

Zastosowanie rozwiązań teleinformatycznych w środowisku rozproszonych źródeł energii

Abstrakt: Przedmiotem niniejszego artykułu jest opis funkcjonowania rozwiązań teleinformatycznych w energetyce rozproszonej. Tematyka ta była poruszana w literaturze z ostatnich kilku lat (m.in.: Lund et al. 2019; Meisel et al. 2015; Morales Pedraza 2014; Konstantin, Konstantin 2018; Jaegersberg, Ure 2017; U.S. Department of Energy 2019; Brown et al. 2018; Wang et al. 2019; Chen et al. 2020; Zia et al. 2018; Zhang et al. 2018). Celem artykułu jest przedstawienie roli systemów teleinformatycznych w funkcjonowaniu nowoczesnej energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem klastrów energetycznych w kształtującym się obecnie otoczeniu biznesowym i regulacyjnym.

Słowa kluczowe: energetyka rozproszona, systemy teleinformatyczne

Wyzwania energetyki rozproszonej

Tradycyjny rynek energii elektrycznej przeżywa w ostatnich latach bardzo gwałtowne, wręcz rewolucyjne zmiany. Mają one wymiar technologiczny, prawo-regulacyjny oraz społeczny, co wpływa na rynek energii oraz organizację procesu wytwarzania i dystrybucji energii. Te uwarunkowania istotnie oddziałują na kształtujące się modele biznesowe, które z kolei wymagają odpowiednich systemów teleinformatycznych, aby je efektywnie zrealizować.

Energetyka rozproszona odgrywa i będzie odgrywać coraz istotniejszą rolę w systemie elektroenergetycznym kraju. Obecna silna dynamika wzrostu indywidualnych źródeł prosumenckich¹ jest jedynie pierwszym krokiem do kompleksowych przemian tak postrzegania, jak i funkcjonowania systemów energetycznych. Wprowadzenie wielu lokalnych źródeł energii wymaga **rewolucyjnych zmian technicznych i organizacyjnych**. Do tego dochodzi szereg działań wynikających z regulacji unijnych, w tym zwłaszcza z dyrektywy RED II²

oraz z dyrektywy EMD³. Między innymi z konieczności wdrożenia RED II wynikają takie zmiany jak wprowadzenie prosumenta zbiorowego, spółdzielni energetycznych, społeczności odnawialnych źródeł energii (OZE), PPA czy też kwestii sprzedaży sąsiedzkiej. Z kolei z dyrektywy EMD wynikają postulaty dotyczące lokalnych wspólnot energetycznych (LWE) oraz aktywnego (grupowego) odbiorcy. W dyrektywie EMD są także wytyczne dotyczące dynamicznych cen energii elektrycznej. Szereg obecnie znanych technologii OZE może świadczyć usługi w zakresie nie tylko produkcji energii, ale też regulacji czy lokalnego bilansowania. Dopuszczenie technologii rozproszonych do usług regulacyjnych, w tym agregatorów tych technologii, tworzy z jednej strony przestrzeń do innowacji, a z drugiej – pozwala uniknąć kosztownego przewymiarowania sieci dystrybucyjnych.

Patrząc z punktu widzenia konsumentów, należy zauważyć, że środki deregulacyjne oraz rozwój technologii inteligentnych sieci umożliwiły konsumentom odgrywanie aktywnej roli w zarządzaniu zużyciem energii elektrycznej. W rezultacie popyt staje się bardziej kontrolowany i zdolny do reagowania na dynamiczne cenowe i techniczne sygnały operatorów.

Praktyczne wprowadzenie opisanych wyżej mechanizmów wymaga dysponowania zaawansowanymi systemami teleinformatycznymi.

Inteligentne sieci (*Smart Grid*)

Inteligentna sieć energetyczna jest siecią nowej generacji, w której dystrybucja energii elektrycznej

1 W końcu roku 2020 zainstalowana moc energii fotowoltaicznej w Polsce osiągnęła prawie 4 GW, wzrost o 2,5 GW w stosunku do roku 2019.

2 RED II – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

3 EMD – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

i zarządzanie nią odbywają się w sposób efektywny poprzez wykorzystanie technologii informacyjno-komunikacyjnych (TIK) w procesach kontroli i podejmowania decyzji. Inteligentna sieć charakteryzuje się tym, że jest w stanie dostosowywać się do zmian obciążenia i zapotrzebowania, zarządzać dwukierunkowym przepływem danych oraz znacząco zwiększyć niezawodność, stabilność, bezpieczeństwo i trwałość systemu. Ponieważ interoperacyjność technologii jest niezbędna do wdrożenia inteligentnych sieci na dużą skalę, szczególnie istotna jest standaryzacja na poziomie krajowym i globalnym.

Jedną z największych sił napędowych inteligentnej sieci jest rosnąca penetracja odnawialnych źródeł energii (OZE). Pełna integracja tych zasobów wprowadza wiele wyzwań związanych z koordynacją, analizą, przetwarzaniem informacji, monitorowaniem, optymalizacją, szacowaniem, ochroną i odpornością. Funkcjonowanie rynku energii wymaga podejmowania szybkich decyzji i wprowadza elementy stochastyczne ze względu na nieciągłości i niepewność dotyczącą odnawialnych źródeł energii. Podstawą procesu jest częsta i niezawodna komunikacja. Peryferie sieci stają się coraz bardziej inteligentne, z możliwością pomiaru, monitorowania, przetwarzania informacji i komunikowania decyzji. U podstaw wszystkich tych wyzwań leżą procesy decyzyjne, przetwarzanie informacji, modelowanie, optymalizacja i kontrola.

Zarządzanie rozproszonymi źródłami

Główne skutki techniczne wynikające z integracji rozproszonych źródeł energii (RZE) na dużą skalę związane są przede wszystkim z jakością napięcia, problemami z przeciążeniem gałęzi, ochroną i stabilnością (Lopes et al. 2007). Aby sprostać wyzwaniom związanym z masowym wdrożeniem RZE i mikrogeneracji, a jednocześnie uzyskać potencjalne korzyści z tych jednostek, konieczne jest opracowanie skoordynowanych i efektywnych strategii kontroli eksploatacji i zarządzania tymi zasobami. Rozwiązania te powinny opierać się na zaawansowanych algorytmach kontroli i zarządzania, które mogą być zintegrowane jako

moduły oprogramowania do zainstalowania w centrach kontroli sieci dystrybucyjnej. Ponadto oczekuje się, że w niedalekiej przyszłości będzie się szybko rozwijać podłączanie małych RZE bezpośrednio do sieci dystrybucyjnych na poziomie NN, co stworzy autonomiczne aktywne komórki zwane mikrosieciami. Mikrosieć można zdefiniować jako zasilacz NN z kilkoma mikroźródłami (takimi jak mikro-turbiny, mikrogeneratory wiatrowe i panele słoneczne), wraz z urządzeniami magazynującymi i sterowanymi obciążeniami podłączonymi do tego samego zasilacza i zarządzanymi przez hierarchiczny system sterowania (Tsikalakis, Hatziargyriou 2011).

