

Strategia rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce do 2040 roku – obszar techniczno-technologiczny

Abstrakt: Moc i liczba rozproszonych źródeł energii, które można przyłączyć do sieci dystrybucyjnej bez degradacji warunków jej eksploatacji, są ograniczone. Aby je zwiększyć, niezbędna jest modernizacja sieci i stosowanie różnorodnych rozwiązań technicznych platformy technologicznej *smart grid*. Istniejące w każdym kraju indywidualne uwarunkowania (słabe i mocne strony procesu transformacji) sprawiają, że różny jest zbiór działań potrzebnych do osiągnięcia sukcesu w rozwoju rozproszonych zasobów energetycznych (źródeł i magazynów) i różna powinna być kolejność ich realizacji. W artykule zwrócono uwagę na te aspekty polskiego procesu transformacji energetycznej, które pozwolą wykorzystać szanse na osiągnięcie sukcesu przy jednoczesnym redukowaniu w największym stopniu skutków istniejących zagrożeń.

Słowa kluczowe: rozproszone zasoby energetyczne, sieci typu *smart*, strategia

Kontrowersje dotyczące aspektów technicznych energetyki rozproszonej (ER) pojawiły się już na wstępnym etapie prac nad *Strategią rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce do 2040 roku* i dotyczyły definicji rozproszonych źródeł energii (RZE). Kompromis osiągnięto dzięki wskazaniu kilku wymienionych dalej istotnych technicznych wyróżników tej formy wytwarzania energii.

- 1. Moc** – źródła rozproszone są to elektrownie, których maksymalna moc, zgodnie z literaturą (także polską), wynosi 150 MW. Wartość ta budziła wątpliwości. Jeżeli głównym przeznaczeniem RZE są lokalne potrzeby energetyczne, to tak duża moc tylko w bardzo szczególnych przypadkach (np. w dużych miastach) będzie bilansowana przez lokalną konsumpcję. Dlatego w definicji RZE przyjętej w *Strategii...* podkreślono lokalny charakter źródła, brak jest natomiast odniesienia do granicznej wartości mocy i poziomu napięcia sieci.

- 2. Technologia wytwarzania** – do tej kategorii zalicza się zarówno źródła odnawialne (np. wiatr, woda, słońce, biomasa), źródła kogeneracyjne (gaz ziemny, węgiel), jak i źródła *stricte* rezerwowe (zasilane paliwem płynnym) lub różne ich kombinacje w połączeniach hybrydowych.
- 3. Lokalizacja** – prócz bezpośredniego przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dopuszcza się możliwość usytuowania źródła rozproszonego na terenie zakładu przemysłowego, wewnątrz sieci odbiorcy itp.

W zawartej w *Strategii...* definicji RZE zrezygnowano z często podawanej w przeszłości cechy w postaci braku centralnego planowania i dysponowania, uznając to stwierdzenie za nieprawdziwe na obecnym etapie integracji zasobów energetycznych w systemach zarządzania przepływami energii.

Analiza SWOT

Opracowanie *Strategii...* rozpoczęto od analizy SWOT jako podstawy diagnozy, z której w kolejnym kroku wynikają strategiczne cele i sposoby ich osiągnięcia.

Mocne strony

Szybki rozwój rozproszonych źródeł energii wymusza zmiany technologiczne, szczególnie w zakresie narzędzi ICT służących do ich opomiarowania i monitorowania oraz zarządzania przepływami energii. **Polska branża ICT posiada duży potencjał rozwoju i dobrze**

wykształcone kadry. Wraz z sektorem wytwórców sprzętu elektronicznego i energoelektronicznego jest w stanie wytwarzać innowacyjne rozwiązania na poziomie europejskim. Ten kapitał stwarza możliwość uniezależnienia, w pewnym stopniu, rozwoju ER od zagranicznych dostawców technologii oraz uniknięcia trudności związanych z brakiem ciągłości łańcucha dostaw komponentów i finalnych produktów (doświadczenia COVID-19). Polscy producenci mogą konkurować z obcokrajowymi wytwórcami, a nawet przewodzić na globalnym rynku, co już teraz widać na przykładzie firm produkujących i instalujących kolektory słoneczne czy pompy ciepła.

Osiągnięcie wysokiego udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w całkowitym bilansie generacji wymaga użycia systemów energetycznych różniących się od obecnie istniejących. Będą one musiały stać się znacznie bardziej elastyczne, responsywne i inteligentne. W tym celu niezbędna jest implementacja elementów platformy technologicznej *smart grid*, w szczególności interfejsów energoelektronicznych RZE (lecz nie tylko), posiadających szereg funkcji użytkowych korzystnych dla operatora sieci. Ich zastosowanie w krajowych sieciach elektroenergetycznych jest obecnie zbyt niskie. Jednak silna pozycja polskiego przemysłu elektro- i energoelektronicznego, w połączeniu z dobrze wykształconą kadrą oraz wysokim poziomem edukacji uniwersyteckiej, dają solidne podstawy do ich rozwoju.

