

Aspekty ekonomiczno-finansowe w Strategii rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce do 2040 roku

Abstrakt: Artykuł przedstawia zagadnienia ekonomiczno-finansowe określone w *Strategii rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce do 2040 roku*. Autorzy prezentują analizę SWOT (mocne oraz słabe strony, szanse potencjalne lub zaistniałe oraz zagrożenia prawdopodobne lub istniejące w obszarze energetyki rozproszonej) i na bazie jej wyników formułują propozycję rekomendowanych działań.

Słowa kluczowe: energetyka rozproszona, aspekty ekonomiczno-finansowe, modele biznesowe

Zgodnie z pakietem Komisji Europejskiej *Fit for 55* walka o klimat staje się jedną z głównych przyczyn zwrotu w polityce i ekonomii i ma stanowić remedium na problemy gospodarcze i społeczne postpandemicznej Europy. UE do 2030 r. ma zredukować emisję dwutlenku węgla aż o 55% względem 1990 r., a do 2050 r. ma osiągnąć neutralność klimatyczną. Te wymagania przekładają się w Polsce na coraz ambitniejsze strategie energetyczne, co w sytuacji obecnego stanu bazy wytwórczej, czerpiącej w głównej mierze z paliw kopalnych, nieuchronnie będzie skutkowało wzrostem cen energii. Sytuację zaostrza napięcie geopolityczne związane z wojną w Ukrainie oraz wynikająca z tego niestabilność na rynkach światowych. W rezultacie energochłonne branże przemysłowe mogą mieć problem ze zbilansowaniem budżetów, a wzrost cen energii będzie prowadził do zwiększenia inflacji, zmniejszenia produkcji przemysłowej i w konsekwencji do spowolnienia gospodarczego. W celu osiągnięcia założonych poziomów redukcji emisji, bez istotnej utraty konkurencyjności krajowej gospodarki, konieczne będą głębokie zmiany legislacyjne oraz zbudowanie środowiska naukowo-przemysłowego umożliwiającego kreowanie innowacji technologicznych. Aby ten długotrwały proces przebiegał w sposób prawidłowy i korzystny dla gospodarki, potrzeba

dokumentów strategicznych wskazujących kierunki działań dla różnych krajowych sektorów, w tym poszczególnych obszarów energetyki.

Jednym z takich dokumentów jest *Strategia rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce do 2040 roku*. W ramach prac nad dokumentem zdiagnozowano szereg czynników ekonomicznych, technicznych, legislacyjnych oraz społecznych mogących mieć wpływ na przyszłość energetyki rozproszonej. Zostały one ustrukturyzowane odrębnie dla każdego z obszarów analizy SWOT. Samo narzędzie stanowi jedną z podstawowych metod analizy strategicznej, a nazwa jest akronimem angielskich słów *strengths* (mocne strony), *weaknesses* (słabe strony), *opportunities* (szanse potencjalne lub zaistniałe w otoczeniu), *threats* (zagrożenia prawdopodobne lub istniejące w otoczeniu). Ze względu na zwięzłość *Strategii...* nie było w niej miejsca na dogłębne omówienie poszczególnych zagadnień. Niniejszy artykuł rozwija fragmenty dotyczące ekonomicznych aspektów rozwoju energetyki rozproszonej (ER) oraz wskazuje działania odpowiadające na najważniejsze wyzwania. Należy także zaznaczyć, iż dokument pomija obszar ciepłownictwa, ponieważ istnieje odrębna strategia rozwoju tego sektora. Ze względu na bliskość obu dziedzin wspomniany temat będzie jednak wymagał pogłębienia w kolejnych wersjach *Strategii...*

Analiza SWOT

Dobrze skonstruowane regulacje uwzględniają efekty synergii pomiędzy technologiami, legislacją i ekonomią, w tym także – a być może przede wszystkim – ich

wpływ na krajowe sektory przemysłu. W zależności od sposobu wdrożenia rozwiązań w tym obszarze, rozproszona energetyka może wzmocnić polski przemysł, ale może także go osłabiać, podobnie jak w pewnych sytuacjach może zwiększać poziom

bezpieczeństwa energetycznego, a w innych może go obniżać. Celem tej części opracowania jest ocena obecnego stanu krajowej energetyki rozproszonej z wykorzystaniem analizy SWOT (jej wyniki zostały przedstawione w Tab. 1).

Tab. 1. Analiza SWOT dla ekonomicznych uwarunkowań rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce

Mocne strony	Słabe strony
<p>S1. Istniejące mechanizmy finansowe wsparcia energetyki rozproszonej.</p> <p>S2. Funkcjonujące na rynku klastry energii i inne społeczności energetyczne.</p> <p>S3. Inwestorzy z praktycznym doświadczeniem w budowie energetyki rozproszonej.</p> <p>S4. Spadek kosztów produkcji rozwiązań technicznych i szeroka dostępność urzędzeń.</p>	<p>W1. Niepewność inwestorów spowodowana brakiem stabilności regulacyjnej.</p> <p>W2. Niewystarczające regulacje prawne przeciwdziałające negatywnym skutkom naturalnego monopolu operatorów sieci energetycznych.</p> <p>W3. Niska dostępność atrakcyjnych ekonomicznie lokalizacji dla źródeł rozproszonych ze względu na ograniczony poziom mocy przyłączeniowych w systemie.</p> <p>W4. Wysoki koszt stabilizacji systemu elektroenergetycznego obejmującego instalacje OZE.</p> <p>W5. Niewystarczający poziom finansowania dla działań inwestycyjnych na budowę nowych odcinków sieci i modernizację istniejącej sieci dystrybucyjnej.</p> <p>W6. Brak rozwiniętego rynku usług energetycznych (np. usług elastyczności).</p> <p>W7. Działanie Ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych oraz innych systemów wsparcia, które promują wykorzystanie energii z elektrowni konwencjonalnych.</p> <p>W8. Programy wsparcia niedopasowane do potrzeb konkretnych grup interesariuszy.</p> <p>W9. Brak narzędzi i procesów do wsparcia modeli biznesowych na poziomie technicznym.</p>
Szanse	Zagrożenia
<p>O1. Dostępność potencjalnie dużych środków pomocowych.</p> <p>O2. Rosnące ceny energii jako zachęta do szukania alternatyw w źródłach rozproszonych.</p> <p>O3. Rosnące zapotrzebowanie na rozwiązania i urządzenia dla rozproszonej generacji energii.</p> <p>O4. Rosnące zapotrzebowanie na rozwiązania techniczne stabilizujące napięcie w liniach z dużą penetracją źródeł rozproszonych (szczególnie instalacji PV), mogące skutkować szybkim rozwojem rynku elastyczności.</p> <p>O5. Rosnące zaangażowanie kapitału własnego prosumentów/inwestorów w OZE wynikające z rosnącej świadomości ekologicznej i ekonomicznej.</p> <p>O6. Pojawiające się na rynku energii nowe role, w tym dla operatorów, np. w obszarze dostawców platform elastyczności czy też obsługi społeczności energetycznych.</p> <p>O7. Pojawianie się na świecie nowych modeli biznesowych adaptowalnych do potrzeb krajowych.</p> <p>O8. Wczesne zidentyfikowanie priorytetów w zakresie działań służących rozwojowi wybranych technologii.</p> <p>O9. Wdrożenie norm emisyjności stymulujących rozwój energetyki rozproszonej, np. objęcie ETS-em innych sektorów niż energetyka.</p> <p>O10. Elektryfikacja kolejnych sektorów gospodarki, np. wykorzystanie energii elektrycznej przy produkcji ciepła oraz transportu.</p> <p>O11. Wzrost atrakcyjności turystycznej części regionów ze względu na poprawę jakości środowiska.</p>	<p>T1. Nieprzewidywalne wahania na rynku surowców oraz uprawnień do emisji CO₂.</p> <p>T2. Brak środków na rozwój infrastruktury sieciowej umożliwiający utrzymanie pożądanej dynamiki rozwoju OZE.</p> <p>T3. Brak zharmonizowania kierunków wsparcia – środki pomocowe skierowane nieadekwatnie do potrzeb zarówno energetyki rozproszonej, jak i sieci dystrybucyjnych.</p> <p>T4. Długi czas zwrotu z inwestycji w OZE.</p> <p>T5. Możliwa utrata alternatywnych korzyści ekonomicznych (zmniejszenie atrakcyjności turystycznej terenów, spadek cen gruntów).</p> <p>T6. Negatywny efekt programów wsparcia (przekonanie o opłacalności inwestycji tylko w przypadku dofinansowania).</p> <p>T7. Rosnące koszty zatrudnienia w branży budowlanej i technologicznej.</p> <p>T8. Brak zdefiniowanej roli dla społeczności energetycznych w obszarze technicznym, społecznym, ekonomicznym – niewykorzystywanie tego typu podmiotów do np. stabilizacji parametrów technicznych sieci dystrybucyjnych czy do bilansowania KSE.</p> <p>T9. Zwiększające się zagrożenie ubóstwem energetycznym.</p> <p>T10. Wzrost kosztów redysponowania źródeł wytwórczych będących poza obszarem bilansowania wewnętrznego odbiorcy (autoproducenta) lub poza obszarem bilansowania w ramach klastra/spółdzielni.</p> <p>T11. Niski poziom udziału różnych rodzajów źródeł OZE o zwiększonej elastyczności i dostępności mocy w ciągu doby i roku (np. biogazownie, wodór) wymuszający budowę kosztownych, regulacyjnych jednostek wytwórczych na potrzeby utrzymania stabilności systemu.</p> <p>T12. Wzrost opłat z tytułu utrzymania systemu energetycznego przez użytkowników systemu nieposiadających własnych OZE.</p>

Źródło: opracowanie własne na podstawie materiałów przygotowywanych do *Strategii rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce do 2040 roku*.

Analizowany obszar ekonomiczno-finansowy jest nierozzerwalnie powiązany z innymi wymienionymi w *Strategii...* działami: legislacyjnym, technicznym oraz społecznym, stąd naturalne jest, że niektóre przedstawione w niej elementy odnoszą się do wspomnianych dziedzin. Punkty w tabeli są ponumerowane, a szersze odniesienie do nich następuje w dalszej części artykułu. Pogrubieniem oznaczono te kwestie, które zostały uznane za szczególnie istotne dla rozwoju energetyki rozproszonej.

Mocne strony

Dzięki mechanizmom wsparcia finansowego (S1) w obszarze energetyki rozproszonej – wśród których należy wymienić zwłaszcza rządowe programy koordynowane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, takie jak Mój Prąd, Czyste Powietrze i Moje Ciepło, jak również bardzo liczne programy samorządowe oraz finansowane ze środków krajowych i UE – w Polsce szybko wzrasta liczba instalacji prosumenckich, głównie w obszarze fotowoltaiki i efektywnych źródeł ciepła. Niezwykle istotnym zjawiskiem jest także powstanie ponad 100 klastrów energii jeszcze przed planowanym wdrożeniem wszystkich regulacji mających na celu wsparcie rozwoju społeczności energetycznych (S2). W rezultacie na poziomie krajowym obecne są podmioty mające doświadczenie w ustanawianiu złożonych struktur w obszarze energetyki rozproszonej (S3). Dzięki niedawnemu pojawieniu się rozporządzeń określających sposób rozliczeń spółdzielni energetycznych, także w tym obszarze widać wzmożone zainteresowanie, głównie jednostek samorządowych. Co więcej, od kwietnia 2022 r. w polskim prawie funkcjonuje definicja „prosumenta zbiorowego energii odnawialnej”, która może być niezwykle interesująca dla zarządców, a przede wszystkim mieszkańców budynków wielolokalowych. Jednocześnie na rynkach technologii obserwujemy spadek kosztów poszczególnych rozwiązań technicznych, takich jak panele fotowoltaiczne, magazyny energii, pompy ciepła czy technologie modernizacyjne (S4).

