

Energetyka **R o z p r o -** **s z o n a**

Zeszyt 5-6
2021



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 Kopeć

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
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

Kontakt:

Energetyka Rozproszona
Akademia Górniczo-Hutnicza 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

© Wydawnictwa AGH, Kraków 2021



Ministerstwo Rozwoju,
Pracy i Technologii



Spis treści

Wstęp	5
Michał KURTYKA Energetyka rozproszona jako element polskiej transformacji energetycznej	7
Maciej CHOROWSKI Transformacja polskiego systemu elektroenergetycznego i szczególna rola ciepłownictwa i kogeneracji w tym procesie	15
Jan POPCZYK ELEKTROPROSUMERYZM (słownik encyklopedyczny, maj 2021) Cz. I. Elektroprosumeryzm jako praktyka tu i teraz oraz jako hipoteza w horyzoncie 2050	21
Andrzej KAŻMIERSKI Skąd przybywa i dokąd zmierza energetyka rozproszona	33
Andrzej J. PIOTROWSKI Drabina integracji w stabilizacji systemu energetyki rozproszonej	39
Marcin POPKIEWICZ Rewolucja energetyczna z perspektywy samorządu. Jak to zrobić skutecznie?	51
Waldemar SKOMUDEK Wpływ energetyki rozproszonej na proces kształtowania elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego	69
Karol WAWRZY尼亚K, Sławomir WALKOWIAK, Ryszard CETNARSKI Elastyczność w sieci OSD jako kluczowy komponent transformacji energetycznej	75

Michał BĘDKOWSKI-KOZIOŁ, Wojciech WROCHNA

Obowiązki regulacyjne spoczywające na przedsiębiorstwach energetycznych i pozostałych użytkownikach systemu energetycznego	91
---	----

Barbara WOREK, Marcin KOCÓR, Dorota MICEK, Katarzyna LISEK, Anna SZCZUCKA

Społeczny wymiar rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce – kluczowe czynniki i wyzwania	105
---	-----

Krzysztof HELLER

Zastosowanie rozwiązań teleinformatycznych w środowisku rozproszonych źródeł energii	119
---	-----

Sławomir KOPEĆ, Łukasz LACH

Jak mierzyć postępy transformacji energetycznej?	133
---	-----

Wstęp

Drodzy Czytelnicy,

W miarę przyspieszania transformacji energetycznej pytanie o jej polski kształt zyskuje na znaczeniu. W najnowszym zeszycie czasopisma „Energetyka rozproszona” zaprosiliśmy aktywnych uczestników transformacji do przedstawienia przemyśleń i rekomendacji co do kierunków i uwarunkowań jej rozwoju.

W artykule otwierającym numer minister **Michał Kurtyka** wskazuje, że transformacja energetyczna w kierunku zero- i niskoemisyjnym stanowi dla Polski szansę cywilizacyjną. Aby ją wykorzystać, niezbędne jest zapewnienie otoczenia prawno-legislacyjnego umożliwiającego dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii przy zapewnieniu bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej.

Kolejni autorzy tekstów przedstawiają swoje wizje transformacji. W opinii prof. **Macieja Chorowskiego** polska elektroenergetyka, z jednostkami wytwórczymi i sieciami przesyłowymi zbudowanymi często kilkadziesiąt lat temu, jest wręcz skazana na modernizację. Zdaniem autora w procesie transformacji kluczową rolę – dzięki zdolnościom magazynowania ciepła i chłodu – mogą odegrać układy poligeneracyjne. Prof. **Jan Popczyk** wyjaśnia genezę i założenia autorskiej koncepcji całościowej transformacji energetyki paliw kopalnych (łącznie z jądrowymi) w trybie innowacji przełomowej do elektroprosumeryzmu, zapewniającej spełnienie celów UE w horyzoncie 2050 r. **Andrzej Kaźmierski** charakteryzuje kolejne fazy rozwoju energetyki rozproszonej na świecie oraz wskazuje oczekiwane kierunki zmian naszego prawa (w tym deregulację rynku produkcji energii z OZE), tak by możliwe było

dotrzymanie przez Polskę kroku innym krajom UE. **Andrzej Piotrowski**, posługując się autorskim pojęciem „drabiny integracji”, ilustruje kolejne fazy rozwoju energetyki obywatelskiej i transformacji systemu energetycznego w kierunku zwiększania poziomu kooperacji oraz zmniejszania kosztów systemowych.

Autorzy kolejnych artykułów analizują uwarunkowania transformacji i przedstawiają rekomendacje działań. Według **Marcina Popkiewicza** warunkiem sukcesu jest odejście od rutynowych schematów myślenia i otwarcie się na innowacje, dla których wzorców powinny dostarczać projekty pilotażowe w miastach. Prof. **Waldemar Skomudek** uważa, że energetyka rozproszona może przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego, obniżenia cen energii i rozwoju lokalnego pod warunkiem zwiększenia produkcji energii z inteligentnie integrowanych OZE oraz zaangażowania społeczeństwa w tworzenie obszarów samodzielności energetycznej. **Karol Wawrzyniak ze współpracownikami** podkreślają, że aby zaabsorbować rozproszone źródła energii, poza modernizacją sieci potrzebne są kompletarne rozwiązania, takie jak rynki elastyczności oraz tworzenie obszarów lokalnego bilansowania. **Michał Będkowski-Kozioł i Wojciech Wrochna** przedstawiają najistotniejsze obowiązki regulacyjne nałożone na przedsiębiorców energetycznych i innych użytkowników systemu, które w znaczący sposób determinują prowadzenie przez nich działalności gospodarczej. **Barbara Worek z zespołem** wskazują na największe wyzwania, jakie wiążą się ze społecznymi aspektami rozwoju energetyki rozproszonej oraz rekomendują kierunki działań, które pozwolą mocniej

uwzględniać wpływ czynników społecznych przy planowaniu i realizacji projektów. **Krzysztof Heller** przedstawia rolę systemów teleinformatycznych w funkcjonowaniu nowoczesnej energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem klastrów energii w kształtującym się obecnie otoczeniu biznesowym i regulacyjnym.

W tekście zamykającym numer do problemu wiarygodnego monitorowania postępów transformacji energetycznej odnoszą się **Sławomir Kopec** i **Łukasz Lach**. Punktując niejasności interpretacyjne towarzyszące popularnym indeksom, proponują procedurę ograniczającą uznaniowość i zwiększającą użyteczność wyników.

Zapraszamy do lektury!

Sławomir Kopec

Kraków, czerwiec 2021

Energetyka rozproszona jako element polskiej transformacji energetycznej

Abstrakt: Lokalny wymiar produkcji energii będzie miał istotne znaczenie dla procesu transformacji i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski. Prosumenci energii odnawialnej, klastry energii czy spółdzielnie energetyczne to podmioty na rynku energii, które będą się rozwijać coraz bardziej dynamicznie, zyskując coraz większe znaczenie w obszarze rynkowym. W praktyce oznacza to pobudzenie i wykorzystanie lokalnego potencjału i racjonalne wykorzystanie OZE. Niezbędne jest zapewnienie odpowiedniego otoczenia prawno-legislacyjnego umożliwiającego dalszy dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii przy jednoczesnym zapewnieniu bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej.

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, wspólnoty energetyczne, klastry energii, energetyka rozproszona, fotowoltaika

W odpowiedzi na kurczenie się zasobów surowców naturalnych i zmiany klimatyczne Unia Europejska wyznaczyła cel dążenia do neutralności klimatycznej do 2050 r. Biorąc pod uwagę wyścig technologiczny i konieczność utrzymania konkurencyjności unijnej gospodarki na rynkach światowych, cel ten został powiązany z koniecznością budowy nowych przemysłów i rozwojem technologii, a po doświadczeniach z pandemią koronawirusa – z odbudową i wzmacnianiem odporności na sytuacje nadzwyczajne.

Sektor energii oparty głównie na paliwach kopalnych stał się przedmiotem dynamicznego postępu technologicznego i przestrzeni do poszukiwań nowych rozwiązań, które rewolucjonizują obszar wytwarzania energii w kierunku zero- i niskoemisyjnym. Aktywnie rozwijane są rozwiązania w zakresie magazynowania energii. Gospodarka wodorowa czy rozwój elektromobilności to oczekiwane nowe siły napędowe dla gospodarki.

Transformacja energetyczna w kierunku zero- i niskoemisyjnym to dla nas szansa cywilizacyjna. W ciągu najbliższych 20 lat konieczne będzie zbudowanie

nowego zeroemisyjnego systemu energetycznego, który zapewni stabilność dostaw energii do przemysłu oraz odbiorców indywidualnych, po cenie akceptowalnej przez społeczeństwo. To przekłada się na wiele różnych wyzwań dla gospodarki i obywateli. Aby transformacja się udała, musi być przede wszystkim sprawiedliwa. Do jej realizacji potrzebne jest zapewnienie odpowiednich środków i uwzględnienie punktów startowych, z jakich poszczególne kraje przystępują do transformacji. Powyższe cele zostały wskazane w projekcie Polityki energetycznej Polski 2040 (PEP 2040) przyjętej przez Radę Ministrów w lutym 2021 r. Został on oparty na trzech filarach: sprawiedliwa transformacja, zeroemisyjny system energetyczny oraz dobra jakość powietrza.

Polska energetyka wciąż opiera się na mocno wyeksploatowanych węglowych elektrowniach, które wkrótce będą musiały zostać zastąpione nowymi nisko- i zeroemisyjnymi źródłami wytwarzania. Obecnie średni wiek elektrowni w Polsce wynosi 47 lat, co oznacza, że zbliżają się do kresu swoich możliwości technologicznych (*Ponad połowa elektrowni... 2021: 7*). Pandemia koronawirusa nie powstrzymała wysiłków, jakie Polska podejmuje na rzecz transformacji sektora energetycznego. Jej niezwykle ważnym elementem jest realizowana już teraz rozbudowa źródeł wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii, co będzie konsekwentnym trendem w całym okresie transformacji. Obecna sytuacja związana z COVID-19 może stać się szansą na przyspieszenie tempa zmian i zwiększenie wysiłków na rzecz budowania nowoczesnej energetyki. Zmieniamy myślenie o energetyce. Ambicją Polski, wyrażoną w PEP 2040, jest wzrost roli

odnawialnych źródeł energii w strukturze generacji. Energetyka jutra będzie opierała się na rozproszonej produkcji energii z OZE stabilizowanych przez niskoemisyjne źródła wytwórcze. Odpowiedzialność za zapewnienie stabilnych dostaw energii po cenie akceptowalnej dla społeczeństwa wymaga stworzenia odpowiednich warunków do zwiększenia wykorzystania potencjału tkwiącego w ruchu prosumenckim, klastrach i spółdzielniach energetycznych.

Energetyka rozproszona już dzisiaj jest niezwykle istotnym elementem miksu energetycznego, ale z czasem jej rola będzie rosła. Przyczyni się nie tylko do dywersyfikacji źródeł pozyskiwania energii, znaczącej redukcji emisji, ale przybliży nas także do spełnienia rosnących ambicji Unii Europejskiej w zakresie polityki klimatycznej. Podczas gdy na świecie zarysował się trend polegający na odejściu od energetyki scentralizowanej w stronę energetyki rozproszonej, prosumenckiej, czyli od dużych bloków energetycznych do małych jednostek wytwórczych należących do społeczności lokalnych lub indywidualnych obywateli, Polska nie chce i nie może być jego biernym obserwatorem. Chcemy wykorzystać szanse, jakie pojawiają się wraz z dynamicznie rozwijającymi się nowymi technologiami wytwarzania.

Istotne jest, aby postrzegać rozwój OZE i energetyki rozproszonej jako element szerokiego myślenia o systemie elektroenergetycznym, który będzie zapewniał przewidywalne dostawy energii dla stale rozwijającego się kraju takiego jak Polska. Od 2030 r. co trzecia MWh wyprodukowana w Polsce będzie pochodziła z OZE. Według danych Agencji Rozwoju Energii na koniec marca 2021 r. moc zainstalowana OZE osiągnęła 13 068,8 MW i stanowi ponad 25,15% mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (Mikołajuk et al. 2021: 14). Do 2040 r. udział zeroemisyjnych źródeł wytwórczych w miksie energetycznym będzie wynosił już 50%. Kluczowe znaczenie dla realizacji tego celu będzie miała budowa elektrowni jądrowych oraz morskich farm wiatrowych, które w ciągu dwóch dekad osiągną łączną moc zainstalowaną na poziomie odpowiednio 6–9 GW i 11 GW. Te źródła dostarczą istotne wolumeny czystej

i pewnej energii po racjonalnych kosztach jej wytworzenia. To również szansa na rozwój krajowego przemysłu i wyspecjalizowanych kompetencji kadrowych, nowe miejsca pracy i generowanie wartości dodanej dla krajowej gospodarki. Łącznie inwestycje w morską energetykę wiatrową oraz energetykę jądrową mogą wynieść ok. 280 mld złotych. Przewidujemy, że rozwój niskoemisyjnej energetyki wygeneruje ponad 300 tys. nowych miejsc pracy. To zatem nie tylko wyście naprzeciw potrzebom regionów węglowych, ale także możliwość wykorzystania szansy rynkowej przez obszary zagrożone trwałą marginalizacją, tak ważne dla konsekwentnie prowadzonej polityki regionalnej.

Zmiana modelu generacji ze scentralizowanego na rozproszony z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii umożliwia wykorzystanie lokalnego potencjału energetycznego i zasobów oraz aktywizowanie lokalnych społeczności. Przełom, jaki w ostatnim czasie nastąpił w energetyce rozproszonej za sprawą m.in. programu Mój Prąd, oraz przewidywane dalsze trendy wzrostu OZE uzasadniają konieczność wzmocnienia nacisku na lokalny wymiar produkcji energii i zwiększenia elastyczności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w kontekście coraz silniejszego nasycenia systemu źródłami odnawialnymi. Klustry energii, spółdzielnie energetyczne i wspomniani prosumenci posiadają potencjał, by odgrywać wiodącą rolę w polskiej transformacji energetycznej. W ostatnim czasie kołem zamachowym rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce stała się fotowoltaika, która jest najszybciej rozwijającym się sektorem OZE w naszym kraju, co związane jest z postępującym spadkiem kosztów i systemem wsparcia. Silnym impulsem do rozwoju energetyki prosumenckiej stał się program Mój Prąd umożliwiający dofinansowanie do zakupu przydomowej instalacji fotowoltaicznej. Jak wynika z danych ARE na koniec marca 2021 r. liczba prosumentów w Polsce przekroczyła granicę pół miliona, a moc zainstalowana w instalacjach fotowoltaicznych wyniosła ponad 4475 MW (Mikołajuk et al. 2021: 7, 22). Aby pokazać skalę tempa zmian, należy wspomnieć, że na koniec 2015 r. w Polsce było zaledwie 4 tys. prosumentów, a więc w ciągu 6 lat wzrost

wyniósł ponad 11 000%. Według założeń PEP 2040 do 2030 r. w Polsce ma być już 1 mln prosumentów. Jednak przy takiej dynamice przyrostów wspomniany cel uda się osiągnąć znacznie szybciej.

Rozwój OZE w oparciu o energetykę rozproszoną to także ważny element zmian zachodzących w społeczeństwie, które jest coraz bardziej świadome korzyści płynących z wykorzystywania zielonych źródeł energii. Prosumenci nie tylko zyskują poczucie niezależności, budując bezpieczeństwo energetyczne w wymiarze lokalnym, ale również wpisują się w działania na rzecz ochrony środowiska i klimatu. Dlatego dynamiczny rozwój mikroinstalacji w Polsce jest i będzie w dalszym ciągu dodatkowo wzmacniany poprzez programy wsparcia finansowego, jak np. wspomniany Mój Prąd.

Stworzenie silnej bazy prosumenckiej zwiększy nie tylko możliwości wytwarzania energii w letnim szczycie zapotrzebowania na energię, ale także pozwoli wykorzystać ją do ogrzewania budynków w sposób przyjazny dla środowiska, co jest ważne również w skutecznej walce z zanieczyszczeniami powietrza. Dlatego realizujemy takie programy jak Czyste Powietrze. Rozwój ruchu prosumenckiego to kolejny dowód na zmiany, jakie zachodzą w polskiej energetyce. Pracujemy nad tym, aby proces transformacji był jeszcze szybszy. Prosumenci zbiorowi (np. w ramach budynku wielolokalowego) czy możliwość bezpośredniej sprzedaży sąsiedzkiej – to tylko kilka obszarów, które chcemy wzmocnić, tak aby obserwowana ewolucja rynku energii nabrała większego tempa.

Chcemy wzmacniać rozwój lokalnego wymiaru energii, ponieważ widzimy w nim szansę na zachowanie przewagi konkurencyjnej naszych przedsiębiorstw i przemysłu. Dlatego ważne są dialog i współpraca między lokalnymi producentami energii, przedsiębiorcami oraz Ministerstwem Klimatu i Środowiska, abyśmy wspólnie wypracowali rozwiązania, które będą służyły rozwojowi naszej gospodarki w oparciu o nowoczesne technologie i dostęp do taniej i czystej energii, m.in. z lądowych farm wiatrowych. Rozwój energetyki rozproszonej pozwoli na upowszechnienie się nowego modelu sprzedaży energii elektrycznej z instalacji OZE, w którym sprzedaż odbywa się

między wytwórcą energii w takiej instalacji a odbiorcą (głównie przemysłowym lub komunalnym) na podstawie bezpośredniej umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej pomiędzy wspomnianymi podmiotami na wieloletni okres, według uzgodnionej z góry formuły cenowej.

Klasy i spółdzielnie energetyczne mogą stanowić dodatkowe forum do współpracy między lokalnymi firmami, które nie tylko wpiszą się w trend rozwoju energetyki obywatelskiej, ale również okażą się korzystnym rozwiązaniem dla lokalnych społeczności. Nie możemy jednak zapominać, że oprócz fotowoltaiki czy lądowych farm wiatrowych możemy rozwijać także inne źródła, które pozwolą na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w wymiarze lokalnym. Jednym z nich są biogazownie – uniwersalne źródła wytwórcze, zarówno z punktu widzenia możliwości wytwarzania w nich różnych nośników energii (energia elektryczna, ciepło, gaz), jak i z uwagi na możliwości zagospodarowywania w nich odpadów komunalnych oraz z przemysłu rolno-spożywczego (technologia pomaga w uniknięciu emisji metanu, który powoduje 21-krotnie większy efekt cieplarniany niż CO₂). Bazując na danych dotyczących prowadzonych projektów inwestycyjnych oraz przewidywanych wolumenach energii dostępnych w ramach tegorocznych aukcji OZE, Ministerstwo Klimatu i Środowiska przewiduje szybki rozwój również tego rodzaju instalacji, w szczególności biogazowni rolniczych.

Stworzenie warunków do aktywnego udziału odbiorców energii w procesie transformacji energetycznej jest jednym z celów strategii energetycznej Polski. Pozwala na kreowanie wartości nie tylko dla samego odbiorcy, ale również dla społeczeństwa, prowadząc do poprawy jakości powietrza, zmniejszenia emisyjności gospodarki oraz zapewnienia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego. Odbiorcy coraz chętniej inwestują we własne mikroźródła, aby wykorzystywać wytworzoną energię na własne potrzeby, i jednocześnie oddolnie budują zeroemisyjny system energetyczny. Aktualnie w Polsce funkcjonuje 66 klastrów. Do 2030 r. będzie istniało 300 obszarów zrównoważonych energetycznie.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska podejmuje konsekwentne działania, aby zwiększać udział OZE w produkcji energii elektrycznej przy zapewnieniu bezpieczeństwa i stabilnej pracy sieci elektroenergetycznej. W tym kontekście kluczowe znaczenie będą miały technologie magazynowania energii, które pozwolą na przechowywanie nadwyżek energii wyprodukowanej w lądowych farmach wiatrowych czy instalacjach fotowoltaicznych, i jej oddanie do sieci w sytuacji konieczności zbilansowania jej pracy. Ma to istotne znaczenie w okresach letnich, gdy obserwujemy rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną. Dotychczas stabilność sieci była zapewniana głównie poprzez utrzymanie rezerw w blokach konwencjonalnych.

Takie rozwiązanie pociągają za sobą coraz większe koszty środowiskowe. Ponadto nie ma pewności, że wspomniana rezerwa zostanie wykorzystana. Rozwój magazynowania energii wspomógłby pracę instalacji konwencjonalnych, tym bardziej że ich elastyczność jest dość mocno ograniczona. Jest to szczególnie ważne w kontekście rosnącego udziału OZE w polskim miksie energetycznym i konieczności szybkiego reagowania na zmienność w produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz bilansowania systemu elektroenergetycznego. Dzięki magazynom energii nie będzie potrzeby utrzymywania mocy wytwórczych, których rentowność jest ograniczona przez to, że są wykorzystywane tylko przez kilkaset godzin rocznie. To z kolei znajdzie przełożenie na oszczędności, które będzie można przeznaczyć na dalsze inwestycje w nowoczesną energetykę.

Jednym z istotnych elementów nowoczesnej energetyki jest jej obserwowana demokratyzacja polegająca na opisywanym oddolnym powstawaniu nowych źródeł energii odnawialnej w układzie rozproszonym. W ten sposób tworzony jest nowy model rynku, w którym coraz więcej odbiorców będzie mniej zależnych od producentów i dystrybutorów. Wraz z powstawaniem nowych instalacji OZE, ale również z upowszechnianiem klastrów i spółdzielni energetycznych, skala wyzwań będzie rosła pod względem inwestycyjnym, a ponadto będzie generowała coraz większe zapotrzebowanie na magazynowanie

energii. Rozwój takich rozwiązań jest kluczem do zmiany struktury rynku energetycznego od pionowej do poziomej, czyli rozproszonej.

Systemy lokalne posiadające zdolność samobalansowania będą w znaczącym stopniu odciążać Krajowy System Energetyczny i dysponowane centralnie wielkoskalowe źródła energii elektrycznej. Wówczas KSE będzie mógł skupić się przede wszystkim na dostawach energii dla silnych odbiorców przemysłowych, transportu i wielkich miast, a także na zapewnieniu zdolności przyłączeniowej dla dużych systemowych jednostek wytwórczych, w tym morskich farm wiatrowych. Znaczącej optymalizacji ulegną zarówno nakłady inwestycyjne, jak i koszty funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, co pozwoli na obniżenie taryf na dostawę energii do przedsiębiorstw energochłonnych oraz na poprawę ich pozycji konkurencyjnej na rynkach globalnych.

Warto jednak zaznaczyć, że magazynowanie energii elektrycznej w sposób efektywny ekonomicznie z punktu widzenia systemu energetycznego nie jest zadaniem łatwym. To wyzwanie daje jednak szansę na wykorzystanie potencjału tkwiącego w polskich przedsiębiorcach i naukowcach – ich doświadczenia, wiedzy i umiejętności – do budowania nowoczesnej gałęzi gospodarki, jaką są magazyny energii.

Już dzisiaj do magazynowania energii stosowane są rozwiązania akumulatorowe, elektrownie szczytowo-pompowe, technologia przemiany energii w gaz (np. w wodór lub metan), paliwa płynne, ale też energia cieplna. Te pierwsze sprawdzają się już w motoryzacji. Choć nadal nie są rozwiązaniami idealnymi i tanimi, to postęp w tej dziedzinie jest znaczący. Buduje się – również w Polsce – instalacje pracujące na potrzeby sieci energetycznej, ale także służące do przeprowadzenia badań i doświadczeń niezbędnych do dalszego rozwoju technologii magazynowania energii. W pewnym wymiarze szansę na rozwój magazynowania energii może stanowić upowszechnienie elektromobilności. Pojazdy elektryczne mogłyby pełnić rolę rozproszonych magazynów oddających energię do sieci w momencie zwiększonego zapotrzebowania, co dodatkowo przyczyni się do optymalizacji pracy

polskiego systemu elektroenergetycznego. W perspektywie kilku lat elektromobilność mogłaby stać się sposobem na upowszechnienie przechowywania energii. Dlatego jednym z priorytetów Ministerstwa Klimatu i Środowiska jest usunięcie przeszkód i stworzenie odpowiednich regulacji prawnych, by inwestorzy mogli przeznaczać środki na realizację projektów magazynowania energii i tym samym przyczyniać się do rozwoju tej technologii.

Duże nadzieje pokładamy w rozwoju gospodarki wodorowej. Wodór może łączyć różne sektory, podnosząc bezpieczeństwo dostaw energii i paliw oraz przyczyniając się do dekarbonizacji przemysłu. Może zatem stanowić realną alternatywę dla paliw kopalnych, a w dłuższej perspektywie będzie kluczowy do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Wodór to nie tylko nasza przyszłość, ale i teraźniejszość: Polska jest trzecim największym producentem wodoru w Europie i piątym na świecie. Roczna produkcja wodoru w naszym kraju wynosi około 1 mln ton, co odpowiada ok. 14% całkowitej konsumpcji w Unii Europejskiej (Zespół ds. Rozwoju Przemysłu OZE... 2020: 14). Ambicją Polski jest znalezienie się wśród liderów w produkcji wodoru, w szczególności ze źródeł nisko- i zeroemisyjnych. W tym celu można by wykorzystać nadwyżkę energii produkowanej w instalacjach OZE. Możliwe będzie również zmagazynowanie tych nadwyżek w wodorze, co pozwoli na bilansowanie sieci dystrybucyjnych i budowę małych, samowystarczalnych systemów energetycznych w sytuacji dynamicznego rozwoju OZE.

Przy takim tempie przyrostu nowych mocy zainstalowanych w OZE należy skupić większą uwagę na wyposażeniu jednostek wytwórczych w magazyny energii oraz hybrydowe instalacje OZE. Takie rozwiązania charakteryzują się znacznie niższym zapotrzebowaniem na moc przyłączeniową w stosunku do mocy istniejącej instalacji. Uwzględniając ograniczone zdolności przyłączeniowe wobec rosnących potrzeb, źródła odnawialne powinny być wyposażone w magazyny energii lub w hybrydowe instalacje OZE. To pozwoli optymalnie wykorzystać dostępne moce. Wspólnoty energetyczne, które rozwijają zarządzanie

energiami elektryczną oraz chłodem i ciepłem, mogą w wymiarze lokalnym wpływać na lepsze bilansowanie energii poprzez zwiększenie możliwości przyłączania instalacji rozproszonych. Niemniej jednak, mówiąc o konieczności budowy energetyki rozproszonej w oparciu o instalacje OZE (elektrownie słoneczne, wiatrowe, wodne czy biogazownie), nie możemy zapominać o sieciach dystrybucyjnych.

Transformacja energetyczna to nie tylko budowa nowych zeroemisyjnych źródeł wytwórczych. To także konieczność zapewnienia ich integracji z systemem elektroenergetycznym przy jednoczesnym zapewnieniu pracy sieci. Wymaga to zarówno modernizacji istniejącej infrastruktury sieciowej, jak i budowy nowej. W tym kontekście niezbędne jest stworzenie mechanizmów, które miałyby zachęcić przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej i są odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym do inwestowania w budowę lokalnych sieci średniego i niskiego napięcia. To właśnie one stanowią kluczowy element zmian na europejskim rynku energetycznym jako baza dla elektryfikacji i rozwoju rozproszonych mocy wytwórczych, przyłączenia OZE, wykorzystywania źródeł elastyczności, w tym magazynów energii, i zarządzania popytem. Dodatkowo umożliwiają udział odbiorców w transformacji energetycznej. W raporcie ze stycznia 2021 r. Eurelectric stwierdziło, że w 2030 r. aż 67% nowych mocy OZE w Polsce ma być przyłączane na poziomie dystrybucyjnym (Eurelectric 2021: 57). Dla Operatorów Sieci Dystrybucyjnych oznacza to wyzwanie pod względem inwestycyjnym i w kwestii zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Należy przy tym wziąć pod uwagę możliwe zwiększenie zużycia energii, w tym na potrzeby rozwoju elektromobilności, zwłaszcza że stanowi ona szansę na wzrost gospodarczy wielu sektorów i powstanie dobrze płatnych miejsc pracy, a jednocześnie na poprawę jakości powietrza. Szereg przeprowadzonych badań i analiz potwierdza, że problem zanieczyszczenia powietrza, szczególnie w dużych miastach, spowodowany jest właśnie przez spaliny pojazdów. Dlatego niezbędne jest podejmowanie inwestycji w transport nisko- i zeroemisyjny. Zgodnie

z PEP 2040 do 2030 r. wszystkie pojazdy komunikacji miejskiej w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców powinny być zeroemisyjne. Dotychczas dzięki wsparciu ze środków unijnych oraz krajowych programów Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej samorządy zakontraktowały zakup około 690 autobusów elektrycznych (Ministerstwo Klimatu i Środowiska 2021: 8). Wyzwanie związane z elektryfikacją miejskiego transportu publicznego jest ogromne. Obecnie na ulicach polskich miast jeździ ponad 12 tys. autobusów, których średni przebieg wynosi ponad 75 tys. km¹. Rozwój zero- i niskoemisyjnego transportu to nie tylko lepsza jakość powietrza, ale również możliwość ograniczenia zjawiska wykluczenia komunikacyjnego. To również jeden z priorytetów PEP 2040 oraz Ministerstwa Klimatu i Środowiska, dlatego w styczniu 2021 r. NFOŚiGW uruchomił nabór do programu Zielony Transport Publiczny z budżetem 1,3 mld złotych. W jego ramach zostanie zakupionych 431 autobusów zeroemisyjnych, z czego 322 to autobusy elektryczne, 102 z napędem wodorowym, a 2 to trolejbusy. Ponadto zostanie sfinansowany zakup 176 stacji ładowania autobusów elektrycznych i 2 stacje tankowania wodorem (Ministerstwo Klimatu i Środowiska 2021: 7).