Uruchomiony przez OSD na terenie całego kraju proces masowej instalacji liczników inteligentnych u odbiorców oraz w stacjach SN/nN to początek zwiększania poziomu obserwowalności i w konsekwencji także sterowalności systemu elektroenergetycznego. Warunkują one dalszy rozwój sieci typu *smart* i upowszechnienie RZE. Inteligentne liczniki to także ważne narzędzie kontroli i planowania rozwoju systemu energetycznego. Powiązane z portalami dla klientów, którym dostarczane są dane o bieżącej konsumpcji energii, mogą motywować do jej oszczędzania oraz wpływać na pożądaną zmianę profili obciążeniowych sieci – poprzez przesunięcie konsumpcji energii poza okresy szczytu obciążenia

lub na momenty, gdy jest ona dostępna z odnawialnych źródeł.

Fundamentem transformacji energetycznej i gwarancją jej sukcesu są niewątpliwie wiedza i kompetencje realizatorów. W ostatnich dwóch dekadach na polskich uczelniach i w instytutach naukowych zbudowano nowoczesną laboratoryjną infrastrukturę badawczą. Powinna być ona w większym stopniu niż dotychczas włączana do aktywnego wsparcia TE (np. poprzez udział w procesach certyfikacyjnych urządzeń i aparatury energetycznej) i stanowić zaplecze badawczo-rozwojowe polskich firm energetycznych i innowacyjnych. Nie do przecenienia jest tu rola instytucji finansujących badania (zwłaszcza ukierunkowane na końcowy aplikacyjny efekt), np. NCBiR-u.

Słabe strony

Jedną z istotnych barier we wdrażaniu inteligentnych sieci jest dominująca obecnie struktura wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej bazująca na dużych systemowych źródłach energii i scentralizowanym zarządzaniu. Przedsiębiorstwa energetyczne, których działalność określają przepisy prawa, mają obowiązek minimalizowania ryzyka zagrażającego ich zasadniczemu modelowi biznesowemu. Dotyczy on świadczenia podstawowej usługi energetycznej polegającej na niezawodnym dostarczaniu do odbiorców końcowych energii o odpowiedniej jakości. Margines na innowacyjne formy współpracy z partnerami zewnętrznymi jest ograniczony i ściśle regulowany prawnie.

Równocześnie, na podstawie obserwacji procesów występujących w Europie i na świecie, można wyraźnie zauważyć, że najważniejszym elementem przyszłej energetyki będą mini- oraz mikrosieci ze źródłami rozproszonymi o dużej autonomii i zdolnościach samoregulacyjnych, mogące pracować zarówno w połączeniu z siecią zasilającą, jak i autonomicznie. Takie jednostki będą samoorganizujące i samobilansujące się oraz zwarte terytorialnie. Rozwój lokalnej samowystarczalności energetycznej jest realizowany z jednej strony poprzez wzrost

liczby i mocy RZE, a z drugiej – poprzez efektywne wykorzystanie energii prowadzące do zmniejszenia jej konsumpcji. Z wielu powodów bardziej opłacalne jest oszczędzanie energii niż jej wytwarzanie z nowych źródeł. **Aktualnie ani poziom wdrażania energooszczędnych rozwiązań, ani oferta przystępnych cenowo narzędzi technicznych zwiększających efektywne użytkowanie energii u odbiorców końcowych, w tym także komunalnych (np. systemy BEMS i HEMS), nie są satysfakcjonujące.**

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) muszą zapewnić nowym uczestnikom rynku energii dostęp do sieci oraz optymalizować jej planowanie i eksploatację. Dotychczas – w celu zapewnienia poprawnej pracy systemu zasilającego – sami sterowali elementami własnej struktury sieciowej. W przyszłości niezbędna będzie interakcja z nowymi graczami oferującymi usługi elastyczności. Nowi uczestnicy rynku – właściciele rozproszonych źródeł (także niektórzy odbiorcy energii) – stają się obecnie częścią systemu sterowania siecią. Wyjście poza własną infrastrukturę techniczną nie zawsze jest łatwe. Na tej drodze istnieje wiele przeszkód do pokonania.