Słabe strony

Zmiany regulacyjne w obszarze energetyki rozproszonej będą sukcesywnie postępować. Na poziomie krajowym widoczne jest jednak zatrzymanie rozwoju jej poszczególnych branż wynikające z narzucenia ograniczeń legislacyjnych wpływających istotnie na ekonomiczny aspekt przedsięwzięć. Przykładem może być wprowadzona Ustawą z dnia 20 maja 2016 r. regulacja o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, tzw. zasada 10H. Na mocy ustawy elektrownia wiatrowa nie może być zbudowana w odległości mniejszej niż 10-krotna wysokość turbiny od zabudowań o funkcji mieszkaniowej, form ochrony przyrody i leśnych kompleksów. W praktyce zasada 10H spowodowała zahamowanie rozwoju inwestycji wiatrowych na lądzie. Dlatego słabą stroną polskiego rynku ER i szerzej OZE (W1) jest niepewność inwestorów spowodowana brakiem stabilności regulacyjnej. Prywatni przedsiębiorcy obecnie mniej chętnie decydują się na inwestycje w OZE ze względu na dużą zmienność przepisów w zakresie potencjalnych inwestycji (np. linii bezpośredniej, klastrów energii, spółdzielni energetycznych, rozwiązań z dziedziny *cable pooling*), co powoduje, że oszacowanie pełnych kosztów przedsięwzięć staje się bardzo trudne, jeśli nie niemożliwe.

Kolejną słabą stroną jest niski poziom dostępnych mocy przyłączeniowych w systemie elektroenergetycznym, co ogranicza dostępność atrakcyjnych ekonomicznie lokalizacji (W3). W zależności od operatora odrzucanych jest obecnie nawet 30–40% wniosków o przyłączenie. Często zatem dochodzi do sytuacji, że nawet gdy są chętni do pokrycia kosztów inwestycyjnych dla projektów zgodnych z celem OZE wymaganym na poziomie krajowym, to państwo nie zapewnia odpowiedniej infrastruktury do realizacji tego typu przedsięwzięcia. Przyczyną takiego stanu rzeczy są m.in. niewystarczający poziom finansowania działań inwestycyjnych na budowę nowych odcinków sieci dystrybucyjnej i modernizację już istniejących elementów (W5) oraz niedostatecznie rozwinięte usługi elastyczności w obszarze zarówno zarządzania lokalnymi przeciążeniami, jak i bilansowania całości systemu.

Słabą stroną polskiego rynku energii jest także brak regulacji pozwalających na przyłączenie większych zasobów w zakresie energetyki rozproszonej bez konieczności oczekiwania na rozwój sieci dystrybucyjnych (W2). Mowa tutaj o regulacjach w zakresie *cable pooling*, *oversizing* czy linia bezpośrednia. *Cable pooling* umożliwia przyłączenie, na przykład w obrębie jednego węzła, kilku jednostek wytwórczych, w tym magazynów energii o łącznej mocy generacji przekraczającej możliwości techniczne infrastruktury dystrybucyjnej. Mechanizm zakłada jednak, iż takie przyłączenie byłoby możliwe pod warunkiem, że jednostki działałyby w sposób skoordynowany, tak aby nie dopuścić do wyżej wspomnianych przeciążeń infrastruktury. Podobnie rzecz ma się z rozwiązaniami typu *oversizing*, gdzie zezwala się na podłączenie przewymiarowanej instalacji pod warunkiem, że nie wyprowadzi ona więcej mocy niż dopuszczają możliwości techniczne sieci dystrybucyjnej. W rezultacie inwestorzy, dla których zostały określone warunki przyłączeniowe na zbudowanie źródeł OZE, dostają szansę na ich wykorzystanie w bardziej efektywny sposób. Negatywną konsekwencją takich rozwiązań jest jednak to, że w sporadycznych momentach, w których zaistnieją bardzo sprzyjające warunki pogodowe, a instalacja będzie działać z pełną mocą, wymagane będzie ograniczenie produkcji. Niemniej jednak w ciągu roku taka farma dostarczy do sieci większą niż standardowo średnią ilość energii, co zapewni szybszy zwrot z inwestycji i bardziej efektywne wykorzystanie sieci dystrybucyjnej. Dodatkowo takie podejście pozwala na zwiększenie penetracji OZE bez konieczności znacznych inwestycji w infrastrukturę dystrybucyjną i przesyłową (W3).

Innym problemem są wysokie koszty stabilizacji systemu elektroenergetycznego obejmującego instalacje OZE, spowodowane brakiem odpowiednich regulacji wspierających rozwiązania bilansowania lokalnego (W4). Bez wdrożenia takich rozwiązań coraz częściej będzie dochodzić do destabilizacji systemu elektroenergetycznego, która może się przejawiać na kilku poziomach. Na poziomie sieci dystrybucyjnych są to: wyższe napięcia związane z intensywnym działaniem instalacji fotowoltaicznych (skutkujące

m.in. odłączaniem tych instalacji czy też przeciążeniem elementów takich jak stacje transformatorowe) spowodowane zwiększonym przepływem mocy z instalacji wytwórczych. Na poziomie sieci przesyłowej dochodzi m.in. do częstszego odstawiania i włączania jednostek konwencjonalnych, co skutkuje zwiększeniem ich awaryjności, skróceniem czasu pracy oraz zmniejszeniem opłacalności ekonomicznej tych jednostek. Istnienie jednostek wytwórczych w kilkudziesięcioletniej perspektywie jest gwarantem stabilizacji całego systemu, przynajmniej dopóki nie pojawią się wielkoskalowe magazyny energii i energetyka atomowa lub dopóki nie nastąpi przełom w prototypowych technologiach typu fuzja jądrowa. Dodatkowym problemem jest obecny kształt rynku mocy, który nie stwarza wystarczających zachęt do inwestycji w nowe jednostki konwencjonalne mogące dalej stabilizować system poprzez zbilansowanie jednostek pogodozależnych, których liczba rośnie w szybkim tempie. Zwiększenie stabilności możliwe byłoby także dzięki stworzeniu odpowiedniego rynku dla usług elastyczności, za pośrednictwem którego będzie można rozwiązywać kwestie dotyczące nie tylko bilansowania całości systemu, ale również lokalnych przeciążeń (W6).

Na wczesnym etapie rozwoju poszczególnych koncepcji niezbędne jest zdefiniowanie odpowiednich programów wsparcia zachęcających rynek do stworzenia rozpoznających poprawność założonych modeli biznesowych (W8). Zakończenie pilotaży z sukcesem daje szansę na szersze rozpowszechnienie dobrych rozwiązań. Pewne grupy interesariuszy, które mogłyby istotnie przyczynić się do rozwoju energetyki krajowej, nie są obecnie objęte takimi programami wsparcia. Przykładem są tutaj klastry energii, prosumenci zbiorowi czy spółdzielnie energetyczne.