Przyszłe sieci elektroenergetyczne powinny posiadać zestaw nowych funkcji niezbędnych do zaspokojenia potrzeb operatorów sieci i konsumentów, mających na celu zwiększenie odporności sieci elektroenergetycznych z uwzględnieniem integracji nowych, pojawiających się technologii (mobilność elektryczna, systemy mikrogeneracji i systemy magazynowania energii). Konieczna będzie niezawodna strategia zarządzania transakcjami energetycznymi i sterowania siecią w czasie rzeczywistym, szczególnie biorąc pod uwagę dynamiczną i rozproszoną integrację systemów mobilności elektrycznej i programów reagowania na zapotrzebowanie w obliczu dynamicznych taryf. Również agregatorzy i LWE wymagają narzędzi umożliwiających takie zarządzanie i sterowanie.

Systemy AMI

AMI to technologia udostępniająca komunikację z inteligentnymi licznikami do pobierania danych i przekazywania w drugą stronę poleceń sterujących zachowaniem podłączonych urządzeń. Z jednej strony informacje te są dostępne dla konsumentów, dzięki czemu są oni bardziej świadomi i mogą dokonywać zmian w zużyciu energii. Z drugiej strony operatorzy systemów mogą usprawnić proces obsługi i rozliczeń, bazując na danych dostarczanych przez AMI.

Inteligentne domy (*Smart Homes* - SH) są wyposażone w system automatyki domowej łączący różne sterowniki, w tym oświetlenie, ochronę i inne

urządzenia, we wspólnej infrastrukturze sieciowej, która pozwala również na zwiększenie efektywności energetycznej. SH wykorzystują inteligentne liczniki do monitorowania zużycia energii, monitorowania wytwarzania energii słonecznej lub wiatrowej przez źródła podłączone do sieci, śledzenie stanu magazynowania baterii oraz pojazdów elektrycznych (podłączanych do sieci). Ponadto AMI umożliwia zdalną konfigurację liczników, komunikowanie dynamicznych taryf, monitorowanie jakości energii i kontrolę potencjalnego obciążenia.

Europejskie kierunki strategiczne

Europejskie Platformy Technologiczne i Innowacyjne (European Technology & Innovation Platforms – ETIP) zostały utworzone przez Komisję Europejską w ramach nowego Zintegrowanego Planu Działania na rzecz Strategicznego Planu Technologii Energetycznych (Integrated Roadmap Strategic Energy Technology Plan – SET Plan). Rolą Inteligentnej Sieci na rzecz Przemian Energetycznych (Smart Networks for Energy Transition – SNET) w ramach ETIP jest kierowanie badaniami, rozwojem i innowacjami w celu wspierania przemian energetycznych w Europie. W styczniu 2020 r. ETIP SNET opublikował dokument *ETIP SNET R&I Roadmap 2020–2030* (Bacher et al. 2020), w którym określa funkcjonalności i prace badawczo-rozwojowe, które należy zrealizować do roku 2030. Obejmują one cały zakres zagadnień związanych z rozwojem sieci energetycznych. Poniżej opisujemy obszary szczególnie istotne z punktu widzenia TIK.

Na rok 2030 przyjęto następujące kamienie milowe dotyczące ogólnego funkcjonowania rynku energii:

- inteligentniejsze sieci odgrywają kluczową rolę w koordynacji działania systemu z działaniami rynkowymi, tworząc efektywne kosztowo środowisko umożliwiające aktywny udział klientów;
- wdrożenie cyfryzacji wymaga silnego ukierunkowania na użytkownika, przy solidnym modelu rynkowym, który stanowi podstawę zaangażowania klientów;
- wspólnoty energetyczne przyczynią się dzięki swojej elastyczności do rozwiązania problemów związanych z zarządzaniem ograniczeniami przesyłowymi i bilansowaniem lokalnym, biorąc udział w regionalnym rynku energii;
- nowe modele biznesowe zapewniające liczne korzyści dla użytkowników pomogą w zmniejszeniu zużycia energii i związanych z tym emisji oraz w zwiększeniu elastyczności po stronie popytu w prywatnych gospodarstwach domowych. Obywatele – w roli konsumentów, prosumentów lub klientów – są zaangażowani i uprawnieni do udziału w procesie decyzyjnym, w działaniach na rynkach energii oraz w reagowaniu na popyt za pomocą cyberbezpiecznych systemów automatyki i TIK. Dzielą się oni odpowiednimi danymi z OSD, a tym samym czerpią korzyści z niższych kosztów systemu;
- w ramach analizy danych jako usługi (DAaaS) wdrożone zostaną systemy nieinwazyjnego monitorowania obciążenia (*non-invasive load monitoring* – NILM). Identyfikuje się zużycie energii przypisane do głównych urządzeń domowych lub usług energetycznych (m.in. rozpoznawanie wzorów, grupowanie, szeregi czasowe, modelowanie). Uzupełnieniem będzie oddolna agregacja prognoz przez inteligentne budynki. Sprzyjać to będzie lepszej segmentacji prosumentów i usprawni prognozowanie obciążenia w celu zoptymalizowania dziennego zużycia energii;
- odbiorcy, po przeprowadzeniu lokalnych i regionalnych wielkoskalowych demonstratorów DSR/DRM, mają możliwość uczestniczenia w otwartych, przejrzystych rynkach energii poprzez agregatory wykorzystujące platformy danych lub technologie typu *peer-to-peer*. Mogą oni wytwarzać, przechowywać, udostępniać, zużywać lub odsprzedawać energię na rynkach;
- media społecznościowe za pośrednictwem aplikacji mobilnych i analizy danych mogą w znacznym stopniu pomóc w określeniu kluczowych czynników i barier w konkretnych doświadczeniach użytkowników;
- konsument dostanie gwarancję pełnej prywatności danych i bezpieczeństwa energetycznego.

Aby osiągnąć te cele, zakłada się zrealizowanie do 2030 r. regionalnych pilotaży oferujących dostępność wspólnych platform teleinformatycznych dla wszystkich zainteresowanych użytkowników w nowo powstałych społecznościach energetycznych z dużym udziałem OZE. Ponadto w roku 2030:

- realizowane są regionalne pilotaże udostępniające platformy teleinformatyczne dla najbardziej wrażliwych potrzeb integracyjnych związanych z systemem elektroenergetycznym (w zakresie danych i podejmowania decyzji), takich jak:
 - inteligentne opomiarowanie mocy czynnej i biernej, wielkość napięcia, topologia sieci i parametry modelu, moc urządzeń, ograniczenia ciepłe i inne,
 - parametry niezawodności i odporności podsystemu,
 - parametry związane z decyzjami użytkowników (opcje usług i ceny energii) oraz możliwości składania ofert;
- funkcjonują regionalne demonstratory: łatwe, niezawodne, interoperacyjne i skalowalne przykłady rozwiązań w zakresie cyberbezpieczeństwa lub ochrony prywatności w odniesieniu do agregowania dowolnej zmierzonej ilości energii elektrycznej;
- usługi i produkty przyjazne dla użytkownika będą oferowane dla prosumentów lub systemu energetycznego opartego na LWE;
- realizowane są regionalne demonstratory obejmujące kilka milionów gospodarstw domowych, gdzie społeczności energetyczne z dużym udziałem społeczności RZE aktywnie uczestniczą w sparametryzowanym przez użytkownika automatycznym reagowaniu na popyt w czasie rzeczywistym (energia elektryczna, ogrzewanie i chłodzenie);
- wdrażane są regionalne demonstratory dotyczące handlu energią (usługami) w systemie *peer-to-peer*, obejmujące wybrane społeczności testowe w całej Europie;
- cyfryzacja na potrzeby energii elektrycznej musi być w pełni dostępna dla operatorów systemów i wszystkich społeczności o dużym udziale OZE;

- jasna i adekwatna ogólnounijna polityka i normy bezpieczeństwa cybernetycznego są dobrze ugruntowane i stosowane jako powszechna praktyka. Wytyczne i europejskie systemy certyfikacji muszą zapewniać minimalny poziom wymogów bezpieczeństwa dla urządzeń i systemów;
- integracja cyberbezpieczeństwa musi zostać zrealizowana w różnych dziedzinach (sieci energetyczne, komponenty i systemy, RZE, prosumenci, agregacja, sprzedaż detaliczna itd.) i warstwach (infrastruktura, informacja, funkcjonalności, usługi i przedsiębiorstwa);
- prawo do prywatności w odniesieniu do zapotrzebowania na energię elektryczną musi być w pełni dostępne dla wszystkich osób prywatnych ze społeczności o dużym udziale OZE;
- powinny być dostępne rozwiązania zapobiegające konieczności przesyłania wrażliwych danych poprzez podejmowanie decyzji lokalnie.

Według ETIP-SNET w roku 2050 powinien być osiągnięty następujący stan:

- cyfryzacja ułatwi świadczenie usług i pełną integrację wszystkich rodzajów systemów energetycznych;
- cyfryzacja zapewni lepsze, przyjazne dla użytkownika usługi dla wszelkiego rodzaju klientów w zakresie planowania, utrzymania i eksploatacji, wspierając informacje, analizę i łączność;
- usługi związane z energią mogą być dostępne dla użytkownika w dowolnym czasie i miejscu za pomocą niezależnych od urządzeń internetowych interfejsów użytkownika. Interakcja jest dwustronna, ponieważ przetwarzane informacje docierają do użytkowników również w sposób cyfrowy za pośrednictwem tych samych kanałów komunikacji;
- konsumenci i prosumenci będą mogli planować, przewidywać i dostosowywać swoje potrzeby w zakresie zużycia energii w czasie niemal rzeczywistym, korzystając z usług energetycznych typu *peer-to-peer*;

- dane dotyczące przeszłych, rzeczywistych i przewidywanych zachowań klientów umożliwią prognozowanie w oparciu o modele i pozwolą na optymalizację działania systemów energetycznych w czasie rzeczywistym na wszystkich poziomach;
- zdecentralizowane techniki kontroli i wzajemny handel energią elektryczną są wykorzystywane przez LWE. Wspólne platformy ułatwiają wymianę danych i podejmowanie decyzji we wszystkich częściach zintegrowanych systemów energetycznych, umożliwiając zaawansowane planowanie, obsługę, ochronę, kontrolę i automatyzację systemów energetycznych;
- cyfryzacja wspiera zoptymalizowane i wzajemnie połączone usługi, dostarczając w czasie rzeczywistym informacji operatorom i agregatorom, jak również użytkownikom podłączonym do dowolnej sieci energetycznej, zwiększając w ten sposób bilansowanie systemu i jego odporność;
- wszystkim zainteresowanym stronom zagwarantowane zostanie prawo do prywatności, w tym do własności danych, a szczególnie informacji z inteligentnych liczników na temat wykorzystania energii przez konsumentów (i prosumentów) oraz usług;
- systemy energetyczne nie będą podatne na ataki cybernetyczne nawet w warunkach silnego wzrostu internetu rzeczy i szybkich zmian w technologiach cyfrowych oraz decentralizacji.

Obszary wsparcia energetyki rozproszonej

Technologie informacyjno-komunikacyjne (TIK) są podstawą funkcjonowania inteligentnych sieci. Funkcjonowanie inteligentnej sieci (ang. *Smart Grid*) jest nieodłącznie związane z przetwarzaniem dużej ilości danych. Metody ich przetwarzania muszą iść w parze z postępowaniem technologicznym sieci.

Dane użytkowe

Rozproszony system sterowania (*Distributed Control System* – DCS) oraz kontrola nadzorcza i akwizycja

danych (SCADA) są wykorzystywane do obsługi różnych urządzeń stosowanych w przesyłaniu i dystrybucji energii elektrycznej. Systemy DCS i SCADA są zazwyczaj systemami zamkniętymi. Dlatego pozyskanie danych z tych wszystkich systemów w celu zbudowania wspólnej bazy danych może być trudne. Dla złożonych systemów z wieloma elementami, jakim jest inteligentna sieć energetyczna, ważnym zagadnieniem jest integracja danych. Dane z różnych źródeł, pochodzące od różnych dostawców, posiadające różne formaty i semantykę, muszą być zintegrowane w celu utworzenia jednego, spójnego źródła danych do dalszego przetwarzania. Stosuje się tutaj takie rozwiązania jak hurtownie danych, XML i techniki oparte na ontologiach. Wymaga to odpowiedniej standaryzacji formatów i interfejsów do przesyłania danych, a także uregulowania zasad korzystania z tych danych.

W celu zapewnienia znormalizowanego interfejsu i umożliwienia łatwej wymiany danych pomiędzy oprogramowaniem różnych producentów, zaproponowano wspólny model informacyjny (Common Information Model – CIM) (King 2008), generalizację zdarzeń w stacji oraz język konfiguracji stacji (SCL). Model ten został następnie skodyfikowany w serii norm PN-EN IEC 62325, gdzie norma PN-EN IEC 62325-301:2018-10 określa wspólny model informacyjny dla zderegulowanego rynku energii, a kolejne normy (PN-EN IEC 62325-351, PN-EN 62325-451, PN-EN IEC 62325-503) określają szczegóły procesów biznesowych występujących na rynku europejskim.

Aby dane nadawały się do eksploracji, muszą zostać przygotowane przez:

- czyszczenie danych: aby uzupełnić brakujące wartości, wygładzić zaszumione dane, zidentyfikować lub usunąć wartości odstające oraz usunąć niespójności;
- redukcję danych: może ona przyjąć formę redukcji wymiarowości, redukcji liczebności lub kompresji danych. Redukcja danych jest zazwyczaj wykonywana w celu zwiększenia efektywności i/lub lepszej generalizacji;
- transformację i dyskretyzację danych: normalizacja danych, dane zagregowane i generowanie hierarchii pojęć.

