w stosunku do linii krótkiej) wyposażać w zabezpieczenia odcinkowe oraz uwspółbieżnione, a szyny stacji objąć układami zabezpieczeń szyn. Na podobne problemy można się natknąć w układach odczepowych linii. Nie do końca jest prawdą, że panaceum w zakresie eliminacji zakłóceń w liniach z odczepami (aktywnymi i biernymi) jest zastosowanie zabezpieczeń różnicowych dla linii o wielu końcach. Nie rozwiązują one problemu zmienności zasięgów dalszych stref zabezpieczeń odległościowych w zależności stanu pracy sieci.

W sieci dystrybucyjnej 110 kV stosunkowo często dochodzi do sytuacji, kiedy do stacji pracującej w układzie H na napięciu 110 kV dołącza się źródło wytwórcze. Taka elektrownia ma jedynie dwa powiązania z systemem elektroenergetycznym. OSD określa wymagania techniczne również dotyczące EAZ. Dotyczą one rozwiązań przyłączanej stacji, zabezpieczeń linii łączącej GPZ z GPO oraz ewentualnie pracy współbieżnej zabezpieczeń i kontroli synchronizmu linii bezpośrednio związanych z GPZ. Problem, nad którym warto się szczególnie pochylić dotyczy sytuacji, kiedy stacja z przyłączoną generacją jest w ciągu wielu stacji pomiędzy stacjami systemowymi, a sam ciąg zostaje przerwany. Dzieje się to wskutek konieczności wprowadzenia podziału sieci dla potrzeb eksploatacyjnych czy serwisowych. Czas utrzymywania takiego nienormalnego układu bywa całkiem długi, a ryzyko niepojemne. Problem powstaje w sytuacji, kiedy dojdzie do zwarcia w odległej linii pomiędzy stacją systemową a źródłem wytwórczym. Wyłączone zwarcie od strony systemu niekoniecznie jest wyłączane od strony źródła. Jeśli źródło nie zostanie dostatecznie szybko wyłączone, utrudnić może dejonizację przestrzeni połukowej uniemożliwiając skuteczne działanie SPZ. Ale załączenie w cyklu SPZ, zazwyczaj bez kontroli synchronizmu, może spowodować asynchroniczne podanie napięcia na generator. Oczywiście radą na to miałoby być odstawienie w całym przerwany ciąg automatki SPZ we wszystkich stacjach. Ale z punktu widzenia zapewnienia ciągłości dostaw energii jest to sytuacja w oczach OSD nieakceptowalna. Należałoby raczej budować układy kontroli

synchronizmu we wszystkich stacjach ciągu, nawet pozornie odległych od elektrowni. Natomiast samą elektrownię wyposażać w zabezpieczenia od utraty połączenia z siecią działające z czasem znacznie krótszym niż czas przerwy beznapięciowej w cyklu SPZ.

Większa samodzielność OSD w zakresie doboru nastawień sprzyja tworzeniu algorytmów działania zabezpieczeń, które wykraczają poza typowe rozwiązania. Istnieje większa elastyczność w doborze schematów funkcjonowania telezabezpieczeń. Wykorzystywane są różne schematy funkcjonowania telezabezpieczeń adekwatnie do lokalnych uwarunkowań również w sytuacji utraty transmisji pomiędzy zabezpieczeniami odległociowymi. W liniach mieszanych, wykorzystując dostępne strefy zabezpieczeń odległociowych, próbuje się zidentyfikować i odróżnić zwarcie w części kablowej linii, uzależniając od tego działanie automatki SPZ. W wyjątkowych układach sieci 110 kV, opierając się na działaniu zabezpieczeń i teletransmisji, realizuje się układy automatki restytucyjnej wykraczających poza typowy SPZ i SZR.

Od dziesięcioleci obserwuje się pozytywne wyniki w zakresie działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych linii nastawianych według zasad, które nie są obecnie powszechnie praktykowane. Mianowicie, tam, gdzie warunki zwarcia na to pozwalają, jeden stopień zabezpieczenia ziemnozwarciowego kierunkowego nastawia się bezzwłocznie, a drugi odpowiednio niskoprądowo – tak, aby zapewnić reakcję zabezpieczenia przy zwiarcach wysokooporowych. Pierwszy wysokonastawiony stopień pobudza automatkę SPZ. W ten sposób, nastawiając zabezpieczenie ziemnozwarciowe, można uzyskać dwa niezależne zabezpieczenia działające bezzwłocznie: podstawowe – odległociowe oraz rezerwowe – ziemnozwarciowe. Niedogodnością tej metody jest konieczność monitorowania zmian w rozptywach prądów ziemnozwarciowych i ewentualne korygowanie progów rozruchowych zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Zasada ta przestaje mieć uzasadnienie w polach linii wyposażonych w zabezpieczenia różnicowe i odległociowe.

Ramy organizacyjne są źródłem pewnych ewidentnych problemów dotyczących nastawień zabezpieczeń linii. Otóż w wielu przypadkach otrzymane nastawienia są wprowadzane do zabezpieczeń bez jakiegokolwiek analizy i uzupełnienia. Unika się wręcz współdzielenia odpowiedzialności za poprawność materiałów. Dane pozyskiwane

od OSP nie zawsze zawierają wszystkie istotne parametry nastawcze. Również nie zawsze są one wykonane w oparciu o najaktualniejsze dane i szczegóły wyposażenia i rozwiązań w poszczególnych stacjach. W procesach inwestycyjnych obserwowany jest mechanizm przekazywania danych pozyskanych od OSP wykonawcom bez jakiegokolwiek analizy czy uzupełnienia w celach konfiguracji i nastawiania. Prowadzi to, jak pokazuje praktyka, do wielu nieoczekiwanych sytuacji i zdarzeń. Niekiedy niezdefiniowane parametry nastawcze pozostawiane są na wartościach fabrycznych.