Rozproszone źródła energii, w ogromnej części pogodozależne, nie są dla energetyki zawodowej łatwymi elementami do agregacji, trudno uniknąć ich negatywnego oddziaływania na sieć zasilającą. W przypadku dużej penetracji OZE nawet niewielka, ale występująca na znacznym obszarze, zmiana prędkości wiatru lub poziomu nasłonecznienia może powodować duży wzrost/redukcję generowanej energii. Przykładowo, nagłe zachmurzenie lub zaćmienie Słońca mogą prowadzić w bardzo krótkim czasie do poważnego wzrostu (przewidywalnego lub nieprzewidywalnego) deficytu mocy w systemie. Wymaga to opracowania nowych strategii sterowania zasobami energetycznymi. W przypadku tych źródeł trudno uzyskać satysfakcjonujące spełnienie trzech podstawowych warunków stawianych obecnie przed RZE przez realizatorów transformacji energetycznej. Należą do nich (1) zmniejszenie zakresu zmian generowanej mocy, uczynienie elektrowni zawierającej OZE

w możliwie największym stopniu podobnej do konwencjonalnego sterowanego źródła; (2) zwiększenie efektywności wykorzystania OZE oraz (3) zwiększenie elastyczności źródła rozumianej jako zdolność do przewidywalnej zmiany mocy generacji w odpowiedzi na zewnętrzny sygnał sterujący, wydany np. przez operatora sieciowego. Aby sprostać tym wyzwaniom, niezbędne jest zapewnienie wysokiej jakości prognoz meteorologicznych, rozwoju różnych form magazynowania energii oraz technologii źródeł bazowych o wysokiej dynamice rozruchu i odstawiania, aby móc reagować zarówno na brak, jak i nadmiar produkcji energii w OZE.

Zapotrzebowanie na przyłączenie rozproszonych źródeł energii (głównie odnawialnych) w sieciach rozdzielczych średniego (SN) i niskiego (nN) napięcia stale rośnie. **Operatorzy sieci dystrybucyjnych są przytłoczeni dużą – często nadmierną w stosunku do możliwości sieciowych – liczbą wniosków o przyłączenie, które w krótkim czasie należy ocenić w zgodzie z obowiązującymi standardami sieciowymi. Równoległe do procesu rozpatrywania wniosków o przyłączenie na niespotykaną dotąd skalę realizowana jest obsługa zgłoszeń mikroinstalacji.** Setki tysięcy takich przypadków (ich dokładną liczbę trudno oszacować) bardzo istotnie wpływają na pracę sieci dystrybucyjnej.

Za barierę utrudniającą rozwój ER należy uznać także **zaawansowany wiek infrastruktury energetycznej, w szczególności sieci dystrybucyjnych, oraz niski poziom dostępnych w tych sieciach mocy przyłączeniowych.** Przystosowanie sieci do rosnących oczekiwań w zakresie przyłączania coraz większej liczby RZE (o coraz większych mocach jednostkowych) wymaga dużych inwestycji, szczególnie w rozwój i modernizację sieci dystrybucyjnych. Sama modernizacja technologiczna często nie wystarcza, konieczna jest wymiana substancji technicznej, co wynika także z wieku istniejącej infrastruktury energetycznej.

Sieci elektroenergetyczne projektowane są przy założeniu pewnego (z reguły niskiego) poziomu prawdopodobieństwa równoczesnej pracy odbiorników. W przypadku OZE generacja energii, np. w instalacjach

PV czy w elektrowniach wiatrowych, następuje na rozległym obszarze w tym samym czasie, co może prowadzić (i coraz częściej tak się dzieje) do przeciążenia elementów sieci. Dominująca większość rocznej produkcji energii pochodzącej z OZE jest generowana przy wykorzystaniu tylko części mocy zainstalowanej źródeł. Operator musi natomiast uwzględnić moc znamionową źródeł, która jest wprowadzana do sieci, przy czym dzieje się to tylko przez ograniczoną liczbę godzin w ciągu roku. **Z ekonomicznego punktu widzenia nie jest racjonalne projektowanie sieci dystrybucyjnych w celu wyprowadzenia pełnej znamionowej mocy wyjściowej źródeł, która jest generowana w relatywnie krótkiej części ich rocznego harmonogramu wytwarzania.**

Sieci zawsze były i są budowane z niemałym zapasem zdolności przesyłowych, tak aby zapewnić dostawę energii o parametrach zgodnych z przepisami prawa. Te „zapasy” zostały wykorzystane w bardzo krótkim czasie. Obecne tempo modernizacji i rozbudowy sieci dystrybucyjnej nie odpowiada dynamicznemu rozwojowi ER, bowiem miejsca lokalizacji i moce RZE nie są znane OSD z odpowiednim wyprzedzeniem. Na w pełni kontrolowanym przez regulatora rynku operatorzy nie mogą realizować modernizacji sieci zwiększających moce przyłączeniowe ponad to, co wynika z obowiązujących (zatwierdzonych przez Prezesa URE) planów rozwojowych OSD. Te z kolei są tworzone między innymi na bazie **dokumentów definiujących politykę państwa w zakresie rozwoju RZE, które nie określają wystarczająco precyzyjnie i z odpowiednim wyprzedzeniem (ze względu na długi okres realizacji inwestycji) przewidywanych przyrostów mocy RZE** (vide „niespodziewany” wzrost mocy instalacji PV w ostatnich latach). Wszystko to bezpośrednio wpływa na funkcjonowanie i rentowność przedsiębiorstw elektroenergetycznych, a także na zarządzanie nimi, wzbudzając powszechne obawy.