Aby wdrożyć pewne modele biznesowe, np. w zakresie efektywnego zarządzania OSDn-em, klastrem energii, spółdzielnią energetyczną, prosumentem zbiorowym czy wirtualnym itp., potrzebne są rozwiązania sprzętowo-programistyczne, które zoperacjonalizują dany model biznesowy (W9). Są to np. narzędzia do zarządzania infrastrukturą oraz do rozliczania podmiotów zrzeszonych w danej inicjatywie. W obecnych

realiach narzędzia te są niedostosowane do polskiego rynku, a ich adaptacja jest często poza zasięgiem finansowym części podmiotów działających w obszarze energetyki rozproszonej.

Szanse

W obszarze szans mamy dwie kluczowe pozycje. Pierwszą jest dostępność dużych środków pomocowych w ramach Krajowego Planu Odbudowy, Funduszu Spójności oraz Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (O1), a także fakt wspierania ER przez polityki Unii Europejskiej. Nowe ramy finansowe mogą stanowić istotny element stymulujący rozwój energetyki rozproszonej w perspektywie do co najmniej 2030 r. Wsparcie inwestycyjne pochodzące ze strony UE dodatkowo może zostać wzmocnione funduszami pochodzącymi ze sprzedaży uprawnień na rynku EU ETS. Środki te powinny być skierowane m.in. na rozwój rozproszonych źródeł energii oraz sieci dystrybucyjnych, które służą do ich przyłączenia (T3). W przypadku braku odpowiedniego balansu w tym zakresie pojawi się zagrożenie niezrealizowania europejskich celów środowisko-klimatycznych. Istotne jest także wsparcie cyfrowej transformacji dla przedsiębiorstw i jednostek samorządu terytorialnego, m.in. w zakresie energetyki odnawialnej i poprawy efektywności energetycznej. Ma temu służyć m.in. uruchomienie programu Cyfrowa Europa¹ na lata 2021–2027 i możliwość skorzystania ze wsparcia sieci Europejskich Hubów Innowacji Cyfrowych², które będą tworzone

w ramach tego programu. Drugim kluczowym aspektem są rosnące ceny energii, które mogą stanowić bodziec do szukania alternatywy, np. w energetyce prosumenckiej (O2). Obecna sytuacja na rynku paliw kopalnych – zarówno węgla, jak i gazu – oraz zwiększająca się penetracja wielkoskalowych OZE skutkująca z jednej strony wzrostem kosztów energii spowodowanym ograniczoną dostępnością surowców oraz wzrostem cen certyfikatów CO₂, a z drugiej strony większymi wahaniami cen spowodowanymi intensywnym działaniem OZE w okresach dużej wietrzności oraz nasłonecznienia. Zarówno indywidualni, jak i przemysłowi konsumenci energii, chcąc ograniczyć koszty energii oraz ryzyko zmian cen, coraz częściej wybierają zabezpieczenia bazujące np. na kontraktach PPA, linię bezpośrednią czy też własne jednostki wytwórcze oraz magazyny, co skutkuje zwiększeniem udziału energetyki rozproszonej w całkowitym wolumenie produkcji energii. W rezultacie rośnie zaangażowanie kapitału własnego inwestorów w OZE (O5).

W branży integratorów rozwiązań IT oraz technicznych oczekiwane są nowe produkty odpowiadające na potrzebę stabilizacji sieci dystrybucyjnych i przesyłowych, lokalnego bilansowania, integracji rozwiązań w sektorze ciepła i energii elektrycznej (O4). Szansom tym sprzyjają regulacje europejskie, takie jak dyrektywy RED II czy dyrektywa o wspólnym rynku energii³ inicjujące szereg zmian w tym obszarze. W ich efekcie, m.in. zostanie szeroko otwarty segment rynku, na którym do tej pory działały głównie tzw. jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD)⁴. Rynek ten obejmuje zarówno usługi pomocnicze zależne od częstotliwości napięcia w sieci elektroenergetycznej

¹ Program Cyfrowa Europa ma na celu stworzenie pomostu między badaniami nad technologiami cyfrowymi a wprowadzeniem ich wyników na rynek. Zapewnia finansowanie projektów w pięciu kluczowych obszarach: 1) obliczenia superkomputerowe, 2) sztuczna inteligencja, 3) cyberbezpieczeństwo, 4) zaawansowane umiejętności cyfrowe, 5) zapewnienie szerokiego wykorzystania technologii cyfrowych na wszystkich poziomach gospodarki i społeczeństwa (European Commission). Szczegółowe informacje o programie można znaleźć pod adresem: <https://www.gov.pl/web/ia/program-cyfrowa-europa>.

² Europejskie Huby Innowacji Cyfrowych to sieć ośrodków gromadzących wiedzę i kompetencje w dziedzinie cyfrowej transformacji działalności gospodarczej. Jej rolą będzie pomoc w zwiększaniu konkurencyjności firm, poprzez ich wsparcie w procesie transformacji cyfrowej (Ministerstwo Rozwoju i Technologii 2021).

³ EMD – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. RED II – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

⁴ Obecny kształt rynku bilansującego uniemożliwia udział jednostek innych niż JWCD w usługach regulacyjnych. Jednostki te muszą 1) spełniać wymagania w zakresie posiadania infrastruktury teleinformatycznej na potrzeby systemów dyspozytorskich, 2) być przyłączone do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, 3) posiadać moc co najmniej 50 MW, podlegającą centralnemu dysponowaniu przez OSP. Energetyka rozproszona nie jest w stanie spełnić punktów 2) oraz 3).

(takie jak rezerwy pierwotna, wtórna i trójna), jak i szereg usług niezależnych od częstotliwości (np. zdolności do rozruchu autonomicznego oraz pracy wyspowej czy zapewnienie inercji w celu zachowania stabilności sieci lokalnej), a także usługi zarządzania ograniczeniami, czyli tzw. usługi elastyczności. W rezultacie pojawiają się nowe modele biznesowe, które mogą być adaptowane do potrzeb krajowych (O7), czego przykładem są już tutaj wspomniane rynki elastyczności, które zostały zainicjowane i działają m.in. w krajach skandynawskich oraz w Wielkiej Brytanii. Wspomniane usługi z jednej strony dają szansę na ukształtowanie się nowego modelu biznesowego służącego do kontraktowania usług dla dostawców platformy IT, a z drugiej strony wymagają dostarczenia szeregu narzędzi dla agregatorów odpowiadających na potrzeby spółek dystrybucyjnych.