I tak znane są przypadki nieprawdopodobnych zdarzeń, które jednak stały się faktami, np. pobudzania automatki SPZ w innych strefach niż pierwsza czy pierwsza wydłużona. Ustawiania czułości napięciowej zabezpieczenia ziemnozwarciowego na poziomie charakterystycznym dla sieci skompensowanych i wyższych (nawet 30 V!), działanie bezkierunkowe zabezpieczenia ziemnozwarciowego. Pozostawienie (nie wyłączenie) niechcianych i zbędnych zabezpieczeń, np. nadprądowych bezkierunkowych. Takie sytuacje mogą wychodzić na jaw niestety dopiero po zaistniałych zdarzeniach i nieprawidłowej eliminacji zakłóceń oraz podczas przeglądów okresowych pól. Służby serwisu powinny mieć bezpośredni codzienny kontakt z inżynierami kompetentnymi z zakresu nastaw zabezpieczeń w celu szybkiego bezpośredniego wyjaśnienia sytuacji tego wymagających.

Zdaniem autora OSD powinny w większym stopniu poczuwać się do odpowiedzialności za nastawienia linii 110 kV. Aby to skutecznie realizować, muszą być wprowadzone odpowiednie mechanizmy i procedury. Posiadana w przeszłości w poszczególnych spółkach dystrybucyjnych wiedza i umiejętności w zakresie doboru nastawień powinny być wzmocnione bądź na nowo zbudowane.

Niektóre wnioski wynikające z doboru nastawień zabezpieczeń powinny być uwzględniane w procesie tworzenia planów pracy sieci, budowania planów inwestycyjnych, wydawania warunków przyłączenia i przebudowy. Oczywiście, wiele ze wskazanych wyżej problemów mogłoby być złagodzone, gdyby wszystkie stacje były odpowiednio wyposażone w zakresie elektroenergetycznej automatki zabezpieczeniowej. ■

Referat zaprezentowano podczas konferencji PTPiREE „Elektroenergetyczna automatka zabezpieczeniowa”, która odbyła się 13 i 14 marca w Wiśle.

Naładowana bateria w 6 minut



Zdjęcie: NIO

Samochody NIO można kupić z baterią lub taniej bez akumulatora

NIO, chińska marka aut elektrycznych z nowatorskim podejściem do ładowania baterii, jest coraz bliżej Polski. Cały proces autonomicznej wymiany źródła energii ma zająć maksymalnie 6 minut.

Samochody NIO to jedyne na świecie auta osobowe, które mają funkcję ekspresowej wymiany kompletnego pakietu baterii. Producent wybudował już kilkanaście stacji automatycznej wymiany baterii w Europie i do końca roku odda kolejne. Tylko w Niemczech jest już siedem stacji automatycznej wymiany, a do końca roku będzie ich 20. NIO zapowiada zbudowanie 4 tys. punktów na całym globie do 2025 roku.

Samochody NIO można kupić z baterią lub taniej bez akumulatora. Płacimy miesięczną ratę za wynajem akumulatora. W cenie można dokonać dwóch bezpłatnych wymian miesięcznie lub skorzystać z 200 kWh szybkiego ładowania. Kolejne wizyty na stacji wiążą się ze stosowną opłatą.

Chińczycy oficjalnie rozpoczęli produkcję stacji ładowania zaledwie kilkanaście kilometrów od Budapesztu. W Białymostku ruszyła fabryka NIO Power Europe Plant. Powierzono jej

produkcję stacji wymiany akumulatorów w samochodach elektrycznych. Ale to nie wszystko. Węgierski zakład posłuży także jako centrum serwisowe oraz ośrodek badawczo-rozwojowy.

Na czym polega technologia wymiennych akumulatorów? Otóż gdy ładowanie baterii w samochodzie NIO spada do 15 proc., komputer pokładowy informuje kierowcę, gdzie znajduje się najbliższa stacja wymiany, jakie baterie i o jakiej mocy są obecnie w niej dostępne i ile baterii jest już zajętych – czyli ile samochodów stoi w kolejce do wymiany. Baterie można jednak zarezerwować dopiero będąc w okolicach 150 metrów od stacji. Sam proces wymiany trwa tylko 6 minut! Samochodem należy wjechać na prostokąt namalowany przed stacją i od tego momentu wszystko przebiega automatycznie. System parkuje samochód na specjalnej platformie, która podnosi go i wymienia baterię zainstalowaną pod podłogą auta. Stara bateria trafia do magazynu obok, gdzie jest ładowana i czeka na kolejnego klienta.