Wiąże się z tym niewystarczający poziom obserwowalności sieci elektroenergetycznych, tzn. brak możliwości monitorowania ich stanu, szczególnie „w głębi sieci” i na niższych poziomach napięć, a jest

to warunek dalszego rozwoju sieci typu *smart* i upowszechnienia ER. Charakter danych oraz źródła ich pozyskiwania są bardzo różne oraz ściśle związane ze zbiorem podstawowych funkcjonalności narzędzi informatycznych stosowanych do zarządzania przepływami energii. W ramach prowadzenia ruchu, sieci OSD pozyskują dane pomiarowe (obciążenia) z układów sterowania stacjami WN/SN lub z niektórych urządzeń znajdujących się w głębi sieci SN i archiwizują je oraz przetwarzają w systemach SCADA OSD. Dane te nie służą do rozliczeń, lecz do monitorowania stanu pracy sieci i prowadzenia ruchu sieci przez operatorów. Odrębną kwestią są układy pomiarowe przeznaczone do bilansowania i rozliczeń. Zgodnie z wprowadzonymi niedawno regulacjami prawnymi, w Polsce wdrażany będzie w najbliższych latach pełny *rollout* AMI bazujący na licznikach agregujących dane co 15 min. Ten system jeszcze nie istnieje. Obecne systemy AMI dają dostęp do danych rozliczeniowych raz na dobę i umożliwiają (interfejs HAN) pozyskanie danych (nie rozliczeniowych czy zweryfikowanych, ale „przeczytanych” bezpośrednio z licznika) online, w czasie zbliżonym do rzeczywistego. Te założenia mają charakter deklaracyjny, w praktyce dostęp do informacji niezbędnych do prowadzenia dynamicznego rozliczania energii jest utrudniony, a czas ich pozyskania nie jest satysfakcjonujący. Jako komentarz do stanu monitorowania jakości dostawy energii elektrycznej warto przytoczyć jeden z wniosków zawartych w *II Krajowym Raporcie Benchmarkingowym* „Posiadanie w pełni funkcjonalnych systemów ciągłego monitorowania zadeklarowało trzech operatorów. [...] Dwóch operatorów buduje systemy monitorowania, a dwóch kolejnych planuje ich powstanie w przyszłości [...]” (Hanzelka et al. 2021).

Kolejnym problemem wymagającym rozwiązania jest **sposób wykorzystania danych oraz niedostateczna podaż rozwiązań i słabość krajowego rynku producentów sprzętu i oprogramowania, a także brak powszechnie dostępnych aplikacji informatycznych do zarządzania przepływami energii i efektywnym jej użytkowaniem.** Rynkowa oferta narzędzi IT dla ER jest niewystarczająca. Widać to wyraźnie w obszarze

informatycznego wsparcia lokalnych społeczności energetycznych – proponowane aplikacje często nie spełniają merytorycznych i kosztowych oczekiwań koordynatorów klastrów i spółdzielni energetycznych, nie gwarantują wymiany informacji pomiędzy integrowanymi elementami systemu (odbiornikami i źródłami energii, urządzeniami pomiarowo-sterującymi itp.) oraz komunikacji z systemami informatycznymi operatorów energetycznych i instytucji współpracujących. Oferowane systemy są w wielu przypadkach aplikacjami firmowymi, zamkniętymi, niekomunikującymi się z produktami innych dostawców i systemami nadrzędnymi.

Wzrost obserwowalności jest pierwszym krokiem do zwiększenia **niewystarczającego obecnie poziomu sterowalności krajowych sieci**. Temu celowi służy wykorzystanie rozwiązań platformy technologicznej *smart grid*, które podnosząc elastyczność sieci, dają możliwość przyłączenia nowych źródeł i poprawiają jakość dostawy energii elektrycznej. Brak warunków silnie motywujących do ich wdrażania (np. brak rynku usług energetycznych) stanowi istotną barierę utrudniającą zwiększenie liczby RZE.

W zbiorze technologii *smart grid* warunkujących rozwój RZE można wyróżnić trzy kategorie.

- 1) Technologie dojrzałe (dostępne komercyjnie): zwłaszcza systemy monitorowania, automatyzacja sieci dystrybucyjnych i systemy zarządzania stroną popytową – DSM/DSR. Umożliwiają bezpośrednio wykorzystanie odnawialnych źródeł energii i są zazwyczaj opłacalne, nawet bez uwzględnienia korzyści wynikających ze zrównoważonego rozwoju związanego z integracją energii odnawialnej.
- 2) Technologie zaawansowane: inteligentne falowniki (ogólnie układy energoelektroniczne w sieciach elektroenergetycznych) i algorytmy prognozowania energii ze źródeł odnawialnych. Są już wykorzystywane do zwiększania efektywności produkcji energii z OZE, ale zwykle ich aplikacja wiąże się z dodatkowymi kosztami.
- 3) Technologie „wschodzące”, tj. magazyny energii, mikro sieci i wirtualne elektrownie.