Objęcie ETS-em innych sektorów niż energetyka także prawdopodobnie przyspieszy rozwój ER (O9). Dla przykładu w obszarze transportu wprowadzenie dodatkowej opłaty prawdopodobnie przyspieszyłoby elektryfikację tego sektora (O10). Jednocześnie, biorąc pod uwagę ograniczone możliwości inwestycyjne OSD, można założyć, że elektryfikacja doprowadziłaby do niekontrolowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną lub wręcz wymusiłaby inwestycje w lokalne źródła energii.

Zagrożenia

Analizując sektor energetyki rozproszonej, dostrzec można także zagrożenia. Najistotniejszym ryzykiem są nieprzewidywalne wahania cen surowców oraz uprawnień do emisji CO₂, które powodują odkładanie decyzji inwestycyjnych przez odbiorców przemysłowych (T1). W ostatnich latach widzimy kilkusetprocentowe wahania – zarówno na rynkach energii elektrycznej i gazu, jak i w zakresie cen uprawnień do emisji CO₂. Tak duże zmiany powodują, że inwestorom trudno podejmować racjonalne decyzje, nie tylko co do inwestycji w OZE, ale także co do technologii stabilizujących pogodozależne źródła. Bez stabilizujących systemów źródeł energii

(np. gaz, biogaz lub biomasa), rozwój OZE będzie spowolniony przynajmniej do czasu uprzemysłowienia się rozwiązań takich jak wielkoskalowe magazyny energii. Dodatkowo nieprzewidywalność na rynkach energii i surowców jest potęgowana przez sytuację geopolityczną związaną z wojną w Ukrainie.

Kolejnym istotnym zagrożeniem jest brak środków na rozwój infrastruktury sieciowej uniemożliwiający osiągnięcie pożądanej dynamiki rozwoju źródeł rozproszonych (T2). Obecnie niski poziom dostępnych mocy przyłączeniowych i zwiększająca się liczba odmów przyłączenia źródeł OZE do sieci dystrybucyjnej są tego najlepszym potwierdzeniem. Trzeba również pamiętać, że w obszarze wsparcia środkami pomocowymi obowiązuje zasada naczyń połączonych, tj. wsparcie rozwoju OZE wymaga wsparcia rozwoju sieci dystrybucyjnej. Bez tego drugiego nie nastąpi zakładany rozwój energetyki rozproszonej i nie zostaną w pełni wydane środki pomocowe przewidziane na ten cel (W5).

W obszarze społeczności energetycznych w obecnym kształcie legislacji mamy zdefiniowane podmioty typu prosument indywidualny, zbiorowy i wirtualny, spółdzielnia energetyczna oraz klaster energii. Nie wszystkie z aktualnie istniejących regulacji spełniają związane z nimi oczekiwania, a w części brakuje istotnych elementów pozwalających zbudować na ich podstawie sprawnie funkcjonujące modele biznesowe i rozwinąć przemysł. Niektóre z nich muszą także ulec zmianie na skutek regulacji unijnych, w tym zwłaszcza dyrektywy RED II oraz dyrektywy EMD. To m.in. z konieczności wdrożenia RED II wynika część postulatów krótkoterminowych opisanych w *Strategii...*, takich jak wprowadzenie prosumenta zbiorowego, spółdzielni energetycznych, społeczności OZE, PPA czy też kwestia sprzedaży sąsiedzkiej. Z kolei z dyrektywy EMD wynikają postulaty dotyczące obywatelskich społeczności energetycznych (OSE) oraz aktywnego (grupowego) odbiorcy. Przy takiej liczbie podmiotów, które potencjalnie pojawią się na rynku, istnieje zagrożenie, że tworzone regulacje będą niespójne lub okażą się kalką dyrektywy i że nie będą za nimi stały konkretne modele biznesowe możliwe do zrealizowania przez społeczności energetyczne.

Implementacja zapisów prawnych w obszarze społeczności energetycznych w sposób oderwany od fizycznych aspektów sieci dystrybucyjnych spowoduje także wzrost kosztów redysponowania źródeł wytwórczych będących poza obszarem bilansowania wewnętrznego odbiorcy/społeczności (T10), co może skutkować przerzuceniem tego dodatkowego kosztu na pozostałych uczestników rynku.

Proponowane działania

Z analizy SWOT sektora ekonomiczno-finansowego jasno wynikają działania, które muszą być podjęte, żeby sytuacja w branży uległa poprawie. Najistotniejszymi aktywnościami stymulującymi obszar ekonomiczno-finansowy będą działania regulacyjne. Wskazane kroki są jedynie propozycjami, a ich praktyczne wdrażanie powinno być szczegółowo konsultowane ze zróżnicowanym gronem interesariuszy, począwszy od branż przemysłowych, operatorów sieci dystrybucyjnych i operatora sieci przesyłowej, przez ministerstwa oraz agendy rządowe, po szeroko pojęte społeczeństwo. Brak adekwatnego przystosowania rozwiązań legislacyjnych do rozproszonego charakteru energetyki lokalnej powoduje, że podmioty działające w branży energetycznej mają ograniczoną liczbę modeli biznesowych możliwych do realizacji. Przykładem takich podmiotów mogą być prosumenci oraz społeczności energetyczne. O ile od 2016 r. w przypadku pojedynczego odbiorcy końcowego funkcjonuje dobrze znany mechanizm prosumenta energii odnawialnej, o tyle względem społeczności energetycznych brakuje działających i umocowanych w prawie modeli funkcjonowania. Precyzyjnie skonstruowane procedury postępowania z atrakcyjnym systemem zachęt mogą mieć realny wpływ nie tylko na sektor elektroenergetyczny, ale również na dużą część gospodarki – tak jak w przypadku prosumenta energii odnawialnej i programu priorytetowego Mój Prąd⁵. Aby taki