Sektor transportu jest ważnym ogniwem w procesie dekarbonizacji oraz ograniczenia emisji gospodarki. Mimo wielu barier technicznych do wykorzystania OZE, realizowana będzie konsekwentna polityka zmierzająca do zwiększania udziału biokomponentów i biopaliw ciekłych na rynku paliwowym, a także do wykorzystania energii elektrycznej w transporcie. Celem wyrażonym w PEP 2040 jest udział OZE w transporcie na poziomie 14% w 2030 r.

Kluczowe znaczenie dla zapewnienia odpowiedniej dynamiki rozwoju OZE w Polsce będzie miała koordynacja działań pomiędzy poszczególnymi ministerstwami i całym rządem. Ministerstwo Klimatu poprzez Pełnomocnika Rządu ds. OZE dysponuje odpowiednimi narzędziami, aby stać się ważnym elementem całego procesu. Równie istotne jest zapewnienie

odpowiednich narzędzi finansowych, które pozwolą na zrealizowanie planów uczynienia z Polski jednego z największych w Europie placów budowy nowoczesnej energetyki jutra. Jednym z takich mechanizmów jest Krajowy Plan Odbudowy, który stanowi szansę na przyspieszenie zielonej transformacji oraz przebudowę polskiej gospodarki w kierunku bardziej przyjaznym dla klimatu. Dostępne fundusze powinny być wykorzystane w odpowiedzialny i przemyślany sposób, również w świetle odbudowy po pandemii, aby zmierzyć się z wieloma wyzwaniami rozwojowymi i ekologicznymi, którym musielibyśmy wcześniej lub później stawić czoła. Bez połączenia tych elementów to zadanie będzie utrudnione.

Nowy ład polskiej energetyki to wyzwanie dotyczące wdrożenia nowego systemu elektroenergetycznego opartego na zeroemisyjności, m.in. dzięki większemu wykorzystaniu możliwości i zaangażowania środowisk lokalnych, a więc energetyki rozproszonej. To także szansa na budowanie bezpieczeństwa energetycznego w wymiarze lokalnym, przy jednoczesnym uzyskaniu korzyści społecznych w odniesieniu do kwestii zrównoważonego rozwoju, konkurencyjności oraz gospodarki.

Bibliografia:

- Eurelectric (2021), *Connecting the Dots: Distribution Grid investment to Power the Energy Transition*, <https://www.eurelectric.org/connecting-the-dots/> [dostęp: 20.05.2021].
- Mikołajuk H., Zatorska M., Stępnik E., Wrońska I. (2021), *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, „Biuletyn miesięczny Agencji Rynku Energii” 3 (327), <https://www.are.waw.pl/wydawnictwa#informacja-statystyczna-o-energii-elektrycznej> [dostęp: 20.05.2021].
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, NFOŚiGW (2021), *Zielony Transport Publiczny*, http://nfosigw.gov.pl/download/gfx/nfosigw/pl/nfoaktualnosci/15/1708/3/zielony_transport_publiczny_-_prezentacja.pdf [dostęp: 20.05.2021].
- Ponad połowa elektrowni w Polsce ma ponad 50 lat (2021), „Tygodnik Gospodarczy PIE” 11/2021, https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2021/03/Tygodnik-Gospodarczy-PIE_11-2021.pdf [dostęp: 20.05.2021].
- Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA) (2021), *Licznik elektromobilności: rok 2020 rekordowy na polskim rynku samochodów elektrycznych*, <https://pspa.com.pl/2021/informacja/licznik-elektromobilnosci-rok-2020-rekordowy-na-polskim-rynku-samochodow-elektrycznych/> [dostęp: 04.05.2021].
- Zespół ds. Rozwoju Przemysłu OZE i Korzyści dla Polskiej Gospodarki (2020), *Gospodarka Wodorowa. Rekomendacje Grupy 4*, <https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/Gospodarka%20Wodorowa.%20Rekomendacje%20grupy%204.pdf> [dostęp: 20.05.2021].

1 Dane według stanu na grudzień 2020 r. na podstawie (PSPA 2021).

Distributed energy as an element of the Polish energy transition

Abstract: The local dimension of energy production will be of great importance for the transformation process and ensuring Poland's energy security. Prosumers of renewable energy, energy clusters or energy communities are entities on the energy market that will develop more dynamically, gaining more importance in the market area. This means stimulating and using the local potential and rational use of renewable energy sources (RES). It is necessary to ensure an appropriate legal and legislative environment enabling further dynamic development of RES while ensuring safe operation of the power grid.

Keywords: energy transition, energy community, energy cluster, distributed generation, photovoltaics

Dr Michał Kurtyka
Minister Klimatu i Środowiska



Transformacja polskiego systemu elektroenergetycznego i szczególna rola ciepłownictwa i kogeneracji w tym procesie

Abstrakt: Polski system elektroenergetyczny jest obecnie w okresie transformacji wynikającej zarówno ze stanu technicznego jednostek wytwórczych energii elektrycznej, jak i z założeń polityki klimatycznej wyrażonych w Zielonym Ładzie. Proces transformacji jest odzwierciedlony w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2040) i zakłada duży wzrost niestabilnych źródeł OZE w miksie energetycznym. Stabilizacja tych źródeł będzie możliwa poprzez modernizację ciepłownictwa polegającą na zamianie źródeł ciepła na systemy kogeneracyjne. Kogeneracja stanie się technologią regulacyjną w systemie elektroenergetycznym i zacznie wykorzystywać na dużą skalę magazyny ciepła i chłodu również w okresie letnim. W pracy omówiono procesy transformacji polskiej energetyki oraz uwypuklono rolę ciepłownictwa w tym procesie, w szczególności kogeneracji i trigeneracji.

Słowa kluczowe: transformacja energetyki, kogeneracja, trigeneracja, miks energetyczny

Aktualny stan polskiego systemu elektroenergetycznego

Polski system elektroenergetyczny jest skazany na modernizację i transformację. Wynika to zarówno ze stanu technicznego jednostek wytwórczych i sieci przesyłowych zbudowanych kilkadziesiąt lat temu, jak i z uwarunkowań zewnętrznych, w tym założeń tzw. Zielonego Ładu ogłoszonego przez Unię Europejską. Istotą Zielonego Ładu jest dekarbonizacja gospodarki polegająca na eliminacji paliw kopalnych z energetyki, transportu, przemysłu i budownictwa, przy założeniu możliwości wzrostu gospodarczego bez degradacji zasobów naturalnych. Osiągnięcie pełnej dekarbonizacji jest planowane do roku 2050, a więc cel ten ma horyzont czasowy jednego pokolenia. U podstaw koncepcji Zielonego Ładu leży założenie antropogenicznego wpływu na obserwowane

obecnie zjawiska klimatyczne, często przybierające charakter katastroficznego. O ile nie jest możliwe udowodnienie dominujących przyczyn zmian klimatycznych, które mogą mieć charakter geologiczny lub astronomiczny, o tyle warto przemyśleć, czy założenia Zielonego Ładu mogą być skutecznie zrealizowane w polskich warunkach z korzyścią dla gospodarki oraz bez pogorszenia warunków egzystencji mieszkańców. Zasadne jest więc przeanalizowanie, czy w paśmie dopuszczalnych w ramach Zielonego Ładu rozwiązań jest możliwe takie zaplanowanie i przeprowadzenie transformacji polskiego systemu elektroenergetycznego, aby dokonać jego dekarbonizacji, a równocześnie osiągnąć podstawowy cel polityki energetycznej państwa, jakim jest bezpieczeństwo energetyczne przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki. Czyli – nie przeprowadzając dowodu prawdy lub fałszu podstaw ideologicznych Zielonego Ładu – należy dążyć do tego, aby nawet przy ewentualnym zaniegowaniu w przyszłości jego założeń podjęte obecnie działania doprowadziły do korzystnych dla Polski skutków technicznych i środowiskowych. Zgodnie z logiczną implikacją, nawet jeśli podstawy Zielonego Ładu są fałszywe, nie musi to oznaczać konieczności dojścia do błędnych rozwiązań w procesie transformacji polskiej energetyki.

Strategicznym dokumentem opisującym Politykę Energetyczną Polski do roku 2040 jest przyjęte 2 marca 2021 r. obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska zwane dalej PEP 2040. Z dokumentu tego można wywieść sekwencję procesów prowadzącą do osiągnięcia neutralności klimatycznej przy założeniu,

że transformacja energetyczna będzie sprawiedliwa, docelowy system energetyczny zeroemisyjny, a jakość powietrza wysoka.

Etapy transformacji polskiej energetyki

Wynikającą z PEP 2040 transformację energetyczną można podzielić na wymienione poniżej etapy.

1. Wzrost ilości odnawialnych źródeł energii OZE w systemie. Pojawienie się niestabilności i niewydolności sieci przesyłowych.

Do roku 2020 w systemie elektroenergetycznym zostało zainstalowanych ok. 3 GWe mocy w fotowoltaice, przy założonych w PEP 2040 5–7 GWe w roku 2030 oraz 10–16 GWe w roku 2040. Obecnie obserwuje się początki niewydolności wirtualnego magazynu energii, jakim jest sieć elektroenergetyczna. Nowe instalacje prosumenckie powinny zostać wyposażone w systemy zarządzania energią powodujące wzrost konsumpcji energii w miejscu wytworzenia, w magazyny ciepła i chłodu oraz magazyny energii elektrycznej stabilizujące parametry sieci. Planowane są zbiorcze magazyny energii, również te skojarzone z elektrolizerami. Prawdopodobnie konieczna okaże się zmiana systemu opustów, gdyż obecny umożliwia w zasadzie nieograniczone przenoszenie zużycia energii z miesięcy letnich na okres zimowy, co w konsekwencji może powodować sumaryczny wzrost konsumpcji energii z elektrowni ciepłych.

2. Po dynamicznych wzrostach instalacji OZE w systemie elektroenergetycznym musi pojawić się ekwiwalentna ilość źródeł sterowalnych, umożliwiających kompensację OZE w przypadku braku następcznie i/lub wiatru.

Rolę taką odegra w szczególności kogeneracja gazowa. Ponadto zostaną utworzone samobilansujące się obszary energetyczne. Alternatywą dla rozbudowy sieci elektroenergetycznych jest lokalne magazynowanie energii na poziomie niskich lub średnich napięć

w bezpośrednim sąsiedztwie instalacji PV. Magazyny lub konwertery energii mogą być urządzeniami zbiorczymi, obsługującymi zespół instalacji OZE poprzez lokalne wykorzystanie nadwyżki energii, np. na elektrolizę wody i wytworzenie wodoru w ilościach pozwalających na, chociażby, „wodoryzację” lokalnego transportu. Pozwoli to utrzymać wzrost liczby prosumentów bez pogorszenia warunków ekonomicznych. PEP 2040 zakłada 1 milion prosumentów do roku 2030.

3. Z powodu pojawienia się stabilnych elektroenergetycznie hybryd – jak np. niestabilnych z natury OZE połączonych z regulacyjną kogeneracją gazową – nastąpi wypchnięcie elektrowni węglowych z podstawy systemu do obszaru wymagającego ograniczonej sterowalności – źródła szczytowe, podszczytowe. Proces ten będzie połączony z wyłączeniem dużej części elektrowni. Nastąpi systematyczny spadek udziału węgla w miksie energetycznym – PEP 2040 zakłada 56% w 2030 oraz 11–28% w roku 2040.

Aktywa węglowe zostaną najprawdopodobniej wydzielone z aktywów przedsiębiorstw energetycznych, co wzmocni zdolności inwestycyjne spółek. Aktywa węglowe staną się elementem systemu zarządzanego wprost przez państwo. Wybrane bloki węglowe będą „uelastyczniane”, np. w ramach programu Bloki 200+.

4. W podstawie systemu pojawią się stabilne źródła bezemisyjne – elektrownie jądrowe i quasi-stabilne morskie farmy wiatrowe. PEP 2040 zakłada docelowo 6–9,6 GWe w elektrowniach jądrowych oraz 8–11 GWe w morskich farmach wiatrowych (ok. 6 GWe do roku 2030).

Planowane stabilne źródła bezemisyjne to elektrownie jądrowe, 6 bloków o łącznej mocy 6–9,6 GWe, uruchomienie pierwszego bloku elektrowni jądrowej o mocy 1–1,6 GWe ma nastąpić w roku 2033. Kolejne bloki będą uruchamiane co 2–3 lata. Program budowy polskiej energetyki jądrowej zakłada udział partnera technologicznego. Budowa elektrowni jądrowych stanowi szansę na skokowe podniesienie kultury przemysłowej w Polsce.

PEP 2040 zakłada zainstalowanie 8–11 GWe w morskich farmach wiatrowych (ok. 6 GWe do 2030 r.). Jest to duża szansa na rozwój polskich kompetencji – połączenie przemysłu stoczniowego z energetycznym. Całkowita moc polskich projektów morskich farm wiatrowych z warunkami przyłączenia do sieci lub umowami przyłączeniowymi wynosiła 30 października 2020 ok. 8,4 GW.

Znaczenie ciepłownictwa dla transformacji energetycznej

Ciepło i energia elektryczna posiadają cechy przeciwstawne względem siebie. Energia elektryczna jest wolna od entropii i podlega nieograniczonej konwersji do innych form energii, np. ciepła lub energii mechanicznej. Ciepło jest nośnikiem entropii i jego konwersja na energię mechaniczną lub elektryczną podlega ograniczeniu Carnota oraz wymaga realizacji obiegów termodynamicznych. Energia elektryczna jest łatwa w przesyłaniu na duże odległości i trudna w magazynowaniu. Ciepło daje się stosunkowo łatwo magazynować, natomiast przesył ciepła na duże odległości, np. z południa na północ Polski, nie jest uzasadniony ani technicznie, ani ekonomicznie.

Sektorem, który będzie podlegał w Polsce szybkiej transformacji, jest ciepłownictwo. Wynika to z objęcia około 300 lokalnych ciepłowni systemem ETS, który obecnie praktycznie eliminuje te instalacje z rynku ze względu na bardzo wysokie koszty produkcji uniemożliwiające sprzedaż ciepła z jakąkolwiek rentownością. Każda z tych jednostek będzie musiała przejść indywidualną analizę pozwalającą na znalezienie optymalnego modelu jej modernizacji. Z niektórych ciepłowni zostaną wyodrębnione mniejsze źródła zasilane paliwami kopalnymi (poniżej 20 MWt) i niepodlegające systemowi ETS. Zostaną one następnie uzupełnione na przykład źródłami geotermalnymi, ogniwami paliwowymi zasilanymi wodorem lub pompami ciepła zasilanymi z powietrza, płytką geotermią lub ciepłem odpadowym.

Transformacja ciepłownictwa stwarza realną możliwość szybkiego pojawienia się regulacyjnych mocy w systemie elektroenergetycznym. Wymaga to zastąpienia ciepłowni elektrociepłowniami, czyli jednostkami kogeneracyjnymi. Kogeneracja w dotychczasowym ujęciu nie pełniła roli regulacyjnej w systemach elektroenergetycznych. Wynika to przede wszystkim z niskiej sprawności termodynamicznej wytwarzania energii elektrycznej bez wykorzystania ciepła. Sprawność ta jest co najmniej o 10% niższa od sprawności elektrowni zawodowych. Istotne są też problemy ze zrzutem ciepła przy braku popytu na ciepło sieciowe. Dotychczasowe jednostki kogeneracyjne projektowane były tak, aby zapewnić wymaganą moc cieplną, a energia elektryczna stanowiła produkt uboczny, co do zasady zawsze sprzedawalny.

Projektując duże systemy kogeneracyjne zakładano, że ewentualne niedobory energii elektrycznej będą występowały w okresie zimowym i będą skorelowane z popytem na ciepło. Ze względu na brak zapotrzebowania na ciepło w okresie letnim wielkomiejskie elektrociepłownie nie są w stanie wytwarzać energii elektrycznej po konkurencyjnych cenach i pracują z minimalną mocą, produkując jedynie ciepło na potrzeby dystrybuowanej przez sieć ciepłej wody użytkowej. Obecnie największe zagrożenie brakiem energii elektrycznej występuje w okresie letnim, kiedy duże elektrownie kogeneracyjne są praktycznie wyłączone. Na przykład 26 czerwca 2019 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne poinformowały, że właśnie padł nowy rekord zapotrzebowania na moc, który wyniósł ok. 24 200 MW. Także tego dnia Polska sprowadziła najwięcej mocy elektrycznej w historii – 2,7 GW. Import energii był konieczny, aby rezerwa mocy nie spadła poniżej bezpiecznego minimum.

Dynamika kogeneracji gazowej jest zbliżona do dynamiki elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych. Kogeneracja gazowa powinna więc stać się technologią regulacyjną w systemie elektroenergetycznym, równocześnie zachowując rentowność wytwarzania energii elektrycznej.

Zastąpienie ciepłowni elektrociepłowniami spowoduje, że kogeneracja będzie charakteryzować się coraz większym rozproszeniem oraz coraz mniejszymi mocami generatorów elektrycznych podłączanych do sieci na coraz niższych napięciach. Skróci się też dystans pomiędzy miejscem wytwarzania energii cieplnej a jej odbiorcą. Pozwoli to na magazynowanie energii cieplnej w bezpośrednim sąsiedztwie jednostki kogeneracyjnej oraz na jej późniejsze wykorzystanie. Rozproszenie kogeneracji i zbliżenie jednostek wytwórczych do odbiorców ciepła pozwoli na zmianę paradygmatu działania kogeneracji. Elektrociepłownia zmieni się mianowicie z dostawcy energii cieplnej z ubocznym produktem, jakim jest energia elektryczna, w równoczesnego gwaranta dostaw energii elektrycznej oraz cieplnej. Jest to możliwe poprzez zamianę problemu nierozwiązanego, jakim jest magazynowanie energii elektrycznej, na problem rozwiązany, jakim jest magazynowanie energii cieplnej.

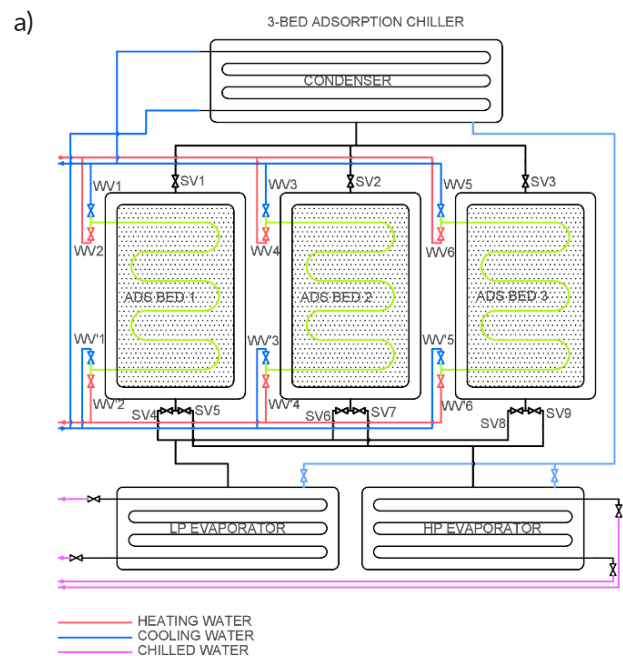
Trigeneracja szansą na poprawę rentowności kogeneracji

O ile w okresie zimowym energia cieplna może zostać wykorzystana bezpośrednio, o tyle w okresie letnim nie jest możliwe, aby została ona zużyta w stopniu umożliwiającym jednostkom kogeneracyjnym pracę z pełną mocą elektryczną. Istnieje więc zapotrzebowanie na technologię, która umożliwi wykorzystanie ciepła sieciowego o temperaturze wynoszącej około 65°C. Technologią taką jest trigeneracja oznaczająca równoczesne wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła i chłodu. Uściślając, ciepło wytworzone w kogeneracji jest w części lub całości konwertowane na chłód w lewobieżnym obiegu termodynamicznym wykorzystującym tzw. sprężarki termiczne.

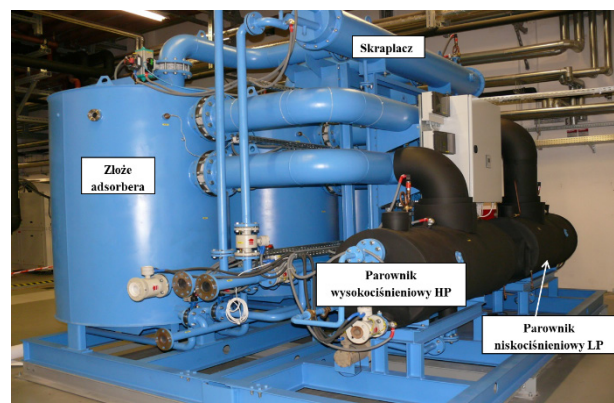
Bezpośrednia konwersja ciepła na chłód jest możliwa przy użyciu technologii sorpcyjnych, przy czym chłodziarki adsorpcyjne, wykorzystujące parę roboczą woda-bromek litu, wymagają zasilania ciepłem o temperaturze w zasadzie nie niższej od 80°C,

natomiast chłodziarki adsorpcyjne, z parą roboczą woda-silikażel, mogą być zasilane ciepłem o temperaturze 60–65°C.

Na Rys. 1 pokazano trójłożową chłodziarkę adsorpcyjną. Chłodziarka ta pracująca w układzie dwuparownikowym, wytwarza wodę lodową o temperaturze wynoszącej około 8°C i spełnia wymagania systemów klimatyzacyjnych. Moc chłodnicza chłodziarki wynosi 100 kW i może być zasilana ciepłem o parametrach ciepła sieciowego. Chłodziarka może być również wykorzystywana w układach odsalania wody morskiej lub wód kopalnianych.



b)



Rys. 1. Trójłożowa, dwuparownikowa chłodziarka adsorpcyjna przystosowana do pracy w układach odsalania, a) schemat, b) chłodziarka we Wrocławskim Parku Technologicznym

Chłodziarka pokazana na Rys. 1 była badana na stanowisku badawczym zlokalizowanym we Wrocławskim Parku Technologicznym. Przy temperaturze wody zasilającej wynoszącej 62°C chłodziarka osiągnęła COP wynoszące około 0,7. Maksymalna sprawność COP chłodziarki adsorpcyjnej wykorzystującej parę roboczą woda-silikażel wynosi 0,9. Można więc stwierdzić, że technologie pozwalające na konwersję ciepła sieciowego na chłód o parametrach odpowiednich dla systemów klimatyzacyjnych są zwalidowane i mogą podlegać komercjalizacji. Technologie te umożliwiają realizację poligeneracji, czyli równoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu i innych użytecznych produktów, na przykład odsolonej słodkiej wody, gazów technicznych wydzielonych z powietrza czy sprężonych gazów. Stwarza to dodatkowe możliwości magazynowania energii cieplnej już po jej konwersji na chłód lub inne użyteczne produkty. Dla przykładu, w krajach Bliskiego Wschodu produktem zawsze zbywalnym i pozwalającym na wykorzystanie chwilowych nadwyżek ciepła, w tym pochodzących z kolektorów słonecznych, jest słodka woda.

Pomimo dojrzałości technologii adsorpcyjnych umożliwiających realizację lewobieżnych obiegów termodynamicznych o parametrach pozwalających na wykorzystanie ciepła sieciowego w klimatyzacji, chłodziarki adsorpcyjne nie są rozpowszechnione. W Polsce zbudowano kilka chłodziarek adsorpcyjnych zasilanych ciepłem o parametrach ciepła sieciowego (np. w Częstochowie, Wrocławiu, Zielonej Górze), są to jednak instalacje badawcze i pilotażowe. Brakuje zastosowań komercyjnych. Jedną z przyczyn jest jednolita taryfa dla ciepła, nieuwzględniająca specyfiki konwersji ciepła na chłód. Mając na uwadze, że COP chłodziarek adsorpcyjnych jest o rząd mniejsze od COP elektrycznych chłodziarek sprężarkowych, a instalacje adsorpcyjne charakteryzują duże gabaryty i koszty inwestycyjne, brakuje ekonomicznego uzasadnienia dla szybkiego rozwoju trigeneracji. Sytuacja ta może ulec zmianie w przypadku uznania instalacji kogeneracyjnych za regulacyjne jednostki wytwórcze energii elektrycznej, zdolne do wykorzystania

powstałego ciepła w sposób bezpośredni lub pośredni z wykorzystaniem magazynów ciepła oraz technologii tri- i poligeneracyjnych.

Podsumowując, można stwierdzić, że kogeneracja, a w zasadzie poligeneracja, odegra istotną rolę w transformacji polskiej energetyki pod warunkiem zmiany paradygmatu jej działania. Systemy ko-, tri- i poligeneracyjne powinny stać się elastycznymi wytwórcami energii elektrycznej i zacząć pełnić funkcję regulacyjną w systemie elektroenergetycznym, wykorzystując zdolność magazynowania ciepła, chłodu i innych produktów wytworzonych w procesach wykorzystujących ciepło pochodzące z kogeneracji. Dzięki dojrzałym technologiom konwersji ciepła (w tym sieciowego) na chłód oraz technologiom magazynowania ciepła i chłodu kogeneracja będzie mogła nadążać za potrzebami operatora systemu elektrycznego bez utraty zdolności gwarantowania potrzebnej ilości ciepła i chłodu. W nowej strukturze elektroenergetyki, charakteryzującej się dużym udziałem OZE, kogeneracja umożliwi zamianę problemu nierozwiązanego, jakim jest efektywne magazynowanie energii elektrycznej, na problemy rozwiązane – magazynowanie ciepła, chłodu czy odsolonej wody.

Ryzyka transformacji polskiego systemu elektroenergetycznego

Jak już wspomniano, polska transformacja energetyczna jest oparta na założeniach Zielonego Ładu, który podporządkowuje ten proces dekarbonizacji. Pełne przeprowadzenie wszystkich przedstawionych etapów transformacji doprowadzi do zbudowania zeroemisyjnego systemu elektroenergetycznego gwarantującego bezpieczeństwo energetyczne Polski. Pominięcie lub deformacja któregoś z etapów następujących po zbudowaniu OZE może realnie zagrozić stabilności systemu i bezpieczeństwu energetycznemu. Istotnym ryzykiem jest niewykorzystanie szansy, jaką daje przeprowadzenie transformacji ciepłownictwa. Modernizacja źródeł ciepła bez przejścia na

kogenerację potencjalnie spowoduje w systemie elektroenergetycznym utratę 2 GWe istotnych dla stabilizacji źródeł OZE.

Absolutnie kluczowe dla polskiej energetyki jest zbudowanie stabilnej podstawy w postaci bloków jądrowych. Istotne opóźnienia lub wręcz zaniechanie realizacji planu budowy elektrowni jądrowych doprowadzi do powstania w Polsce kadłubowego systemu elektroenergetycznego, skazanego na pokaźny import energii. Może się tak zdarzyć, jeśli zawodowe elektrownie ciepłe (w szczególności Bełchatów i Turów) zostaną wyłączone, a bloki jądrowe nie zostaną zbudowane.

Bibliografia:

- Business Insider Polska (2019), *Polska musiała ratować się rekordowym importem mocy od sąsiadów*, <https://businessinsider.com.pl/finanse/rekord-importu-mocy-do-polski-2019-r/cgrh93j> [dostęp: 28.05.2021].
- Chorowski M., Pyrka P. (2015), *Modelling and experimental investigation of an adsorption chiller using low-temperature heat from cogeneration*, "Energy" 92/1: 221–229.
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2021), *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [dostęp: 28.05.2021].

Transformation of the Polish power system and the special role of heating and cogeneration in this process

Abstract: The Polish power system is currently undergoing transformation resulting both from the technical condition of electricity generating units and from the assumptions of the climate policy expressed in the Green Deal. The transformation process is reflected in the Polish Energy Policy until 2040 (PEP 2040) and assumes a large increase in unstable renewable energy sources in the energy mix. The stabilization of these sources will be possible through the modernization of the heating sector by replacing old heat sources with cogeneration systems. Cogeneration will become a regulatory technology in the power system and will start to use large-scale heat and cold storage in the summer. The paper discusses the transformation processes of the Polish energy sector and emphasizes the role of heating in this process, in particular cogeneration and trigeneration.