Prócz wymienionych powyżej, należy wspomnieć także o innych innowacyjnych rozwiązaniach (szczególnie energoelektronicznych) wspierających potrzeby techniczne sieci typu *smart*, zwiększających ich elastyczność i ułatwiających integrację jednostek ER, takich jak: transformatory OLTC, platforma FACTS (np. DVR, STATCOM, filtry aktywne, SVC, energoelektroniczne transformatory i interfejsy), sieci prądu stałego, układy umożliwiające dynamiczne obciążenie linii zasilającej czy synchronizatory.

Szanse

Rozwój ER stwarza realne zagrożenie dla jakości dostaw energii elektrycznej. Jej degradacja już teraz jest (a w przyszłości będzie w jeszcze większym stopniu) jednym z głównych ograniczeń w upowszechnianiu tej formy energetyki. Rosnąca liczba RZE negatywnie wpływa na sieć zasilającą, zwiększając zakres wolnych i szybkich zmian napięcia, jego wahania, asymetrię, odkształcenie i liczbę przebiegów. Interfejsy energoelektroniczne ER, wprowadzając do sieci składowe łączeniowe prądu (9–150 kHz) oraz zmieniając charakterystyki częstotliwościowe impedancji sieci, mogą także wpływać negatywnie na poprawną pracę układów rozliczeniowych, sygnalizacyjnych i sterowania, które wykorzystują sieć jako medium transmisji (PLC). Potrzebny jest szybki wzrost liczby urządzeń poprawiających warunki współpracy ER z siecią i tym samym zwiększających zdolności przyłączeniowe sieci dla nowych źródeł. **Możliwość zaspokojenia tych potrzeb to szansa na komercyjny sukces krajowych producentów sprzętu elektro- i energoelektronicznego. Daje to także okazję do wykorzystania „renty późnego startu” i szybkiego wdrożenia wiodących rozwiązań technicznych, a przez to osiągnięcie pozycji lidera, który czerpie korzyści z wymiany technologii.**

Rozwój energetyki rozproszonej i klastrów wymaga upowszechniania wiedzy i budowy systemu edukacji na wszystkich poziomach – od podstawowego, niezbędnego do pozyskania społecznej akceptacji tej formy zaspokajania potrzeb energetycznych,

po wysokospecjalistyczny, ekspercki, gwarantujący poprawność techniczną podejmowanych decyzji i ekonomiczną opłacalność ich efektów. **Stwarza to szansę na rozwój różnych form edukacji i na nowe miejsca pracy** dla osób zatrudnionych np. w niezwykle potrzebnych punktach informacji/konsultacji technicznej dla mieszkańców w zakresie wykorzystania RZE/OZE.

Zrealizowane praktyczne instalacje – będące przykładem dobrych praktyk inżynierskich, przynoszące wymierne korzyści inwestorom i szeroko popularyzowane – zyskują wielu zwolenników nowego energetycznego ładu. **Projekty pilotażowe lub demonstracyjne, w których testowane są technologie inteligentnych sieci, są okazją do współpracy czołowych europejskich ekspertów i umożliwiają transfer wiedzy pomiędzy ich zespołami.** Mogą także pomóc zmniejszyć obawy o to, jak te technologie wpływają na niezawodność zasilania, jak reagują odbiorcy i co w praktyce oznacza otwarcie systemu elektroenergetycznego na nowe podmioty i technologie. **Udział polskich zespołów w tego rodzaju międzynarodowych przedsięwzięciach daje również szansę na sfinansowanie prac projektowych z europejskich funduszy.**

Zagrożenia

Czynnikiem spowalniającym wzrost mocy i liczby OZE jest **wolne tempo rozwoju i wdrażania różnych technologii magazynowania energii**, które są podstawą zwiększenia elastyczności sieci zasilających i optymalnego wykorzystania jej zasobów. Dotyczy to magazynów różnych technologii – zarówno tych instalowanych po stronie operatorów (OSD/OSP), jak i centralnych (o mocach i energii MW i MWh), a także rozproszonych, o mniejszych mocach i energii (kW i kWh) oraz krótszych czasach autonomii, które wkrótce powinny pojawić się w instalacjach prosumenckich w celu zapewnienia bilansowania lokalnego. Pewną formą technicznego zagrożenia w tym obszarze jest brak możliwości wykorzystania baterii pojazdów elektrycznych

jako rozproszonych magazynów w technologii V2G. W tej dziedzinie część technologii jest ciągle na etapie badań i rozwoju (szczególnie rozwiązania wykorzystywane w magazynach centralnych), a wysoka cena oraz relatywnie krótki czas ich eksploatacji to główne przeszkody dla ich komercyjnego upowszechniania. Zarazem można przewidywać, że kiedy ten element ER uzyska odpowiedni poziom dojrzałości technologicznej, oblicze całej energetyki zmieni się w stopniu trudnym do wyobrażenia. Być może wiele z rozważanych tu zagadnień przestanie mieć wówczas znaczenie.