model był trwały, musi bazować na pewnej funkcji, którą powoływane podmioty pełnią dla społeczeństwa. Jedną z nich jest ograniczenie wpływu człowieka na klimat i środowisko poprzez redukcję emisji CO₂ oraz niskich emisji. Nie powinna to być jednak jedyna wartość. Przewymiarowanie systemów wsparcia wybranych technologii OZE może naruszać integralność i bezpieczeństwo KSE. Zwiększona penetracja OZE skutkuje odwróceniem przepływów w sieci dystrybucyjnej i szeregiem problemów z tym związanych (przebiegnięcia elementów, problemy napięciowe, brak możliwości wyprowadzenia mocy z części jednostek wytwórczych itd.). W rezultacie utrzymanie takiego stanu spowoduje, że potrzebne będą znaczne nakłady na rozwój infrastruktury dystrybucyjnej, tylko po to, aby odpowiednio reagować na sytuacje krytyczne występujące przez relatywnie krótkie odcinki czasu. Obecne regulacje w zakresie prosumenta, klastrów energii czy spółdzielni energetycznych nie rozstrzygają tego problemu. Jednym z możliwych rozwiązań są regulacje wymagające bilansowania technicznego, czyli bilansowania w obrębie dobrze zdefiniowanego fragmentu sieci elektroenergetycznej, obejmującego na przykład obszar poniżej transformatora SN/nN, w czasie bliskim czasowi rzeczywistemu. Oznacza to, że energia wytworzona w danym momencie na danym obszarze zostaje w tym samym momencie skonsumowana na tym konkretnym terenie. Koncepcja ta zakłada przyznanie pewnych benefitów podmiotom (np. odbiorcom indywidualnym, klastrów energii lub obszarom przemysłowym), które zgodzą się w skoordynowany sposób pełnić funkcje systemowe. Bilansowanie techniczne ogranicza przepływy do fragmentu sieci, co zmniejsza przepływy energii przez sieć dystrybucyjną oraz przesyłową i tym samym zmniejsza straty. Kompleksowy zestaw regulacji w tym przypadku mógłby działać wieloetapowo – częściowe bilansowanie następowałoby w jednym obiekcie w ramach mechanizmu prosumenta indywidualnego oraz zbiorowego, zaś dalsze dobilansowywanie systemu przebiegałoby odpowiednio na poziomie społeczności lokalnej, kraju i całego obszaru synchronicznego. W ocenie autorów szczególnie istotnym działaniem – pod względem

⁵ W ramach projektu KlastER Sławomir Kopeć oraz Łukasz Lach przygotowali analizę efektów tego programu (Kopeć et Lach 2021).

zarówno rozwoju energetyki rozproszonej, jak i wymagań prawodawstwa europejskiego⁶ – jest zaimplementowanie do polskiego porządku prawnego definicji całego szeregu podmiotów z zakresu ER, takich jak obywatelska społeczność energetyczna, społeczność OZE czy aktywny grupowy odbiorca. Warto także wskazać, iż część rozwiązań prawnych (wynikających z prawa wspólnotowego) służących uregulowaniu społeczności energetycznych została już wdrożona (np. prosument zbiorowy). W polskim porządku prawnym od dłuższego czasu istnieją także pewne definicje (np. spółdzielni energetycznej czy klastra energii), które nie uwzględniają uzasadnionych przesłanek ekonomicznych, co z kolei powoduje, że obecnie obserwujemy znikomą popularność tego typu rozwiązań. Z perspektywy ekonomiczno-finansowej potencjalni inwestorzy oczekiwali by także działań ułatwiających przyłączenie i budowę nowych źródeł OZE. Do otwartego katalogu takich inicjatyw można zaliczyć zmiany prawne, takie jak: linia bezpośrednia, wdrożenie rozwiązań typu *cable pooling*⁷ czy liberalizacja tzw. ustawy odległościowej 10H. Co do zasady same modele regulacyjne powinny jednocześnie bazować na sprawdzonych modelach biznesowych oraz być bezpośrednio umiejscowione w dobrze zdefiniowanym obszarze sieciowym. Tab. 2 zawiera propozycję modeli biznesowych oraz kierunków rozwoju regulacji dla energetyki rozproszonej w Polsce przedstawioną przez pracowników IDEA/NCBJ w jednym z opracowań (Wawrzyniak et al. 2021).

Pomimo zmiany modelu rozliczania odbiorców indywidualnych w ramach systemu prosumenckiego, brakuje odpowiedniego mechanizmu zachęcającego inwestorów do bilansowania energii w obszarze jednego obiektu wyposażonego w instalację OZE lub

w obrębie grupy obiektów zrzeszonych w ramach społeczności energetycznych, w tym klastrów i spółdzielni energetycznych. Taki mechanizm mógłby bazować na dobrze zaprojektowanym systemie benefitów przyznawanych np. za ograniczenie poziomu wyprowadzanej/pobieranej mocy oraz za uzyskany poziom autokonsumpcji. W rezultacie na poziomie kraju z jednej strony unikniemy przewymiarowania sieci OSD i związanych z tym kosztów, a z drugiej – dostarczymy impuls do wykreowania nowych technologii w zakresie sterowania, IT, magazynowania itd. Nie bez znaczenia jest to, że problem lokalnego bilansowania występuje globalnie i wypracowane rozwiązania technologiczne będą mogły się rozwinąć na innych rynkach.

Tab. 2. Propozycja modeli biznesowych oraz kierunków rozwoju regulacji dla energetyki rozproszonej w Polsce

Typ/rozwiązanie prawne	Obszar sieci objęty rozwiązaniem – wielkość, liczba punktów poboru energii (PPE), poziomy napięcie
Prosument, linia bezpośrednia	Na ogół w ramach jednego obiektu, np. gospodarstwa domowego lub zakładu przemysłowego. Całość instalacji znajduje się za licznikiem odbiorcy – jeden PPE. Na ogół nN, możliwe SN, np. w obiektach przemysłowych.
Zbiorowy prosument	Na sieci odbiorcy oraz na fragmencie sieci OSD rozproszonych w ramach jednego budynku. Na ogół w ramach jednego obiektu wielomieszkańcowego. Zawiera wiele PPE obsługujących np. różne mieszkania. Na ogół nN.
Klaster, spółdzielnia energetyczna, społeczność energetyczna, parki technologiczne	Na sieci odbiorcy oraz na fragmencie sieci OSD poniżej jednego lub więcej transformatorów SN/nN lub WN/SN. Obejmuje wiele obiektów różnego typu na terenie powiatu lub gminy.