Keywords: energy transformation, cogeneration, trigeneration, energy mix

Prof. Maciej Chorowski

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej
Politechnika Wrocławska
Wydział Mechaniczno-Energetyczny



ELEKTROPROSUMERYZM

(słownik encyklopedyczny, maj 2021)

Cz. I. Elektroprosumeryzm

jako praktyka tu i teraz

oraz jako hipoteza w horyzoncie 2050

Abstrakt: Artykuł jest inicjacją (w postaci pierwszej części) konsolidacji słownika encyklopedycznego, którego w pierwszej połowie 2021 r. domagają się równocześnie: teoria, koncepcja i praktyka elektroprosumeryzmu. Jądrzem teorii elektroprosumeryzmu jest triplet paradygmatyczny monizmu elektrycznego (paradygmaty: elektroprosumencki, egzergetyczny i wirtualizacyjny), który pilnie wymaga z kolei dużej unifikacji. Koncepcja to integralny opis (w nowym języku) transformacji energetyki paliw kopalnych (łącznie z jądrowymi) w trybie innowacji przełomowej (TETIP) do elektroprosumeryzmu (do neutralności klimatycznej) w horyzoncie 2050. Praktyka to cztery wschodzące rynki elektroprosumeryzmu (dwa energii elektrycznej – endogeniczny i egzogeniczny, oraz dwa bezsieciovowe – urządzeń i usług) zastępujące dynamicznie schodzące rynki końcowe energetyki paliw kopalnych (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych) na trajektorii transformacyjnej, w horyzoncie 2050. Potrzeba integracji teorii, koncepcji i praktyki w trybie dynamicznym czyni ze słownika encyklopedycznego elektroprosumeryzmu zadanie wymagające, podobnie jak transformacja TETIP, realizacji w trybie przełomowym. Dlatego przedsięwzięcie to jest obciążone dużym ryzykiem, ale istnieje też wielka potrzeba jego podjęcia z uwagi na gwałtowną erupcję przestrzeni błędów poznawczych dokonującej się transformacji energetycznej. Autor artykułu inicjuje je w środowisku Powszechnej Platformy Transformacji Energetyki 2050 (PPTE2050), w tym w Konwersatorium Inteligentna Energetyka, jako zadanie autorskie, sygnalizując jednocześnie dążenia do zmiany charakteru słownika (w kolejnych etapach jego konsolidacji) z autorskiego na kookreacyjny, w całym środowisku PPTE2050.

Słowa kluczowe: energetyka, elektroenergetyka, transformacja, OZE, elektroprosumeryzm

1.

Pierwsze wykorzystanie słowa elektroprosumeryzm (w pierwszej połowie 2020 r.) było dla autora przymusem praktycznym, wynikającym z gwałtownie rosnącego oddolnego obszaru zastosowań

praktycznych, dających się zweryfikować (czyli certyfikować) technikami tripletu paradygmatycznego monizmu elektrycznego. Zarazem wykorzystanie tego pojęcia było wielką szansą, grą o sposób wyznaczania celu transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Czyli też grą o podstawową hipotezę wywiedzioną dedukcyjnie z tripletu paradygmatycznego monizmu elektrycznego (2018 r.), mianowicie, że praktyka realizacji transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu weryfikowalna (i weryfikowana praktycznie) technikami tripletu paradygmatycznego monizmu elektrycznego w sposób ciągły na całej trajektorii transformacyjnej $A(2021) \rightarrow B(2050)$ pozwala określić skutecznie (bardzo wiarygodnie) cel tej transformacji dla wszystkich osłon (kontrolnych), mianowicie: dla osłon elektroprosumenckich – około 18 mln. Dla osłon JST – około 2,5 tys. osłon gmin i miast, ale ponadto 40 tys. osłon sołectw poniżej 1000 mieszkańców. Wreszcie w systemie SEE (obecny system elektroenergetyczny) są to osłony: od jednolitego systemu europejskiego JSEE, poprzez KSE (jednolity krajowy system elektroenergetyczny), aż po „najniższą” osłonę węzłową, „autonomizującą” instalację elektryczną elektroprosumenta (ogólnie w dynamicznym trybie *on/off grid*) względem KSE na poziomie nN, nie więcej niż 7 mln takich osłon (tu trafiamy na pierwszy krytyczny błąd poznawczy elektroenergetyki WEK PK – utrudniający w zasadniczy

sposób transformację TETIP do elektroprosumeryzmu – polegający na tym, że 7 mln rzeczywistych przyłączeniowych osłon węzłowych KSE do sieci nN zastępuje się na korporacyjnym „rynku” końcowym energii elektrycznej należącym do elektroenergetyki WEK-PK liczbą umów, ponad 12 mln, o dostawę energii elektrycznej w taryfie G dla odbiorców segmentu ludnościowego).

2.

Przymus był spowodowany narastającymi (po 2015 r.) zmianami ustrojowymi w Polsce (na świecie w mniejszym stopniu, ale również), progresywnymi zmianami technologicznymi w energetyce na świecie (i ogromnymi, niezwykle regresywnymi technologicznie polskimi inwestycjami energetycznymi), rozpoczynającą się pandemią COVID-19 zmieniającą globalny porządek ekonomiczny (wprowadzającą zadłużenie jako normę tego porządku), jak również wejściem w nową, najważniejszą fazę zmian cywilizacyjnych (po trzystu latach współistnienia Kościoła i nauk przyrodniczych oraz nauk społecznych i po rewolucjach przemysłowo-energetycznych – w tym elektryfikacyjnej – oraz po rewolucji cyfryzacyjnej). Chodzi więc o zmiany, których jednym biegunem jest obrona porządku euroatlantyckiego, z przejściem od modelu polityczno-korporacyjnego energetyki WEK-PK do modelu elektroprosumenckiego zaspakajania potrzeb energetycznych elektroprosumentów – wolnych, ale odpowiedzialnych za siebie – wspomaganych przez elektroprosumerystów (to zawód charakterystyczny dla rynków elektroprosumeryzmu), czyli siłę napędową rozwoju nowej generacji polskiego sektora MMST w kierunku klasy średniej. Drugim biegunem jest natomiast walka o transformację energetyki WEK-PK w energetykę WEK-OZEiEJ ze zmianą jej dotychczasowego ustroju polityczno-korporacyjnego w ustrój polityczno-oligarchiczny, ze społeczeństwem znarkotyzowanym systemami wsparcia, osuwającym się w nihilizm (nie podejmującym wysiłku odpowiedzialności, rezygnującym z wolności).

3.

Z kolei gra o podstawową hipotezę dedukcyjną to gra o zachowanie żywotności elektroprosumeryzmu w ciągu kolejnych trzech dekad. Mianowicie, tak jak nie można osłabić rozwoju elektroprosumeryzmu przez odłożenie jego „segmentowych” definicji praktycznych, tak nie wolno ulegać pokusie skrępowania tego rozwoju przedwczesną, całkowicie „domkniętą” definicją zawężoną do współczesnej perspektywy popenergetyki osuwającej się w nihilizm na jednym biegunie i do polityczno-oligarchicznej perspektywy energetyki WEK-OZEiEJ na drugim biegunie. Potrzebne jest odwołanie się do dynamicznej perspektywy pretendentów ze „środka”. Czyli do elektroprosumentów: wszystkich, z segmentu ludnościowego, z segmentu MMSP, do samorządów realizujących zadania własne, do wielkiego przemysłu, do zarządców infrastruktury krytycznej, w tym głównie transportowej. Dalej, do elektroprosumerystów-innowatorów, głównie z sektora MMSP. Wreszcie do samorządów realizujących zadania w zakresie prawa miejscowego – zarówno w obszarze „przymusu”, np. w zakresie ładu przestrzennego, w zakresie regulacji środowiskowych (np. smogowych), i wielu innych, jak i w zakresie realizacji szeroko rozumianej zasady pomocniczości, wykraczającej daleko poza granice zasady pomocniczości dla odbiorców „wrażliwych”, wkraczającej w obszar lokalnej polityki elektroprosumenckiej.

4.

Przymus (p. 2) i potrzeba przeciwstawienia się pokusie (p. 3) to ogólne uwarunkowania dobrych właściwości metod naukowych w obszarze zastosowań teorii do celów praktycznych. Jednak w wypadku transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu ta właściwość przybrała znaczenie nigdy wcześniej niespotykane. Wynika to z kumulacji zadań w zakresie potrzebnej (niezbędnej) unifikacji procesów społecznych (w tym polityczno-prawnych), gospodarczych (w tym ekonomiczno-technologicznych), środowiskowych (w tym klimatyczno-przyrodniczych), jak również z dynamiki

tych procesów, również nigdy wcześniej niespotykanej. Ma to także związek z wagą zagadnień o charakterze ustrojowym (rozwarstwienie społeczne, prawo człowieka do wolności powiązane z obowiązkiem – odpowiedzialnością za siebie i innych). W tym miejscu dochodzi się do rzeczywistego znaczenia tripletu paradygmatycznego i pełnego wymiaru elektroprosumeryzmu jako systemu gospodarczego, ale także systemu wartości.

5.

Elektroprosumeryzm adresowany do ruchów społecznych, samorządowych dostarcza im podstawowych technik weryfikacyjnych głównych hipotez związanych z transformacją energetyczną. Są to techniki bazujące na podstawach fundamentalnych (triplek paradygmatyczny monizmu elektrycznego), właściwe dla całej ustrojowej przestrzeni społeczno-politycznej (w tym samorządowej). Techniki te mogą stanowić skuteczną zaporę dla pogłębiania się rozwarstwienia społecznego. Zarazem mogą stać się głównym narzędziem jego stopniowego zmniejszania w trybie kształtowania odpowiedzialności elektroprosumenckiej z jednoczesnym budowaniem kapitału społecznego, poszerzaniem wolności obywatelskich.

6.

Elektroprosumeryzm adresowany (na drugiej ścieżce) do ruchów politycznych (na poziomie krajowym) dostarcza w Polsce podstawowych technik do weryfikacji hipotezy, że transformacja TETIP (transformacja energetyki w trybie innowacji przełomowej) do elektroprosumeryzmu zapewnia w pełnym zakresie realizację czterech unijnych celów – polityki klimatycznej, polityki energetycznej, Zielonego Ładu oraz Planu Odbudowy i Odporności Kryzysowej – a przy tym jest efektywniejsza we wszystkich trzech wymiarach tych celów (społecznym, gospodarczym i środowiskowym). Dyskwalifikuje zarazem polską politykę klimatyczną (dochodzenia we własnym, spowolnionym tempie do neutralności klimatycznej), politykę PEP 2040,

krajowy plan PST (Plan Sprawiedliwej Transformacji), Krajową Strategię Niskoemisyjną oraz (przede wszystkim) KPO (Krajowy Plan Odbudowy). Komunikat (12 maja 2021 r.) ministerstwa MAP (Ministerstwo Aktywów Państwowych) oraz zainteresowanych spółek o centralizacji sektorów naftowego i gazowego (o przejęciu przez PKN Orlen Grupy Lotos i PGNiG) wymyka się w maju 2021 r. – kiedy świat, w wyniku przełomu energetycznego, jest już na nowej trajektorii rozwojowej – całkowicie z przestrzeni racjonalnego myślenia o energetyce. I jest wbrew racji stanu, bo wprowadza całą polską energetykę WEK-PK w ostatnią fazę niekontrolowanej spirali śmierci.

Triplet paradygmatyczny i transformacja TETIP w perspektywie heurystyk bilansowych

7.

Triplet paradygmatyczny monizmu elektrycznego (sformułowany przez autora w 2018 r.) ujawnia systematycznie nowe, coraz większe, coraz bardziej kompleksowe możliwości.

7.1. Paradygmat elektroprosumencki. Obszarem działania technik weryfikacyjnych paradygmatu są: procesy społeczne, systemy polityczne, systemy ekonomiczne, regulacje prawne. Użyteczność praktyczna paradygmatu to takie jego funkcje jak: zapora dla dalszego rozwarstwiania społecznego, siła napędowa lokalnego rozwoju endogenicznego oraz budowy elektroprosumenckiego etosu wolności i odpowiedzialności; zapora dla korporacjonizmu (politycznego i biznesowego) oraz państwowego etatyizmu; siła napędowa budowy zaangażowania pretendentów (samorządów, elektroprosumenckich, innowatorów z sektora MMSP) w transformację energetyczną; siła napędowa unifikacji wymiarów społecznego, gospodarczego i środowiskowego celów politycznych

(polityki klimatycznej, polityki energetycznej, Zielonego Ładu, Planu Odbudowy i Odporności Kryzysowej).

7.2. Paradygmat egzergetyczny. Podstawą fundamentalną paradygmatu jest druga zasada termodynamiki. Obszarem działania technik weryfikacyjnych paradygmatu w skali globalnej, zunifikowanej aż do poziomu elektroprosumenckiego, są: efektywność energetyczna (sprawność egzergetyczna), koszt termoeologiczny, kontrola ryzyka deficytów surowcowych (zapora dla nieefektywności energetycznej, dla ryzyka niekontrolowanego kosztu termoeologicznego i zapora przed niekontrolowanymi deficytami surowcowymi). Użyteczność praktyczna to: natychmiastowa zapora dla inwestycji w energetykę jądrową; przymus do szybkiego, w horyzoncie 2040, wygaszenia energetycznego wykorzystania węgla (brunatnego, kamiennego); zapora dla inwestycji w sektor paliw transportowych (systemy transportowe surowcowe i produktowe oraz systemy przetwórstwa ropy naftowej dla celów energetycznych); także zapora dla inwestycji w sektorze gazu (ziemnego, łupkowego); inne.

7.3. Paradygmat wirtualizacyjny. Podstawą fundamentalną są cztery równania Maxwella (zasady elektromagnetyzmu) oraz środowisko technologiczne. To ostatnie ma szczególne znaczenie, bo unifikuje niezwykle silnie teorię i praktykę elektroprosumeryzmu, i tę ostatnią bardzo przyspiesza. Objawia się to poprzez następujący łańcuch rozwojowy: w środowisku technologicznym elektroprosumeryzmu zachodzi już dynamiczna unifikacja „inteligentnej infrastruktury” (teleinformatyka, elektronika) i energoelektroniki (granice między ostatnią technologią i inteligentną infrastrukturą w elektroprosumeryzmie przestają być widoczne, gwałtownie się zacierają; ale zatarcie tych granic otwiera proces zacierania w elektroprosumeryzmie granic między elektrotechnologiami energetycznymi i elektrotechnologiami w ogóle, co widać zwłaszcza w przypadku przemysłu 4.0). W tym miejscu – na przykładzie unifikacji technologicznej elektroprosumeryzmu – ujawnia się siła całego tripletu paradygmatycznego. Obszar działania technik weryfikacyjnych paradygmatu wirtualizacyjnego, w skali globalnej zunifikowanej aż do poziomu elektroprosumenckiego,

i ich użyteczność praktyczna (uwarunkowana nowym środowiskiem technologicznym), to przede wszystkim wirtualizacja rynków energii elektrycznej względem rozptyłów sieciowych. To także możliwość wprowadzenia na rynki energii elektrycznej roamingu (elektrycznego). Oznacza to również radykalny wzrost potencjału decentralizacyjnego rynków technicznych, w szczególności rynków regulacyjno-bilansujących, potencjału zdolności przyłączeniowych sieci nN, SN oraz 110 kV, a także potencjału autonomizacji osłon elektroprosumenckich i JST względem KSE. To najskuteczniejsza zapora dla podtrzymywanego przez sojusz polityczno-korporacyjny elektroenergetyki WEK-PK monopolu naturalnego KSE.

Podsumowanie: myślenie kategoriami tripletu paradygmatycznego bardzo przyspiesza unifikację wymiarów społecznego, gospodarczego i środowiskowego transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. To oznacza znaczenie tripletu samego w sobie. Inaczej, znaczenie tripletu traktowanego całościowo jest większe niż suma znaczeń paradygmatów odrębnie traktowanych. Tu dochodzi się do potwierdzenia ważnych wniosków intuicyjnych (takich, do których można dojść bez tripletu, chociaż jest to trudniejsze), ale też do wniosków bardziej fundamentalnych, przy tym zaskakujących. Intuicyjne, to głównie te, które wynikają z metody obserwacyjnej w wycinkowych segmentach rzeczywistości energetycznej (obszar nauk społecznych, „miękką” część tripletu paradygmatycznego). Ta metoda w warunkach współczesnej złożoności procesów składających się na transformację energetyczną i przy ciągle jeszcze dominującej metodzie naukowej energetyki WEK-PK rozszerza gwałtownie przestrzeń błędów poznawczych transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Z kolei wnioski intuicyjne o charakterze fundamentalnym to te, które są związane z prawami fizyki (makroskopowej i mikroskopowej – „twarda część” tripletu paradygmatycznego). W wypadku tych wniosków najważniejszy dotyczy „ściśłego pokrewieństwa” paradygmatów egzergetycznego i wirtualizacyjnego objawiającego się w analizach entropii energetycznej (definiowanej

w procesach kwazistatycznych, ale współcześnie coraz częściej w terminach termodynamiki statystycznej) oraz entropii informacyjnej (będącej miarą średniej ilości informacji, wielkości matematycznej definiowanej i mierzalnej w przestrzeni probabilistycznej). W takim świetle (dostrzegalnym na poziomie intuicyjnym) entropia staje się potężnym czynnikiem unifikacji wszystkich trzech paradygmatów, dającym się sprowadzić do uniwersalnej praktycznej zasady. Mianowicie, wszędzie w praktyce – w procesach społecznych, w bilansach energetycznych, w technologiach teleinformatycznych i energoelektronicznych na rynku energii elektrycznej, w kosztach termo- i elektroekologicznych) – trzeba w miarę możliwości (społecznych i technologicznych) działać na rzecz ograniczania entropii, i równolegle – zwiększania egzergii.

8.

Transformacja TETIP (2019). Jest to transformacja bazująca na triplecie paradygmatycznym i na zmianie rynków pierwotnych (energii chemicznej węgla kamiennego i brunatnego, ropopochodnych paliw transportowych i gazu, łącznie 1100 TWh/rok) oraz rynków końcowych (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych, łącznie około 600 TWh/rok) w rynek napędowej energii elektrycznej OZE, potencjalnie około 175 TWh/rok netto i około 200 TWh/rok brutto. Drugą podstawową cechą transformacji TETIP jest zbudowanie rynków zastępujących rynki pierwotne i końcowe należące (na mocy koncesji URE) do podmiotów (do korporacji) zasiedziały w energetyce WEK-PK przez pretendenta (nowe podmioty) na czterech ścieżkach, którymi są:

8.1. Pasywizacja budownictwa za pomocą technologii domu pasywnego – co najmniej 3-krotne zmniejszenie zużycia ciepła grzewczego, przeciętnie dla kraju.

8.2. Elektryfikacja ciepłownictwa – potencjał: około 3-krotnie mniejsze zużycia napędowej energii elektrycznej OZE potrzebnej do napędu pomp ciepła w porównaniu ze zużyciem ciepła grzewczego po pasywizacji budownictwa i ciepła do produkcji ciepłej wody użytkowej.

8.3. Elektryfikacja transportu – potencjał: około 3-krotnie mniejsze zużycia napędowej energii elektrycznej OZE potrzebnej do napędu samochodów elektrycznych w porównaniu z energią chemiczną ropopochodnych paliw transportowych.

8.4. Reelektryfikacja OZE – potencjał: redukcja istniejącego rynku końcowego energii elektrycznej netto nie mniejsza niż 30%, ze 130 TWh/rok do 95 TWh/rok (wzrost z tytułu zastąpienia rynków końcowych ciepła i paliw transportowych to około 80 TWh/rok).

Podsumowanie: transformacja TETIP zapewnia 6-krotnie wyższą wydajność energetyczną względem krajowych rynków energii pierwotnej paliw kopalnych (energii chemicznej węgla, ropy, gazu); podobnie jest na świecie (po włączeniu do światowego bilansu energii pierwotnej energii jądrowej paliw jądrowych). Natomiast względem (krajowych) rynków końcowych energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych transformacja TETIP zapewnia w przybliżeniu 3-krotnie wyższą efektywność energetyczną.

Osiem praktycznych perspektyw/przestrzeni elektroprosumeryzmu

9.

Elektroprosumeryzm (pierwsza połowa 2020 r. sformułowanie pojęcia i dalsze prace nad konsolidacją jego praktycznego wymiaru).

9.1. Elektroprosumeryzm w perspektywie podmiotowo-rynkowej – autonomizacja rynków napędowej energii elektrycznej względem KSE (w osłonach JST oraz elektroprosumenckich). Autonomizacja sołectw do jednego tysiąca mieszkańców (prosta w realizacji, bardzo ekonomiczna) jest możliwa w kraju w horyzoncie 2035 r., ale wymaga mobilizacji zasobów lokalnych i musi być realizowana w trybie rozwoju endogenicznego, a nie w trybie rozwoju egzogenicznego, centralistycznego (z tytułu polityki energetycznej czy z tytułu biznesu korporacyjnego). Jeśli się uzna, że w sołectwach

żyją ludzie zdolni do odpowiedzialności za siebie, i jeśli wyciągnie się do nich pomocną dłoń (zorganizuje dobrą edukację, uchwali prawo elektryczne!), to nie ma powodów, aby 40 tys. sołectw nie mogło realizować równoległe swojej autonomizacji. A wówczas, tylko z tego tytułu, 30% Polski (12 mln ludzi) będzie w horyzoncie 2035 r. neutralna klimatycznie. Polska wydobędzie się z pułapki, w której znalazła się nie za sprawą politycznego etatyzmu państwowego lub korporacji rozwarstwiających społeczeństwo, ale przez kapitał społeczny, fundament nowoczesnego społeczeństwa. Przy tym trzy technologie wytwórcze (mikroelektrownia biogazowa, źródła PV oraz pomocniczo mikrowiatraki i zasobniki akumulatorowe obudowane inteligentną infrastrukturą) oraz sieć nN potrzebne do tej autonomizacji są technologiami stanowiącymi znakomitą bazę do budowy nowoczesnych kompetencji społeczności w osłonach sołectw, w zgodzie z tripletem paradygmatycznym. Z kolei w strefie autonomizacji „przynależnej” sieci SN (JST do 50 tys. mieszkańców) żyje 7 mln obywateli, a w strefie autonomizacji sieci 110 kV (JST do 500 tys. mieszkańców) jest to 11 mln osób. Te trzy strefy razem obejmują 80% ludności i nie mniej niż 70% obecnych rynków końcowych energetyki WEK-PK (łącznie z rynkami dla wielkiego przemysłu i dla infrastruktury krytycznej). Mogą one przejść do neutralności klimatycznej w horyzontach czasowych, odpowiednio: 2035, 2040, 2045 r. Zatem Polska nie musi być problemem UE, może być siłą napędową pożądanego, uprawnionego fundamentalnie rozwoju.

9.2. Elektroprosumeryzm w perspektywie technologicznej. Polską szansą w tej perspektywie elektroprosumeryzmu są: regulacyjno-bilansujące źródła OZE (źródła mikrobiogazowe klasy 10 do 100 kW oraz średnie źródła klasy 1 MW i multitechnologie surowcowo-energetyczne katalizacyjnego zgazowania niskotemperaturowego w gospodarce GOZ, powyżej 30 tys. ton/rok odpadów komunalnych), a także usługi i produkty w obszarze technologii teleinformatycznych oraz elektronicznych i technologii energoelektronicznych.

9.3. Elektroprosumeryzm w perspektywie rynkowej. Cztery rynki elektroprosumeryzmu zapewniają całkowite potrzeby energetyczne Polski. Są to: oddolny

rynek RCR energii elektrycznej na infrastrukturze sieciowej nN-SN-110kV, dwa elektroprosumenckie rynki bezsieciowe (urządzeń i usług) oraz rynek wielkoskalowy (z łącznym udziałem w całym rynku nie większym niż 30%). Ten ostatni to rynek morskiej energetyki wiatrowej z układami dosyłowymi w korytarzu infrastrukturalno-urbanistycznym północ-południe (Trójmiasto, Warszawa, Łódź, GZM, z odgałęzieniami: wschodnim do Krakowa i zachodnimi do Wrocławia, ewentualnie także do Poznania) i z jednolitym rynkiem europejskim energii elektrycznej, z połączeniami transgranicznymi na przekrojach: zachodnim (połączenia: północne – Szczecin, południowe – Turów); południowym (Czechy); południowo-wschodnim (Słowacja); północno-wschodnim (Litwa, Łotwa, Estonia, Finlandia-Nordel); północnym (Szwecja-Nordel).

9.4. Elektroprosumeryzm w perspektywie procesów społecznych. Z trzech fal elektroprosumenckich pierwsza już się rozpoczęła (jednak skrajnie nieodpowiedzialnie: w ciągu 4 lat, w wyniku „narkotycznego”, niepotrzebnego/szkodliwego wsparcia politycznego, moc źródeł PV przekroczyła 5 GW, przybyło ponad 0,5 mln elektroprosumentów w środowisku wielkiego deficytu kompetencji na rynku usług). Druga fala – samorządowa i innowatorzy z sektora MMSP – zaczyna wzbierać. Na trzecią falę, w postaci uosobionego procesu społecznego, przyjdzie czas w horyzoncie 2040 r.

9.5. Elektroprosumeryzm w perspektywie ekonomii. Na pierwszych trzech rynkach elektroprosumeryzmu jest to ekonomia kosztów/cen krańcowych krótkookresowych (RCR na pierwszym rynku energii elektrycznej). Przy tym jest to także w istotnym stopniu ekonomia behawioralna i ekonomia realizowana w środowisku kapitału społecznego. Krytyczną sprawą dla transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu jest nowa unifikacja systemów wsparcia i systemów podatkowych. Już teraz występuje dramatyczna potrzeba zamiany dominujących systemów wsparcia na systemy ulg podatkowych. Z kolei rynek offshorowy w początkowej fazie będzie się rozwijał jako inwestycyjny długoterminowy (kontrakty PPA), ale docelowo (po pełnej unifikacji kosztów krańcowych długoterminowych i krótkoterminowych) przejdzie w fazę rynku

cen krótkoterminowych. Wreszcie jednolity rynek europejski będzie unifikowany w trybie politycznym (ceny krótkoterminowe w zunifikowanych obszarach – na wirtualnych ośłonach kontrolnych).

9.6. Elektroprosumeryzm w przestrzeni błędów poznawczych. Elektroprosumeryzm budowany na fundamencie w postaci tripletu paradygmatycznego jest skuteczną zaporą dla ciągle zawyżanych prognoz zapotrzebowania na energię; dla monopolu naturalnego, który wraca i ma się dobrze, a nawet coraz lepiej; dla bezpieczeństwa energetycznego, które króluje i sprowadza się w praktyce do bezpieczeństwa interesów polityczno-korporacyjnych energetyki WEK-PK; dla energetyki jądrowej, która towarzyszy historii Polski już ponad 55 lat bez jakichkolwiek powodów i korzyści, za to jest w gospodarce źródłem ogromnych strat, w cenach 2021 r. nie mniejszych niż kilkanaście mld PLN, i jest niestety w całym tym okresie źródłem podziału społeczeństwa.

9.7. Elektroprosumeryzm w perspektywie związanej z edukacją i budową kompetencji. Elektroprosumeryzm może być przedmiotem nauki w równym stopniu (ale na zróżnicowanym poziomie, w zróżnicowanym zakresie) dla uczniów szkoły podstawowej, gimnazjum i szkoły zawodowej, jak i dla studentów uczelni wyższej. Jest on także szkołą przekraczania granic dla profesorów szukających odpowiedzi na pytanie: dokąd zmierza, a dokąd powinien zmierzać świat? To przedmiot badań dla nauk społecznych – od uniwersytetów aż po akademię PAN. To obszar tworzenia (kreacji i kokreacji) innowacji technologicznych dla politechnik i instytutów naukowo-badawczych (również dla korporacji!).

9.8. Elektroprosumeryzm w perspektywie potrzebnych reform ustrojowych. Najważniejszym działaniem przyspieszającym rozwój czterech rynków elektroprosumeryzmu oraz pobudzającym i zapewniającym stymulowanie przebiegu trzech jego fal jest w 2021 r. intensyfikacja prac nad budową poligonów praktycznych wdrożeń transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Istotna jest także równoległa praca, w trybie interaktywnym, nad koncepcją drugiej ustrojowej reformy elektroenergetyki, która mogłaby być siłą sprawczą wywołującą systematyczne i bardzo dynamiczne zmiany w rozległym otoczeniu społecznym,

gospodarczym oraz środowiskowym, a dodatkowo jeszcze w dwóch biegunowych środowiskach: politycznym i technologicznym. Potencjał takich poligonów mają w pierwszej połowie 2021 r. dwa projekty samorządowe, sytuujące się na dwóch biegunach ustroju samorządowego: samorządowy społeczny TPST (*Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji Subregionu Wałbrzyskiego*) oraz projekt realizowany w trybie zadań własnych samorządu pt. *Model energetyczny dla m.st. Warszawy w perspektywie roku 2050 uwzględniający warunki elektroprosumeryzmu*.

Heurystyki ekonomiczne trajektorii TETIP do elektroprosumeryzmu

10.