Obecny przyrost liczby mikroźródeł, szczególnie fotowoltaicznych, ma w dużym stopniu dynamiczny, niekiedy wręcz chaotyczny przebieg. Liczba nowych instalacji nie zawsze idzie w parze z jakością wykonywanych prac instalacyjnych (duże zapotrzebowanie na usługi przy niewystarczającym potencjale wykonawczym) i z jakością instalowanych źródeł (**brak akredytowanych laboratoriów kontrolujących parametry techniczne i spełnianie wymagań kodeksów sieciowych**). W większości przypadków nadzór techniczny kończy się wraz z wygaśnięciem okresu gwarancyjnego. Przez następnych kilka lat (lub do pierwszej awarii) instalacja bywa pozbawiona jakiegokolwiek fachowej opieki technicznej (właściciel często nie ma odpowiedniej wiedzy w tym kierunku). W nieodległej przyszłości może to zagrażać bezpieczeństwu eksploatacji mikroźródeł, zwiększać ryzyko wybuchu pożaru w budynkach oraz wpływać negatywnie na sieć dystrybucji energii elektrycznej.

Cel i działania techniczne

Jednym z celów działań na rzecz transformacji energetycznej jest promowanie szerszego wykorzystywania inteligentnych i nowoczesnych rozwiązań technicznych sprzyjających zwiększeniu liczby i mocy rozproszonych zasobów energetycznych. W Tab. 1 przedstawiono te działania, które zdaniem autorów *Strategii...* powinny być podjęte jako pierwsze.

Tab. 1. Działania rekomendowane w *Strategii...* do realizacji jako pierwsze w obszarze technicznym

Nazwa działania	Opis działania
Zwiększenie poziomu obserwowalności sieci energetycznych	<ol style="list-style-type: none"> 1. Rozwój systemów monitorowania poza stacją transformatorową. Wykorzystanie do tego celu, w większym stopniu niż jest to obecnie praktykowane, układów automatyki dystrybucyjnej. Pomiary napięć i prądów w liniach w głębi SN. 2. Stosowanie technik fazorowych do monitorowania pracy sieci dystrybucyjnej. 3. Rozwój skutecznych metod detekcji pracy wyspowej w warunkach dużej penetracji RZE. 4. Przyjęcie podstawowego standardu monitorowania: <ul style="list-style-type: none"> • zbiór rejestrowanych wskaźników jakościowych, • techniczne parametry rejestratorów instalowanych w sieciach zasilających, • punkty instalacji rejestratorów, • transmisja danych, • forma prezentacji wyników. 5. Budowa rozproszonych systemów ciągłego monitorowania jakości dostawy energii elektrycznej (JEE). 6. Publikowanie danych dotyczących JEE lub statystyk bazujących na danych, zgodnie z przyjętym wzorcem. Uruchomienie benchmarkingu lub innego mechanizmu motywującego (także ekonomicznie) do inwestowania w systemy monitorowania JEE oraz podejmowania działań poprawiających jakość dostawy energii. 7. Zdefiniowanie i wprowadzenie do krajowych przepisów miary liczbowej określającej poziom penetracji sieci przez RZE. 8. Opracowanie procedury określania granicznych wartości mocy RZE, które mogą być przyłączone do sieci SN i nN oraz weryfikacja procedur wydawania warunków technicznych przyłączenia, w tym przyłączenia odnawialnych elektrowni hybrydowych, zawierających także magazyn energii¹. 9. Rozwinięcie procesu kontroli RZE/magazynów energii/stacji ładowania pojazdów przez akredytowane jednostki w zakresie spełnienia wymagań NC RfG, IRiESD OSD, obowiązujących norm emisyjnych i odpornościowych z dziedziny kompatybilności elektromagnetycznej². Możliwość takiej kontroli powinna obejmować cały okres eksploatacji RZE³. 10. Opracowanie procedury postępowania administracyjnego w celu skutecznej egzekucji kary dla wytwórcy w przypadku stwierdzenia zmiany mocy mikroinstalacji i braku powiadomienia o tym OSD, którą zgodnie z art. 169 ustawy OZE wymierza Prezes URE. 11. Systemowe i prowadzone na dużą skalę badania wpływu RZE na sieć zasilającą, w tym szczególnie elektrowni PV i magazynów energii dużej i bardzo dużej mocy⁴. 12. Opiniowanie przez lokalnego operatora sieciowego wniosków projektowych na zakup i instalację dużej liczby i/lub dużej mocy RZE finansowanych z budżetu państwa⁵. 13. Opracowanie i rekomendowanie metod wskazania podmiotu odpowiedzialnego za zaburzenia napięcia, zgodnie z koncepcją „podziału odpowiedzialności”. 14. Badanie kosztów złej jakości dostawy energii elektrycznej. 15. Zdefiniowanie zbioru rejestrowanych wskaźników innych niż moc/energia/napięcie/prąd. 16. Agregowanie danych w możliwie krótkich interwałach czasowych oraz dostęp do nich w czasie prawie rzeczywistym poprzez interfejs HAN (Home Area Network)⁶. 17. Opracowanie zbioru rekomendowanych danych z systemów inteligentnego opomiarowania energii elektrycznej i ciepłej oraz gazu, w szczególności danych pomiarowych dotyczących zużycia. 18. Unifikacja danych pochodzących z różnych mierników. 19. Standaryzacja danych na potrzeby ich wymiany z rynkiem oraz wewnątrz klastra energii. 20. Standaryzacja protokołów transmisji danych w ramach klastrów energii oraz pomiędzy klastrami energii i interesariuszami zewnętrznymi (np. operatorami). 21. Rekomendacje dotyczące efektywnych kosztowo systemów transmisji danych. 22. Umożliwienie wszystkim odbiorcom pozyskania informacji o własnej bieżącej konsumpcji energii w czasie prawie rzeczywistym poprzez interfejs HAN z zachowaniem wysokiego poziomu bezpieczeństwa informatycznego.