Źródło: Wawrzyniak et al. 2021.

Konieczne jest zaimplementowanie do obecnie istniejącej legislacji możliwości partycypowania rozproszonych źródeł OZE w obszarze usług regulacyjnych. O ile koncepcja bilansowania lokalnego działa proaktywnie i daje narzędzia pozwalające uniknąć pewnych problemów w przyszłości, o tyle usługi regulacyjne są niezbędnym działaniem reaktywnym wymaganym do stabilizacji systemu. Aby energetyka rozproszona mogła odegrać tutaj swoją rolę, wymagana jest zmiana w regulacjach rynkowych oraz

⁶ Dyrektywy europejskie, takie jak w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II), jak i w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, nakładają na państwa członkowskie zobowiązanie do wdrożenia określonych mechanizmów prawnych.

⁷ Mechanizm tzw. *cable pooling*, czyli przyłączenie źródeł i magazynów o różnej charakterystyce wytwórczej w ramach jednego przyłącza w celu maksymalizacji jego wykorzystania. Autorzy artykułu zakładają, że taki mechanizm mógłby być zastosowany zarówno w wersji prostej, znanej w wielu krajach UE, jak i wersji rozszerzonej, obejmującej obszar węzła lub większej ich grupy.

implementacja np. platform elastyczności, zarówno w legislacji, jak i w postaci rozwiązań IT. Na poziomie ustawowym brakuje mechanizmów pozwalających OSD i OSP na stabilizację i bilansowanie w sieci elektroenergetycznej technicznie pogodozależnych lokalnych źródeł przez zasoby ER. Zasoby rozproszone mają na chwilę obecną bardzo ograniczone możliwości udziału w usługach regulacyjnych, co jest spowodowane wymaganiami zdefiniowanymi w *Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP)*. Dlatego zasadne jest dopuszczenie zasobów rozproszonych do udziału w rynkach energii, w tym w rynku bilansującym, w rynkach rezerw oraz projektowanych rynkach elastyczności. Powołanie tych ostatnich stworzy alternatywny mechanizm do inwestycji w sieci dystrybucyjne i tym samym umożliwi szybszy rozwój ER. Pozyskiwanie przez OSP i OSD usług na rynku elastyczności powinno odbywać się z uwzględnieniem ich lokalizacji, co z kolei pozwoli częściowo rozwiązać kwestię lokalnego wymiaru przeciążeń i zdefiniować poprawne sygnały cenowe. W zakresie poprawności sygnałów cenowych powinno nastąpić skrócenie rozdzielczości/ziarnistości działania rynków (z częstotliwości godzinowej na minutową), co pozwoli z kolei cenowo odzwierciedlać dynamikę generacji OZE.

Pomimo licznych ukierunkowanych na instalacje OZE mechanizmów wsparcia operacyjnego i inwestycyjnego, w opinii autorów brakuje publicznych programów wsparcia dla przedsięwzięć obejmujących współpracę pomiędzy OSD a podmiotami energetyki rozproszonej, a szczególnie odpowiednich mechanizmów służących pobudzeniu inwestycyjnemu do powstawania rozwiązań uelastyczniających system – czy to przez włączenie źródeł rozproszonych w usługi regulacyjne, czy też przez wzmocnienie tendencji do technicznego bilansowania lokalnego. Co więcej, obserwowane i spodziewane tempo oraz skala rozwoju ER sugerują, że konieczne jest przygotowanie właściwego sposobu wsparcia rozwoju sieci dystrybucyjnych i przesyłowych. Pomoc powinna być zarówno bezpośrednia – w postaci kierowanych do OSD/OSP konkretnych programów wsparcia, jak i pośrednia – w postaci stworzenia modelu umożliwiającego szacowanie

regulacyjnego finansowania inwestycji sieciowych ze szczególnym uwzględnieniem wpływu na obciążenia odbiorców końcowych. Warto jednak podkreślić, że wskazane mechanizmy wsparcia oraz oczekiwane ich efekty powinny zostać skonstruowane w sposób przemyślany, na podstawie szczegółowych kalkulacji ekonomicznych. Jednym z istotnych obszarów w analizie skutków powinien być wpływ danej decyzji na rozwój krajowego przemysłu. Do maksymalizacji przejrzystości takich działań mogłaby posłużyć skonstruowana przy udziale wszystkich uczestników rynku specjalna mapa drogowa takich działań.

Aby można było zrealizować wyżej opisane zmiany, potrzebne są szerokie rozpowszechnienie smart meteringu oraz budowa platform agregujących i udostępniających dane z inteligentnych liczników. Konieczne jest także zbudowanie trwałych procesów umożliwiających dostęp do tych danych – przy czym nie chodzi tylko o informacje historyczne, ale przede wszystkim bieżące, pozwalające na reakcję w czasie bliskim czasowi rzeczywistemu. Obecnie, pomimo – jak się wydaje – pozytywnych zmian prawnych⁸, dostęp do układów pomiarowych jest dość utrudniony, choć w dużej mierze uzależnione jest to od polityki poszczególnych operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD). Realizację większości zakładanych modeli biznesowych utrudnia głównie brak dostępu odbiorców indywidualnych (a za ich zgodą również podmiotów agregujących) do danych w czasie bliskim rzeczywistemu. Występowanie takich ograniczeń jest tym bardziej nieuzasadnione, że w dobie promocji racjonalnego zużycia energii odbiorca końcowy powinien mieć możliwość monitorowania i zarządzania własnym zużyciem (np. przez stały dostęp do danych o własnym zużyciu w czasie bliskim do rzeczywistego). Jednocześnie zasadne wydaje się wdrożenie pewnych odpowiednio przygotowanych procedur współpracy i udostępniania przez OSD informacji dla określonych społeczności energetycznych. W opinii autorów

⁸ Autorzy mają tu na myśli art. 11t ust. 6 pkt. 2) oraz art. 11t ust. 7 pkt. 2) ustawy Prawo energetyczne (Dz.U. 2022 poz. 1385), a także Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. 2022 poz. 788).

opisany powyżej mechanizm powinien zostać dookreślony i wystandardyzowany w przestrzeni legislacyjnej.