Transformacja TETIP do elektroprosumeryzmu (druga połowa 2021 r.). Głównymi siłami napędowymi takiej transformacji są, w sensie ustrojowym: odpowiedzialni za siebie i niezależni elektroprosumenci; samorządy przejmujące główną rolę w obszarze prawa miejscowego jako środowiska prawno-regulacyjne transformacji, ale również w zakresie kształtowania zasady pomocniczości; sektor MMSP przejmujący główną rolę w zakresie innowacyjności technologicznej i biznesowej (oraz kształtowania polskiej klasy średniej).

11.

Heurystyki ekonomiczne trajektorii TETIP do elektroprosumeryzmu (stan: początek 2021 r.). Wartość/koszt roczny trzech rynków końcowych energetyki WEK-PK 2020 szacuje się na około 200 mld PLN. Podatki i paropodatki oraz nakłady inwestycyjne (które po zrealizowaniu inwestycji staną się, już bez wątpliwości, kosztami osieroconymi), w wielkim przybliżeniu, mają w tym udział 50%. Koszt amortyzacji inwestycji w źródła OZE w 2050 r., łącznie z ich kosztami eksploatacyjnymi, ale także z kosztami eksploatacyjnymi sieci

elektrycznych, bez podatków, to 40 mld PLN. Skumulowana nadwyżka na trajektorii 2020 → 2050 to 2 bln PLN. Nakłady inwestycyjne na reelektryfikację OZE wynoszą 750 mld PLN. W oszacowaniach przyjęty został następujący podział nadwyżki, która potencjalnie zostanie wykorzystana do sfinansowania ulg podatkowych dla inwestorów (w tym w innowacyjne produkty rynkowe, technologiczne i biznesowe) w pierwszej, innowacyjnej fazie realizacji trajektorii transformacyjnej: pasywizacja budownictwa i elektryfikacja ciepłownictwa – to (500+350) mld PLN; elektryfikacja transportu – to 200 mld PLN; na „sprawiedliwą” transformację pozostaje 200 mld PLN.

Ustrojowa reforma rynku energii elektrycznej

12.

Kolejne składowe koncepcji – z najważniejszym elementem dotyczącym zasady współużytkowania zasobów KSE – autor rozwijał od połowy ostatniej dekady. Jednak przełom 2020/2021 to największe od trzech dekad przyspieszenie społeczno-polityczne w Polsce (za przyczyną COVID-19). Dodatkowo polska elektroenergetyka trafia na ścianę. Te dwa czynniki zwiększyły znacznie wymagania względem koncepcji ustrojowej reformy rynku energii elektrycznej. W efekcie wspomnianego przełomu wytworzyła się całkowicie nowa jakościowo sytuacja. Przyczyną nie była oczywiście nowa (2021–2027) perspektywa budżetowa UE, ponieważ była ona powszechnie znana i długo przygotowywana pod względem koncepcyjnym i planistycznym (choć i ona miała znaczenie, bo rozpałała emocje wokół podziału środków i ich wykorzystania). Przyczyną była na pewno koncepcja NABE, która w końcu 2020 r. szokowała swoją ogólną nieadekwatnością względem potrzeb wywoływanych przez ciężki kryzys w elektroenergetyce WEK-PK, a na początku 2021 r. szokuje już znacznie bardziej konkretnymi rozwiązaniami ministerstwa MAP, rozwiązaniami „nie z tego świata”, wprowadzającymi

elektroenergetykę w spiralę śmierci. Przyczyną nowej jakościowo sytuacji na początku 2021 r. jest na pewno ogłoszony przez UE Plan Odbudowy i Odporności Kryzysowej, ale jeszcze większym powodem jest program KPO skierowany przez rząd do konsultacji społecznej (bardzo ograniczonej) i do Sejmu, który – uwzględniając program – przyjął na początku maja 2021 r. ustawę wyrażającą zgodę na ratyfikację decyzji o zwiększeniu zasobów własnych UE. Przyczyną jest fakt przyjęcia przez rząd pod koniec stycznia polityki PEP 2040, która została praktycznie unieważniona już pod koniec kwietnia 2021 r. poprzez skierowanie przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska do najistotniejszych przedsiębiorstw wielkiego przemysłu (głównie chemicznego), ale także do Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, pisma w sprawie zainteresowania produkcją bloków jądrowych i rozwojem energetyki prosumenckiej EJ bazującej na małych blokach, klasy 165–180 MW ciepłych (takiej „polityki” nie da się pogodzić z blokami jądrowymi klasy 1000–1600 MW elektrycznych przewidzianej w polityce PEP 2040). Najsilniejszy wpływ na sytuację miało jednak Ministerstwo Aktywów Państwowych, które wraz z zainteresowanymi spółkami ogłosiło w połowie maja komunikat o centralizacji sektorów naftowego i gazowego. To wszystko doprowadziło autora do rozpoczęcia intensywnych prac nad koncepcją DURE (druga ustrojowa reforma elektroenergetyki).

Druga ustrojowa reforma elektroenergetyki

13.

Reforma DURE (pierwsza koncepcja: początek 2021 r.). W świetle centralistycznych działań rządowych (wielka państwowa konsolidacja energetyki WEK-PK i jej transformacja za pomocą inwestycji i programów rozwojowych w energetykę WEK-OZEiEJ) wywołuje pilną potrzebę działań na dwóch ścieżkach (oddolnych).

13.1. Istnieje pilna potrzeba stworzenia społecznego obserwatorium sytuacji w energetyce WEK-PK

(i potencjalnie EJ), która weszła w spiralę śmierci między dwoma ściskającymi ją biegunami. Pierwszym są trzy pierwsze rynki elektroprosumeryzmu, a w szczególności rynek energii elektrycznej. Drugim biegunem jest rynek inwestycyjny energetyki *offshore* i jednolity rynek europejski na wirtualnej osłonie OK(5) przecinającej połączenia transgraniczne. Stąd wynika potrzeba przyspieszenia konsolidacji koncepcji DURE.

13.2. W tym kontekście za najważniejsze zadanie uznaje się pracę na rzecz prawa elektrycznego, które – aby mogło efektywnie działać przez dwie kolejne dekady (lata czterdzieste i pięćdziesiąte) – powinno zostać uchwalone w dojrzałej postaci najpóźniej w latach 2025–2027. Należy zadbać, by miało ono charakter „minimalistyczny” – zawierało regulacje dotyczące tego, czego nie wolno robić, a nie tego, co należy robić.

13.3. W szczególności dotyczy to dwóch regulacji etapowych. Pierwszą jest zasada współużytkowania zasobów KSE przez rynek oraz przez rynek schodzący; seria decyzji rządowych z ostatniego czasu wskazuje jednak, że rząd nie przewiduje potrzebnych w tym wypadku rozwiązań w segmencie operatorskim KSE.

13.4. Drugą jest zasada zastąpienia regulacji prawnych *ex ante* zasadą regulacji antymonopolowej *ex post* (a w ślad za tym pobudzanie rozwoju rynku w trybie sandboksów regulowanych przez urząd URS, nie przez URE). Dlatego obserwatorium (p. 13.1) powinno zbudować kompetencje własne w zakresie szacowania narastających skutków braku potrzebnych rozwiązań.

13.5. Innym zagrożeniem widocznym po stronie rządowej – wykraczającym poza obszar regulacji prawnych, ale wymagającym objaśnienia w koncepcji DURE – jest całkowity brak rozpoznania przez rząd hierarchii (sekwencji) działań (polityk, planów, strategii). W rezultacie działania te koncentrują się na reelektryfikacji OZE, marginalizowane są natomiast pasywizacja budownictwa i elektryfikacja ciepłownictwa, a to te segmenty powinny mieć najwyższy priorytet, gdyż zapewniają największy udział (i największą efektywność w kontekście paradygmatu egzergetycznego) kosztu termoeologicznego, a także elektroekologicznego (to już paradygmat wirtualizacyjny), na trajektorii TETIP do elektroprosumeryzmu: chodzi o wygaszanie emisji CO₂ oraz smogu (emisji punktowej i powierzchniowej PM_{2,5} i PM₁₀).

Tab. 1. Strukturyzacja (2021 r.) przestrzeni (środowiska) koncepcji DURE

segment przestrzeni		wyróżnik		datowanie horyzontów	
1		2		3	
ŚWIAT	realizacja polityki klimatyczno-energetycznej w trybie celów politycznych trójkąt referencyjny polityki energetycznej	polityka klimatyczna – od Rio de Janeiro (1992), poprzez Kioto (1997) do Paryża (2015)	świat	2050	
		UE	2050		
		USA	2050		
		Chiny	2060		
POLSKA	(koncepcje na platformie PPTE2050)	pierwsza ustrojowa reforma elektroenergetyki (1990–1995)	użyteczność retrospekcji w podejmowaniu wyzwań przyszłości (10)		
		ustrojowa reforma rynku energii elektrycznej	koncepcja rozwijana od połowy minionej dekady w odpowiedzi na megatrendy (kiedy była jeszcze szansa na jej realizację w trybie wyprzedzającym ciężki polityczno-kompetencyjny kryzys w polskiej energetyce)		2021–2025/2027
		transformacja TETIP do elektroprosumeryzmu	koncepcja referencyjna (wg stanu rozwoju na początku 2021 r.) bazująca na fundamentalnych podstawach w postaci paradygmatów: elektroprosumenckiego, egzergetycznego i wirtualizacyjnego		2050
		druga ustrojowa reforma elektroenergetyki	koncepcja potrzebna już; horyzont realizacji reformy – 2025 (2027); skutki działania reformy – do osiągnięcia elektroprosumeryzmu (3)		2050 (?)

13.6. Niezwykle ważne znaczenie w wypadku reformy DURE ma jej osadzenie w rozległej przestrzeni ustrukturyzowanej w Tab. 1. Ta bardzo eklektyczna przestrzeń jest obecnie warunkiem metodologicznym, chociaż zarazem wywołuje ryzyko wynikające z jej zderzenia z narastającym (praktycznie już nawet dominującym) nurtem popenergetyki, która zawładnęła przekazami (dotyczącymi transformacji energetycznej) w mediach, na portalach społecznościowych i staje się częścią popkultury. W popenergetyce pojawiają się te same zagrożenia, co w całym współczesnym świecie. Jednostki, które nie radzą sobie w trudnej rzeczywistości, takiej jaka ona jest, często radzą sobie znacznie lepiej (ale zawsze tylko przejściowo) w niczym nieograniczonym świecie alternatywnym (kreowanym „tu i teraz”, z rozmachem, bez bolesnych konsekwencji). Niebezpieczeństwo przejściowe, aczkolwiek dotkliwe dla realnych problemów polskiej energetyki, wprowadzane przez popenergetykę polega głównie na tym, że brak wiedzy i niekompetencję zrównuje ona na masową skalę z błędami poznawczymi (metodologicznymi) energetyki WEK-PK.

Oddolne poligony transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu

14.

Na drugiej ścieżce oddolnej istotna jest praktyka realizowana przez elektroprosumentów, pretendentów innowatorów z sektora MMSP oraz samorządy. We wszystkich trzech segmentach w reakcji na centralistyczne działania rządowe następuje intensyfikacja działań oddolnych. W tym kontekście podkreśla się, że – zwłaszcza po stronie samorządów – powstają już wielkie poligony transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu (p. 9.8). Istotne jest to, że są one rozlokowane na dwóch biegunach. Pierwszym jest Warszawa, która stara się nawiązywać do innych stolic europejskich (a także do aglomeracji miejskich na świecie) i która wymaga zasilania z farm wiatrowych *offshore*,

ewentualnie z jednolitego rynku europejskiego, i jest gotowa do dyfuzji nowych technologii, które będą wchodzić w dojrzałą fazę zastosowań w kolejnych trzech dekadach. Drugim jest subregion wałbrzyski, który realizując Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji, rozpoczyna od społecznej koncepcji planu. W koncepcji jest miejsce dla ponad 400 sołectw, które mogą być zautonomizowane względem KSE na poziomie sieci nN już w horyzoncie 2035 r., poprzez inne jednostki JST, aż po Wałbrzych, który może być zautonomizowany na poziomie sieci 110 kV, nawet już w horyzoncie 2040 r.

Bibliografia:

- Bodzek K. (2020a), *Modelowanie trajektorii transformacyjnych energetyki do elektroprosumeryzmu w wybranych oślonach kontrolnych*, platforma PPTE2050, www.ppte2050.pl; „Energetyka” 11; „Biuletyn Rynki Elektroprosumeryzmu” 1: 584–597.
- Bodzek K. (2020b), *Od analizy profili na oślonach kontrolnych systemu (WSE) do wskazówek projektowania struktury miksu energetycznego – studium przypadku*, platforma PPTE2050, www.ppte2050.pl; portal CIRE, www.cire.pl; „Energetyka” 7, „Biuletyn PPTE2050” 2: 334–338.
- Bodzek K. (2021), *Usługi na rynkach elektroprosumeryzmu w JST – od zwiększania kompetencji do zarządzania rynkami*, platforma PPTE2050, www.ppte2050.pl; „Biuletyn Rynki Elektroprosumeryzmu” 1(2); „Energetyka” 4.
- Jurkiewicz A. (2021), *Elektroprosumeryzm w praktyce. Trzy produkty/usługi na rynki elektroprosumeryzmu*, platforma PPTE2050, www.ppte2050.pl; „Biuletyn Rynki Elektroprosumeryzmu” 1(2); „Energetyka” 4.
- Popczyk J. (2011), *Energetyka rozproszona – od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*, Polski Klub Ekologiczny, Okręg Mazowiecki, Warszawa: 194.
- Popczyk J. (2018/2019), *Transformacja energetyki – paradygmatyczny triplet i mapa oraz trajektoria*, platforma PPTE2050 (2018), www.ppte2050.pl; cz. 1 i 2 (2018), „Śląskie Wiadomości Elektryczne” 5: 4–16; cz. 3 (2019), „Śląskie Wiadomości Elektryczne” 1: 9–46; portal CIRE (2019), www.cire.pl.
- Popczyk J. (2020a), *Cztery rynki elektroprosumeryzmu. Odpowiedź na strukturalny kryzys 2020 (ścianę rodzącą energetyczny przełom), wyzwanie i szansa 2050*, platforma PPTE2050, www.ppte2050.pl; „Energetyka” 11; „Biuletyn Rynki Elektroprosumeryzmu” 1: 584–597.
- Popczyk J. (2020b), *Od działań kryzysowych 2020 do elektroprosumeryzmu 2050 – transformacja energetyki w trybie przelomowym: cz. I. Rozległe uwarunkowania i punkt oddolnego praktycznego startu, cz. II. Słownik encyklopedyczny teorii i zarys koncepcji rynku wschodzącego 1 na poziomie praktyki*, platforma PPTE2050, www.ppte2050.pl; portal CIRE, www.cire.pl; „Energetyka” 5; „Biuletyn PPTE2050” 1, cz. II: 216–234.
- Popczyk J. (2020c), *Trzy fale elektroprosumeryzmu*, platforma PPTE2050, www.ppte2050.pl; portal CIRE, www.cire.pl; „Energetyka” 7, „Biuletyn PPTE2050” 2: 316–333.
- Popczyk J. (2021a), *800 numerów (74 lata) „Energetyki” jubileusze są po to, aby uszanować historię, otworzyć się na przemijanie i zwrócić ku przyszłości. Nie tylko odczytać ją i nazwać, ale zacząć budować*, „Energetyka” 2.

- Popczyk J. (2021b), *Druga Ustrojowa Reforma Elektroenergetyki. Główny filar transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu*, platforma PPTE2050, www.ppTE2050.pl; „Energetyka” 4; „Biuletyn Rynki Elektroprosumeryzmu” 1(2).
- Popczyk J. (2021c), *Elektroprosument przemysłowy. Polski partyzant czy globalny standard?*, platforma PPTE2050, www.ppTE2050.pl; „Energetyka Ciepła i Zawodowa” 1.
- Popczyk J. (2021d), *Energetyka WEK-PK: to, co było dobre dla świata przez 300 lat, i to, co się nie spełniło w ostatnich dwóch dekadach oraz odpowiedź (nowy pomysł na resztę XXI wieku, do zrealizowania w horyzoncie 2050): polska transformacja TETIP (w trybie innowacji przełomowej) do elektroprosumeryzmu*, platforma PPTE2050, www.ppTE2050.pl; „Energetyka” 1; „Biuletyn PPTE2050” 1(3): 43–56.
- Popczyk J., Bodzek K. (2021), *Transformacja energetyczna Subregionu Wałbrzyskiego. Trajektoria redukcji CO₂ w modelu transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu*, platforma PPTE2050, www.ppTE2050.pl; „Biuletyn Rynki Elektroprosumeryzmu” 1(2); „Energetyka” 4.
- Popczyk J., Bodzek K., Gawlik R. (2021), *Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji Subregionu Wałbrzyskiego. Transformacja energetyczna do elektroprosumeryzmu*, platforma PPTE2050, www.ppTE2050.pl; „Biuletyn PPTE2050” 1(3); „Energetyka” 1.
- Popczyk J., Siwy E., Żmuda K., Korab R., Kocot H. (2009), *Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice: 246.
- Stanek W. (2016), *Analiza egzergetyczna w teorii i praktyce. Monografia*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice: 268.
- Szargut J. (2011), *Termodynamika techniczna*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice: 684.

Przypis do bibliografii

Zaprezentowane piśmiennictwo koncentruje się na dorobku platformy PPTE2050 (w tym na dorobku całego Konwersatorium Inteligentna Energetyka, którego platforma jest sukcesorem). Stąd wykaz piśmiennictwa jest niestety zdominowany przez autora artykułu, który uważa jednak, że ta niewłaściwość w świecie nauki jest mniejszym złem, zwłaszcza jeśli autor jest wolny od chęci pomnażania swojego dorobku za pomocą liczby artykułów. Ważniejsze jest przedstawianie za pomocą tak ujętego piśmiennictwa coraz pełniejszej i spójniejszej koncepcji transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Ważne jest pokazanie – poprzez pozycje (Popczyk 2020c; Bodzek 2020a; Bodzek 2021) – wielkiego potencjału możliwości w obszarze elektroprosumeryzmu naukowca średniego pokolenia, który nie ma tradycji badawczej w obszarze energetyki, w tym elektroenergetyki WEK-PK, ale ma doświadczenie w obszarze energoelektroniki, która staje się filarem przełomu cechującego transformację TETIP do elektroprosumeryzmu w obszarze działania paradygmatu wirtualizacyjnego. Podobnie ważne jest, jak przedsiębiorca (na granicy małego i średniego przedsiębiorstwa), inżynier górnik z wykształcenia, po trzydziestu latach doświadczeń w ciepłownictwie (od budynkowego po przemysłowe), wchodzi na rynki elektroprosumeryzmu (Jurkiewicz 2021). Ważne jest, jak samorządy wchodzi w elektroprosumeryzm (Popczyk et al. 2021; Popczyk, Bodzek 2021; Bodzek 2021). Pozycje (Popczyk et al. 2009; Szargut 2011) to z kolei źródła, które autor wykorzystuje w trybie podręczników, ale dla osób początkujących, niezajmujących się zawodowo elektroprosumeryzmem, mogą one służyć jako literatura uzupełniająca.

Gliwice, 17 maja 2021 r.

ELECTROPROSUMERISM

(encyclopedic dictionary, May 2021)

Part I. Electroprosumerism as a practice here and now and as a hypothesis in the 2050 horizon

Abstract: The paper is the initiation (in the form of the first part) of the consolidation of the encyclopedic dictionary, which is simultaneously demanded by the theory, concept and practice of electroprosumerism in the first half of 2021. The core of the theory of electroprosumerism is the paradigmatic triplet of electric monism (electroprosumeric, exergy and virtualization paradigms), which urgently demands a large unification. The concept is an integral description (in a new language) of the transformation of fossil fuel energy (including nuclear) in the breakthrough mode (TETIP) to electroprosumerism (climate neutrality) in the 2050 horizon. The practice is four emerging electroprosumerism markets (two electricity – endogenous and exogenous – and two networkless – devices and services) replacing the dynamically descending end markets of fossil fuel energy (electricity, heat, transport fuels) on a transformational trajectory. The need to integrate theory, concepts and practice in a dynamic mode makes the encyclopedic electroprosumerism dictionary a task – like the TETIP transformation – to be implemented in a breakthrough mode. Therefore, the risk is high, but there is also a great need to take it on due to the rapid eruption of the space of cognitive errors of the energy transformation. The author of the paper undertakes the task on the Common Energy Transformation Platform 2050 (PPTE2050) – which includes the Intelligent Energy Seminar – as an author's assignment, and at the same time is signaling the efforts to change the dictionary (in the subsequent stages of its consolidation) from individualistic (his own) to more cooperative – in the whole PPTE2050 environment.

Keywords: energy, power engineering, transformation, RES, electroprosumerism

Prof. Jan Popczyk

PPTE2050
(Powszechna Platforma Transformacyjna
Energetyki 2050)
jan.popczyk@ep2050.pl



Skąd przybywa i dokąd zmierza energetyka rozproszona

Abstrakt: Energetyka rozproszona i energetyka odnawialna ulegają w ostatnich kilku latach wielkim przemianom – zarówno technologicznym, jak i legislacyjnym. Z jednej strony pojawiają się więc oczekiwania, by prawo nadążało za zmianami technicznymi, a z drugiej – by zachować jego stabilność. Pogodzenie tych oczekiwań możliwe jest jedynie w zakresie utrzymania trendu rozwoju prawa, podczas gdy ze względu na zmiany otoczenia – konieczne staje się równocześnie jego dynamiczne dostosowywanie do świata technologii i biznesu. W artykule sklasyfikowane zostały trendy zmian, wraz ze wskazaniem, jakich nowych regulacji prawnych, przynajmniej co do kierunków, można oczekiwać w kolejnych fazach rozwojowych.

Słowa kluczowe: energetyka rozproszona, energia odnawialna, społeczność energetyczne, mikrosieci, bilansowanie, klastry energii

Analizując aktualny stan i przewidywany kierunek zmian energetyki rozproszonej, bierzemy pod uwagę przede wszystkim megatrendy, które zachodzą w energetyce na całym świecie. W następnym kroku zwracamy uwagę na uwarunkowania biznesowe, a w jeszcze kolejnym – na istniejącą legislację i planowane na poziomie UE i Polski kierunki wsparcia.

Otóż megatrendy wskazują jednoznacznie, że energetyka rozproszona będzie się rozwijać, a jej rozwój będzie zmierzał w kierunku OZE. Planowanie jakichkolwiek działań rozwojowych na bazie paliw kopalnych mija się z celem i jest skazane na porażkę w dość krótkim horyzoncie czasowym. Użycie paliw kopalnych powinno być możliwe jedynie w przypadkach mocno uzasadnionych – co opisane zostanie w dalszej części artykułu. Tymczasem, koncentrując się na trendzie rozwoju ER w kierunku OZE, zajmijmy się przez moment uwarunkowaniami biznesowymi ER.

Rozwój ER jest w pewnym sensie powrotem do źródeł – już w początku rozwoju energetyki zakłady przemysłowe starały się zapewnić sobie dostawy ciepła i napędu, a później elektryczności. To rozwiązanie zostało wyparte przez system elektroenergetyczny, scentralizowane wytwarzanie i dystrybucję energii elektrycznej. Dlaczego tak się stało? Przede wszystkim

ze względów ekonomicznych, a ponadto specjalizacja przedsiębiorstw spowodowała racjonalny podział pracy. Warto się zastanowić, dlaczego powracamy do tego – wydawałoby się, że już zamkniętego – etapu.

Można wyróżnić kolejno następujące po sobie przyczyny:

- energia produkowana i dystrybuowana przez specjalistów znowu staje się **droższa** – ze względu na ich monopol, który w naturalny sposób prowadzi do podwyżki cen, ale także przez coraz większą komplikację usług energetycznych, rozwój zarządzania systemem, budowę specjalizowanych urządzeń wspomagających, rozwój sieci i jej utrzymanie;
- energia dostarczana z systemu przestaje być **bezpieczna** – przy ogromnym uzależnieniu odbiorców od dostaw energii w niektórych przypadkach nawet sporadycznie zdarzające się przerwy w zasilaniu, wahania napięcia czy wszelkiego rodzaju zakłócenia stają się zagrożeniem dla biznesu odbiorcy;
- energia z sieci nie jest **czysta** – megatrend związany z eliminacją paliw kopalnych wymusza praktycznie we wszystkich rozwiniętych gospodarkach wykorzystywanie energii z jak najmniejszą szkodą środowiskową. To nie tylko kwestia odpowiedzialności – to także wymóg marketingowy, a więc czysto biznesowa motywacja do zmiany źródła energii. Skoro system nie jest w stanie zagwarantować odpowiednio czystej energii, odbiorcy starają się o to sami;
- własne źródło energii staje się **dostępne** – budowa źródła PV dla prosumenta jest wyzwaniem finansowym, a nie technicznym. Również dla zakładu przemysłowego budowa systemu własnych źródeł lub zakup energii od sąsiedniej farmy wiatrowej są coraz łatwiejsze.

Przyjrzyjmy się teraz, jak działania polegające na budowie własnych źródeł wpływają w praktyce na całość systemu.

Faza zero

W początkowej fazie rozwoju (nazwijmy ją fazą zero) jest to proces niezauważalny. W systemie pojawiają się pojedyncze źródła (zazwyczaj niestabilne), które starają się produkować jak najwięcej energii. Niezależnie od przyczyn ich powstania, powoli, ale stale, rośnie zadowolenie ich właścicieli – pojawiają się przychody, satysfakcja z nowatorstwa itd. W efekcie regulator nie tylko może zaakceptować proces, ale nawet coraz silniej jest zmuszany do włączenia go w system.

Ta faza trwa w Polsce do lat 2011–2013. Już od 2009 mamy dyrektywę UE zwaną RED (Renewal Energy Directive). Jej implementacja idzie dość słabo, dopiero od 2015 r. wdrażamy ją do prawa polskiego. W międzyczasie oczywiście tworzone są działania pozorne, wynikające z pierwotnego systemu wsparcia – zielonych certyfikatów. Przykładem takich ruchów – nieskutecznych nawet w średnim terminie, ale chętnie rozwijanych, bo najprostszych – jest kilka terawatogodzin rocznie energii ze współspalania biomasy (często importowanej) z węglem. Energia z OZE, ze względu na system wsparcia, jest postrzegana przez społeczeństwo i regulatora jako kosztowna, ale obowiązkowa.

Faza pierwsza

W wyniku wdrożenia RED pojawia się w Polsce pierwsza faza rozwoju energetyki rozproszonej: budowa źródeł. Wdrażany jest system aukcyjny, który po kilku korektach zaczyna skutecznie działać, oraz system prosumencki – jeden z bardziej korzystnych na rynku. Lawinowo (tzn. początkowo powoli, potem coraz szybciej) powstają w systemie nowe źródła, ale – co oczywiste – mają charakter niestabilny, gdyż są najtańsze i dają czystą oraz – jak się okazuje – niedrogą energię.

W efekcie luka powstała po współspalaniu biomasy zostaje zapełniona, ale pojawiają się nowe problemy – przede wszystkim opór systemu elektroenergetycznego, mimo zrozumienia dla konieczności zmiany miksu energetycznego (choć postrzeganej jako konieczność regulacyjna, a nie środowiskowa czy też bazująca na wymogu odpowiedzialności). Piętrzą się trudności w zarządzaniu systemem. Wezwanie ze strony PSE, które potrzebowały w systemie minimum 2 GW fotowoltaiki (rok 2016, wezwanie dotyczy roku 2020), zostaje zrealizowane z nawiązką. W roku 2020 Polska przekroczyła 4 GW mocy zainstalowanej w PV, podczas gdy w PEP 2030 (opracowanym w 2009 r.) w ogóle nie planowano rozwoju tej gałęzi energetyki.

Wszystkie te źródła (wraz z tymi, które powstały w wyniku aukcji) swobodnie produkują energię dla systemu, a ich właściciele spodziewają się, iż zostanie ona odebrana i zużyta. Mają przy tym poczucie spełniania obowiązku społecznego – produkcji czystej energii. Tymczasem, ku zdziwieniu prosumentów i niektórych właścicieli farm, system nie zawsze jest w stanie przyjąć energię, a co gorsza – coraz trudniej uzyskać warunki przyłączenia.

System elektroenergetyczny (oczywiście modernizowany w międzyczasie) jest w stanie zaakceptować coraz większą liczbę nowych źródeł rozproszonych, jednak ten proces jest nie tylko kosztowny, ale również powolny, choćby dlatego, że obejmuje pozwolenia na budowę, wywłaszczanie gruntów, długotrwałe procesy budowlane. Nie można więc spodziewać się, że budowa sieci przesyłowych i dystrybucyjnych nadąży za rozwojem energetyki rozproszonej. W dodatku model wsparcia OZE zakłada, że źródło może pracować bez przeszkód ze strony systemu – i taki stan rzeczy zakładają inwestorzy.