¹ W procesie przyłączenia mikroinstalacji na tzw. zgłoszenie OSD powinny mieć możliwość sprawdzenia obciążalności elementów sieci z uwzględnieniem współczynnika jednoczesności dla generacji oraz dostać czas na realizację modernizacji.

² W tym kontekście ważne jest uzgodnienie obowiązujących w całym kraju wytycznych w zakresie okresowych przeglądów technicznych oraz kontroli mikroźródeł i odpowiedniej reakcji na wykryte nieprawidłowości. Ważnym zapisem w kodeksie sieci NC RfG (Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631), dotyczącym procesu przyłączania modułów wytwarzania typu A, jest warunek mówiący o konieczności przedkładania OSD certyfikatów instalacji wytwórczych wydawanych przez upoważniony podmiot certyfikujący, potwierdzających spełnienie przez dany moduł wytwarzania wymagań określonych w kodeksie sieci NC RfG.

³ Niezbędne jest egzekwowanie wymagań technicznych dla źródeł przyłączanych do sieci OSD, także w procedurze „na zgłoszenie”, oraz możliwość wskazywania przez OSD preferowanego trybu pracy mikroinstalacji, np. instalacji PV.

⁴ Pożądane jest obejmowanie kontrolą techniczną procedury przyłączenia mikroinstalacji w trybie „na zgłoszenie” dla coraz mniejszych mocy (także dla źródeł jednofazowych). Warto rozważyć wprowadzenie – wzorem innych krajów – uproszczonych (co nie znaczy bardziej liberalnych) procedur przyłączenia nowych źródeł. Ich podstawą powinny być wiedza i posiadane przez OSD doświadczenie, które pozwalają na fachową ocenę sytuacji. Jeżeli moc źródła nie przekracza określonego ułamka np. mocy transformatora, obciążalności linii zasilającej, mocy zwarcia w punkcie przyłączenia itp., to z dużym prawdopodobieństwem można stwierdzić, że jego przyłączenie nie spowoduje trudności eksploatacyjnych sieci.

⁵ Do takich wniosków warto dołączyć także wyniki audytu energetycznego stanu istniejącego. Oszczędne użytkowanie energii powinno być działaniem priorytetowym dla twórców/koordynatorów klastra/spółdzielni.

⁶ Warto przyjąć zasadę, że jeżeli nie ma innych przeciwwskazań, systemy zdalnego odczytu danych z liczników AMI będą w pierwszej kolejności instalowane na terenie klastrów/spółdzielni energetycznych.

Tab. 1 (cd.)