Narzędzia analityczne

Analityka inteligentnych sieci jest kluczem do efektywności biznesowej, optymalizacji kosztów operacyjnych, poprawy niezawodności sieci i świadczenia spersonalizowanych usług energetycznych dla konsumentów.

Dane mogą być wykorzystywane przy użyciu algorytmów analizy danych (*big data*) do różnych celów, takich jak prognozowanie podaży i popytu na energię, szacowanie stanu i kontrola sieci, a także do wspierania uczestnictwa w rynkach energii elektrycznej (Sweeney et al. 2020). Oczekuje się zatem, że wiedza uzyskana z tych danych będzie miała pozytywny wpływ na wskaźniki odnoszące się do kosztów eksploatacji, utrzymania i prowadzenia inwestycji oraz do jakości usług. Ponadto przetwarzanie i eksploracja dużych ilości danych powoduje powstawanie nowych modeli biznesowych oraz zwiększenie oferty usług energetycznych dostosowanych do potrzeb odbiorców.

Oto obszary, w których stosuje się te metody:

- analizy sieci – analiza odczytów czujników umieszczonych na głównych elementach sieci pozwala na prewencyjne zapobieganie awarii,
- przewidywanie burzowe – przewidzenie występowania lokalnych burz czy wichur, co umożliwia proaktywne planowanie i zabezpieczanie zasobów,
- zapewnienie przychodów – inteligentna analityka sieci może wykryć zaniżenie przychodów,
- analityka zużycia – optymalizacja pod względem obciążenia jednostki, planowania przestojów, stawek i czynników regulacyjnych,
- badania i analiza klientów – analityka wspiera pracę nad projektowaniem nowych produktów i usług, które zwiększą wartość dla klientów.

Najczęstsze zadania związane z eksploracją danych z sieci elektroenergetycznych to (Ali 2013):

- analiza prawidłowości (*frequent pattern mining*),
- badanie reguł asocjacyjnych,
- klastrowanie,
- regresja,
- wykrywanie odstępstw.

Po eksploracji danych wynik może być zwizualizowany w celu lepszego ułatwienia użytkownikowi podejmowania decyzji.

Prognozowanie

Od czasu pojawienia się pierwszych ofert handlowych na początku XXI w. w sektorze prognozowania energetycznego pojawiło się wiele modeli biznesowych. Wiele podmiotów oferuje pełne lub częściowe usługi prognozowania na potrzeby rynku energetycznego. Usługi te mogą obejmować zarówno zmienne pogodowe specyficzne dla danego miejsca, jak i szczegółowe prognozy mocy.

W prognozowaniu energetycznym obserwuje się wzrost liczby „użytkowników eksperckich” pozyskujących duże ilości danych wejściowych do używanych przez nich zaawansowanych metod statystycznych. Jednym z najbardziej innowacyjnych modeli biznesowych dla prognozowania OZE może być skrzyżowanie metod prognostycznych (np. uczenie się statystyczne, uczenie się maszynowe lub techniki sztucznej inteligencji AI), technologii *blockchain* i kryptowalut. Chodzi o platformę umożliwiającą różnym użytkownikom składanie i kupowanie prognoz dotyczących OZE w sposób całkowicie zdecentralizowany.

Po stronie wykorzystania mocy (zapotrzebowania) kluczową rolę odgrywa prognozowanie obciążeń dla budynków komercyjnych i mieszkalnych. Prognozowanie obciążeń jest integralną częścią systemu zarządzania budynkami. Umożliwia planowanie z wyprzedzeniem, w razie potrzeby obniżanie (przesuwanie) obciążeń oraz identyfikację i diagnozę usterek w instalacji elektrycznej budynku. Na potrzeby prognozowania wykorzystuje się różne algorytmy: modele autoregresywne, wielomianowe i sztucznej inteligencji (sieci neuronowe) (Fernández et al. 2011; Edwards et al. 2012).

Profilowanie klientów jest związane z zadaniem prognozowania obciążeń po stronie popytu. Jest przydatne zarówno do prognozowania zachowań klientów w celu automatyzacji harmonogramowania urządzeń, jak i do dynamicznego ustalania cen energii

elektrycznej zgodnie z indywidualnymi schematami użytkownika odbiorców. Prowadzone są prace badawcze w zakresie profilowania odbiorców z wykorzystaniem technik *data mining* (Fernandes et al. 2010; Wang et al. 2019).

W ostatniej dekadzie wzrosła liczba firm sprzedających usługi prognostyczne dotyczące OZE, a także poprawiła się niezawodność i dostępność ich usług. W przypadku generacji energii z OZE prognozowanie obciążenia (Botterud et al. 2010) może pomóc przedsiębiorstwom energetycznym zaplanować z wyprzedzeniem zmniejszenie obciążenia szczytowego za pomocą DSM/DSR (Fan 2011), tak aby zapotrzebowanie nie przekraczało dostępnej mocy ze źródła odnawialnego. Takie postępowanie jest wbudowane w procesy decyzyjne.

W zakresie przesyłu, dystrybucji i wykorzystania stosuje się sztuczną inteligencję i eksplorację danych (Zhang et al. 2018; Ramchurn et al. 2012). Używa się szeregu algorytmów do estymacji stanu systemu elektroenergetycznego (He, Starzyk 2006; Kaplan et al. 2009), w tym analizę danych (*data mining*) lub logikę rozmytą, a także optymalizację wielokryterialną. Typowe obszary zastosowania to:

- detekcja wycieków,
- identyfikacja usterek i ich przyczyn,
- jakość energii elektrycznej,
- niezawodność sieci dystrybucji energii elektrycznej.

Zarządzanie popytem i podażą

Przyjęcie na początku 2010 r. i wdrożenie norm dotyczących portfela odnawialnych źródeł energii w 29 stanach USA wyraźnie pokazało, że elastyczne zasoby po stronie popytu są potrzebne przez cały rok, aby sprostać czterem głównym wyzwaniom związanym z penetracją odnawialnych źródeł energii. Są nimi:

- nadmierna produkcja w godzinach niskiego obciążenia,
- duże i nieprzewidywalne zmiany,
- błędy w prognozach związane z produkcją energii odnawialnej,
- zmienność godzinowa zasobów odnawialnych.

Przy szybkozmiennej produkcji energii z OZE kluczowe jest właściwe sterowanie popytem i podażą energii, określane DSM/DSR (DSR – *Demand Side Response*/DSM – *Demand Side Management*). Efektywne wdrożenie systemu DSM/DSR wymaga określenia atrybutów wskazujących, jakie usługi mogą być świadczone przez zasoby DSM/DSR na rzecz sieci elektroenergetycznej. Atrybuty te obejmują:

- częstotliwość reakcji (jak często dany zasób może reagować na sygnał ograniczenia obciążenia),
- czas trwania reakcji (jak szybko dany zasób może pozostawać ograniczony),
- czas reakcji (po jakim czasie dany zasób musi zareagować na sygnał ograniczenia),
- energię przed lub po naładowaniu (czy i kiedy należy obciążyć magazyn energii, aby umożliwić danemu zasobowi reakcję),
- koszt umożliwienia danemu zasobowi reakcji (np. w przypadku wdrażania kontroli lub infrastruktury łączności),
- wielkość obciążenia (jak duże obciążenie może być ograniczone w danym zasobie DR).