Faza druga

Wydaje się, że Polska wychodzi właśnie z pierwszej fazy (z pewnym opóźnieniem – jak sądzę – w stosunku do większości państw UE), powoli rozpoczynając etap kolejny – **autokonsumpcję i bilansowanie energii**.

Aby zrozumieć mechanizmy tego etapu, wróćmy do czynników rozwijających OZE w energetyce rozproszonej. Jednym z nich jest czynnik ekonomiczny. W sposób oczywisty konsumpcja energii wyprodukowanej we własnym źródle jest ekonomicznie bardziej racjonalna niż jej sprzedaż (czy też przechowanie w magazynie wirtualnym, co skutkuje pewnym uszczerbkiem). W dodatku taka konsumpcja korzystnie wpływa na system – tak w skali makro, jak i mikro. Skoro producent energii konsumuje ją sam, w systemie pojawia się więcej miejsca dla innych producentów, którzy tego nie umieją, a więc poprawia się mikś energetyczny kraju.

Etap drugi będzie (już zaczyna) eksponować charakterystyczne cechy energetyki rozproszonej:

- lokalność,
- dostosowanie źródeł (ich parametrów – mocy, charakterystyki) do popytu lokalnego na energię,
- dostosowanie konsumpcji do produkcji źródeł niestabilnych,
- magazynowanie energii,
- integrację sektorów (*sector coupling*) – wykorzystywanie skrośne energii.

Warto zauważyć, że już wcześniej w legislacji pojawiały się zwiastuny bliskiego nadejścia drugiego etapu: idea energetyki społecznej (klastry energii i spółdzielnie energetyczne), dążenie do tworzenia bardziej stabilnych źródeł (źródła hybrydowe OZE). Nie wszystkie te regulacje działają w praktyce, jednak są sygnałem, że ustawodawca planuje w przyszłości rozwijać działania w takich kierunkach.

W praktyce inicjatywy takie jak klastry energii były dopuszczalne (a nawet realizowane) już wcześniej, ale umieszczenie ich w ustawie o OZE spowodowało bardziej masowy ruch w tym kierunku. Środowiska biznesowe, obywatelskie i samorządowe, ze znacznym wsparciem instytucji naukowo-badawczych, zaczęły analizować potrzeby, możliwości i środki, którymi dysponują, związane z rozwojem OZE. Zastanawiano się jednocześnie nad kierunkami działania. Punktem wyjścia były zazwyczaj lokalne potrzeby, w głównej mierze troska o czystość powietrza, kwestie ubóstwa

energetycznego, brak możliwości rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej. W wyniku tych analiz rozpoczęto działania, które przyniosły bardzo wiele doświadczeń dla ich uczestników, ale także dla obserwatorów oraz innych graczy rynku energii. Powoli, ale konsekwentnie OSD uznają klastry za wartościowych partnerów (trzeba dodać, że PSE od początku wspiera ideę lokalnych obszarów bilansowania energii).

Również tzw. Pakiet Zimowy, będący podstawą Zielonego Ładu, wskazuje na definitywne przejście do drugiej fazy rozwoju energetyki rozproszonej. Wyraźnie zaznaczone są w nim działania społeczne, akceptacja i otwartość na wspólne inicjatywy podmiotów, a jednocześnie wiele uwagi poświęcone jest rynkowemu rozwojowi energetyki w dalszym etapie.

Kolejnym istotnym aspektem drugiej fazy rozwoju energetyki rozproszonej jest energia dla przemysłu. Przemysł i biznes – zarówno duże energochłonne przedsiębiorstwa, jak i małe i średnie firmy – to największy konsument energii w każdej postaci (elektryczność, ciepło, transport). Wyzwanie polega nie tylko na zagwarantowaniu dostępu do energii tańszej i czystszej, ale też na zrealizowaniu tego zadania w sposób zrównoważony, bez uszczerbku dla innych uczestników rynku i nadmiernego zakłócania pracy otoczenia. Koncepcja wspólnego działania przedsiębiorstw na rzecz zrównoważonej gospodarki energetycznej ma już wiele realizacji, jednak nie osiągnęła jeszcze swojego limitu. Chodzi nie tylko o możliwość budowy własnych źródeł OZE i lokalnego gospodarowania energią, ale także o wykorzystanie rezerw prostych – np. dopasowanie swoich profili i utworzenie wspólnego profilu konsumpcji dla redukcji poboru szczytowego. Wielki potencjał dla mniejszych przedsiębiorstw stanowi rozwinięcie koncepcji przekształcenia klastrów energii w klastry przemysłowe – lokalna i racjonalna inicjatywa, dająca szansę na mądrzejsze wykorzystanie energii (w tym własnych i okolicznych źródeł OZE). Dla realizacji tego celu konieczne jest wdrożenie tzw. linii bezpośredniej oraz ułatwienie w zawieraniu kontraktów PPA, czyli w bezpośrednim zakupie energii. Te działania już mają miejsce. Coraz częściej pojawiają

się również postulaty współpracy klastrów energii z pobliskimi dużymi odbiorcami, opierające się na zasadzie, że odbiorca przemysłowy jest w stanie zrównoważyć swoim popytem produkcję energii w źródłach niestabilnych, wnosząc wkład w bilansowanie i zrównoważenie energetyczne całego rejonu.

Jak widać, druga faza to: działania wspólne, autokonsumpcja, lokalne bilansowanie, a co za tym idzie także budowa mikrosieci i linii bezpośrednich, kontrakty CPPA, dostosowanie popytu do podaży energii, a także budowa źródeł jak najlepiej dostosowanych do profilu konsumpcji. W sensie inwestycyjnym – to systemy magazynowania, opomiarowanie, oprogramowanie zarządzające energią. Należy pamiętać też o systemach teleinformatycznych, w tym o systemach łączności umożliwiających komunikację uczestników rynku i urządzeń sterujących. To także oczekiwanie bardziej rynkowych zachowań ze strony producentów energii, w tym także prosumentów.

W kwestii źródeł energii wiele się nie zmieni – można spodziewać się jedynie włączenia w system innych rozwiązań akceptowalnych społecznie i środowiskowo, w tym rozwoju biogazu z odpadów, energetycznego wykorzystania RDF, produkcji biometanu do sieci gazowej, a także innych, często innowacyjnych działań prośrodowiskowych, nie tylko tych opartych na OZE, ale również np. likwidacji hałd węglo- wych i składowisk odpadów różnego rodzaju.

Faza trzecia

Trzecia, kolejna faza rozwoju energetyki rozproszonej, zasygnalizowana już w niektórych elementach Pakietu Zimowego – to rozszerzenie zakresu działania, czy raczej regionalizacja: współpraca w ramach regionu, bilansowanie regionalne, wzajemna kompensacja działań. Etap ten obejmuje również usługi systemowe świadczone wobec OSD i przez OSD opłacane. Tworzy się sieć powiązań regionalnych służących koordynacji działań energetycznych i bilansujących. Na tym etapie można mieć nadzieję na regionalne wdrażanie taryf dynamicznych i inne rynkowe sygnały kształtujące

podaż i popyt na energię. To, co w drugiej fazie było lokalne, w trzeciej staje się regionalne. Zmiany można się spodziewać także w magazynowaniu energii – obecny silny trend do rozwoju gospodarki wodorowej będzie dawał dodatkowe możliwości regulacyjne, co z kolei – przy dynamicznych cenach energii – otwiera kolejną drogę do optymalizacji systemu.

Wejście w tę fazę warunkowane jest przejściem fazy drugiej – wdrożeniem zasad rynkowych dla uczestników rynku energii, wdrożeniem mikrosieci, w tym także systemów teleinformatycznych, upowszechnieniem zasad racjonalnego wspólnego gospodarowania energią.

System staje się siecią działającą na regułach wdrożonych przez sterowane automatycznie aplikacje. To one wybierają optymalną taryfę, optymalny sposób organizacji produkcji. Wdrożenie magazynowania energii na znacznie szerszą skalę powoduje, że z punktu widzenia użytkownika końcowego system staje się transparentny – włączenie magazynu następuje w punkcie optymalnym ekonomicznie, tak z punktu widzenia poboru, jak i oddawania energii. Pewne zapisy legislacyjne konieczne w tym zakresie pojawiają się już w Dyrektywie Rynkowej, gdzie wprowadza się np. obowiązki OSD w kwestii bilansowania energii.

Wnioski

Czego więc należy oczekiwać w zakresie zmian prawa? Na podstawie opisu cech charakterystycznych poszczególnych faz w najbliższym czasie można spodziewać się przede wszystkim deregulacji rynku produkcji energii z OZE w formule energetyki rozproszonej. Przy czym nacisk będzie (lub powinien być) kładziony na zachęty do wzrostu autokonsumpcji i bilansowania lokalnych systemów energetycznych. Ze względów technicznych mogą to być regulacje uproszczone (rozliczenia godzinowe czy piętnastominutowe zamiast online czy near-online, a nawet rozliczanie profilem konsumpcji), które z czasem będą tworzyć systemy czasu rzeczywistego.

Jednocześnie, ze względu na ochronę sieci, pojawiają się być może tendencje do ograniczania pracy niektórych źródeł OZE, co z kolei może zwiększyć trend do magazynowania energii. Pewny (już zauważalny) jest nacisk na działania wspólne – tworzenie wspólnot, społeczności OZE, rozwój agregacji usług (w tym DSR). Takie działania umożliwią z kolei aktywny udział w systemie elektroenergetycznym również tym, którzy dotąd byli z niego wykluczeni, choćby odbiorcom energii w budynkach wielomieszkańczych.

W miarę rozwoju usług technicznych (ICT) oraz wzrostu popularności i spadku ceny technik magazynowania energii rola źródła OZE polegająca na generowaniu bez przeszkód energii do sieci zostanie zastąpiona rolą produkcji i magazynowania w koordynacji z popytem.

Świat OZE stanie się jeszcze bardziej skomplikowany.

Distributed energy: where does it come from and where does go to

Abstract: Distributed energy and renewable energy have undergone great changes in the last few years. Technological and legislative. On the one hand, there are expectations that the law should keep up with technical changes, and on the other – to maintain the stability of the law. It is possible to reconcile these expectations only in terms of maintaining the trend of law development, while it becomes necessary to dynamically adapt it to the world of changes. The trends of changes are classified below, along with what legal changes, at least in terms of trends, can be expected in the next development phases.

Keywords: distributed energy, renewable energy, energy communities, microgrids, balancing, energy clusters

Andrzej Kaźmierski

Ministerstwo Rozwoju Pracy i Technologii
Zastępca dyrektora Departamentu
Gospodarki Niskoemisyjnej
Były dyrektor Departamentu OZE
i Energetyki Rozproszonej
w Ministerstwie Energii



Drabina integracji w stabilizacji systemu energetyki rozproszonej

Abstrakt: Istniejące już technologie mogą zostać użyte do stworzenia nowych rozwiązań umożliwiających rozwiązywanie problemów wynikających z szybko postępującej transformacji systemu energetycznego. Istotną szansę stwarza odejście od tradycyjnego, silosowego podziału branż w sektorze energetyki na rzecz rozwiązań zakładających rzeczywistość lub nawet wirtualną ich substytucję oraz wykorzystanie alternatywnej wyceny kosztów poprzez odniesienie do „ceny niezapłaconej” w trakcie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Nowe aranżacje techniczne wymagają nowego otoczenia organizacyjnego. Wprowadzenie pojęcia „drabiny integracji” zasobów energetycznych, jako systematyki dla aranżacji energetyki rozproszonej, pozwala oceniać ich wartość wnoszoną do KSE. Drabina integracji odnosi się do wzrostu możliwości bilansowania podaży i popytu w kolejnych formach organizacyjnych (aranżacjach) według narastającego stopnia powiązania rozproszonych obiektów energetycznych. Im bardziej w górę na drabinie integracji, tym szerzej otwierają się możliwości doboru różnorodnych instrumentów kompensacji. Powstające w ten sposób nowe modele biznesowe muszą jednak znaleźć odpowiednie wsparcie w rozwiązaniach technicznych wspomagających zarządzanie obiektami. Najbardziej zaawansowaną pod tym względem aranżacją jest mikrosieć dysponująca autonomią energetyczną lub mogąca świadczyć usługi systemowe na rzecz KSE. W tekście wskazano na korelację technicznej koncepcji mikrosieci z koncepcją klastrów energii, które – operując w środowisku mikrosieci – wprowadzają do niej dodatkowy aspekt: organizacyjny. Mikroskala rozwiązywania w klastrach energii problemów upraszcza przełamywanie podziałów wewnątrz sektora energii przez zamienność energii elektrycznej, ciepła/chłodu, gazu i paliw płynnych osiąganą w nowych aranżacjach technicznych wykorzystywanych już masowo urządzeń dzięki użyciu systemu łączności i automatyzacji.

Słowa kluczowe: klastry energii, bilansowanie energetyczne, mikrosieci, energetyka rozproszona, substytucja nośników energii

Wyzwania dla systemu energetycznego związane z energetyką rozproszoną

Energia, którą trzeba dostarczyć odbiorcom, zmienia się zależnie od pogody, pory doby, pory roku, koniunktury gospodarczej czy nawet programu telewizyjnego. Konieczność równoważenia podaży i popytu w skali Krajowego Systemu Energetycznego (KSE) nie jest dla energetyków niczym nowym. Transformacja systemu energetycznego wymaga jednak nowych narzędzi. Wynika to z bardzo szybko rosnącej liczby zmiennych

w równaniu bilansowania. Jeśli to równanie nie będzie rozwiązywane na bieżąco (w czasie rzeczywistym) i w wielu miejscach równocześnie, funkcjonowanie całego systemu może być zagrożone.

Na obecnym etapie rozwoju energetyki rozproszonej dominują cztery źródła energii odnawialnej:

- elektrownie wiatrowe,
- elektrownie fotowoltaiczne,
- biogazownie,
- elektrownie wodne.

Elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne są uzależnione od aury, i nawet jeśli istnieje techniczna możliwość ograniczenia wyprowadzanej przez nie energii elektrycznej w przypadku jej nadmiaru w stosunku do ujawnionego popytu, to jednak możliwości magazynowania niezagospodarowanej energii są ciągle zbyt skromne. Biogazownie i elektrownie wodne umożliwiają (w pewnym zakresie) dostosowanie wyprowadzanej energii do zapotrzebowania. Sumaryczna moc istniejących w Polsce sterowalnych instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE) jest zbyt mała, by zapewnić zbilansowanie instalacji niesterowalnych. Ich istnienie jest jednak ważne dla ograniczania emisji gazów cieplarnianych, które powstają przy używaniu konwencjonalnych źródeł wytwarzania w celu kompensacji występujących niedoborów energii z OZE. Tym bardziej istotne jest precyzyjne sterowanie zapewniające największy możliwy uzysk energii z tych źródeł.

Moc każdej z instalacji OZE jest niewielka w porównaniu do wyprowadzeń mocy z elektrowni konwencjonalnych. Nawet duże farmy źródeł OZE bardzo rzadko mają przyłącza o mocy przekraczającej kilkadziesiąt megawatów, podczas gdy elektrownie zawodowe to przyłącza zdolne przenieść nawet kilka

gigawatów. Największa w roku 2020 farma fotowoltaiczna w Polsce, budowana w energetycznym zagłębiu PAK, ma moc szczytową 70 MW, natomiast moc maksymalna największej w Polsce elektrowni konwencjonalnej (sumarycznie wszystkie bloki) w Bełchatowie wynosi 5102 MW.

Rosnący wpływ OZE na komplikacje zarządzania KSE wynika zatem w dużej mierze z ich liczby i rozproszenia geograficznego. Nawet przy niewielkich mocach konkretnych instalacji (w tym instalacji prosumenckich) w sumie uzyskujemy już moce silnie oddziałujące na całość KSE. Należy jednak zdawać sobie sprawę, że rozproszenie źródeł wytwórczych OZE, choć zapewnia krótszą drogę do odbiorcy i tym samym mniejsze straty, to zarazem wprowadza ogromną komplikację systemu zarządzania siecią elektroenergetyczną z racji liczby punktów, do których odnoszą się potrzeby bieżącego monitoringu i sterowania. Brak precyzji w sterowaniu rozproszonych OZE oznacza nieefektywność, gdy wyprodukowana moc nie zostanie zużyta, lecz stracona w postaci rozproszonego ciepła. Może również pojawić się zagrożenie w formie zakłócenia w zakresie wartości napięcia, częstotliwości oraz przesunięcia fazy.

Upowszechniający się z coraz większą dynamiką system energetyki rozproszonej wymaga więc podjęcia – na niespotykaną dotąd w sieci konwencjonalnej skalę i przy zasadach, których dotąd nie trzeba było przestrzegać – następujących operacji:

- odczytywanie synchronicznie i na bieżąco parametrów¹ w sieci w ogromnej liczbie punktów, zestawianie wyniku odczytów z topografią techniczną i fizyczną (geograficzną) sieci oraz przetwarzanie na bieżąco informacji w celu stworzenia możliwości przewidywania wpływu tych parametrów na dalszy rozwój sytuacji w sieciach miejscowych oraz w całym KSE;
- automatyzacja rozptywu energii na podstawie danych synchrofazorowych w systemach stukrotnie szybszych od SCADA;

- równoczesne analizowanie relacji podaży i popytu w wielu punktach wytwarzania, odbioru i magazynowania energii, a następnie podejmowanie szeregu decyzji o załączeniach i rozłączeniach, zarówno na poziomie wysokich, jak i średnich, a nawet niskich napięć; dotychczasowe godzinne bloki używane w handlu energią wydają się już niezbyt dopasowane do charakterystyki wytwarzania OZE z wiatru i fotowoltaiki;
- podejmowanie niezbędnych kroków związanych z kompensowaniem w poszczególnych obwodach braków wytwarzania, co łączy się z bieżącą analizą rozptywu energii na różnych poziomach hierarchii sieci i w znacznie większej liczbie punktów sieci, gdyż wybór źródeł wytwórczych uruchamianych jako źródła kompensujące ma tu istotne znaczenie;
- podejmowanie niezbędnych kroków w zakresie uruchamiania magazynów energii lub zmiany rozptywu energii i ograniczenia dostaw w przypadku nadmiernej produkcji w stosunku do zapotrzebowania.

W wymienionych uwarunkowaniach pojawia się kwestia stanowiąca wyzwanie techniczne, dotycząca działań realizowanych w trybie czasu rzeczywistego (na bieżąco), równoczesności działań oraz stworzenia bardzo szczegółowego modelu użytkowego KSE z uwzględnieniem informacji geograficznej i przetwarzania masowych zbiorów danych (*big data*).

Warto podkreślić, że stosowana do niedawna w wyniku obowiązku ustawowego zasada, że energia z OZE, jeśli jest wytwarzana, to musi zawsze zostać odebrana przez KSE, w istotnym stopniu ogranicza mechanizm samoczynnej regulacji sieci elektroenergetycznych przez odchylenie częstotliwości nominalnej: częstotliwość spada przy przeciążeniu sieci i odwrotnie – rośnie przy niedociążeniu sieci. Przy odchyleniach nieprzekraczających kilku procent częstotliwości nominalnej wykorzystywane jest to do automatycznego przyspieszania lub spowalniania turbin wytwórczych w celu kompensacji mocy. Fotowoltaika lub turbiny wiatrowe, zakładając, że w efekcie jakiejś

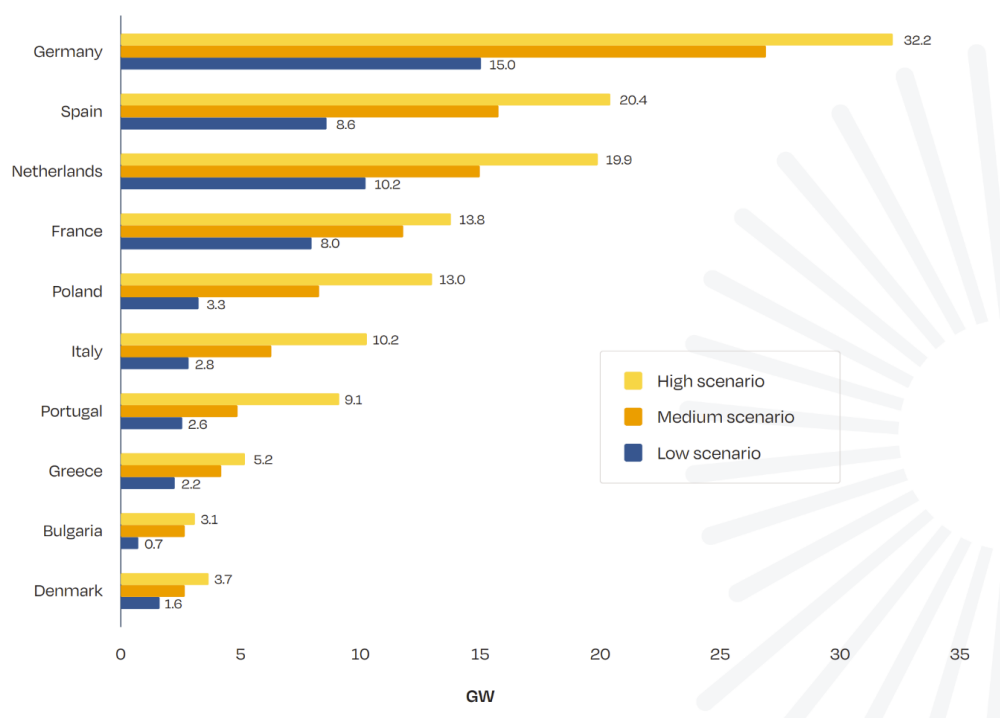
¹ Precyzyjnie zsynchronizowane w czasie dane o amplitudzie napięcia i prądu, częstotliwości, fazie i zmianach częstotliwości – synchrofazory.

nowej aranżacji biznesowej nie będą egzekwować bezwzględnego pierwszeństwa dostaw do sieci, mogą szybko reagować przez ograniczenie nadmiarowego w danym momencie wytwarzania. W niektórych państwach duże farmy OZE oferują już usługi regulacyjne poprzez możliwość ograniczenia „na życzenie” generacji i wprowadzania mocy do systemu. Stosowane dla fotowoltaiki i turbin wiatrowych inwertery dostosowują parametry wyprowadzanej energii elektrycznej do parametrów mierzonych na bieżąco w przyłączonej sieci. Gdyby uzyskiwały informację z innego referencyjnego źródła, mogłyby pełnić rolę korygującą, co miałoby istotne znaczenie, jeśli urządzeń o takich możliwościach pojawiłoby się bardzo dużo. System sterowania KSE nie potrafi jednak dziś tego potencjału regulacyjnego efektywnie wykorzystać, bo nie ma komunikacji w czasie rzeczywistym z wystarczającą liczbą punktów, którymi mógłby sterować.

Za kolejne wyzwanie komplikujące funkcjonowanie KSE należy uznać tempo przyrostu mocy OZE. W minionych latach Polska stała się czwartym co do wielkości rynkiem dla fotowoltaiki w Unii Europejskiej. W prognozach Solar Power Europe na kolejne trzy

lata (Rys. 1), wg scenariusza umiarkowanego wzrostu, w Polsce przybędzie kolejnych 8,3 GW mocy fotowoltaicznej, dając łącznie 11,9 GW (na koniec roku 2020 szacowano 3,6 GW). W okresie nadchodzących trzech lat średni roczny wzrost będzie wynosił 35% i jest to drugi wynik co do tempa przyrostu w Europie, zaraz po Portugalii. Tyle że Portugalia startuje ze znacznie niższego poziomu bazowego sumarycznej mocy.

Niestety, niezależnie od wzrostu wydajności ogniw fotowoltaicznych i spadku ich cen, energia z fotowoltaiki będzie produkowana jedynie przez kilkanaście procent czasu na przestrzeni roku, co w oczywisty sposób wynika z uwarunkowań dobowych i pogodowych w Polsce. Równocześnie dla inwestorów produkcja energii przez fotowoltaikę staje się najbardziej opłacalna w tych okresach, gdy fizycznie jest możliwa: koszt liczony metodą LCOE dla farm fotowoltaicznych spadł w 2020 r. do 4 centów amerykańskich za kilowatogodzinę (źródło: Solar Power Europe 2020) i należy oczekiwać, że liczba instalacji fotowoltaicznych będzie nadal szybko przyrastać, zarówno w instalacjach prosumenckich, jak i w aranżacjach zawodowych.



Rys. 1. Trzyletnia prognoza dodanej mocy w instalacjach PV dla 10 największych rynków UE w latach 2021–2024 (źródło: Solar Power Europe 2020)

Oznacza to, że po ewentualnej rozbudowie krajowych źródeł PV nawet do wielkości łącznej mocy odpowiadającej szczytowemu zapotrzebowaniu (obecnie około 26 GW) i tak przez sporo ponad 80% czasu w roku zasilanie energią elektryczną będą musiały zapewniać inne źródła lub trzeba będzie bardzo intensywnie sięgać do magazynów energii.

Omawiając problemy bilansowania systemu energetycznego, należy zwrócić uwagę na zjawisko nazwane w 2012 r. przez grupę analityków amerykańskiego operatora z Kalifornii, California Independent Operator, „konturem kaczki”. Chodzi tu o krzywą obrazującą dynamiczny wzrost zapotrzebowania na moc w wyniku gwałtownego spadku generacji PV wraz z zachodem słońca w okresie bezpośrednio przed wieczornym szczytem. Jest to tym trudniejszy moment, im więcej fotowoltaiki zasila sieć energetyczną, która musi w trybie pilnym zostać zastąpiona sterowanymi źródłami o krótkim czasie rozruchu. Zaledwie kilka godzin później wieczorne zapotrzebowanie zaczyna ponownie maleć, a tempo spadku jest dosyć duże.

Specyfika aury w Polsce w miesiącach letnich powoduje dodatkowo tymczasowe obniżanie i przywracanie generacji w efekcie przechodzenia ławic chmur. O ile zachody słońca cechuje przewidywalność, o tyle przechodzenie cienia przez rozproszone instalacje PV ma charakter w dużej mierze trudny do wcześniejszego zaplanowania i wymaga stabilizacji sieci w trybie reagowania na bieżąco.

Bilansowanie poprzez przełamywanie silosowych podziałów sektora energii – cross-substytucja energii elektrycznej, ciepła i innych nośników energii

Trudność w zapewnieniu bilansowania podaży i popytu w skali istotnej dla krajowego systemu energetycznego tworzy miejsce na poszukiwanie nowych rozwiązań. Na początek trzeba zauważyć, że rewolucja związana z wprowadzeniem OZE do puli źródeł

energii w najszerszym zakresie objęta elektroenergetyką, natomiast jak dotąd w stosunkowo niewielkim zakresie może zaspokajać potrzeby energetyczne związane z transportem i ogrzewaniem. Jest to dodatkowym impulsem dla trendu elektryfikacji rozumianej w tym przypadku jako wykorzystanie energii elektrycznej do ogrzewania oraz do zasilania transportu. W ten sposób te autonomicznie funkcjonujące branże mają szansę na znacznie szybszą obniżkę emisji gazów cieplarnianych.

Z myślą o zagospodarowaniu tymczasowej nadprodukcji energii elektrycznej z wielkoskalowych źródeł OZE w celu późniejszego wykorzystania jej do ponownej produkcji energii elektrycznej lub bezpośredniego zaspokojenia potrzeb transportowych lub grzewczych przewiduje się produkcję wodoru metodą elektrolizy. Gospodarka wodorowa łączy się dziś jednak jeszcze z obszernym zestawem problemów do rozwiązania: poczynając od samych procesów wytwarzania wodoru², po przesyłanie i składowanie wyjątkowo przenikliwej substancji jaką jest wodór. Choć ogniwa paliwowe, które można wykorzystać do produkcji energii elektrycznej, np. napędzającej pojazdy, w zasadzie są już dojrzałe technicznie, to jednak zasadniczym problemem jest ich cena podważająca sens ekonomiczny wprowadzania takich rozwiązań na rynek.

Kłopoty ze składowaniem i przesyłaniem wodoru mobilizują do poszukiwania mniej „ulotnych”, ale niestety bardziej złożonych rozwiązań, które można objąć terminem *power to gas* (P2G) (Lima, Szczerbowski 2019). Obok procesów elektrolizy alkaicznej proponowana jest w tych rozwiązaniach metanizacja wodoru. Metan może być zastosowany zarówno do napędzania turbin umożliwiających wytworzenie energii elektrycznej poprzez spalanie w okresach niezrównoważonego popytu, jak i do innych celów energetycznych, takich jak ogrzewanie lub napędzanie pojazdów. Wytworzony w procesie P2G metan jest oczywiście

² Stosowana dziś na skalę przemysłową metoda opiera się na wykorzystywaniu metanu i pary wodnej. W procesie powstaje duża ilość dwutlenku węgla. Inne metody, takie jak piroliza, elektroliza czy użycie membran przewodzących protony (PEM), są ciągle przedmiotem prac badawczo-rozwojowych i nie zostały jeszcze skomercjalizowane.

znacznie droższy od gazu ziemnego. To samo dotyczy jednak biometanu wytworzonego w wyniku oczyszczenia biogazu wytworzonego w biogazowniach. Jedną z metod zwiększania przystępności ekonomicznej alternatywnego metanu jest doskonalenie i optymalizowanie technologii wytwarzania. Kolejnym sposobem jest wykorzystanie zjawiska korzyści skali, czyli bazowanie na zaletach produkcji wielkoseryjnej. Zazwyczaj też w większych instalacjach uzyskuje się niższe koszty na jednostkę wytworzonego nośnika energii. Trzecia metoda odnosi się do... zmiany kryteriów oceny kosztu. P2G ma służyć stabilizacji KSE i powinno w tym przypadku być oceniane w zestawieniu z kosztem i dostępnością innych metod stabilizacji. Przykładowo, z racji fizycznych uwarunkowań margines na rozwój ESP w Polsce jest już bardzo skromny.