Nazwa działania	Opis działania
Zwiększenie poziomu sterowalności sieci	<ol style="list-style-type: none"> 1. Instalowanie w sieciach dystrybucyjnych, w większym stopniu niż jest to praktykowane obecnie, nowych urządzeń poprawiających warunki dostawy energii elektrycznej, np. transformatorów OLTC lub układów FACTS. Testowanie i promowanie doświadczeń z eksploatacji takich urządzeń. 2. Unikanie stosowania jednego rodzaju źródeł energii w ramach klastrów energii/spółdzielni energetycznych, gdyż pożądany jest miks energetyczny. Struktura wytwarzania energii w ramach klastra energii/spółdzielni energetycznej powinna uwzględniać instalację sterowanych źródeł (np. generatorów biogazowych, układów kogeneracyjnych itp.) jako uzupełnienie OZE. W zbiorze źródeł należy także rozważyć umieszczenie hybrydowych instalacji OZE i instalacji off-grid. 3. Tam, gdzie jest to możliwe, zwiększanie koncentracji RZE, w szczególności instalacji PV w punktach sieci o dużej mocy zwarciowej jako alternatywy dla dużego rozproszenia źródeł prosumenckich. 4. Wdrażanie symulatorów do zarządzania sieciami dystrybucyjnymi SN i nN. 5. Wdrożenie skutecznych algorytmów do predykcji wielu zmiennych, np. prognozowania generacji i konsumpcji energii, cen energii, danych meteorologicznych itp. 6. Wdrożenie środków technicznych do ograniczenia maksymalnej mocy RZE w odpowiedzi na sygnał operatora lub układu lokalnego sterowania⁷. 7. Rozwój i wdrażanie narzędzi informatycznych umożliwiających realizację podstawowych funkcji zarządczych w ramach klastra energii/spółdzielni energetycznej, tj.: <ul style="list-style-type: none"> • grafikowanie/bilansowanie produkcji energii i zapotrzebowania na energię, zarządzanie popytem i podażą energii, • ewidencjonowanie i rozliczenie członków klastra z zastosowaniem nowoczesnych rozwiązań taryfowych, tj. taryf wielostrefowych czy taryf dynamicznych, • obsługa windykacji i e-płatności, • rozliczenia sąsiedzkie pomiędzy uczestnikami klastra, • portal klienta, w tym specjalistyczne rozwiązanie na platformy mobilne itp.

⁷ Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne, OSD ma prawo ograniczyć moc lub wyłączyć mikroinstalację o mocy większej niż 10 kW w przypadku, gdy generowanie przez nią energii stanowi zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy sieci. Zapis ten jest martwy ze względu na brak możliwości technicznych dla jego egzekucji. Wątpliwości dotyczą także „progu 10 kW”, ponieważ coraz częściej problemy z przeciążeniem elementów sieci i wzrostem napięcia występują w wiejskich sieciach nN z dużą liczbą małych instalacji prosumenckich.

Podsumowanie

Rozwój rozproszonych źródeł energii jest procesem pożądanym i nieuniknionym. Ich obecność przynosi już teraz wymierne korzyści ekonomiczne i społeczne, a w nieodległej przyszłości stanie się podstawą rozwoju innowacyjnej gospodarki bazującej na wiedzy. Aby tak się stało, aby ten proces nie był niepotrzebnie spowalniany, należy mieć świadomość problemów koniecznych do przewyciężenia, w tym także barier technicznych, w ogromnej części dobrze znanych eksploatacjom sieci energetycznych. Celem niniejszego artykułu było zwrócenie uwagi na te ograniczenia oraz zachęcenie do podjęcia trudu ich systemowego rozwiązywania.

Ponieważ udział energii ze źródeł rozproszonych, w tym w szczególności odnawialnych (OZE), w rynku

energii elektrycznej będzie ciągle rósł, technologie tzw. inteligentnych sieci elektroenergetycznych w połączeniu z odpowiednią polityką energetyczną i regulacjami wspierającymi będą miały zasadnicze znaczenie dla przekształcenia systemu elektroenergetycznego i stworzenia infrastruktury sieciowej wspierającej realizowaną transformację energetyczną.

Bibliografia:

- Hanzelka Z., Głowacki F., Koseda H., Piątek K., Wrocławski M. (2021), *II Krajowy Raport Benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych*, <https://www.agh.edu.pl/projekt-klaster/krajowy-raport-benchmarkingowy/> [dostęp: 29.10.2022].
- Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG).
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348).

Strategy for the development of distributed energy in Poland until 2040 – technical and technological aspects

Abstract: The power and number of distributed energy sources that can be connected to the distribution network without degrading its operating conditions are limited. To increase them, it is necessary to modernize the network and use various technical solutions of the smart grid technology platform. The individual conditions existing in each country (strengths and weaknesses of the transformation process) mean that the set and sequence of implementation of activities necessary for achieving success in the development of dispersed energy resources (sources and storage) are different. The article highlights those aspects of the Polish energy transformation process that will allow the existing opportunities to be used to achieve success, while reducing the effects of existing threats.

Keywords: distributed energy resources, smart grid, strategy

Prof. Zbigniew HANZELKA

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
hanzel@agh.edu.pl



Prof. Waldemar SKOMUDEK

TAURON Dystrybucja S.A.
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
wskomudek@agh.edu.pl
waldemar.skomudek@tauron-dystrybucja.pl