Obrót energią

Zastosowanie inteligentnych taryf może nie tylko zmniejszyć obciążenie szczytowe, ale także stanowić uczciwy mechanizm cenowy dla klientów, którzy zużywają mniej energii w godzinach szczytu, ale nadal płacą według podobnej stawki jak użytkownicy w godzinach szczytu. W sytuacji, gdy gospodarstwa domowe i mniejsze przedsiębiorstwa nie są narażone na ustalanie cen w sieci w oparciu o czas i koszty, brakuje dla nich zachęt do przesunięcia zużycia z okresów szczytowego zapotrzebowania. Prowadzi to do przeinwestowania w systemy związane z okresami szczytowymi, a ostatecznie koszt jest dzielony równo między konsumentów w okresach szczytowych i w okresach innych niż szczytowe.

Gromadzenie danych dotyczących zużycia energii pozwala na zrozumienie sposobu, w jaki odbiorcy korzystają z usług energetycznych w różnych kontekstach społecznych. Umożliwia to bardziej szczegółowe

rozważenie praktyk stosowanych w gospodarstwach domowych, np. elementów kulturowych i społecznych związanych z korzystaniem z usług energetycznych w domu. Dzięki temu możliwa jest segmentacja odbiorców i zaoferowanie im odpowiednich produktów taryfowych. Rezultatem może być bardziej zrównoważone wykorzystanie sieci (Geelen et al. 2013).

W związku z oczekiwanym wzmocnieniem pozycji prosumentów i pojawiającymi się technologiami (takimi jak *blockchain*), fundamentalne znaczenie ma projektowanie modeli optymalizacyjnych i nowych modeli biznesowych umożliwiających prosumentom handel w systemie *peer-to-peer* (P2P).

Architektura systemów

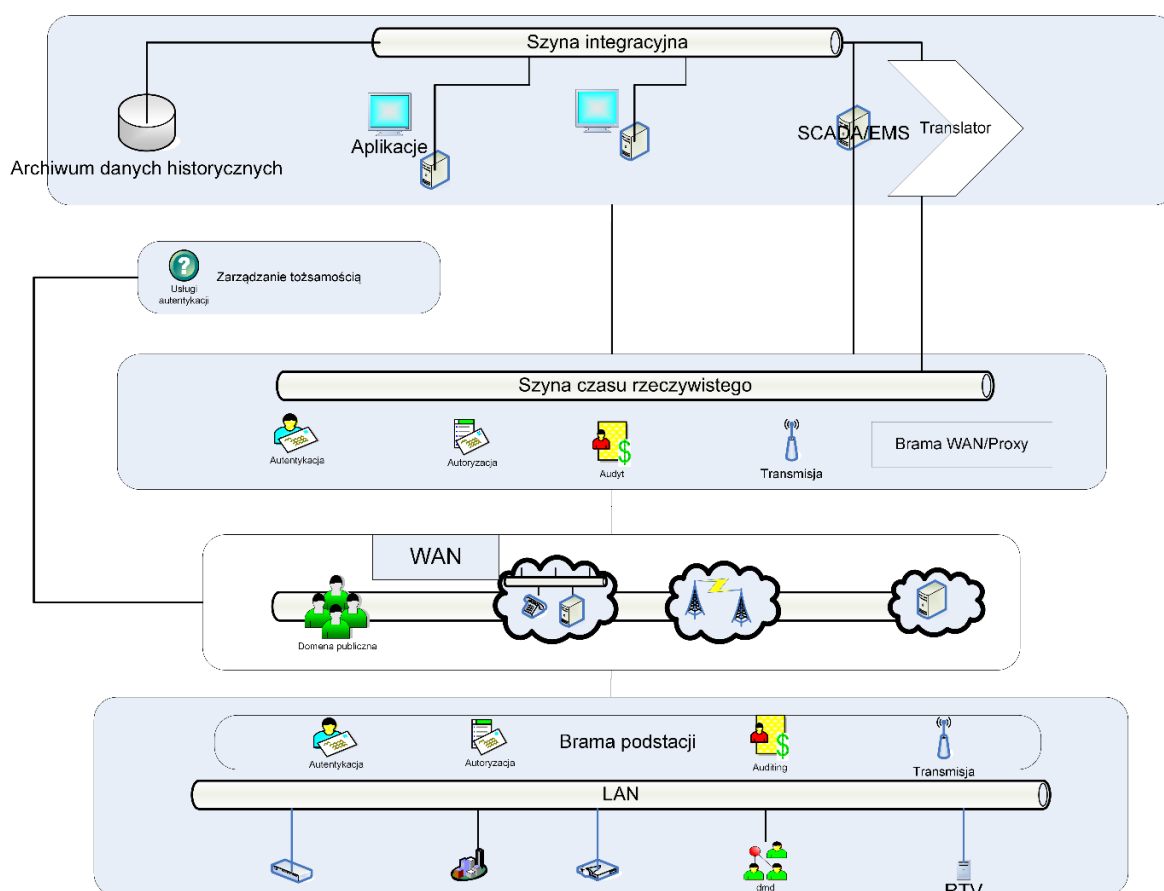
Publikacja *Smart Grid Roadmap Guidebook* wydana przez Electric Power Research Institute (EPRI)

(Dollen 2012) wymienia niezbędne komponenty tworzące architekturę systemów wsparcia informatycznego. Są one zwizualizowane na Rys. 1 i opisane poniżej.

Magistrala komunikacyjna (Enterprise Integration/Information Bus) – elastyczna magistrala komunikacyjna oparta na komunikatach, która upraszcza integrację nowych aplikacji i usług internetowych przy użyciu ujednoczonego modelu danych i komunikatów.

Aplikacje wspierające działalność operacyjną:

- systemy zarządzania energią,
- zaawansowana automatyzacja dystrybucji,
- automatyzacja podstacji,
- system informacji geograficznej (GIS),
- system zarządzania przestojami (OMS),
- system informacji o zarządzaniu pracą (WMIS),
- baza danych operacyjnych i historycznych,
- narzędzia do analizy danych historycznych.



Rys. 1. Architektura systemów wsparcia informatycznego energetyki (źródło: Dollen 2012)

Inteligentne systemy pomiarowe:

- zaawansowana infrastruktura mierników (AMI),
- system zarządzania danymi pomiarowymi (MDMS),
- zautomatyzowany system gromadzenia danych (ACDS),
- system do analizy danych AMI,
- system rozliczeniowy.

Magistrala operacyjna działająca w czasie rzeczywistym – zunifikowana magistrala komunikacyjna do przesyłania danych pomiędzy aplikacjami EMS/DMS/OMS i urządzeniami *front-end*, pobierającymi dane do aplikacji w czasie rzeczywistym.