Zwiększanie udziału energii elektrycznej w transporcie lub grzejnictwie może spotęgować problemy w równoważeniu podaży i popytu, gdyż potrzebne są tu duże ilości energii, które dotąd dostarczane były na innych nośnikach. Przykładowo, ogrzewanie domu jednorodzinnego pochłania o rząd wielkości większą energię niż potrzeby związane z oświetleniem i zasilaniem AGD. Podobnie jest z doładowywaniem samochodów elektrycznych (EV), których akumulatory gromadzą 40–100 kWh. Szybkie ładowanie EV oznacza konieczność nie tylko budowy nowych przyłączy, ale również odpowiedzi na gwałtowne skoki zapotrzebowania. Jest jednak i zaleta elektryfikacji transportu osobowego: zaparkowane samochody EV mogą pełnić funkcję krótkoterminowego bufora energetycznego i oddawać energię do sieci, niwelując nagłe skoki zapotrzebowania. Taka możliwość pojawi się jednak tylko wtedy, gdy niwelowane zjawisko będzie miało odmienną naturę od cyklu używania i ładowania EV. Wobec niewielkiego upowszechnienia EV trudno jeszcze opisać poziomy ryzyka związane z tym, że konkretny użytkownik nie będzie mógł dysponować swoim samochodem w sposób w 100% zależny od własnych potrzeb.

W grzejnictwie wykorzystanie elektryfikacji na potrzeby magazynowania energii w najprostszym wariantcie oznacza większe zbiorniki na gorącą wodę

nagrzewaną do jak najwyższej temperatury w okresie, gdy jest nadmiar energii. Takie podejście oznacza jednak rezygnację z dotychczasowych osiągnięć nastawionych na indywidualne zwiększenie efektywności energetycznej. Ilość zmagazynowanej energii zależy bowiem od objętości czynnika grzewczego (najczęściej woda) i różnicy temperatur. Tymczasem osiągnięcie efektywności energetycznej związane jest z wykorzystaniem technik ogrzewania o niższej temperaturze czynnika (np. w grzaniu podłogowym).

Można jednak – jak to zostało zasygnalizowane wcześniej – spojrzeć na problem bilansowania od innej strony, rozważając mikrokogenerację (microCHP) w połączeniu z funkcją regulacyjną. Sama koncepcja microCHP była analizowana już wiele lat temu, przy wykorzystaniu różnych technik (Pehnt et al. 2006). W pierwszej dekadzie XXI wieku uwarunkowania związane z bilansowaniem OZE, przy zdecydowanie mniejszym wpływie OZE na stabilność systemów energetycznych, były mniej istotne, więc koncepcje te nie doczekały się upowszechnienia. Wydaje się, że obecnie – w nieco innej sytuacji technicznej i ekonomicznej – warto dokonać kolejnego przeglądu. Jeśli do generowania energii elektrycznej na potrzeby domu użyty zostanie agregat na gaz sieciowy, wytworzone zostanie również ciepło. Oferowane obecnie w handlu urządzenia konstruowane były pod kątem zapewnienia zasilania awaryjnego, a ciepło stanowi w tym przypadku istotną stratę: ilość produkowanej energii elektrycznej to około 25% energii dostarczonej do agregatu w gazie ziemnym. Oferowane na rynku w sprzedaży detalicznej agregaty są chłodzone powietrzem, co skutkuje uciążliwością w postaci dużego poziomu hałasu i odbiegającej od stosowanych obecnie metod zasady rozprowadzania tak wytworzonego ciepła. Oferowane na rynku detalicznym urządzenia nie nadają się więc do bezpośredniego zastosowania w układzie kogeneracji ciepła i energii elektrycznej. Należy jednak odnotować, że dla podobnych mocy ich cena jest porównywalna z ceną pieca grzewczego, a modyfikacje w celu dostosowania do innej roli wymagają jedynie odpowiedniej skali zamówień – nie ma tu szczególnych wyzwań badawczych. Zarysowany

pomysł należy do najbardziej oczywistych. Istnieje wiele bardziej wyrafinowanych i być może lepiej dostosowanych do konkretnej sytuacji rozwiązań, np. z wykorzystaniem technik źródeł paliwowych (Ellamla et al. 2015).

W wydaniu dostosowanym do warunków domów mieszkalnych microCHP raczej nie umożliwi prosumentom autonomii w wyniku wewnętrznego zrównoważenia zasilania w okresie, gdy nie ma wystarczającej generacji ze słońca. Generator musiałby bowiem pracować przez ponad 80% roku. Co więcej, sezonowa zmiana zapotrzebowania na ciepło nie ma odzwierciedlenia w równie znacznej redukcji zapotrzebowania na energię elektryczną w okresie wiosenno-letnim. Zarazem, przy typowej zależności, że sumaryczne potrzeby grzewcze w indywidualnym domu pochłaniają prawie dziesięciokrotnie więcej energii niż oświetlenie i zasilanie AGD, można spodziewać się nadmiaru wytwarzanej przy ogrzewaniu energii elektrycznej w stosunku do ewentualnych potrzeb gospodarstwa domowego. Oznacza to konieczność innego podejścia do zapewnienia ciepła, może nawet połączenie większej liczby domów, tak by incydentalne zdarzenia amortyzowane były przez wielkość systemu.

MicroCHP może wspomóc lokalne sieci energetyczne (mikrosieci) w bilansowaniu szczytowych okresów zapotrzebowania, jeśli tylko energia ciepła będzie magazynowana w odpowiedniej ilości. Tak wyprodukowana energia elektryczna, wyrażona w kosztach operacyjnych odniesionych do cen detalicznych dostaw gazu, jest bowiem zbliżona do ceny detalicznej energii elektrycznej w taryfie G11. Równocześnie powstaje jednak dodatkowo ciepło użytkowe, które można będzie wykorzystać w lecie do produkcji ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) na potrzeby domowników, a w zimie do centralnego ogrzewania (c.o.) i c.w.u. Warto policzyć potrzeby bilansowania w mikrosieci i na tej podstawie oszacować, jaka moc będzie przydatna w jakich okresach. Agregacja większej liczby tego typu instalacji – być może też przy wykorzystaniu większej skali generatorów i sieci ciepłych obsługujących całe grupy domów – wymaga budowy praktycznych rozwiązań pilotażowych w celu

prześledzenia zależności, które w finalnym rozwiązaniu będą zapewniać kompletne i satysfakcjonujące ze względu na stabilność dostawy energii dla odbiorców.

Dodatkową zaletą generacji energii elektrycznej w układzie microCHP jest wprowadzenie rozproszonych, sterowalnych źródeł mogących zapewnić zasilanie na czas awarii w okresie, gdy energia OZE nie jest generowana lub wystąpiła awaria. Wówczas nadmiarowe ilości ciepła będą musiały zostać uznane za straty, ale utrzymane zostaną dostawy energii elektrycznej.

Opisane rozwiązanie zmienia silosowy podział energetyki na dostawy energii elektrycznej i gazu, daje pole do kooperacji. Obie te formy energii zyskują pewnego rodzaju zamienność. Korzystając z pomysłów takich jak *power to gas*, można poprawić symetrię tego rozwiązania, zasilając miejscową sieć dystrybucji gazu ziemnego metanem wytworzonym w biogazowni oraz dodatkowo metanem wytworzonym w trakcie nadmiarowej produkcji energii elektrycznej przez OZE³.

Rola mikrosieci (*microgrids*) w miejscowym zarządzaniu energią

Mikrosieć jest definiowana⁴ jako pewna liczba rozproszonych źródeł energii i punktów odbioru funkcjonująca w obrębie wydzielonego i rozgraniczzonego obszaru w ramach poziomu napięć typowych dla dystrybucji energii elektrycznej (w Polsce nie przekracza 110 kV). Mikrosieć ma umożliwiać autonomiczne zarządzanie i pracę zarówno jako wyspa energetyczna, jak i w połączeniu z KSE. Zarządzanie systemami energetyki rozproszonej będzie łatwiejsze, jeśli

3 W istocie wykorzystanie nadmiarowej energii elektrycznej odnosi się do procesów elektrolizy, w których powstaje wodór. Drugim etapem jest metanizacja wodoru przy wykorzystaniu dwutlenku węgla. Dwutlenek węgla może być wydzielony z biogazu z lokalnej biogazowni lub zostać zgromadzony w efekcie procesów spalania. Zamiana wodoru w metan jest wskazana, jeśli zachodzi konieczność jego przesyłania. Jeśli elektrolizery będą instalowane w miejscach, gdzie są turbiny i generatory prądotwórcze, to do spalania można także użyć bezpośrednio wodoru.

4 Raport z warsztatów amerykańskiego Departamentu Energii (Office of Electricity Delivery... 2011).

zostanie sprowadzone do systemu hierarchicznego z autonomicznym zarządzaniem z poziomu sieci lokalnych (mikrosieci), w których podejmowane będą decyzje dotyczące mikroźródeł, microCHP i lokalnych obwodów zasilania.

Koncepcja mikrosieci powstała w 2011 r. jako element rozwiązań mających zmniejszać zagrożenie skutkami wyłączeń sieci energetycznych nasilające się wraz ze wzrostem odsetka niesterowalnych źródeł OZE. W modelu amerykańskim przyjęto, że suma źródeł wytwarzania w mikrosieci nie przekracza mocy 10 MW i zapewnia możliwość techniczną lokalnej redukcji okresów braku zasilania na poziomie 98%, przy kosztach mniejszych niż w przypadku stosowania indywidualnych metod podtrzymywania zasilania (np. agregaty prądotwórcze). Dzięki możliwości zwiększenia mocy instalacji OZE mikrosieci miały też zapewniać redukcję emisji o 20% i poprawę efektywności energetycznej w tej części systemu także o 20%.

W modelu mikrosieci przyjęto, że sieci takie mogą być odpowiedzią na problemy z możliwością przetworzenia, podjęcia decyzji i skutecznego wywołania reakcji w systemie scentralizowanym w sytuacji lawinowego wzrostu komplikacji systemu. Mikrosieci nie są więc koncepcją mającą zmierzającą do odłączenia się od sieci krajowej, lecz raczej są sposobem na funkcjonowanie lokalnej sieci jako autonomicznie zarządzanej części, w celu poprawy jakości usług, obniżenia kosztów i redukcji emisji poprzez stworzenie przestrzeni technicznej dla zwiększenia udziału OZE. W koncepcji amerykańskiej mikrosieci obejmują zapotrzebowanie w energię elektryczną i w ciepło/chłód. Wynikiem rozwoju mikrosieci jest powstanie sieci hierarchicznej, przy czym w mikrosieci wyróżniono trzy poziomy zarządzania.

Na poziomie podstawowym w mikrosieci automatycznie utrzymywane jest stałe napięcie i częstotliwość. Musi zostać zapewniona reakcja na dynamiczne włączanie i rozłączanie rozproszonych źródeł energii, przy założeniu, że dodatek lub spadek mocy będzie skompensowany w wyniku automatycznej reakcji pozostałych elementów systemu, a ponadto eliminowane będą prądy kompensujące między poszczególnymi

źródłami i domykanymi oczkami sieci oraz ewentualne przeciążenia obwodów.

Drugi poziom zarządzania jest scentralizowanym mechanizmem wdrażania procedur mających zapewnić w całości mikrosieci stabilizację napięcia i częstotliwości oraz elastyczne reagowanie na zmiany dostaw energii przez OZE. System ten działa z nieco większym opóźnieniem niż automatyka poziomu zero, ale za to zapewnia objęcie całości mikrosieci wspólną polityką techniczną. Umożliwia też przesuwanie obciążenia między poszczególne obwody. Podział między poziomem zerowym i pierwszym wynika głównie z zakresu możliwości reakcji automatyki systemowej bez systemu transmisji danych. Wraz z wprowadzaniem nowoczesnych technologii telekomunikacyjnych jako wsparcia operacyjnego sieci poziom pierwszy może przejmować zadania poziomu zerowego, poprawiając efektywność energetyczną systemu i zapewniając szerszą paletę narzędzi do utrzymania poprawnej pracy systemu. Ponieważ w amerykańskiej koncepcji sprzed blisko 10 lat przyjęto, że na poziomie podstawowym nie są wykorzystywane systemy łączności, dziś podział ten warto przemyśleć, szczególnie wobec nadziei na masowe wykorzystywanie IoT, które bazując właśnie na systemach łączności, może wnieść użyteczne funkcje odpowiadające zadaniom na poziomie zerowym.

Trzeci poziom zarządzania jest związany z warstwą ekonomiczną i pozwala uwzględnić zjawiska średnio- i długookresowe, na podstawie np. prognoz pogody, ale też przyjętych taryf, możliwości zaplanowania przerw serwisowych itp. To zarazem poziom współpracy z KSE, który w szczególnych przypadkach może posłużyć do koordynacji współdziałających mikrosieci pełniących rolę wirtualnej elektrowni zasilającej (przy pewnej, ustalonej wcześniej klasie ograniczeń dla własnych użytkowników) w przypadku zaburzenia stabilnych dostaw energii dla KSE.

Warto podkreślić, że w modelu mikrosieci jako cel nie dominuje dążenie do samozaopatrzenia w energię z rozproszonych źródeł. Celem jest zapewnienie lokalnie wysokiej jakości (stabilności) dostaw energii, minimalizacja kosztów utrzymywania stabilności

systemu, możliwość utrzymania zasilania dla priorytetowych odbiorców w przypadku braku zasilania z KSE i dodatkowa rola regulacyjna dla KSE, stosownie do własnych lub zagregowanych z innymi mikrosieciami możliwości, oraz oczywiście redukcja emisji zarówno gazów cieplarnianych, jak i czynników wpływających na powstawanie smogu.

Nieco inaczej zostało opisane podejście do mikrosieci w opracowanym w 2017 r. i opublikowanym w kwietniu 2018 r. standardzie IEEE 2030.7. Zdefiniowano tam platformę zarządzania mikrosiecią MEMS (*Microgrid Energy Management System*). Zadania samej mikrosieci są jednak określone praktycznie tak samo jak we wcześniejszym podejściu US DOE. W standardzie wydzielono cztery warstwy funkcjonalne:

- warstwę sterowania urządzeniami w zakresie stabilizacji poziomu napięcia i częstotliwości sieci,
- warstwę łączności zapewniającą funkcjonowanie lokalnej sieci energetycznej poprzez sieć transmisji danych,
- oprogramowanie zarządzające/sterujące procesami generacji, odpowiedzią popytową i optymalizacją,
- komunikacja z KSE.

Celem standardu IEEE 2030.7 jest zapewnienie możliwości współpracy urządzeń i oprogramowania niezależnie od topografii sieci, konfiguracji czy warunków systemu regulacji sektora energii w konkretnym kraju.

Koncepcja mikrosieci w aspekcie technicznym zbiega się z podejściem przyjętym w klastrach energii. W obu opisanych przypadkach od strony technicznej chodzi o uzyskanie takich samych rezultatów, jakie chcą osiągać klastry energii. Klastry wypełniają jeden bardzo istotny brak. Przedstawione modele mikrosieci nie odnoszą się bowiem do niezmiernie ważnego aspektu: organizacyjnego. Jest on istotny, jeśli energetyka rozproszona ma mieć cechy energetyki obywatelskiej. Koncepcja klastrów energii zawiera poziom organizacyjny umożliwiający znalezienie wspólnego celu dla grupy lokalnych podmiotów, włączając w to samorząd lokalny. Powstaje niejako „oddolnie” i nie

tylko wyzwała przedsiębiorczość, ale też poprawia wykorzystywanie lokalnych zasobów. Z założenia klastry nie są bowiem „receptą”, według której organizuje się przedsięwzięcie, tylko sposobem na odnoszenie korzyści z różnorodności. Co więcej, poszczególne instrumenty służące energetyce obywatelskiej układają się w pewną formę ewolucji wartości, której najwyższym etapem są właśnie klastry energii.

Drabina integracji

W rozwoju energetyki obywatelskiej, i zarazem w transformacji systemu energetycznego, warto wyróżnić cztery fazy, w których sukcesywnie zwiększa się poziom kooperacji i osiąganych z tego korzyści dla uczestników. Uzupełniający się potencjał wytwórczy OZE, wraz z wykorzystaniem strony popytowej, umożliwia zmniejszanie kosztów systemowych związanych z wprowadzaniem niesterowalnych źródeł OZE do KSE.

Łańcuch wartości z rozwoju energetyki rozproszonej układu się następująco, według przedstawionego poniżej poziomu kooperacji.

Faza pierwsza:

prosument – działanie indywidualne

W działaniu indywidualnym wartością jest możliwość naśladownictwa innych; ułatwia dostosowanie rozwiązania do własnej sytuacji i podjęcie decyzji inwestycyjnej.

Prosument tworzy (zamawia) instalacje na potrzeby własne i wymaga wsparcia ze strony KSE, spełniającego tu rolę magazynu, choć faza jest realizowana poprzez zarządzanie wytwarzaniem przez źródła sterowalne. Do poziomu kilku procent w odchyleniach produkcji i dostaw energii regulacja odbywa się automatycznie. Przy zwiększeniu udziału prosumentów w wytwarzaniu energii powyżej kilkunastu procent pojawia się potrzeba bieżącego zbierania informacji i zarządzania dostawami energii przez operatora systemu dystrybucyjnego (OSD).

Informacje takie można zbierać z liczników pomiarowych energii z funkcją zdalnego odczytu i następnie uruchamiać odpowiednie procedury w centrach dyspozycji mocy OSD.

W przypadku prosumentów zakłada się maksymalne wykorzystanie energii z OZE na sieci niskich napięć, a więc możliwie bez strat na przemianie napięć. Jednak trudno jest tu osiągnąć zrównoważenie wytwarzania i odbioru na poszczególnych fazach. Wraz z rosnącą popularnością aranżacji prosumenckich w pewnych godzinach pojawia się bardzo silne obciążenie linii i nadprodukcja, którą trzeba przekazać na poziom wyższych napięć.

W polskim modelu prosument ma motywację ekonomiczną do konsumpcji własnej energii, niestety jednak ma ograniczone technicznie możliwości, by układać w ten sposób swoje zapotrzebowanie. W efekcie, chcąc zbliżyć się do samowystarczalności, musiałby przez około 10% roku odprowadzać do sieci tyle energii, ile będzie odbierał przez pozostały czas. Na poziomie dużego przybliżenia oznacza to, że przyłącze energetyczne prosumenta powinno wytrzymać obciążenie dziesięciokrotnie większą mocą odprowadzaną do sieci w stosunku do przeciętnego poboru poza godzinami wytwarzania. Operator systemu dystrybucyjnego musi uporać się z problemem bilansowania energii, w tym uwzględnić zarówno przytoczony wcześniej „kontur kaczkę”, jak i raptowne spadki i wzrosty generacji w okresie zmiennego zachmurzenia.

Faza nieklasyfikowana: wirtualny prosument – z kompensacją statystyczną

Istotnym ułatwieniem dla prosumentów z grupy małych i średnich przedsiębiorstw jest możliwość rozdzielenia geograficznego wytwarzania i konsumpcji energii. Jeśli prosument wirtualny działa w modelu opustów i w trybie kompensacji statystycznej, to oznacza, że energia z jego źródeł będzie wprowadzona w całości do KSE w momencie, gdy będzie mogła być wytworzona. Zostanie natomiast odebrana wówczas,

gdy będzie to dla prosumenta najbardziej wygodne. Operator obciążony jest więc w tym przypadku całością usług systemowych: zarówno w zakresie przesyłu, jak i bilansowania.

Model ten wnosi do systemu wartość wynikającą z faktu wytwarzania energii z OZE. Sprzedawca energii, z którym dany prosument ma zawartą umowę kompleksową, ponosi zarówno koszty przesyłania, jak i sprzedaży odebranej energii do innego odbiorcy, oraz koszty zakupu i przesłania energii w celu dostarczenia jej w okresie, kiedy prosumentowi będzie potrzebna. Energię wyprodukowaną przez wirtualnego prosumenta co do zasady sprzedawca musi dostarczyć innym podmiotom i z uzyskanych kwot opłacić wymienione wcześniej koszty przesyłania energii oraz dostawy umówionej części energii dla prosumenta. Brak jednoczesności i zużycia „wewnętrzne” sprawia, że jeśli prosument wirtualny z kompensacją statystyczną miałby funkcjonować w oparciu o opusty, jak ma to miejsce w przypadku dotychczasowych prosumentów, to powstaje zbędna komplikacja i wiele obszarów ryzyka, które wniosą dodatkowe elementy kosztotwórcze.

W tym przypadku dla wszystkich stron lepsze będą bezpośrednie rozliczenia energii sprzedawanej i kupowanej. Z tego względu proponuję nie brać pod uwagę tego wariantu w klasyfikacji faz narastającej kooperacji w transformacji energetyki.

Faza druga: wirtualny prosument – z kompensacją w czasie rzeczywistym

Jeśli wirtualny prosument dąży do jednoczesności wytwarzania i zużycia energii, bo ma w tym interes ekonomiczny, to rozwiązanie takie wnosi korzyści do KSE. Oczywiście najmniejsze straty na przesyśle wystąpią, jeśli oba przyłącza są na tej samej gałęzi sieci, a OSD zapewnia coś w rodzaju tranzytu. Jeśli jednak z powodów topograficznych konieczne będzie przejście przez transformatory, to straty te można uwzględnić w rozliczeniu. Natomiast nadmiarowo odprowadzona energia, której wirtualny prosument nie był w stanie

na bieżąco zużyć, może stanowić zaliczkę o istotnej wartości na poczet energii potrzebnej prosumentowi w okresie, gdy z powodów technicznych źródło OZE nie generuje wystarczającej ilości energii.

W zasadzie można się zastanawiać, czy wirtualny prosument istotnie wnosi wartość kooperacyjną do systemu energetycznego. Argument w tej sprawie stanowi fakt, że jest to model dla przedsiębiorców, którzy są odbiorcami zbiorowymi. Najczęstsze zagospodarowanie odbieranej energii stanowi wiele urządzeń tworzących różne stanowiska pracy. Równie ważne jest jednak, że wprowadzenie prosumenta wirtualnego z kompensacją w czasie rzeczywistym daje bazę do kolejnego kroku: integracji.

Faza trzecia:

integracja zasobów wytwórczych i odbioru przy zapewnieniu kompensacji w czasie rzeczywistym

W zasadzie nie ma powodu, by nie umożliwić wspólnego wykorzystywania źródeł OZE. Może to się przejawiać w zespole instalacji wytwórczych, tak by wyprowadzana z nich energia była traktowana łącznie. Może to być jedno źródło lub wiele źródeł korzystających z jednego przyłącza albo też z wielu przyłączy. Może to być jeden właściciel, forma współwłasności lub złożenie własności wielu podmiotów. Podobnie nie ma powodu, by nie umożliwić wspólnego odbioru w jednym lub w wielu miejscach. Istotą agregacji jest jednak zgranie zagregowanego wytwarzania ze zagregowanym odbiorem. Konieczne jest tu zapewnienie łączności w celu wprowadzenia zdalnego sterowania dla odbiorników z możliwością ustawienia przez użytkowników różnych scenariuszy. Sprawą użytkowników jest rozliczanie się między sobą, ale ważne jest, by aranżacja techniczna to ułatwiała. Korzyść z takich aranżacji jest oczywista, składa się z potencjału wytwórczego, możliwości gospodarowania przestrzenią na instalacje oraz możliwości dostosowywania własnego zapotrzebowania do generowanej w uzależnieniu od aury energii.

Faza czwarta:

klastry energii

Klastry energii to wyższa forma integracji podaży i popytu zorganizowana w mikrosieć. Elementem istotnym dla klastra jest autonomiczne zarządzanie przesyłami energii w miejscowych sieciach energetycznych poprzez łączenie generacji z zasobów własnych i zasobów innych operatorów w celu jej bilansowania z energią dostarczoną/odebraną przez własne lub inne podmioty. Konieczne jest tu przesyłanie danych związanych z opomiarowaniem i możliwością sterowania w czasie rzeczywistym urządzeniami dla wszystkich źródeł, odbiorców oraz komponentów sieci.

Duże, autonomiczne instalacje OZE (farmy) są często zainteresowane bezpośrednimi kontraktami handlowymi z odbiorcami finalnymi. Choć to może nie wydawać się oczywiste, taka formuła nie ma znaczenia dla bilansowania podaży z popytem. Odbiorca pobierze energię z sieci energetycznej w wielkości za-kontraktowanej, jednak bilansowanie w tym momencie ma charakter wyłącznie statystyczny. Pośrednik lub sam wytwórca, aby sprostać bieżącym potrzebom odbiorcy finalnego, będzie wykonywał operacje sprzedaży i kupna energii stosownie do potrzeb bilansowania handlowego. Taka aranżacja jest jednak utrudnieniem dla sprzedawcy energii, który w okresie braku wytwarzania energii z OZE będzie kupował droższą energię kompensującą. Antidotum wydaje się tu tworzenie przemysłowych klastrów energii, które choć nie mają za zadanie obsługiwać indywidualnych konsumentów energii, to jednak wniosą wartość, odciążając KSE w zakresie bilansowania podaży z popytem na energię.

Klastry prototypownią rozwiązań dla energetyki rozproszonej

W strukturze klastrów energii, czy to lokalnych, czy przemysłowych, jest miejsce do wprowadzania innowacyjnych rozwiązań prowadzących do zaspokojenia potrzeb energetycznych uczestników po niższej

cenie. Mimo że zapewnienie ogrzewania przez spalanie metanu jest tańsze niż wykorzystanie w tym celu energii elektrycznej, zarządzanie mikrosiecią elektroenergetyczną oraz dystrybucja gazu przez klaster energii elektrycznej daje kolejne narzędzie bilansowania. W trakcie nadwyżki energii elektrycznej możliwe jest wyprzedzające grzanie zbiorników z gorącą wodą. Zaoszczędzony w tej operacji gaz może zostać wykorzystany później, gdy generacja z OZE będzie za niska w stosunku do popytu, by zasilić nim turbiny generujące energię elektryczną. W tej aranżacji podmiot zarządzający bilansowaniem energii dysponuje energią elektryczną po cenie gazu lub gazem po cenie szczytu wytwarzania przez OZE. W praktyce ceny zostaną uśrednione, ale korzyści mogą odnieść wszyscy uczestnicy klastra energii.

W przypadku zarządzania przez klaster energii lokalną siecią dystrybucji gazu, jej rola również może zmienić się na sieć dystrybucji gazu wytworzonego lokalnie. Może to być biogaz z lokalnej biogazowni, uzupełniany w razie potrzeby metanem dokupowanym z sieci PGNiG. Wspierając koncepcję tworzenia wydzielonych enklaw zasilanych ze zbiorników gazu ziemnego, tam gdzie nie dociera jeszcze sieć dystrybucyjna PSG lub przesyłowa Gaz Systemu podstawą zaopatrzenia może być właśnie biogazownia. Biometan lub częściowo tylko oczyszczony biogaz może być wprowadzany z biogazowni do wydzielonej sieci, jeśli urządzenia odbiorcze zostaną odpowiednio dostosowane. Również w dostarczonym paliwie może znaleźć się domieszka wodoru wytworzonego w wyniku zagospodarowywania nadmiarowej produkcji OZE.

Podsumowanie

Wykorzystanie zamienności między energią elektryczną, gazem i ciepłem wymaga wypracowania nowych konstrukcji i zasad instalacji dostępnych już dziś w innej formie technicznej. Konieczne jest precyzyjne dostosowanie urządzeń do charakterystyki zapotrzebowania użytkowników, co należy wypracować w ramach instalacji testowych. Wykorzystanie nowych

narzędzi wspomaganych systemami zbierania, przetwarzania danych i sterowania elementami infrastruktury w czasie rzeczywistym daje szansę na szybszą, głębszą i tańszą dla odbiorców końcowych transformację sektora energii, którą szkoda byłoby zaprzepścić. Wzorce do wprowadzania zmian powinny zostać wypracowane w klastrach energii, gdyż są to organizacje otwarte na szukanie nowych rozwiązań i mają zdecydowanie mniejszą inercję niż wiodące podmioty na rynku, natomiast przebyte procesy weryfikacyjne gwarantują rzetelność podejścia i otwartość na upowszechnianie dobrych praktyk.