Kasper Teszner
Biuro PTPIREE



PTPiREE

KONFERENCJA NIEZAWODNOŚĆ SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH 16-17 KWIETNIA 2024 R., WISŁA

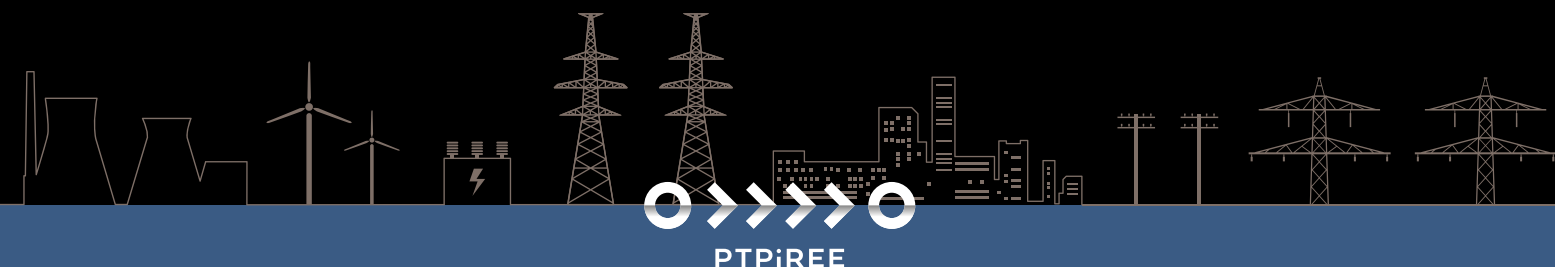
Tematyka konferencji obejmuje następujące zagadnienia:

- Wskaźniki niezawodności sieci
- Wskaźniki awaryjności elementów sieci elektroenergetycznej
- Działania podejmowane przez OSD w celu poprawy niezawodności sieci
- Kablowanie sieci jako sposób na zmniejszenie wskaźników niezawodności
- Najczęstsze przyczyny awarii sieci energetycznej
- Monitorowanie sieci sposobem na ograniczenie awaryjności
- Wybrane aspekty dotyczące modelu regulacji jakościowej

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

Kontakt: Karolina Nowińska, tel.: +48 61 846-02-15, 609 223 890, e-mail: nowinska@ptpiree.pl

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



PTPiREE

Historia radiofonii w Polsce

MACIEJ SKORASZEWSKI
 Biuro PTPIREE

Pierwsze próby przesyłania dźwięku na odległość przeprowadzono już na początku XX wieku. Pierwszą, udokumentowaną doświadczalną transmisją audycji radiowej było przesłanie falami eteru występów E. Carusa w Metropolitan Opera w Nowym Jorku. Jednak szybki rozwój radiofonii nastąpił dopiero w latach 20. XX wieku. Pierwsza stała stacja radiofoniczna na świecie zaczęła nadawać w Pittsburghu w USA 2 listopada 1920 roku. W Europie jako pierwsza odezwała się stacja nadawcza Moskwa – było to 22 marca 1922. W latach 1922-1924 radiofonię wprowadziło 17 państw, m.in. Niemcy, gdzie w 1924 we Wrocławiu zaczęła nadawać stacja zlokalizowana na obecnym terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Rozwój radiofonii w naszym kraju był opóźniony w stosunku do państw przodujących w tej dziedzinie. Lata 20. XX wieku były dla Polski czasem odbudowy struktur państwowych i gospodarki po ponadstuletniej niewoli i zawieruchach I wojny światowej. Biorąc pod uwagę ówczesne realia, kilkuletnia zwłoka we wdrożeniu radiofonii w odrodzonej ojczyźnie nie była dużym opóźnieniem. Później od nas swoje radiofonie uruchomiły m.in. Rumunia, Portugalia, Bułgaria, Luksemburg i Grecja. W latach 1928-1933 wszystkie kraje europejskie nadawały już regularne programy radiofoniczne.

Zanim oficjalnie uruchomiono w Polsce transmisję radiofoniczną dla publiczności, nasi radiowcy musieli posiłkować się radiotelegrafami wojskowymi wykorzystywanymi przez zaborców. Stacje komunikowały się wyłącznie za pomocą telegrafii (z wykorzystaniem alfabetu Morse'a); nie było przekazywania informacji głosowych. Radiostacje obsługiwane były przez polskich oficerów wojsk łączności wyszkolonych w armiach państw zaborczych – rosyjskiej, austro-węgierskiej i pruskiej.

4 listopada 1918 roku przejęta od zaborców wojskowa stacja radiotelegraficzna w Krakowie nadała pierwsze radiogramy

w języku polskim. Stacja wyposażona była w kompletną aparaturę zamontowaną przez berlińską firmę Lorenz, z nadajnikiem łukowym o mocy 3,5 kW w antenie. Regularną pracę rozpoczęła 8 listopada, zajmując się m.in. nadawaniem komunikatów dla prasy krajowej.

19 listopada przejęto stację radiową mieszczącą się w Cytadeli warszawskiej. Już w pierwszym dniu działalności nawiązano łączność z radiostacją SAI Karlsborg w Szwecji oraz przesłano drogą radiową komunikat do Paryża, oznajmiający powstanie niepodległego państwa polskiego. Stacja odgrywała rolę koordynującą dla wojskowych radiostacji polowych. Później zapewniała również obsługę dla Ministerstwa Poczty i Telegrafów, Ministerstwa Spraw Zagranicznych, misji wojskowych i przedstawicielstw dyplomatycznych. Stacja miała nadajnik iskrowy firmy Telefunken o mocy 4 kW i antenę rozpiętą na dwóch 70-metrowych stalowych wieżach.

Na początku stycznia 1919 roku powstańcy wielkopolscy zdobyli radiostację mieszczącą się na poznańskiej Cytadeli. Stacja prowadziła korespondencję z zagranicą, m.in. zbierając informacje giełdowe i meteorologiczne z Europy. Miała aparaturę identyczną jak krakowska, a dodatkowo wyposażona była w 5-kilowatowy nadajnik iskrowy firmy Lorenz.

Wszystkie wymienione radiostacje pracowały na falach długich w systemie simplex, czyli nadawanie i odbiór odbywały się na przemian.