Ważnym działaniem wspierającym stymulowanie energetyki rozproszonej w aspektach ekonomiczno-finansowych jest – istniejąca na razie tylko w formie projektu (Projekt ustawy o zmianie ustawy... UC74) – idea tzw. piaskownic regulacyjnych. Pomysł jest o tyle istotny, iż teoretycznie da możliwość przetestowania założeń regulacyjnych (np. określonych definicji prawnych kreujących dane modele biznesowe) na ograniczonym obszarze, tak aby sprawdzić ich ekonomiczną zasadność oraz wpływ na pozostałych uczestników rynku.

Warto mieć na uwadze, że z ekonomiczno-finansowego punktu widzenia w działaniach podejmowanych w celu rozwoju ER powinny być wykorzystywane narzędzia obiektywnie mierzące ich efekty ekonomiczno-środowiskowe. Co do zasady w opinii autorów wskazane jest, by administracja rządowa, tworząc regulacje prawne, korzystała z długoterminowego wsparcia analitycznego wyspecjalizowanych zespołów posiadających odpowiednie kompetencje oraz warsztat narzędziowy. Jednocześnie działania podejmowane przez inicjatorów czy koordynatorów społeczności energetycznych powinny uwzględniać szczegółowe analizy zarówno stanu zastanego, jak i stanu oczekiwanego po dokonaniu inwestycji. Co więcej, aby takie inicjatywy jak społeczności energetyczne mogły sprawnie funkcjonować (czyli realizować zakładane modele biznesowe), niezbędny jest rozwój narzędzi informatycznych ułatwiających zarządzanie takimi podmiotami. Automatyzacja jest konieczna, ponieważ bez niej działalność wielu nieprofesjonalnych podmiotów oferujących różne usługi z zakresu elektroenergetyki może wpływać na lokalne bezpieczeństwo energetyczne.

Podsumowanie

Sektor energetyki zmienia się na naszych oczach, a energetyka rozproszona jest jego istotną częścią, która w przyszłości będzie coraz bardziej zyskiwać na znaczeniu. Tendencję przyspiesza europejska wizja osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz

skomplikowana sytuacja geopolityczna spowodowana konfliktem zbrojnym toczącym się u naszych granic. W rezultacie utrzymanie obecnego *status quo*, gdzie duże jednostki wytwórcze mają dominującą pozycję w sektorze energetycznym, nie jest możliwe w dłuższej perspektywie. Dodatkowo uwarunkowania krajowe (takie jak starzejący się park wytwórczy czy zmniejszające się wydobycie węgla) połączone z tendencjami globalnymi (np. długim czasem potrzebnym na budowę energetyki jądrowej) oraz spadającymi kosztami inwestycyjnymi technologii rozproszonych (w tym technologii odnawialnych) będą zwiększać udział ER w krajowym miksie energii. W tym kontekście dobrze przemyślana transformacja energetyczna, uwzględniająca energetykę rozproszoną, może przyczynić się do rozwoju krajowego przemysłu, obniżenia całkowitych kosztów pokrycia zapotrzebowania na energię i utrzymania systemów zdrowotnych, lepszego dbania o środowisko, podniesienia poziomu świadomości i edukacji społeczeństwa. W rezultacie mamy szansę zmienić nie tylko sektor energii, ale także nastawienie społeczne do innowacji oraz środowiska, bez nadwyrężania systemu finansowego. Biorąc pod uwagę poniższe czynniki, należy zauważyć, jak bardzo jest potrzebne zaangażowanie instytucji państwowych w rozwój energetyki rozproszonej, w tym nakreślenie jej rozwoju w obszarach, na które państwo ma wpływ. Chodzi m.in. o takie dziedziny jak legislacja oraz finansowanie inwestycji. Dokumentem wpisującym się w nurt tych działań jest przybliżony w ramach niniejszego opracowania projekt *Strategii rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce do 2040 roku*.

Bibliografia:

- European Commission, *The Digital Europe Programme*, <https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/activities/digital-programme> [dostęp: 14.10.2022].
- Kopec S., Lach Ł. (2021), *Wpływ programu Mój Prąd na polską gospodarkę. Zatrudnienie, produkcja i wartość dodana generowane w kolejnych edycjach programu*, „Analizy AGH” 1: 1–6, https://www.er.agh.edu.pl/media/filer_public/62/0f/620f5896-c-458-496c-b8c5-965792ad60b9/agh_komunikat_1_2021_wplyw_programu_moj_prad.pdf [dostęp: 14.10.2022].
- Ministerstwo Rozwoju i Technologii (2021), *MRPiT ogłasza konkurs, który pozwoli wyłonić polskich kandydatów na Europejskie Huby Innowacji Cyfrowych (EDIH)*, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-technologie/mrpit-oglasza-konkurs-ktory-pozoli-wylonic-polskich-kandydatow-na-europejskie-huby-innowacji-cyfrowych-edih> [dostęp: 14.10.2022].

Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74), <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792164#12792164> [dostęp: 14.10.2022].

Wawrzyniak K., Walkowiak S., Cetnarski R. (2021), *Elastyczność w sieci OSD jako kluczowy komponent transformacji energetycznej*, „Energetyka Rozproszona” 5-6: 75-90, <https://journals.agh.edu.pl/er/article/view/4744/2745> [dostęp: 14.10.2022].

Economic and financial aspects included in the proposal for a Strategy of distributed energy development in Poland until 2040

Abstract: The article elaborates on the economic and financial issues presented in the proposal for a *Strategy for the development of distributed energy in Poland until 2040*. It presents a SWOT analysis (strengths and weaknesses, potential or existing opportunities and probable or existing threats in the area of distributed energy). On the basis of SWOT, a proposal of recommended actions is presented.

Keywords: distributed energy, economic and financial aspects, business models

Dr inż. Karol WAWRZYNIAK

Narodowe Centrum Badań Jądrowych
Interdyscyplinarny Zakład Analiz
Energetycznych (IDEA)
karol.wawrzyniak@ncbj.gov.pl
karol.wawrzyniak@idea.edu.pl



Tomasz CHMIEL

Narodowe Centrum Badań Jądrowych
Interdyscyplinarny Zakład Analiz
Energetycznych (IDEA)
tomasz.chmiel@ncbj.gov.pl
tomasz.chmiel@idea.edu.pl