Integration ladder for stabilization of distributed energy system

Abstract: Already existing technologies can be instrumental in new arrangements being target at eliminating problems of an ongoing transformation of energy system. Gains are expected from dropping traditional silos separation by introducing real or virtual substitution of energy means and alternative expenditures valuation of unpaid price at pick electricity demand period. New arrangements of technology solutions call for different organizational environment. The concept of "integration ladder" of energy resources as a classification in decentralised energy system helps to justify value introduced to national grid. Integration ladder of energy resources is pointing out gradual increase in capability of finding equilibrium. Climbing up an integration ladder of resources increases a choice of tools being instrumental in securing compensation of discrepancy in supply and demand. The introduced here new business models need a technology to support control on system level. The most advanced structure in terms of integration ladder is microgrid being capable to operate autonomously or offer services for the national grid stabilisation. The correlation between microgrid and energy cluster concept was pointed out by showing the same aim: the local equilibrium of energy network with energy cluster concept being extended by covering also a business organisation aspect. Here, keeping voltage and frequency of microgrids stable is obtained by business transactions related to continuity of supply from intermittent renewables and alternative resources whenever the supply is either not satisfactory or in excess. The microscale of problems solved in energy clusters simplifies breaking the divisions within the energy sector by the interchangeability of electricity, heat / cooling, methane or hydrogen and liquid fuels achieved in new technical arrangements of devices already used on a large scale thanks to the use of a communication and automation system.

Keywords: energy clusters, grid balancing, microgrids, distributed energy systems, energy means substitution

Bibliografia:

Ellamla H.R., Staffell I., Bujlo P., Pollet B.G., Pasupathi S. (2015), *Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector*, "Journal of Power Sources" 293 (C): 312–328.

- Lima A., Szczerbowski R. (2019), *Technologia Power to Gas w energetyce*, „energia gigawat” 4 (218): 32-35.
- Office of Electricity Delivery and Energy Reliability Smart Grid R&D Program (2011), *DOE Microgrid Workshop Report*, *Microgrid_Workshop_Report_August_2011.pdf* (energy.gov) [dostęp: 26.05.2021].
- Pehnt M., Cames M., Fischer C., Praetorius B., Schneider L., Schumacher K., Voß J.-P. (2006), *Micro Cogeneration, Towards Decentralized Energy Systems*, Berlin, Heidelberg.
- Solar Power Europe (2020), *EU Market Outlook For Solar Power 2020-2024*: 17, <https://www.solarpowereurope.org/european-market-outlook-for-solar-power-2020-2024/> [dostęp: 26.05.2021].

Andrzej J. Piotrowski

Były Wiceminister Energii
Były Wiceprezes PGE Systemy



Rewolucja energetyczna z perspektywy samorządu. Jak to zrobić skutecznie?

Abstrakt: Spalanie paliw kopalnych przenika całą naszą gospodarkę: elektrownie węglowe i gazowe, pojazdy na ropę, ogrzewanie gazem ziemnym i węglem. Żyjemy w takim świecie od zawsze, przyzwyczailiśmy się do tego, jak on działa. A teraz nagle okazuje się, że musimy od nich prawie całkowicie odejść, na dodatek nadzwyczaj szybko, w 30 lat redukując ich spalanie prawie do zera. Trzymanie się utrwalonych wzorców myślenia i działania nie doprowadzi nas do tego celu. Potrzebujemy zmiany mentalności i innowacji pozwalających na szybką, głęboką i powszechną przebudowę infrastruktury.

W artykule przyjrzymy się bliżej megatrendom energetyczno-klimatycznym oraz celowi, do którego dążymy, zgodnie z Porozumieniem Paryskim i politykami Europejskiego Zielonego Ładu. Przyjrzymy się też, jak będzie wyglądał kształtujący się nowy system energetyczny bez paliw kopalnych i jakie to będzie miało implikacje dla budynków czy transportu. Zastanowimy się też, jak to zrobić, od czego zacząć, i co spośród miriad rzeczy do zrobienia jest najważniejsze.

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, dekarbonizacja, Europejski Zielony Ład, samorządy, plan działania

Megatrendy u podstaw transformacji energetycznej

Spalanie paliw kopalnych – węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego – jest głównym źródłem energii naszej cywilizacji. Są one podstawą naszych gospodarek, miejsc pracy i dobrobytu. Jednocześnie jest to zasób nieodnawialny: każda ich tona, którą wydobywamy spod ziemi i spalamy, znika bezpowrotnie. Co więcej, spalając je, wpuszczamy do środowiska „nowe” (a precyzyjniej: uwięzione pod ziemią od milionów lat) atomy węgla w formie CO₂. W rezultacie stężenie tego gazu cieplarnianego wzrosło w ostatnim stuleciu do poziomu najwyższego od wielu milionów lat i dalej szybko rośnie. W ostatniej dekadzie temperatura powierzchni Ziemi wzrosła do poziomu najwyższego od ponad 100 tys. lat. Kontynuowanie dotychczasowych trendów emisji gazów cieplarnianych, w szczególności

dwutlenku węgla, grozi katastrofalną destabilizacją klimatu, z poważnymi konsekwencjami społecznymi, gospodarczymi i geopolitycznymi. Zapobieżenie temu scenariuszowi wymaga głębokiego cięcia emisji gazów cieplarnianych, szczególnie dwutlenku węgla – mniej więcej o połowę do 2030 r. i do zera netto do roku 2050.

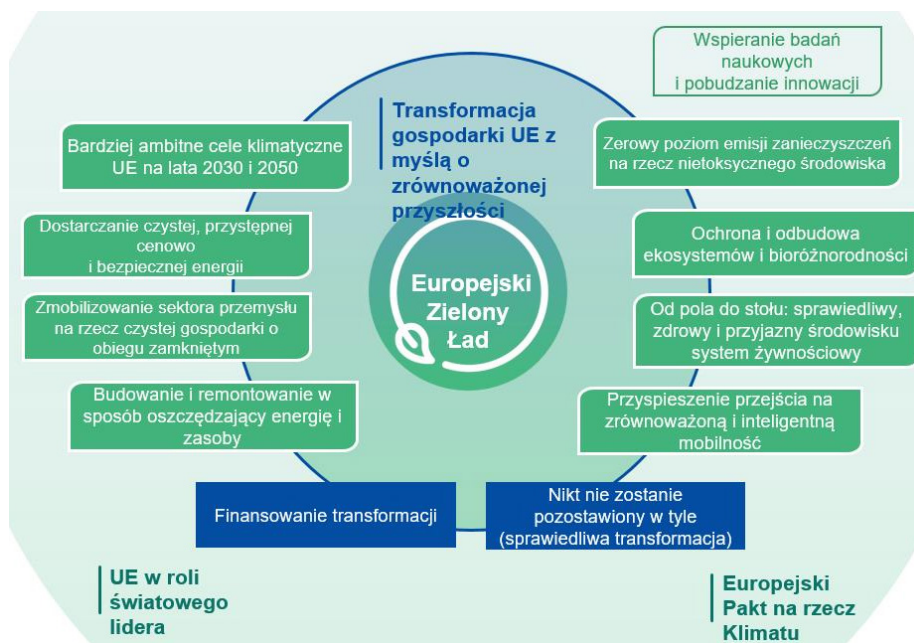
Odejście od paliw kopalnych jest poważnym wyzwaniem, jednak nie jedynym. Na naszych oczach postępuje destrukcja ekosystemów i znikanie gatunków na skalę wielkiego wymierania, wyczerpywanie zasobów i erozja gleb. Zanieczyszczenia – od smogu rujnącego zdrowie milionów i zabijającego dziesiątki tysięcy Polaków rocznie, przez wszechobecny plastik, po niezliczone szkodliwe związki chemiczne – destrukcyjnie wpływają na życie ludzi i innych gatunków.

Istotnym elementem europejskiego dobrobytu od pokoleń była innowacyjna gospodarka. Konkurencja na tym polu jest bardzo silna i utrzymanie pozycji Europy w tym obszarze wymaga istnienia sprzyjającego otoczenia systemowego, w tym regulacji, finansowania, opłacalności biznesowej, edukacji i nastawienia społecznego, stymulujących przyszłościowe rozwiązania i gałęzie gospodarki. Skuteczna długofalowa polityka i odpowiedzialne zarządzanie ryzykiem wymagają myślenia systemowego, pozwalającego odpowiedzieć na wyzwania w sposób spójny. W przypadku Unii Europejskiej oznacza to zorientowanie polityki na odejście od paliw kopalnych, efektywne wykorzystanie energii i innych zasobów oraz ochronę kapitału naturalnego i usług środowiskowych, a także zrealizowane w sposób stymulujący powstawanie innowacyjnych miejsc pracy i podnoszenie jakości życia.

W listopadzie 2019 r. Parlament Europejski ogłosił kryzys klimatyczny, zwracając się do Komisji o to, by wszystkie jej wnioski legislacyjne były zgodne z celem ograniczenia globalnego ocieplenia do poziomu poniżej 1,5°C. W odpowiedzi nowa Komisja Europejska przedstawiła strategię Europejskiego Zielonego Ładu – plan działania dla Europy, pozwalający jej stać się kontynentem neutralnym klimatycznie do 2050 r., co jest rozumiane jako wyzerowanie emisji gazów

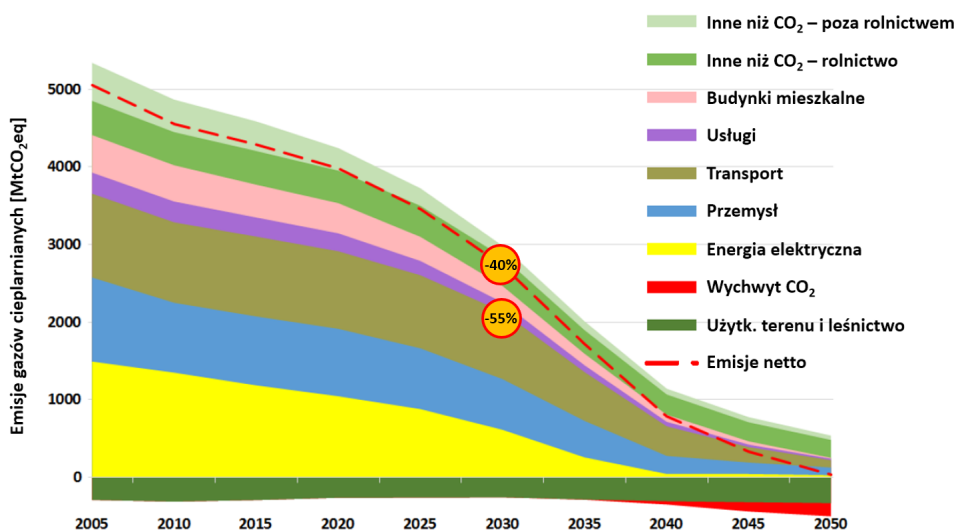
cieplarnianych do atmosfery netto: niewielkie rezydualne emisje gazów cieplarnianych mają być kompensowane pochłanianiem adekwatnej ilości dwutlenku węgla. Główne założenia Europejskiego Zielonego Ładu przedstawiono na Rys. 1.

Unia Europejska przyjęła ostatnio podniesienie celu redukcji emisji z pierwotnie proponowanego ograniczenia o 40% względem 1990 r. do ograniczenia o co najmniej 55% (Rys. 2).



Rys. 1. Elementy Zielonego Ładu (źródło: Komisja Europejska 2019)

Europejski Zielony Ład – neutralność klimatyczna do 2050 r.



Rys. 2. Redukcja emisji gazów cieplarnianych w scenariuszu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. przy redukcji emisji o 40% do 2030 r. względem roku 1990. Ostatnio cel redukcji emisji został podniesiony do 55% (na podstawie: European Commission 2018)

Wśród kluczowych działań znajdują się:

- maksymalizacja korzyści z efektywności energetycznej, ze szczególnym naciskiem na budynki zeroenergetyczne;
- wdrażanie odnawialnych źródeł energii i wykorzystanie elektryczności do pełnego odejścia od spalania paliw kopalnych;
- elektromobilność połączona z systemowymi zmianami w transporcie;
- integracja sektorów: elektroenergetyki, transportu, budownictwa, przemysłu i in., przy wykorzystaniu potencjału cyfryzacji;
- gospodarka cyrkularna (gospodarka obiegu zamkniętego) oraz efektywność i konkurencyjność przemysłu;
- efektywne, zrównoważone i pochłaniające CO₂ wykorzystanie biomasy.

Ma to daleko idące implikacje. Wytwarzanie prądu nie będzie już odbywać się poprzez spalanie węgla i gazu ziemnego, lecz za pomocą bezemisyjnych źródeł energii, takich jak m.in. turbiny wiatrowe, panele fotowoltaiczne czy biogaz/biometan.

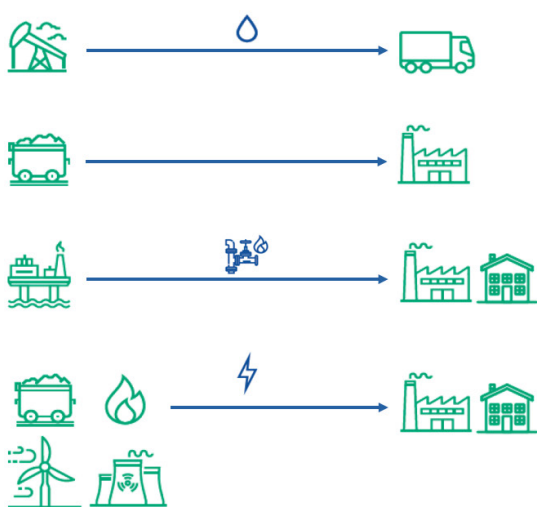
Myśląc o zużyciu energii, trzeba pamiętać, że jest nią nie tylko prąd, ale też w szczególności ciepło (do ogrzewania budynków i w przemyśle) oraz zasilanie

transportu (obecnie ropą i gazem ziemnym). Odejście od spalania ropy, węgla i gazu ziemnego będzie zachodzić tak w sektorze elektroenergetycznym, jak i w innych sektorach gospodarki, np. w transporcie, budynkach, przemyśle i rolnictwie.

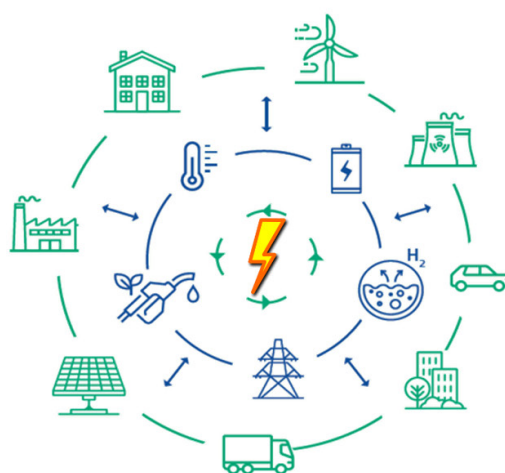
Naturalnym kierunkiem transformacji energetycznej jest powszechna elektryfikacja. Po pierwsze dlatego, że jest to rozwiązanie efektywne: w transporcie silnik elektryczny ma sprawność 3–4 razy wyższą od spalinowego, pompy ciepła pozwalają z 1 kWh prądu dostarczyć do domu 3–4 kWh ciepła. Po drugie dlatego, że bezemisyjne źródła energii o największym potencjale – słońce, wiatr i atom – wytwarzają prąd.

Kolejnym trendem będzie integracja sektorów. W dotychczasowym systemie zużycie energii w różnych sektorach było od siebie w dużym stopniu niezależne: do kotła elektrowni podawano węgiel lub gaz ziemny, podobnie jak do pieca domowego czy ciepłowni, do baku pojazdu zaś – ropę lub gaz. W nowym systemie wszystko będzie ze sobą zintegrowane za pomocą wspólnej sieci elektroenergetycznej, zarówno budynki ogrzewane pompami ciepła, jak i przemysł oraz auta elektryczne. Zestawienie schematów dotychczasowego oraz nowego systemu energetycznego pokazuje Rys. 3.

System energetyczny obecnie



System energetyczny jutro



Rys. 3. System energetyczny obecnie: linearny i jednokierunkowy, z dużymi stratami energii. System energetyczny jutro: zintegrowany i wielokierunkowy – energia przepływa pomiędzy użytkownikami i producentami, redukując straty oraz obniżając koszty

Źródła energii o największym potencjale – wiatr i słońce z jednej strony, a elektrownie jądrowe z drugiej – charakteryzują się słabo sterowalnymi (ze względów zarówno technologicznych, jak i ekonomicznych) profilami pracy, niepasującymi bezpośrednio do zapotrzebowania lub – mówiąc inaczej – do obecnego systemu działającego według zasady: popyt = podaż w każdej sekundzie. Nadwyżki energii mogą i powinny być magazynowane do późniejszego wykorzystania lub do wykorzystania na żądanie w czasie, kiedy produkcji nie ma (w szczególności nocą lub w bezwietrzne dni). Znacząco wzrośnie więc rola zarządzania energią i jej magazynowania. W zależności od rodzaju energii, wymaganego czasu jej przechowywania oraz charakterystyki zapotrzebowania stosowane będą różne technologie jej magazynowania. Krótkoterminowe magazynowanie prądu będzie odbywać się głównie z pomocą różnego rodzaju baterii, zaś długoterminowe – z wykorzystaniem nośników chemicznych (technologie Power2Gas, w szczególności wodór z elektrolizy) czy technologii takich jak np. magazyny energii na skroplone powietrze. Z kolei ciepło (i chłód) będą magazynowane w różnego rodzaju urządzeniach, od prostych zasobników wodnych, przez ciekłe sole, po zaawansowane instalacje wykorzystujące przemiany fazowe. Biometan (wraz z zielonym wodorem i innymi nośnikami chemicznymi) będzie pełnił w sieci rolę regulacyjną, stanowiąc dyspozycyjne źródło energii.

W transformacji energetycznej nie chodzi tylko o masową budowę bezemisyjnych źródeł energii, lecz o zapewnienie usług energetycznych na wysokim poziomie. Obrazowo mówiąc: gdy umawiasz się ze znajomym, że przyjedziesz do niego na piwo, nie myślisz zwykle, ile energii zużył pojazd, którym jedziesz, ile gigadżuli poszło na ogrzewanie mieszkania oraz ile kilowatogodzin zużyła lodówka. Chcesz się tam po prostu wygodnie dostać, mieć komfort termiczny i dobrze słodzone piwo. Nie potrzebujemy dżuli energii. Potrzebujemy usług energetycznych.

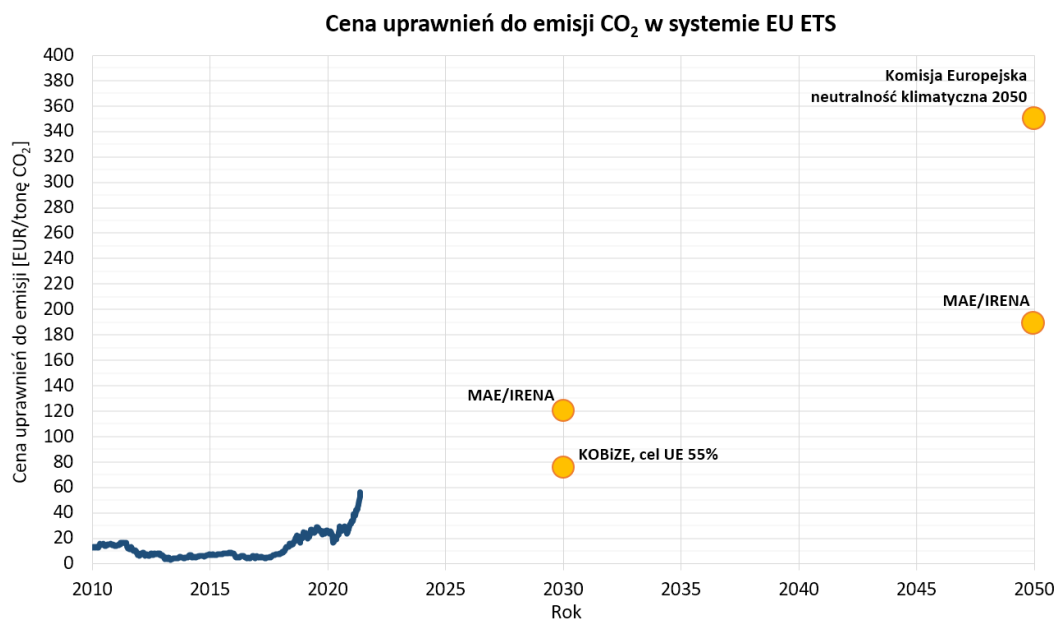
Kluczową rolę odgrywa tu efektywne wykorzystanie energii. Zużywając dużo mniej energii, możemy budować mniej wiatraków, farm fotowoltaicznych czy

reaktorów i utrzymywać mniej upraw energetycznych. Szacuje się, że w ramach transformacji energetycznej Europejskiego Zielonego Ładu zapotrzebowanie na energię spadnie mniej więcej o połowę. Biorąc pod uwagę, w jak dużym stopniu energia jest obecnie marnowana, to przy priorytetowym potraktowaniu poprawy efektywności możliwe jest jeszcze większe zmniejszenie jej zużycia.

Choć całkowite zużycie energii w rezultacie poprawy efektywności energetycznej spadnie, to zapotrzebowanie na energię elektryczną w wyniku powszechnej elektryfikacji mniej więcej podwoi się. Jednocześnie rola innych nośników energii (paliwa ciekłe w transporcie itd.) radykalnie się zmniejszy.

Przebudowa znaczącej części infrastruktury – energetycznej, transportowej, przemysłowej, mieszkalnej i innych, będzie wymagać znaczących nakładów. Należy je jednak postrzegać nie jako wydatki, lecz inwestycje o atrakcyjnej stopie zwrotu, nie tylko pod kątem finansowym, lecz także gospodarczym, społecznym i geopolitycznym.

Nakłady na transformację energetyczną trzeba zestawić z konsekwencjami i kosztami jej braku. Paliwa kopalne wydają się tanie, jeśli zignoruje się koszty zewnętrzne, takie jak konsekwencje zmiany klimatu, szkód górniczych, zanieczyszczeń wody i powietrza czy odpadów plastikowych. Unia Europejska przyjęła zasadę: „zanieczyszczający płaci” w odniesieniu do emisji gazów cieplarnianych, wdrażając system opłat za uprawnienia do emisji dwutlenku węgla (EU ETS), w którym środki ze sprzedaży uprawnień trafiają do budżetów krajowych. Przewidywany znaczący wzrost cen uprawnień do emisji (obecnie obejmujący ok. połowę emisji CO₂, głównie w dużych instalacjach elektrowni, ciepłowni i fabryk) oraz obejmowanie regulacjami w tym zakresie źródeł emisji będących obecnie poza systemem EU ETS oznaczają ekonomiczną konieczność odchodzenia od wytwarzania energii z wysokoemisyjnych źródeł, takich jak np. elektrownie lub ciepłownie węglowe. Historyczne zmiany cen uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS oraz przykładowe prognozy cen uprawnień pokazane są na Rys. 4.



Rys. 4. Historyczne ceny uprawnień do emisji w systemie EU ETS oraz prognozy KOBiZE na 2030 r. dla przyjętego przez KE celu redukcji emisji o 55% do 2030 r. względem 1990 r., Międzynarodowej Agencji Energii i Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (MAE/IRENA) na lata 2030 i 2050 oraz Komisji Europejskiej w scenariuszu neutralności klimatycznej do 2050 r.

Requiem dla węgla

Ciepłownia spalająca węgiel emituje ok. 95 kg CO₂ na 1 GJ paliwa. Przy cenie uprawnień do emisji na poziomie 50 EUR (230 zł) oznacza to dodatkowe 22 zł do GJ paliwa, a przy sprawności systemu ciepłowniczego 70% – dodatkowe 31 zł do ceny GJ ciepła dostarczonego do odbiorcy. To praktycznie eliminuje węgiel jako ekonomicznie racjonalne źródło ciepła.

...i gazu ziemnego

Spalanie gazu ziemnego powoduje o połowę mniejsze emisje CO₂ na jednostkę energii niż spalanie węgla. Jednak przy dwukrotnym wzroście opłat za emisję CO₂ do atmosfery gaz ziemny znajdzie się w podobnej sytuacji.

...oraz spalarni.

Na razie opłaty za emisje CO₂ obejmują jedynie instalacje od 20 MW, przygotowywane jest jednak uszczelnienie systemu i objęcie opłatami za emisje całości budownictwa, transportu i innych sektorów, a także małych instalacji. Jeśli Kowalski planuje w swoim domu zastąpić kocioł węglowy kotłem gazowym,

który powinien działać 10 lat, to może to mieć jakiś sens. Jednak w przypadku samorządu planowanie zastąpienia ciepłowni węglowej ciepłownią na gaz ziemny przy internalizacji kosztów emisji doprowadziłoby do sytuacji, w której polskie rodziny i firmy ponosiłyby poważne koszty tej sytuacji.

Trzeba zauważyć, że wysokoemisyjne jest także spalanie odpadów, szczególnie tworzyw sztucznych. Możemy na to patrzeć jak na spalanie ropy: zamieniamy ropę w plastik, który następnie, po krótkim życiu w „poczekalni” plastikowej rzeczy lub opakowania, spalamy. Spalarnie są też antytezą gospodarki obiegu zamkniętego – zamiast zamykać obieg surowców, puszczamy je z dymem. Do spalania zasobów i emisji CO₂ dochodzą inne problemy: od zanieczyszczeń, przez systemową pułapkę konieczności zapewnienia stałego dopływu określonej ilości odpadów, po wysokie koszty budowy i działania spalarni. Są to powody, które skłoniły UE do zaprzestania finansowania spalarni, czy to z odzyskiem energetycznym, czy bez, poprzez usunięcie ich z tzw. Taksonomii – rozporządzenia UE zawierającego szczegółowe wytyczne dotyczące kierunków i rodzajów inwestycji, które powinny być wspierane z uwagi na osiągnięcie celów klimatycznych i gospodarki cyrkularnej. Taksonomia klasyfikuje spalarnie odpadów jako

„wyrządzające poważne szkody dla celów środowiskowych” (Głuszyński, Barczak 2020).

Jak pokazują analizy Komisji Europejskiej, transformacja zeroemisyjna będzie korzystna dla gospodarki UE nawet bez wzięcia pod uwagę unikniętych kosztów konsekwencji zmiany klimatu. Inwestycje w zmniejszenie zapotrzebowania na energię oraz przejście na odnawialne źródła energii niepotrzebujące do działania paliwa (w przypadku paliw kopalnych w zdecydowanej większości importowanego) i o prawie zerowym koszcie działania, jak elektrownie słoneczne i wiatrowe, prowadzą do kumulowania się oszczędności. Co więcej, im bardziej rozwijane są technologie efektywności energetycznej i odnawialne źródła energii oraz w im większej skali są produkowane, tym bardziej ich cena spada i stają się łatwiej dostępne. To odwrotnie niż z paliwami kopalnymi, po które trzeba sięgać do coraz trudniej dostępnych złóż, do tego położonych w innych, nie zawsze przyjaznych krajach. Źródła odnawialne wymagające paliwa, takie jak biogazownie, również mają istotną zaletę – zapewniają lokalne miejsca pracy i bezpieczeństwo energetyczne oraz nie wpływają negatywnie na bilans handlowy.

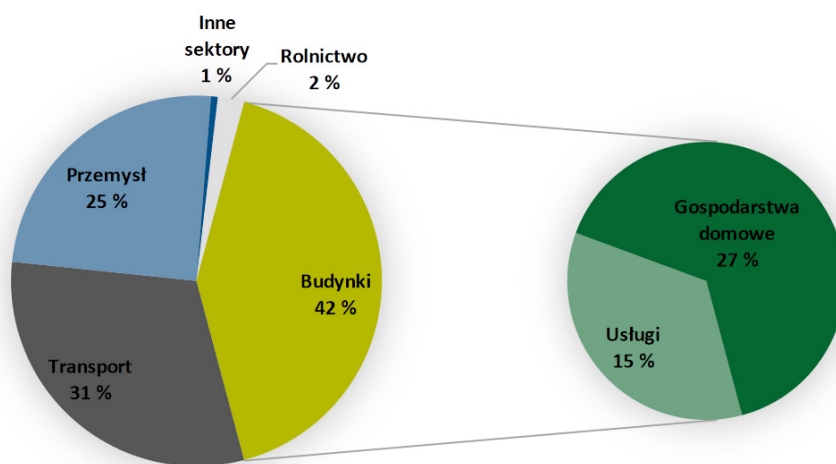
Moment jest przelotowy. Unia Europejska przygotowuje szeroko zakrojony program inwestycji w Europejski Zielony Ład, wielki program infrastrukturalny tworzący liczne lokalne miejsca pracy na najbliższe dekady. Wraz ze środkami z Funduszu Odbudowy po pandemii oraz Funduszu Sprawiedliwej Transformacji, Polska może liczyć na dodatkowe kilkadziesiąt miliardów euro z funduszy europejskich.