W sierpniu 1921 roku rozpoczęła w Polsce działalność cywilna służba radiokomunikacyjna. W tym dniu władze wojskowe przekazały na potrzeby Ministerstwa Poczty i Telegrafów stację radiotelegraficzną w Poznaniu. W następnym roku MPiT otrzymał od wojska dwie kolejne radiostacje. Pierwsza z nich to stacja w Grudziądzu, zakupiona dla wojska w 1920 roku przez Komitet Narodowy w Paryżu z francuskich zapasów demobilizacyjnych. Druga to

opisana wcześniej stacja w Krakowie przekazana 20 kwietnia 1922 roku.

4 października 1923 roku uruchomiono na warszawskim Bemowie Transatlantyczną Stację Radiotelegraficzną przeznaczoną do korespondencji telegraficznej ze Stanami Zjednoczonymi i odległymi krajami europejskimi. Należała do największych i najnowocześniejszych w świecie. Stacja wyposażona była w dwa alternatory o mocy 200 kW każdy dostarczone przez amerykańską firmę Radio Corporation of America (RCA). Antena o długości blisko 4 km rozpięta była na 10 stalowych wieżach o wysokości 127 m każda.

W 1923 roku w Warszawie przy ul. Narbutta 29 założono Polskie Towarzystwo Radiotechniczne – firmę wytwarzającą odbiorniki i podzespoły radiowe. Warto ten adres zapamiętać, bo to stąd popłynę w eter pierwszy polski program radiowy. PTR było w tym czasie nie tylko producentem i sprzedawcą sprzętu, ale czymś w rodzaju instytutu radiotechnicznego promującego tę nową gałąź wiedzy i techniki. Posiadało bogatą bibliotekę fachową i żywe kontakty z europejską awangardą w tej dziedzinie. Z powodu państwowego monopolu na wszelkie formy komunikacji radiowej, produkcja przeznaczona była początkowo wyłącznie dla placówek państwowych i wojskowych. Zanim w Polsce pojawiły się pierwsze stacje nadawcze, rodzimi konstruktorzy budowali już odbiorniki radiowe. Do najbardziej aktywnych należał inż. Stefan Manczarski. Opracowany przez niego tani, jednolampowy odbiornik był później produkowany przez Polskie Zakłady Radiotechniczne w Warszawie.

11 kwietnia w 1923 roku Stowarzyszenie Radiotechników Polskich przyjęło dokument, w którym zawarło swoje opinie na temat wytycznych do ustawy radiotelegraficznej. Był to ważny krok na drodze rozwoju polskiej radiofonii, a już 2 czerwca 1924 w Dzienniku Ustaw RP ogłoszono ustawę sejmową z dnia 8 kwietnia 1924 roku o poczcie, telegrafii

i telefonie, obejmującą również radiotelegrafię i radiotelefonię. Na mocy ustawy Minister Przemysłu i Handlu wydał 10 października 1924 rozporządzenie wykonawcze dotyczące warunków udzielania pozwoleń na posiadanie i używanie urządzeń radiotechnicznych (do tej pory używanie odbiorników poza wojskiem i służbami państwowymi było nielegalne). Oprócz tego rozporządzenie ustala opłaty abonamentowe oraz określa warunki produkcji sprzętu radiowego i handlu nim. Ustawa ta pozwalała osobom fizycznym i prawnym ubiegać się o koncesję na zakładanie i eksploatację urządzeń radiotelefonicznych. Dokument ma kluczowe znaczenie dla rozwoju radiofonii w Polsce.

Na pierwszą próbną audycję radiową trzeba było poczekać jeszcze ponad pół roku. Datę jej nadania ze stacji przedsiębiorstwa Polskie Towarzystwo Radiotechniczne w Warszawie – 1 lutego 1925 roku – uznaje się za początek polskiej radiofonii. Tego dnia, punktualnie o godzinie 18, zainaugurowano program słowami: „Tu próbną stacją radionadawczą Polskiego Towarzystwa Radiotechnicznego w Warszawie, fala 385 metrów...” Wygłosił je dyrektor PTR – inż. Roman Rudniewski, po czym zapowiedział, że audycje będą nadawane codziennie od 18.00 do 19.00. Tak też się stało. Stacja rozpoczęła pracę programową. Rolę spikerki pełniła Halina Wilczyńska, pracownica PTR. W audycjach brali udział najwybitniejsi wykonawcy: aktorzy, artyści estradowi, muzycy i prelegenci. Występowali zazwyczaj bezpłatnie, z ciekawym nowym sposobem prezentacji publicznej.

Rozwój bazy technicznej radiofonii w Polsce w okresie międzywojennym można podzielić na dwa etapy. W pierwszym (do 1934 roku) stopniowo rozbudowywano sieci radiostacji i rozgłośni, stosując wyłącznie urządzenia nadawcze pochodzenia zagranicznego, np. takich firm jak Marconi's Wireless Telegraph Co, Western Electric Co i Standard Electric Company. Największym osiągnięciem tego okresu było uruchomienie 120-kilowatowej stacji nadawczej w Raszynie i trzech stacji o mocy 16 kW przekazanych do Wilna, Lwowa i Poznania.