Serwer zarządzania tożsamością urządzeń – aplikacja do zarządzania danymi uwierzytelniającymi w celu kontroli dostępu (uwierzytelniania) i informacji o autoryzacji. Bramki proxy i WAN oraz bramki podstacji uzyskują aktualne informacje z serwera zarządzania identyfikacją.

Brama proxy i WAN – zaprojektowana w celu zapewnienia autoryzacji, autentykacji i adresowania dla wszystkich urządzeń zdalnych oraz dostępu do danych. Znajduje się w strefie zdemilitaryzowanej pomiędzy stacją elektroenergetyczną a przedsiębiorstwem i integruje się z serwerem zarządzania tożsamością, eliminując potrzebę logowania i publikowania adresów IP dla poszczególnych inteligentnych urządzeń elektronicznych (*Intelligent Electronic Device* – IED).

Sieć rozległa (*Wide Area Network* – WAN) – architektura hierarchiczna umożliwiająca pobieranie wszystkich danych z podstacji transmisyjnych, stacji dystrybucyjnych, urządzeń zasilających, wytwarzania rozproszonego/niezależnych wytwórców energii (ZPP), pomiarów komercyjnych oraz portalu/metrów konsumenckich.

Cyberbezpieczeństwo – wynika z faktu, że przedsiębiorstwa energetyczne muszą zajmować się wieloma aplikacjami, sprzętem i mediami komunikacyjnymi, z których część jest klasyfikowana jako aktywa cybernetyczne. Wiele z tych zasobów będzie monitorować lub kontrolować krytyczne dane, dlatego też zostaną one zaklasyfikowane jako zasoby o fundamentalnym znaczeniu dla bezpieczeństwa

cybernetycznego i będą podlegać wymogom bezpieczeństwa. Zasadnicze znaczenie ma wbudowanie od samego początku w systemy łączności środków bezpieczeństwa.

Bezpieczeństwo cybernetyczne jest uważane za jedno z największych wyzwań w inteligentnych sieciach elektroenergetycznych. Podatności mogą pozwolić napastnikowi na penetrację systemu, uzyskanie prywatnych informacji o użytkowniku, uzyskanie kontroli nad oprogramowaniem oraz zmianę warunków obciążenia w celu zdestabilizowania sieci w nieprzewidywalny sposób.

Istotna jest również ochrona prywatności klientów. Dostawcy energii mają możliwość uzyskania ogromnej ilości danych z liczników lub innych urządzeń elektrycznych. Nie tylko ujawniłoby to informacje o zużyciu energii, ale również mogłoby dać wiedzę na temat osobistych nawyków, zachowań i preferencji klientów. Dane z inteligentnych liczników, na które składają się drobnoziarniste pomiary zużycia energii, mogą być wykorzystywane przez innych do wnioskowania o rodzajach działalności lub obecności mieszkańców w domu w określonym czasie (Quinn 2009).

Bezpieczeństwo jest wreszcie jednym z głównych problemów związanych z wdrożeniem inteligentnej sieci po stronie klienta (Li et al. 2012). Aby częściowo rozwiązać ten problem, Faisal i inni (Faisal et al. 2012) przedstawiają system wykrywania włamań do infrastruktury AMI wykorzystujący metody eksploracji strumienia danych. Fatemeh i inni (Fatemeh et al. 2010) stosują techniki klasyfikacji w celu poprawy odporności na atak fuzji danych widma telewizyjnego dla łączności AMI.

Zarządzanie zespołami serwisowymi – dla zespołów serwisowych konieczne jest zapewnienie dostępu w terenie do:

- danych historycznych dla urządzeń lokalnych i zdalnych,
- dokumentacji podstacji,
- informacji GIS i informacji o zasobach,
- OMS zintegrowanych z aplikacjami lokalizacji usterek.

Systemy dla klientów – podstawowym zadaniem w tym kontekście jest monitorowanie zużycia energii. Ponadto różne aspekty automatyki budynkowej mają również fundamentalne znaczenie dla obsługi klienta. Są to:

- system komunikacji z klientem,
- portal internetowy klienta,
- system obsługi klienta (CSS) lub system informacji o kliencie (WNP),
- system dostępności i kontroli reakcji na żądanie (DRAACS),
- Home Area Network/Building Area Network (HAN/BAN),
- wyświetlacz HAN/BAN,
- programowalna jednostka sterująca termostatem (PCTU).

Ponadto można wymienić następujące dodatkowe wymagania dla systemów informatycznych wsparcia.

Rozproszona inteligencja – systemy integrujące RZE muszą posiadać zdolność szybkiego przetwarzania danych i być w stanie podejmować decyzje lokalnie, dzięki inteligencji rozproszonej oferowanej przez niedrogie, wbudowane urządzenia obliczeniowe.

Wizualizacja – jest to wysoce priorytetowy wymóg rozpoznania dostępnych i kontrolowanych zasobów w celu maksymalizacji korzyści ekonomicznych i niezawodności. Niektóre możliwości wizualizacyjne mogą być potrzebne w poszczególnych podstacjach, do podajnika, a nawet do poszczególnych zasobów.

Prognozowanie i przewidywanie – zdolność do prognozowania i przewidywania dostępności i wydajności zasobów. Prognozowanie jest wyzwaniem ze względu na wczesny etap rozwoju i niską penetrację RZE, co zwiększa niepewność związaną z ich wydajnością.

Interoperacyjność – wymóg ten odnosi się do zdolności wymiany w sposób bezpieczny i skuteczny informacji dwóch lub więcej sieci, systemów, urządzeń, aplikacji lub komponentów. Integracja musi być zgodna z ustalonymi normami, aby sprostać różnym okolicznościom i potrzebom różnych rodzajów rozpatrywanych zasobów.

Ukierunkowanie na użytkownika końcowego

W przyszłości oczekuje się efektywnego i zrównoważonego wykorzystania energii elektrycznej w ramach podejścia ukierunkowanego na użytkownika końcowego, zapewniającego dynamiczne zaangażowanie konsumentów oraz świadomość potrzeb sieci energetycznej. W tym celu konieczne jest opracowanie coraz bardziej efektywnych, autonomicznych i elastycznych rozwiązań technologicznych, pozwalających na realizację interfejsu pomiędzy różnymi systemami sprzężonymi z sieciami energetycznymi, a także systemów komunikacji umożliwiających dynamiczne zaangażowanie użytkowników końcowych. Ponadto możliwe będzie zdefiniowanie strategii sterowania w celu optymalizacji wykorzystania sieci elektroenergetycznej, na przykład za pomocą mechanizmów DSM/DSR.