W drugim etapie (po 1935) nastąpiła intensywna rozbudowa urządzeń nadawczych i studyjnych, ale już z wykorzystaniem aparatury własnej produkcji. W 1934 roku pierwszą polską stacją nadawczą o mocy 24 kW otrzymał Toruń. Następnie zbudowano siedem nadajników średniofalowych o mocy 50 kW (dla Lwowa,

Wilna – dwa, Poznań, Katowice, Baranowicz i Łucka), trzy nadajniki średniofalowe o mocy 10 kW (dla Łodzi, Krakowa i Warszawy II) oraz nadajnik długofalowy do zwiększenia mocy radiostacji w Raszynie (do 600 kW w antenie). 31 sierpnia 1939 roku Polskie Radio dysponowało 10 stacjami nadawczymi o łącznej mocy 424 kW, w tym jedna pracowała na fali długiej (Raszyn), a dziewięć na falach średnich o łącznej mocy 304 kW.

Działalność Polskiego Radia zawieszono w pierwszych dniach II wojny światowej. W czasie okupacji Niemcy wykorzystywali większość radiostacji znajdujących się na terenie Polski do retransmisji programu niemieckiego z Berlina lub do celów wojskowych. W tym okresie różne stacje radiofoniczne należące do państw koalicji antyhitlerowskiej nadawały również audycje w języku polskim. 7 września 1939 roku BBC rozpoczęła emisję polskich audycji z Londynu, kilka miesięcy później taką działalność podjęło radio francuskie, a 25 czerwca 1941 – radio moskiewskie. Po zakończeniu wojny (w latach 1944-1945) należało rozpocząć od początku odbudowę polskiej radiofonii, ponieważ ogromna większość obiektów radiowych była doszczętnie ograbiona lub wysadzona w powietrze.

Okres rozwoju bazy technicznej radia w latach 1945-1969 można podzielić na dwa etapy. Początkowo (do 1950 roku) prowadzono bardzo intensywną akcję odbudowy studiów i sieci nadawczych. Później (od 1949) budowa rozgłośni i radiostacji zaczęła przybierać charakter zorganizowany, instalowano nowy sprzęt nadawczy i studyjny, budowano nowe obiekty radiofoniczne i zwiększano obszar ich zasięgu.

Istotny przełom w rozwoju radiofonii stanowiło wprowadzenie stereofonii, czyli techniki nadawania i odbierania dźwięku sprawiającego wrażenie przestrzenności jego brzmienia. Pierwsze próby stereofonicznego przesyłania dźwięków przeprowadził A. G. Bell w końcu XIX wieku, a pierwszą dwukanałową transmisję stereofoniczną zademonstrowano w 1881 roku na wystawie przemysłowej w Paryżu. W 1920 roku A. D. Blumelin opatentował urządzenie stereofoniczne zawierające dwa głośniki i dwa mikrofony. W 1925 radiostacja New Haven nadała próbne audycje stereofoniczne, a w 1933 przeprowadzono próbną transmisję stereofoniczną z Filadelfii do Waszyngtonu. W Polsce nadawanie audycji stereofonicznych na falach ultrakrótkich rozpoczęto w 1967 roku.

Obecnie nasza radiofonia wykorzystuje stacje nadawcze o dużych mocach. Stacja Polskiego Radia o mocy około 1 MW pracująca na falach długich może zapewnić zadowalającą jakość odbioru na obszarze całej Polski. Stacje średniofalowe wyłączono z eksploatacji w 2005 roku. W zakresie fal krótkich pracują rozgłośnie nadające audycje dla Polonii po wschodniej stronie granicy – przoduje w tym Radio Maryja, którego sygnał odbierany jest w Kazachstanie, a nawet w Chinach. Natomiast zasięg stacji pracujących na falach ultrakrótkich (UKF) jest praktycznie ograniczony do zasięgu bezpośredniej widoczności między anteną odbiorczą i nadajnikiem. Zatem, aby pokryć powierzchnię Polski programami nadawanymi na UKF, musi pracować kilkadziesiąt stacji retransmitujących te same programy. Pasma fal ultrakrótkich wykorzystujące modulację FM, ze względu na niski poziom zakłóceń występujących przy tej modulacji, jest przeznaczone dla sieci nadających programy wysokiej jakości, m.in. stereofoniczne. Obecnie w Polsce w zakresie fal UKF pracuje ponad 80 rozgłośni nadających programy lokalnie i ogólnopolskie.

Od początku lat 90. wdraża się na świat technologii radia cyfrowego DAB (Digital Audio Broadcasting). To cyfrowy standard nadawania programów radiowych, który względem swojego analogowego odpowiednika FM różni się m.in. jakością dźwięku i funkcjami dodatkowymi. Działa na innych częstotliwościach i umożliwia „upakowanie” większej liczby radiostacji w jednym paśmie częstotliwości radiowych. Ma to szczególnie znaczenie w dużych aglomeracjach, gdzie zagęszczenie rozgłośni radiowych na częstotliwościach UKF jest bardzo duże. Choć w niektórych krajach europejskich DAB funkcjonuje od dawna, w Polsce dopiero teraz zyskuje na popularności. Nazemna radiofonia cyfrowa DAB jest emitowana w naszym kraju, podobnie jak w całej Europie, w pasmie VHF, czyli w zakresie częstotliwości 174-230 MHz. Choć stacje nadawcze tego systemu zlokalizowane są prawie wyłącznie w dużych miastach, liczne odbiorniki radiowe DAB oferowane są w handlu i wywierają modele klasyczne.

Sygnał publicznych stacji radiowych obecny jest praktycznie na całym obszarze Polski. Mamy zatem możliwość odbioru audycji w miejscu zamieszkania, podczas podróży czy z dala od wielkomiejskiego zgiełku, umilając sobie wypoczynek audycjami płynącymi z radioodbiornika. ■



ICR Polska

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

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

Oferujemy m.in.:

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

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

Kontakt: ICR Polska Sp. z o.o.

Plac Przymierza 6; 03-944 Warszawa

Tel. 22 115 70 62; e-mail: icrpolska@icrqa.com; www.icrpolska.com



X KONFERENCJA PRZYŁĄCZANIE I WSPÓŁPRACA OZE Z SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM 21-22 MAJA 2024 R., WARSZAWA

ORGANIZATORZY



PATRONAT HONOROWY



SZCZEGÓŁOWE INFORMACJE: <http://oze.ptpiree.pl>

III Konferencja Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa



Zdjęcia: PTPIREE

Panel dyskusyjny

13 i 14 marca w Hotelu Gołębiwskim w Wiśle odbyła się III Konferencja Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa organizowana przez PTPIREE. Przewodnim tematem pierwszych dwóch jej sesji było cyberbezpieczeństwo w stacjach elektroenergetycznych.

W tym roku po raz pierwszy w programie konferencji pojawił się panel dyskusyjny. Po prezentacjach „Cyberbezpieczeństwo w obszarze automatyki zabezpieczeniowej” Cezarego Bryczka (GE Grid GmbH) oraz „Zarys problematyki i propozycja bezpiecznej komunikacji na stacji elektroenergetycznej w kontekście wymagań technologicznych IEC 61850” Krzysztofa Nowackiego (BitStream) do grona panelistów dołączyli eksperci Adam Babś (Instytut Energetyki) oraz Marcin Skórka (Tekniska Polska).

Panel, który poprowadzili Tomasz Bartoszek (PGE Dystrybucja) oraz Bogusław Wawrzyniecki (Energia-Operator), podzielony był na sześć bloków tematycznych.

W pierwszym z nich pt. „Cyberbezpieczeństwo” dyskutowano o tym, co ono oznacza i dlaczego jest potrzebne na przykładach cyberataków na infrastrukturę techniczną w Ukrainie czy USA. Poruszono temat potencjalnych zagrożeń, a paneliści podzielili się swoimi doświadczeniami w zakresie monitorowania, audytów czy projektowania infrastruktury technicznej (OT).

Kolejne bloki dotyczyły budowy i bezpieczeństwa informatycznej infrastruktury technicznej oraz standardów i potrzeb w zakresie cyberbezpieczenia polskiej infrastruktury sieciowej.

Główna dyskusja pojawiła się w panelu dotyczącym eksploatacji sieci i urzędzeń elektroenergetycznych w aspekcie cyberbezpieczeństwa. Podsumować ją można stwierdzeniem, które padło w trakcie debaty:

„Pięćdziesiąt lat temu poszukiwani byli w obszarze zabezpieczeń i telemechaniki specjaliści z dodatkowymi umiejętnościami zegarmistrzowskimi, teraz potrzebni są specjaliści z dodatkowymi umiejętnościami informatycznymi”.

Zakres kompetencyjny pracowników do tej pory odpowiedzialnych głównie na zabezpieczeniu infrastruktury energetycznej dla bezpiecznego przesyłu energii czy komunikacji sterowań poszerza się również o zabezpieczenie przez cyberatakami.

Eksperti uczestniczący w panelu dyskusyjnym wskazali również, że specyfika rozwiązań stosowanych na stacjach wymaga innego podejścia niż ogólnie przyjęte i stosowane w sieciach IT czy w głównych sieciach szkieletowych OT.

W tematykę cyberbezpieczeństwa wpisała się również prezentacja Karola Kurka z Politechniki Warszawskiej pt. „Układ zdalnego nadzoru zabezpieczeń wyposażony w funkcje cyberbezpieczeństwa”.

Kolejny blok tematyczny prowadzony przez Grzegorza Bobrowskiego ze spółki Stoen Operator dotyczył wdrożeń w elektroenergetyce. Przedstawiono następujące prezentacje: „Wdrożenie zabezpieczenia szyn i lokalnej rezerwy wyłącznikowej SIPROTEC 5 7SS85 produkcji Siemens w oparciu o szynę procesową na rozdzielni WN” (Tomasz Bartoszek – PGE Dystrybucja i Tomasz Polak – Siemens) oraz „Rozwiązania LRW w stacjach elektroenergetycznych z dławikami WN” (Jarosław Gandzel oraz Mateusz Szabliski – PSE).

Andrzej Juszczyk (GE Power) podzielił się doświadczeniem z wykorzystania techniki GOOSE w EAZ na przykładzie wdrożonego standardu rozdzielni SN w spółce Orlen. Natomiast Dymitr Bujakowski oraz Adam Wojtaszek (Stoen Operator) przedstawili temat rozwoju telemechaniki i zabezpieczeń w sieci dystrybucyjnej SN na przykładzie rozwiązań wdrożonych w spółce Stoen Operator.

Pierwszy dzień konferencji zakończyły prezentacje Michała Gajewskiego (PSI Polska) na temat centralnego systemu rejestracji zdarzeń i zakłóceń jako narzędzia do analizy poawaryjnej oraz Krzysztofa Kaweckiego (TEKNISKA Polska) pn. „Uniwersalna brama dostępowa dla obiektów energetycznych”. Kolejny dzień to prezentacje pod ogólnym tytułem „Transformacja energetyczna – wyzwania dla operatorów sieci”, prowadzone przez Marka Głaza (PSE) i Waldemara Szarafińskiego (Enea Operator).