Kaplan i inni (Kaplan et al. 2009) przedstawiają następującą szczegółową listę funkcjonalności trzech aplikacji zorientowanych na klienta (każdej z nich są potrzebne odpowiednie dane eksploatacyjne do rejestracji i przetwarzania):

Bramka konsumentcka:

- dwukierunkowa komunikacja pomiędzy organizacjami serwisowymi i urządzeniami w siedzibie klienta,
- zaawansowany odczyt licznika,
- czas użytkowania i wycena w czasie rzeczywistym (RTP),
- kontrola obciążenia,
- informacje o pomiarach i analiza energii za pośrednictwem strony internetowej,
- wykrywanie przestojów i powiadamianie o nich,
- agregacja pomiarowa dla wielu obiektów i instalacji,
- integracja generacji należącej do klienta,
- zdalne monitorowanie jakości energii elektrycznej i usługi,
- zdalna diagnostyka wydajności urządzeń,
- zapobieganie nadużyciom,
- systemy zarządzania energią w budynkach,
- automatyczne sterowanie obciążeniem zintegrowane z RTP,

- monitorowanie zużycia energii elektrycznej przy całkowitym obciążeniu, a w niektórych przypadkach także przy różnych komponentach obciążenia,
- funkcje wbudowane w liczniki, modemy kablowe, set-top boxy, termostaty itp.

Mieszkaniowa sieć konsumencka – podzbiór bramki odbiorczej:

- odczytuje licznik, łączy obciążenia sterowalne i komunikuje się z dostawcami usług,
- użytkownicy końcowi i dostawcy monitorują i kontrolują wykorzystanie i koszty różnych zasobów (np. energii elektrycznej, gazu, wody, temperatury, jakości powietrza, bezpiecznego dostępu i zdalnej diagnostyki),
- konsumenci monitorują zużycie energii i określają strategię kontroli w odpowiedzi na sygnały cenowe.

Zaawansowany inteligentny licznik:

- wykorzystuje technologię cyfrową do pomiaru i rejestracji parametrów elektrycznych (np. woltów, woltów i kilowatogodzin),
- porty komunikacyjne łączą się z centralnym sterowaniem i rozproszonymi obciążeniami,
- dostarcza dane o zużyciu energii zarówno konsumentowi, jak i dostawcy,
- w określonych przypadkach włącza i wyłącza obciążenia.

Innowacyjne architektury sieci

Szereg projektów badawczych wykracza poza badania przyrostowe i eksploruje innowacyjne koncepcje i architektury w świetle ewolucji systemu energetycznego do horyzontu czasowego 2030/2050. Należą do nich *Web-of-Cells* (WoC) oraz *Fractal Grid*.

Projekt *Web-of-Cells* (WoC) został opracowany w ramach unijnego projektu ELECTRA (Martini et al. 2015), który koncentruje się na kontroli napięcia i częstotliwości sieci energetycznej w czasie rzeczywistym. Koncepcję WoC stworzono, aby przewidzieć zachowania sieci energetycznej, w której znaczący udział

będą miały rozproszone źródła energii (wiatr, słońce, magazynowanie itp.). Zakłada ona nową organizację systemu elektroenergetycznego w postaci komórek, w których bilansowanie mocy i inne funkcje są realizowane w określonych obszarach. Alternatywna koncepcja jest opracowywana w ramach projektu *Fractal Grid* (ANR) we Francji oraz w ramach niektórych inicjatyw w USA. Podejście oparte na sieciach fraktalnych ma na celu wykorzystanie autopodobieństw w strukturach systemu elektroenergetycznego, aby zrozumieć złożoność i pojawiające się właściwości sieci elektroenergetycznych, zoptymalizować organizację przestrzenną wzorców i sieci miejskich oraz zwiększyć elastyczność i odporność sieci elektroenergetycznych.

Podsumowanie

Z przedstawionego w artykule spektrum zastosowań narzędzi teleinformatycznych wyłania się obraz skomplikowanego, dynamicznie rozwijającego się rynku, który jest jednocześnie wyzwaniem i szansą. Obserwując trendy światowe, przyjęte kierunki rozwoju energetyki rozproszonej w Unii Europejskiej oraz programy polskiego rządu, można nakreślić kierunki prac nad rozwiązaniami w zakresie narzędzi informatycznych przeznaczonych dla polskiej energetyki rozproszonej, ze szczególnym uwzględnieniem LWE.

Zidentyfikowane obszary wsparcia narzędziami informatycznymi na potrzeby operacyjne i analityczne obejmują:

- automatyzację monitorowania i zarządzania mikrosiecią, w tym magazynami energii,
- wykorzystanie danych z AMI do prognozowania zużycia i automatycznego uruchamiania mechanizmów DSM/DSR,
- aplikacje dla użytkownika końcowego pozwalające zarządzać sposobem konsumpcji energii,
- dynamiczne zarządzanie taryfami oraz rozliczeniami odbiorców i pozostałych interesariuszy LWE oraz rynku energii,
- walidacja transakcji z wykorzystaniem mechanizmów *blockchain* oraz cyberbezpieczeństwo.

Na bazie dotychczasowych osiągnięć można dokonać priorytetyzacji zidentyfikowanych zagadnień i przygotować program badań i prac wdrożeniowych, zarówno w ramach projektu KlastER, jak i w ramach innych przedsięwzięć.

Bibliografia:

- Ali A.B.M. Shawkat (red.) (2013), *Smart Grids: Opportunities, Developments, and Trends*, Green Energy and Technology, Springer.
- Bacher R., Badajoz C., Negri A., de Nigris M. (2020), *ETIP SNET R&I Roadmap 2020–2030*, “ETIP SNET”, https://www.etip-snet.eu/wp-content/uploads/2020/02/ETIP-SNET-RI-Roadmap-2020-2030_WEB.pdf [dostęp: 29.05.2021].
- Botterud, A., Wang J., Miranda V., Bessa R.J., (2010), *Wind Power Forecasting in U.S. Electricity Markets*, “Electricity Journal” 23 (3): 71–82.
- Brown M.A., Zhou S., Ahmadi M. (2018), *Smart Grid Governance: An International Review of Evolving Policy Issues and Innovations*, “Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment” 7 (5): e290.
- Chen M., Ciwei G., Meng S., Songsong Ch., Dezhi L., Qiang L. (2020), *Internet Data Centers Participating in Demand Response: A Comprehensive Review*, “Renewable and Sustainable Energy Reviews” 117: 109466.
- Dollen D. von (2012), *Smart Grid Roadmap Guidebook*, EPRI, Palo Alto, CA.
- Edwards R.E., New J., Parker L.E. (2012), *Predicting Future Hourly Residential Electrical Consumption: A Machine Learning Case Study*, “Energy and Buildings” 49: 591–603.
- Faisal M.A., Aung Z., Williams J.R., Sanchez A. (2012), *Securing Advanced Metering Infrastructure Using Intrusion Detection System with Data Stream Mining*, [w:] *Intelligence and Security Informatics*, M. Chau, G.A Wang, W.T. Yue, H. Chen (red.), “Lecture Notes in Computer Science”, Springer, Berlin, Heidelberg: 96–111.
- Fan Z. (2011), *Distributed demand response and user adaptation in smart grids*, [w:] *12th IFIP/IEEE International Symposium on Integrated Network Management (IM 2011) and Workshops*, IEEE: 726–729.
- Fatemieh O., Ranveer Ch., Carl A.G. (2010), *Low Cost and Secure Smart Meter Communications Using the TV White Spaces*, [w:] *Proceedings – ISRCS 2010 – 3rd International Symposium on Resilient Control Systems*, IEEE: 37–42.
- Fernandes R.A.S, Silva I.N., Oleskovicz M. (2010), *Identification of residential load profile in the Smart Grid context*, [w:] *IEEE PES General Meeting*, IEEE, Minneapolis, MN: 1–6.
- Fernández I., Borges C.E., Peña Y.K. (2011), *Efficient building load forecasting*, [w:] *ETFA2011*, IEEE: 1–8.
- Geelen D., Reinders A., Keyson D. (2013), *Empowering the End-User in Smart Grids: Recommendations for the Design of Products and Services*, “Energy Policy” 61: 151–161.
- He H., Starzyk J.A. (2006), *A self-organizing learning array system for power quality classification based on wavelet transform*, “IEEE Transactions on Power Delivery” 21 (1): 286–295.
- Jaegersberg G., Ure J. (2017), *Renewable Energy Clusters: Recurring Barriers to Cluster Development in Eleven Countries*, Innovation Technology and Knowledge Management, Springer.
- Kaplan S.M., Sissine F., Abel A., Wellinghoff J., Kelly S.G., Hoecker J.J. (2009), *Smart Grid: Modernizing Electric Power Transmission and Distribution; Energy Independence, Storage and Security; Energy Independence and Security Act of 2007 (EISA); Improving Electrical Grid Efficiency, Communication, Reliability, and Resiliency; Integrating New and Renewable Energy Sources*, US Federal Government Report, Government Series, Capitol.Net.
- King L. (2008), *The Common Information Model for Distribution. An Introduction to the CIM for Integrating Distribution Applications and Systems*, Technical update 1016058, EPRI Project Manager, <https://vdocument.in/epri-introtocimforintegratingappsandsystems.pdf.html> [dostęp: 29.05.2021].
- Konstantin P., Konstantin M. (2018), *The Power Supply Industry: Best Practice Manual for Power Generation and Transport, Economics and Trade*, Springer.
- Li D., Aung Z., Williams J.R., Sanchez A. (2012), *Efficient authentication scheme for data aggregation in smart grid with fault tolerance and fault diagnosis*, [w:] *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, IEEE, Washington, DC: 1–8.
- Lopes J.A. Peças, Hatzigiorgiou N., Mutale J., Djapic P., Jenkins N. (2007), *Integrating Distributed Generation into Electric Power Systems: A Review of Drivers, Challenges and Opportunities*, “Electric Power Systems Research” 77 (9): 1189–1203.
- Lund P.D., Byrne J., Haas R., Flynn D. (red.) (2019), *Advances in Energy Systems: The Large-Scale Renewable Energy Integration Challenge*, John Wiley & Sons Ltd.
- Martini L., Radaelli L., Brunner H., Caerts Ch., Morch A., Hänninen S., Tornelli C. (2015), *Electra IRP Approach to Voltage and Frequency Control for Future Power Systems with High DER Penetration*, [w:] *23rd International Conference on Electricity Distribution*, Paper 1357, Lyon: 1–5.
- Meisel M., Berger A., Langer L., Litzlbauer M., Kienesberger G. (2015), *The RASSA Initiative – Defining a Reference Architecture for Secure Smart Grids in Austria*, [w:] *Energy Informatics*, S. Gottwalt, L. König, H. Schmeck, “Lecture Notes in Computer Science”, Springer International Publishing, Cham: 51–58.
- Morales Pedraza J. (2014), *Electrical Energy Generation in Europe: The Current and Future Role of Conventional Energy Sources in the Regional Generation of Electricity*, Springer.
- Quinn E. (2009), *Smart Metering and Privacy: Existing Laws and Competing Policies*, “SSRN Electronic Journal”.
- Ramchurn S.D., Vytelingum P., Rogers A., Jennings N.R. (2012), *Putting the “smarts” into the Smart Grid: A Grand Challenge for Artificial Intelligence*, “Communications of the ACM” 55 (4): 86–97.
- Sweeney C., Bessa R. J., Browell J., Pinson P. (2020), *The future of forecasting for renewable energy*, *WIREs Energy and Environment* 9 (2): e365.
- Tsikalakis A.G., Hatzigiorgiou N.D. (2011), *Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation*, [w:] *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, Detroit, MI: 1–8.
- U.S. Department of Energy (2019), *International Energy Outlook 2019*, <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf> [dostęp: 29.05.2021].
- Wang Y., Chen Q., Hong T., Kang Ch. (2019), *Review of Smart Meter Data Analytics: Applications, Methodologies, and Challenges*, “IEEE Transactions on Smart Grid” 10 (3): 3125–3148.
- Zhang Y., Huang T., Bompard E.F. (2018), *Big Data Analytics in Smart Grids: A Review*, “Energy Informatics” 1 (1): 8.
- Zia M.F., Elbouchikhi E., Benbouzid M. (2018), *Microgrids Energy Management Systems: A Critical Review on Methods, Solutions, and Prospects*, “Applied Energy” 222: 1033–1055.

Application of ICT solutions in a distributed energy environment

Abstract: The subject of this article is the description of ICT solutions in distributed energy. This topic has been covered in the literature of the last few years (e.g.: Lund et al. 2019; Meisel et al. 2015; Pedraza 2014; Konstantin, Konstantin 2018; Jaegersberg, Ure 2017; U.S. Department of Energy 2019; Brown et al. 2018; Wang et al. 2019; Chen et al. 2020; Zia et al. 2018; Zhang et al. 2018). The purpose of this paper is to present the role of information and communication systems in the operation of the modern energy industry, with a focus on energy clusters in the current emerging business and regulatory environment.

Keywords: distributed energy, ICT systems

Dr Krzysztof Heller
Partner Zarządzający
InfoStrategia sp. z o.o.



Energetyka Rozproszona

Czasopismo redagowane przez zespół projektu Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER) (www.er.agh.edu.pl) w ramach Strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG.



KlastER

Redaktor naczelny:
Sławomir Kopec

Sekretarz redakcji:
Katarzyna Faryj

Członkowie redakcji:
Zbigniew Hanzelka
Andrzej Kaźmierski
Marek Kisiel-Dorohinicki
Ryszard Sroka
Wojciech Suwała
Tomasz Szmuc
Karol Wawrzyniak

Redakcja i korekta językowa:
Malwina Mus-Frosik

Skład:
MUNDA Maciej Torz

Projekt okładki i layoutu:
Tomasz Budzyń

Strona internetowa:
Sebastian Medoń
Jakub Mirek

Wydawca:

Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

Kontakt:

Energetyka Rozproszona
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
Paw. H-A2, III piętro
tel. 12 888 55 29
e-mail: klaster_er@agh.edu.pl
www.er.agh.edu.pl
www.energetyka-rozproszona.pl
<https://doi.org/10.7494/er>

© Autor

Creative Commons CC-BY 4.0

ISSN 2720-0973



Ministerstwo Rozwoju,
Pracy i Technologii