Szczególną uwagę zwróciła prezentacja Marcina Habrycha (Politechnika Wrocławska) dotycząca uniwersalnego banku nastaw dla falowników współpracujących z modułami wytwarzania typu A i B.

Opracowany przez Politechnikę Wrocławską i Lubelską (na zlecenie Zespołu ds. EAZ przy PTPIREE) dokument opisał badania przeprowadzone na grupie inwerterów stosowanych głównie przy indywidualnych instalacjach PV. Rezultatem pracy są wdrażane przez PTPIREE odpowiednie nastawy (PL) dla polskiego systemu energetycznego oraz uruchamianie rzadko wykorzystywanych charakterystyk regulacyjnych P(U) czy Q(U), które w znaczny sposób poprawiają pracę rozproszonych źródeł PV,

ograniczając impulsową (włączanie/wyłączanie) pracę inwerterów, przejmując również funkcje regulacyjną.

Równie ciekawe rozwiązanie zaprezentował Łukasz Kajda oraz Adam Babś (Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Gdańsk) opisujące wykrywanie podziału systemu z zastosowaniem synchronofazorów oraz symulację działania algorytmu z wykorzystaniem RTDS-a. RTDS to innowacyjne rozwiązanie symulatora czasu rzeczywistego, umożliwiające poprzez programowane wejścia/wyjścia analizowanie i testowanie prac urządzeń zewnętrznych, jak np. zabezpieczeń. Na wprowadzonym modelu sieci można generować wszelkie możliwe zakłócenia i dokonywać ich analizy.

Tematy bieżące zaprezentował Jacek Floryn (Tauron Dystrybucja) – „Wybrane aspekty doboru i nastawiania zabezpieczeń w sieci 110 kV”.

Wdrażaną ideę Grid Forming Capability zaprezentowali Piotr Rzepka i Mateusz Szabliski (PSE), a Krzysztof Łowczowski (Politechnika Poznańska) i Piotr Miller (Politechnika Lubelska) przedstawili automatykę Synchro Check w sieciach 110 kV.

Oczywiście, nie zabrakło również prezentacji nowych rozwiązań na rynku polskim, które omawiali Krzysztof Kluszczyński oraz Kamil Smejda (Apator SA) – „BELplus OZE automatyką zabezpieczeniową w sieci z generacją rozproszoną”.

Na konferencji zaprezentował się również SEL – Schweitzer Engineering Laboratories Inc. z USA, którą przedstawił Andrey Veselinski w wystąpieniu „Advanced automated Digital Fault Recording data collection and Operational Technology SDN Cybersecurity for critical infrastructure, examples of SEL solutions”.

Częścią wydarzenia były stoiska, na które tym razem zapraszało sześciu wystawców. Tegoroczna konferencja EAZ cieszyła się dużym zainteresowaniem i zaowocowała bogatą dyskusją. Dziękując wszystkim za obecność, mamy nadzieję na powtórne równie twórcze spotkania podczas kolejnej edycji wydarzenia.

Tomasz Bartoszek (PGE Dystrybucja)
oraz Bogusław Wawrzyniecki (Energia-Operator)



Tegoroczna Konferencja EAZ cieszyła się dużym zainteresowaniem

Innowacje

Prawdziwi twardziele



Rozważając wdrażanie nowych technologii do zastosowań praktycznych powinniśmy uwzględnić trwałość stosowanych rozwiązań, gdyż jednym z elementów sprzyjających ochronie środowiska naturalnego i zmniejszających zapotrzebowanie na produkcję jest wydłużenie czasu życia produktów. Dodatkowo, dobierając wytrzymałe materiały bardzo twarde lub bardzo elastyczne, jesteśmy w stanie zmniejszyć ich zużycie bez konieczności dokonywania okresowych serwisów lub wymian.

Bardzo dobrym przykładem branży, w której toczy się nieustanny wyścig o nowe rozwiązania jest włókiennictwo. Oprócz zastosowań do produkcji odzieży użytku codziennego, intensywnie rozwijane są włókna o rekordowej odporności na ścieranie, zginanie i łamanie, które znajdują zastosowania w sporcie, wojsku, policji i innych przeznaczeniach o charakterze specjalnym. Testowane są przede wszystkim rozwiązania wykorzystujące nanotechnologię, z grafenem na czele, oraz powstające na bazie aerożelu – wyjątkowego materiału, z którego można tworzyć niezwykle lekkie kamizelki kuloodporne, pancerze do zbiorników i trwałe materiały budowlane. Teoretyczna wytrzymałość popularnego nanomateriału – grafenu jest z kolei na tyle duża, że struktura o grubości pojedynczego atomu jest w stanie wytrzymać bez pęknięcia punktowy nacisk przekraczający tonę. Poza tym, grafen charakteryzuje się znakomitym przewodzeniem energii elektrycznej. Z kolei aerożel składa się w 90-95 proc. z... powietrza. Pozostałą część stanowi materiał nanoporowaty uzyskiwany przez usunięcie części płynnej z żelu krzemionkowego. Jest

on znakomitym izolatorem termicznym i akustycznym, całkowicie niepalnym i odpornym na agresywne związki chemiczne. Te rozwiązania mają jedną wadę – są bardzo drogie i przez to stosowane zasadniczo wtedy, gdy nie ma dla nich alternatywy lub gdy koszty nie grają roli.

Znakomite materiały projektuje też natura. Nić pajęcza jest pięć razy wytrzymalsza od stali o tej samej grubości. Do tego jest bardzo elastyczna i potrafi się rozciągnąć o 40 proc. nie pękając. Pojedyncza nić składa się z tysięcy nanodrutów o średnicy zaledwie 20-milionowych części milimetra. To sprawia, że jest tak wytrzymała, będąc jednocześnie wodoodporną i niejadalną dla dowolnych organizmów. Gdyby porównać wytrzymałość nici pajęczej do popularnego makaronu spaghetti, to pojedyncza nitka utrzymałaby zawieszony na niej ciężar 1360 kg. Z kolei jeden z gatunków ślimaka morskiego dysponuje zębami wytrzymalszymi od skał podwodnych, na których żeruje. Stąd naukowcy tak chętnie podpatrują przyrodę, kopiując najciekawsze rozwiązania i popularyzując je.

Niewiele osób wie, że drewno potrafi mieć wytrzymałość dorównującą stali. Tak zwana brzoza koreańska Schmidt może zastąpić stal i żeliwo jako materiał konstrukcyjny. Do czasu upowszechnienia stali, była bardzo popularnym materiałem na Półwyspie Koreańskim. Gdyby wykonać z tego drewna kadłub statku, byłby on całkowicie odporny na korozję, gnicie i kwasy. Nie wymagałby także kosztownego malowania i okresowych remontów. Niestety – drewno to ma dużą masę właściwą, przez co zanurzone w wodzie tonie. Co ciekawe, brzoza koreańska jest też odporna na ostrzał z broni strzeleckiej

i uderzenia topora. Próby jej cięcia nożem należy traktować jako z góry bezcelowe. W przeszłości prowadzono próby jej zastosowania w charakterze łożysk ślizgowych w maszynach wirujących i spisywała się w tej roli co najmniej dobrze.

Do grona najtwardszych metali należy chrom. Ma on również bardzo wysoką odporność na korozję i wysoką temperaturę. Jest powszechnie stosowany w przemyśle przy wytapianiu stali chromowej, do tworzenia powłok antykorozyjnych i ochronnych. Są w niego bogate meteoryty spadające na Ziemię. Naukowcy z Lawrence Berkeley National Laboratory (Berkeley Lab) i Oak Ridge National Laboratory, badając eksperymentalny stop metaliczny chromu, kobaltu i niklu (CrCoNi), odkryli jego niesamowite właściwości. Zwykle materiały bardzo twarde są jednocześnie kruche, a elastyczne nie są szczególnie wytrzymałe mechanicznie. W tym przypadku osiągnięto obydwie cechy. Co więcej – wraz ze spadkiem temperatury – jego twardość rośnie, ale kruchość nie. W temperaturze 20 stopni Kelwina jest pięć razy wytrzymalszy od najlepszych stali, co predysponuje go do zastosowań kosmicznych.

Droga z laboratorium do zastosowań praktycznych jest w metalurgii bardzo długa. Zanim nowy materiał zostanie dobrze poznany, a technologia jego produkcji stanie się powtarzalna i wystarczająco prosta, mija czasem kilkanaście, a nawet kilkadziesiąt lat. Inżynieria materiałowa rozwija się bardzo dynamicznie, w czym pomaga możliwość wykonywania bardzo złożonych symulacji komputerowych oraz obserwacji zachowania projektowanych materiałów pod bardzo silnymi mikroskopami.

Krzysztof Hajdrowski

○ **16-17 kwietnia 2024 r.,
Wisła**

**Konferencja
Niezawodność sieci
elektroenergetycznych**

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

○ **17-18 kwietnia 2024 r.,
Wisła**

**Konferencja
TRANSFORMATOR'24**

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

○ **8-10 maja 2024 r.,
Mrągowo**

**Konferencja
XXV Spotkanie
przedstawicieli
transportu OSD i OSP**

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

○ **16-17 maja 2024 r.,
Słok k. Bełchatowa**

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

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

○ **11-12 czerwca 2024 r.,
Kołobrzeg**

**IX Konferencja Naukowo-
Techniczna Pomiary
i Diagnostyka w Sieciach
Elektroenergetycznych**

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

○ **20-21 czerwca 2024 r.,
Słok k. Bełchatowa**

**Szkolenie
Ochrona przed porażeniem
w obiektach WN**

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

○ **12-13 września 2024 r.,
Słok k. Bełchatowa**

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

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

○ **16-17 października
2024 r., Wisła**

**V Konferencja
Linie i stacje
elektroenergetyczne**

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

○ **5-7 listopada 2024 r.,
Wisła**

**XXIII Konferencja
Systemy Informatyczne w
Energetyce SIWE'24**

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

Szczegółowe informacje o wydarzeniach organizowanych przez PTPiREE publikowane są na stronie: <http://ptpiree.pl> w zakładce „Wydarzenia”.

Dział Szkoleń: Sebastian Brzozowski, tel. 61 846-02-31, brzozowski@ptpiree.pl

Biuro PTPiREE: ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań, tel. 61 846-02-00, fax 61 846-02-09, ptpiree@ptpiree.pl



PTPiREE

POLSKIE TOWARZYSTWO PRZESYŁU
I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

KREUJEMY

nowe rozwiązania

WSPIERAMY

zachodzące zmiany i wdrożenia
nowych technologii w elektroenergetyce

WYKONUJEMY

analizy prawne, techniczne i ekonomiczne

PROWADZIMY

działalność normalizacyjną, typizacyjną,
doradczą, wydawniczą i edukacyjną

ORGANIZUJEMY

specjalistyczne szkolenia, seminaria i konferencje

PRZYGOTOWUJEMY

wnioski o dotacje unijne na projekty energetyczne

INTEGRUJEMY

środowisko energetyków