Sektory przemysłu tworzone w ramach Zielonego Ładu mogą być bardzo dobrą podstawą do budowania przemysłu przyszłości w Polsce. Technologie efektywności energetycznej, odnawialnych źródeł energii, gospodarki cyrkularnej – od „twardej infrastruktury” po wspierające je technologie ICT – mogą być w dużym stopniu realizowane przez polskie firmy, z wykorzystaniem polskich technologii takich jak pompy ciepła, rekuperatory, materiały izolacyjne i stolarka okienna, pociągi i autobusy elektryczne oraz ładowarki do nich, inwertery do fotowoltaiki, okablowanie, biogazownie, wieże turbin wiatrowych czy statki do ich stawiania na morzu. Polska jest na dobrej pozycji, żeby być beneficjentem netto rewolucji energetycznej, która właśnie nabiera rozpędu.

Transformacja do gospodarki zeroemisyjnej to wyzwanie, ale też szansa. Za jednym zamachem ratujemy świat naszych dzieci, tworzymy miejsca pracy w przyszłościowych sektorach mogących eksportować polskie produkty za granicę oraz poprawiamy zdrowie i jakość życia.

Miasta w obliczu transformacji do gospodarki zeroemisyjnej

Patrząc ogólnie na zużycie energii w różnych sektorach gospodarki, można zidentyfikować trzy główne obszary: przemysł (ciepło i prąd), transport (paliwa) oraz budynki (ciepło i prąd). Udział tych sektorów w zużyciu energii końcowej w krajach UE pokazuje Rys. 5.



Rys. 5. Zużycie energii końcowej w krajach UE w 2017 r. (źródło: Eurostat via Europejski Trybunał Obrachunkowy 2020)

Skupimy się przy tym na budynkach i transporcie, tu bowiem samorządy mają do zrobienia najwięcej. Odnośnie kwestii przemysłu zauważmy tylko, że przechodzenie na gospodarkę obiegu zamkniętego będzie wiązać się z przebudową systemu odbioru i przetwarzania odpadów. Wysypiska i duże spalarnie, jako fundamentalnie niezgodne z gospodarką obiegu zamkniętego i wyzerowaniem emisji gazów cieplarnianych, nie będą miały zastosowania (poza relatywnie wąskimi obszarami, jak np. unieszkodliwianie niebezpiecznych odpadów medycznych).

Budynki

Nowe budynki mogą i powinny być budowane w standardzie zeroenergetycznym. Już dziś można je budować w cenie praktycznie takiej samej jak budynki konwencjonalne, a biorąc pod uwagę różnicę w rachunkach za energię, opłacalność ekonomiczna jest bezdyskusyjna.

Przykładowo – w 2019 r. oddano do użytku szkołę w Markach pod Warszawą (Rys. 6). Zapotrzebowanie budynku na ogrzewanie jest bardzo niskie: 4 kWh/m²/rok. Jak to zrobiono? W SIWZ w kryterium cenowym zdefiniowano cenę jako koszt budowy + 15 lat kosztów mediów. Wyszło na to, że najtańszy budynek to taki, którego nie trzeba ogrzewać.



Rys. 6. Szkoła w Markach

Oczywiście większość budynków, które będą w 2050 r., już istnieje, dlatego potrzebna jest ich głęboka termomodernizacja. Nie jesteśmy tu oczywiście w stanie osiągnąć efektywności energetycznej jak przy nowych budynkach (w każdym razie przy akceptowalnych nakładach finansowych), ale zużycie energii też może zostać znacząco zmniejszone.

Na zdjęciach poniżej (Rys. 7) widzimy szkołę w województwie świętokrzyskim, klasyczną 1000-latkę. Powyżej obiekt przed głęboką termomodernizacją – wampir energetyczny o nadzwyczaj wysokim zużyciu energii. Na zdjęciu poniżej – budynek po przeprowadzeniu głębokiej termomodernizacji: ocieplenie, wymiana okien, eliminacja mostków termicznych, zainstalowanie wentylacji mechanicznej, ogrzewania pompami ciepła itd. Zużycie energii znacząco spadło.



Rys. 7. Szkoła w Końskich, województwo świętokrzyskie, przed termomodernizacją i po niej

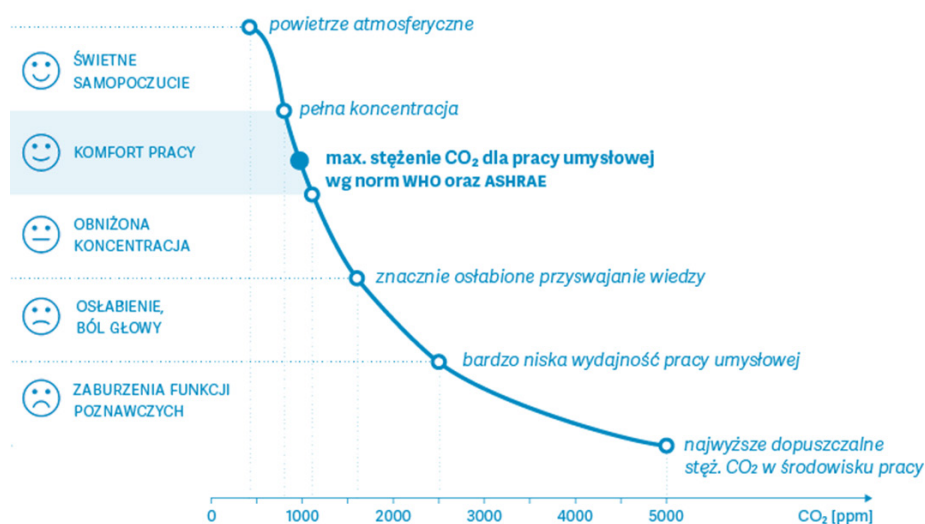
Stopa zwrotu w efektywność energetyczną może być bardzo wysoka (szczególnie przy wyjściowej wysokiej energochłonności budynku). Przykładowo, inwestycja w Końskich, kosztująca 840 zł/m², daje oszczędności na samych rachunkach za energię na poziomie 120 zł/m² rocznie – zwraca się w 7 lat, bez uwzględnienia dofinansowania.

Korzyści z dobrze przeprowadzonej głębokiej termomodernizacji to nie tylko spadek zużycia energii i emisji CO₂, ale też redukcja zanieczyszczeń powodujących smog i ubóstwa energetycznego oraz poprawa (dzięki zastosowaniu wentylacji mechanicznej) kluczowej dla stanu zdrowia jakości powietrza w budynkach.

Na Rys. 8 pokazana jest orientacyjna zależność między stężeniem CO₂ we wdychanym przez nas powietrzu a sprawnością intelektualną. Jako gatunek (licząc od pierwszych hominidów kilkanaście milionów lat temu) wyewoluowaliśmy przy atmosferycznych stężeniach CO₂ < 400 ppm (cząsteczek CO₂ na milion cząsteczek powietrza). Wyższe stężenia CO₂ prowadzą do zakwaszania naszej krwi i pogarszania pracy naszego układu nerwowego. Przy stężeniach przekraczających 2000–3000 ppm obserwowany jest wyraźny spadek naszych zdolności intelektualnych.

Za przykład może służyć eksperyment przeprowadzony na warszawskiej Pradze, gdzie opomiarowano w szkole dwie sale lekcyjne: standardową

oraz z wentylacją mechaniczną z odzyskiem ciepła (rekuperacja) i filtrowaniem powietrza, sterowaną czujnikami CO₂. W standardowej klasie referencyjnej w sezonie grzewczym, ze względu na zamknięte okna, stężenie CO₂ po godzinie lekcyjnej rośnie do 3000 ppm (na Rys. 9 pokazane są dane z systemu pomiarowego, w którym skala czujnika kończyła się na 2010 ppm), czyli do poziomu mocno utrudniającego przyswajanie wiedzy. Stężenie pyłów było zaś wyższe niż na zewnątrz (wpuszczanie smogu podczas wietrzenia w czasie przerwy). W klasie z wentylacją mechaniczną z odzyskiem ciepła, sterowaną czujnikami CO₂, stężenie tego gazu było utrzymywane na akceptowalnym poziomie, smog był zaś skutecznie odfiltrowany.



Rys. 8. Orientacyjna zależność między stężeniem CO₂ we wdychanym przez nas powietrzu a sprawnością intelektualną

	warunki zewnętrzne	konwencjonalna sala lekcyjna	sala lekcyjna z systemem HVAC
Stężenie dwutlenku węgla	powietrze zewnętrzne	2010 ppm	991 ppm
Stężenie pyłów zawieszonych PM2.5	38 µg/m ³	51 µg/m ³	3 µg/m ³
Stężenie pyłów zawieszonych PM10	43 µg/m ³	55 µg/m ³	3 µg/m ³

Rys. 9. Zestawienie stężeń CO₂ oraz pyłów PM2.5 i PM10 na zewnątrz, w standardowej klasie referencyjnej oraz klasie wyposażonej w system wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła, sterowanej czujnikami CO₂

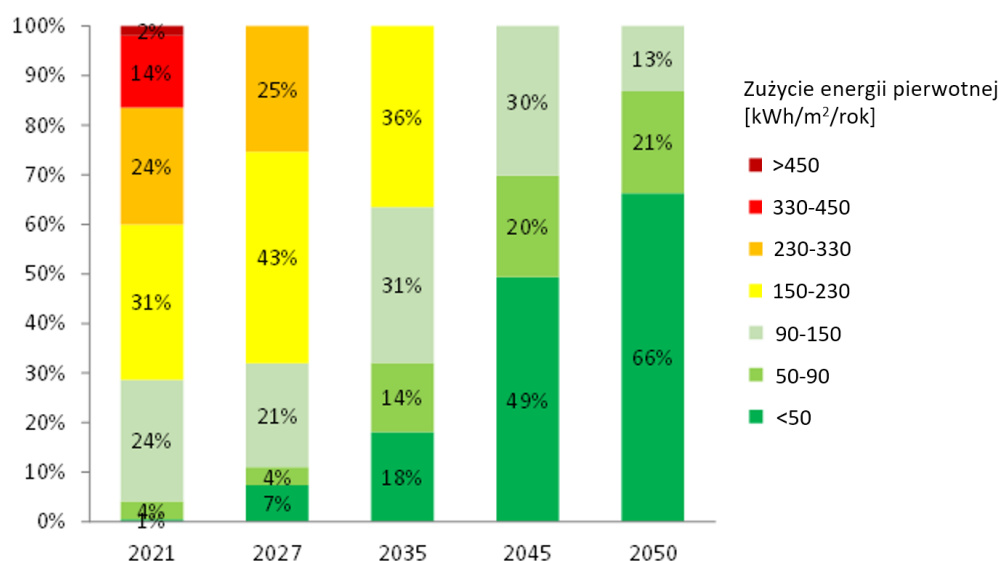
Budynki o wysokiej efektywności energetycznej to nie powrót do jaskiń, lecz podniesienie jakości życia.

Korzyści z mądrej poprawy efektywności energetycznej budynków leżą u podstaw unijnego programu „Fali renowacji” budynków, który jest też uwzględniany w planach naszego kraju – według założeń „Długoterminowej Strategii Renowacji” opracowywanej przez Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii w rekomendowanym scenariuszu zużycie energii pierwotnej w budynkach do 2050 r. ma spaść do 1/4 poziomu z 2020 r., co pokazuje zaczerpnięty z tego opracowania Rys. 10.

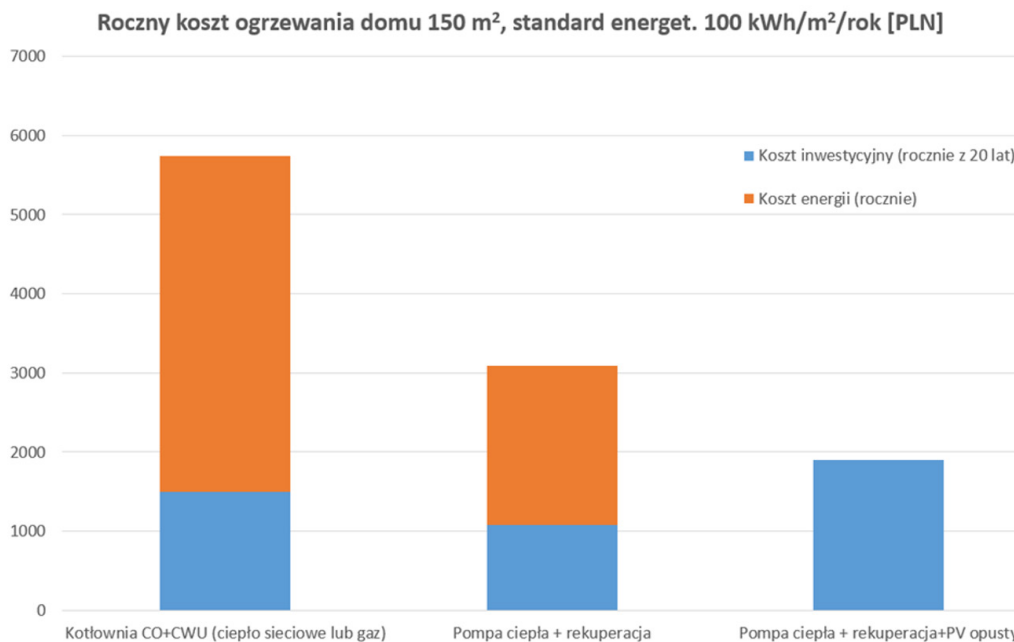
Zdając sobie sprawę z licznych wyzwań stojących przed wdrożeniem programu przedstawionego na Rys. 10 (koszty, dostępność środków, know-how, kwestie własnościowe itd.), można obawiać się, na ile terminowa realizacja tego celu okaże się w polskich warunkach możliwa. Zarazem jednak wzrost kompetencji i spadek cen dostępnych rozwiązań (pompy ciepła, rekuperatory, materiały izolacyjne itd.) mogą umożliwić zrobienie „więcej za mniej”. Do kwestii, jak potraktować bariery stojące przed takim czy innym działaniem, przejdziemy w dalszej części tekstu.

Głęboka termomodernizacja będzie stanowić wyzwanie dla sieci ciepłowniczych. Podczas gdy zapotrzebowanie na gigadzule do ogrzewania spadnie do 1/4, koszty utrzymania rur i węzłów ciepłych nie zmieniają się znacząco. Oznaczałoby to, że dla zapewnienia opłacalności koszt gigadzula musiałby wzrosnąć 4-krotnie. Może się okazać, że dużo lepiej jest zapewniać komfort ciepły innymi metodami. Jakimi? W budynkach efektywnych energetycznie doskonale sprawdzają się powietrzne pompy ciepła (powietrze-woda lub powietrze-powietrze), znacznie tańsze od gruntowych. Już dziś, w połączeniu z fotowoltaiką, w obowiązującym systemie opustów (netmeteringu) jest to najtańsze ogrzewanie, konkurencyjne względem ciepła systemowego oraz kotłów na gaz ziemny i węgiel (uprzedzając pytanie: tak, palenie w kopcichu śmieciami po zmroku jest dla Kowalskiego tańsze, tyle że dziecko sąsiada dostanie raka). Koszty ogrzewania przykładowego domu w trzech wariantach systemu grzewczego pokazane są na Rys. 11. Co prawda koszty inwestycyjne w wariantcie z pompą ciepła, wentylacją mechaniczną i instalacją fotowoltaiczną są najwyższe, jednak brak kosztów paliwa czyni tę opcję najbardziej efektywną ekonomicznie.

Rozkład budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej w poszczególnych etapach renowacji wg przedziałów efektywności budynków [scenariusz rekomendowany]



Rys. 10. Rozkład budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej w poszczególnych etapach renowacji do 2050 r. według przedziałów efektywności budynków; scenariusz rekomendowany „Długoterminowej Strategii Renowacji” przygotowywanej przez Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii



Rys. 11. Roczny koszt ogrzewania domu 150 m² w standardzie energetycznym 100 kWh/m²/rok (łącznie zapotrzebowanie na ciepło w sezonie grzewczym 15 000 kWh) w różnych wariantach ogrzewania, z podziałem na koszty energii i koszty inwestycyjne

Nowo budowane osiedla (choćby w obowiązującym standardzie energetycznym WT-21) warto robić już w tym systemie, bez dużych sieci ciepłowniczych. Głęboka termomodernizacja, realizowana kwartałami, może być wiązana z likwidacją sieci ciepłowniczej na tym obszarze. Zarazem jednak sieci ciepłownicze, uzupełnione o duże magazyny ciepła (nawet sezonowe), mogą doskonale stabilizować system energetyczny, absorbując każdą nadwyżkę prądu ze źródeł pogodozależnych i zamieniając go (w wersji prymitywnej – za pomocą grzałek, w wersji efektywniejszej – za pomocą pomp ciepła) w ciepło możliwe do wykorzystania wtedy, gdy będzie potrzebne. Magazynowanie ciepła w formie przejścia fazowego może pomagać w zapewnianiu ciepła zimą, a chłodu latem.

Możliwe jest też połączenie obu podejść w lokalnych małych sieciach ciepłowniczych, w skali od dużego budynku do kwartału. W takim wariantcie nie ma przesyłania ciepła na wiele kilometrów, jest ono wykorzystywane na miejscu przez pompy ciepła (lub dyspozycyjną kogenerację gazową – ale na gazie bezemisyjnym, jak np. biometan czy wodór – uruchamianą, gdy nie wieje i nie świeci) i magazyn ciepła oraz jego lokalne rozprowadzanie. W budynkach

o znacząco obniżonym zapotrzebowaniu na energię ciepłą wysokotemperaturową nie będzie potrzebne. Niższa temperatura grzejników (oraz wody w sieciach ciepłowniczych – jeśli pozostaną) będzie korzystnie wpływać na sprawność pracy pomp ciepła.

Niezależnie od wariantu oznacza to duże zmiany dla przedsiębiorstw ciepłowniczych – a właściwie nie „duże zmiany”, lecz koniec ich biznesu w dotychczasowym kształcie. Co nie znaczy, że musi to w ogóle być koniec ich biznesu... Konieczna jest tylko zmiana podejścia ze „sprzedajemy gigadzule rozprowadzane z centralnej (elektro)ciepłowni rurami po domach” na „zapewniamy usługi komfortu termicznego i wentylacyjnego”. Co to oznacza? Dziś Kowalski płaci co miesiąc firmie ciepłowniczej za to, że ma ciepłe kaloryfery – z tych pieniędzy firma utrzymuje ciepłownie, sieci przesyłowe i węzły ciepłownicze. Pojutrze Kowalski będzie płacił co miesiąc firmie ciepłowniczej za to, że będzie mieć komfort termiczny (włącznie z klimatyzacją i wentylacją mechaniczną z czujnikami CO₂), a firma będzie obsługiwać pompy ciepła i magazyny, uczestniczyć w bilansowaniu sieci itd. Z perspektywy Kowalskiego wiele się nie zmienia: co miesiąc robi przelew i głowa go nie boli.

Transport

Na początek porównajmy zużycie energii przez różne środki transportu na przejechanie 100 km przez jedną osobę, co pokazuje Rys. 12.

Zdecydowanie powinniśmy stawiać na środki transportu zaznaczone zieloną ramką: zelektryfikowany transport zbiorowy oraz rowerowy (w tym także w wydaniu elektrycznym). Tam, gdzie już dopuściliśmy do tego, że przedmieścia rozlały się i gęstość zabudowy

jest zbyt mała na zapewnienie transportu zbiorowego, a na przejazdy rowerem (nawet elektrycznym) jest zbyt daleko, jest miejsce na samochody elektryczne. Elektromobilność niewątpliwie jest przyszłością transportu, jednak zastąpienie każdego auta spalinowego elektrycznym nie jest ani jedynym, ani najlepszym sposobem poprawy efektywności. Na Rys. 13 widzimy zestawienie dwóch modeli transportu: z Warszawy (samochodocentryczny) oraz Kopenhagi (zorientowany na rowery, transport miejski i pieszych).



Rys. 12. Zużycie energii w megadżulach na 100 km na pasażera: samochód spalinowy z jedną osobą (spalanie 7 l/100 km), samochód elektryczny, pociąg/tramwaj (zapełniony w 3/4), autobus (zapełniony w 3/4), autobus elektryczny (zapełniony w 3/4) oraz rower. Zużycie energii w dużym aucie typu SUV to 500 MJ lub nawet więcej



Rys. 13. Na górze zdjęcia z Kopenhagi, na dole z Warszawy. W prawym dolnym rogu płaeparking Konstytucji

W Kopenhadze największa grupa ludzi jeździ do pracy rowerami, druga w kolejności transportem miejskim, a najmniejsza samochodami (zasadniczo ci, którzy faktycznie muszą). Dotyczy to nie tylko lata (zdjęcie po lewej), ale też zimy (zdjęcie po prawej) – 80% mieszkańców Kopenhagi jeżdżących na rowerze latem, jeździ nim również zimą. Dlaczego? Przede wszystkim dlatego, że jest to najwygodniejsze i najszybsze. W centrum odcinek, który samochodem będziesz jechać ponad pół godziny, rowerem przejedziesz w niecały kwadrans. Nie będziesz wdychać smogu. Poziom bezpieczeństwa jest taki, że można postać pierwszaka samego rowerem do szkoły – i jest bezpieczny (w Polsce, ze względu na ruch samochodowy, to coś nie do pomyślenia). To także zdrowa porcja ruchu.

Dlaczego w Kopenhadze (również w Wiedniu, Oslo, Helsinkach, Amsterdamie itd.) zmiany poszły w tym kierunku? Kiedy te działania rozpoczęto, w latach 70. czy 80. XX wieku, mało kto myślał o ochronie klimatu. Podjęto je, żeby w mieście żyło się lepiej. W bogatym społeczeństwie, gdzie każdego było stać na samochód, całe miasto stanęło w wielkim korku. Parkujące samochody zatarasowały ulice, a parki zaczęły ustępować miejsca parkingom. Smog samochodowy i hałas stawały się coraz bardziej uciążliwe. Było coraz więcej wypadków. Mieszkańcy mieli dość tego postępującego spadku poziomu życia w mieście, które w miarę jak robiło się „coraz bardziej dla samochodów”, stawało się „coraz mniej dla ludzi”. Zdecydowano się więc na odwrócenie trendu, a miasta, które pozbywają się samochodów, jak Wiedeń czy Kopenhaga, nie przez przypadek przodują w rankingach jakości życia.

Wybór dominującego w mieście modelu transportowego to nie tylko kwestia zużycia energii i emisji CO₂ oraz jakości życia pod kątem transportowym. Konieczna jest też adaptacja do postępujących zmian klimatu: letnich fal upałów, powodzi opadowych związanych z „oberwaniami chmury” i susz. Potrzebne są tereny zielone zapewniające miłą temperaturę i zdolności retencyjne, tymczasem... Do zaparkowania samochodu potrzeba ok. 25 m² (licząc z miejscem do manewrowania) – a jedno miejsce nie wystarcza, bo

parkuje się pod domem, pod pracą, pod supermarketem i gdzieś jeszcze. W dużych miastach na samochód przypada więc w praktyce kilkadziesiąt metrów kwadratowych. W Warszawie, przy ponad milionie samochodów, oznacza to, że blisko 100 km² miasta jest przeznaczonych na parkingi. Trend betonizacji, łącznie z „rewitalizacjami” rynków polegającymi na likwidacji drzew i terenów zielonych, zdecydowanie należy odwrócić. A do tego trzeba zmniejszyć liczbę samochodów w miastach.auta są oczywiście przydatne i pozostaną w użyciu nie tylko poza miastami, ale też w ich obrębie. Jednak nie może ich być tyle, co teraz, lecz – powiedzmy – 1/4 obecnej ilości, i powinny to być jedynie samochody elektryczne.

Oczywiście im więcej osób przemieszcza się rowerem, tym mniej środków miasto musi przeznaczać na transport publiczny (oraz wydatki zdrowotne). W zdominowanym przez samochody mieście przemieszczanie się rowerem jest nieprzyjemne i niezdrowe, a nawet niebezpieczne. Budując system rowerowy, powinniśmy dążyć do takiego standardu, w którym można będzie bezpiecznie postać rowerem do szkoły dziecko z pierwszych klas szkoły podstawowej. To jest możliwe do osiągnięcia, a jedyne ograniczenia dla lepszego życia są tylko w naszych głowach.

Kwestie transportu można kontynuować. Potrzebujemy priorytetu dla transportu miejskiego, dobrej kolei między miastami oraz transportu zbiorowego eliminującego wykluczenie transportowe na prowincji. Potrzebujemy planowania przestrzennego oraz modyfikacji logistyki transportu towarowego. To wszystko bardzo istotne sprawy, na które nie mamy tu jednak miejsca. Na pewno cisną Ci się też pytania, z których dwa najważniejsze to prawdopodobnie: jak to wszystko ogarnąć oraz jak wdrożyć tak poważne zmiany naruszające zastane *status quo*?

Jak to zrobić?

Wiele osób, czytając o kopenhagizacji miast, darmowym transporcie zbiorowym czy powszechnej głębokiej termomodernizacji budynków, może powiedzieć,

że to zbyt daleko idące zmiany. Pytanie, w jaki sposób przeprowadzimy transformację energetyczną i dekarbonizację nie ma rzecz jasna jednoznacznej matematycznie odpowiedzi. Przedstawiając plan działania, trzeba pamiętać, że owszem, można zrobić wiele rzeczy inaczej, ale koniec końców plan musi się spinać i faktycznie prowadzić do zredukowania emisji o połowę w ciągu dekady. Pytaniem nie jest, „czy to zrobić?”, ale „jak to zrobić?”. Identyfikujemy rzecz jasna liczne bariery dla transformacji energetycznej, lecz nie po to, by je pielęgnować, lecz żeby je przezwyciężyć.

Przede wszystkim: uzgodnienie wspólnej wizji

Konieczność szybkiego wdrażania innowacji będzie naruszać *status quo* i może spotykać się z oporami – od „partii kierowców” niezadowolonej z „kopenhagizacji” miast, przez broniące swoich interesów spółki ciepłownicze, spalarnie czy deweloperów, po przywiązanych mentalnie (a często nie tylko) urzędników niechętnych do podejmowania ryzyka będącego immanentną cechą procesu innowacji. Bariery te mogą poważnie paraliżować działania na rzecz transformacji. Potrzebujemy rozwiązań, które umożliwią przyjęcie ambitnej wizji, wyjście poza gorset sztywnego systemu i wdrożenie przełomowych innowacji w miastach.

Szerokie rzesze społeczeństwa nie ufają politykom i już nawet nie spodziewają się po nich działania dla dobra wspólnego oraz myślenia długoterminowego. Coraz większy wpływ na politykę mają osoby wpływowe i bogate, w myśl zasady „jeden milion dolarów = jeden głos”. Taka „demokracja” rozczarowuje.

Demokracja partycypacyjna prowadzona poprzez referenda powoduje z kolei, że pytania (być może dotyczące złożonych spraw wymagających dużej wiedzy) zadawane są osobom zupełnie nieorientującym się w tematyce (i nie bardzo mającym ochotę się z nią zapoznawać, skoro i tak „ich głos jest jednym z milionów i nie ma znaczenia”), które w związku z tym będą podejmować decyzje raczej na podstawie instynktu lub towarzyszącego referendum lobbingu i dezinformacji.

Konsultacje społeczne też mają istotne słabości. Przychodzą na nie osoby najbardziej zaangażowane, co w przypadku tematów kontrowersyjnych bynajmniej nie prowadzi do konstruktywnego dialogu. Gdy prowadzone są konsultacje dotyczące np. kwestii transportowych (powiedzmy budowy buspasa czy ścieżki rowerowej kosztem miejsc parkingowych), to kto na nie przychodzi? Z jednej strony aktywiści miejscy/rowerowi, z drugiej zaś – najbardziej zaangażowani przedstawiciele „partii kierowców”. Czy przyszli się dogadywać? Nie: jedni i drudzy przyszli „zmiążyć” drugą stronę. Im ktoś jest głośniejszy i bardziej widoczny, tym jest skuteczniejszy. Na porozumienie trudno liczyć.

Tak źle, tak niedobrze, a owak jeszcze gorzej... Wydawałoby się, że nic się z tym nie da zrobić.

Panele obywatelskie: demokracja, która działa (zadziwiająco dobrze)

Pomimo to w końcu trafiłem na sposób podejmowania decyzji, który zaskoczył mnie swoją skutecznością, transparentnością, odpornością na szum informacyjny, zaangażowaniem uczestników i wysokim poziomem merytorycznym podejmowanych decyzji: panele (lub inaczej zgromadzenia) obywatelskie.

Wiosną 2017 r. w Gdańsku odbył się panel obywatelski, do udziału w którym wylosowano kilkudziesięciu mieszkańców miasta (spośród około 800 osób, które zadeklarowały chęć uczestniczenia). Zadbano o zrównoważoną reprezentację różnych grup społecznych, przyjmując kryteria miejsca zamieszkania, wieku, wykształcenia, płci itd. Tematem panelu była kontrowersyjna kwestia ograniczenia smogu. Pierwszego dnia przedstawione zostały wyniki pomiarów jakości powietrza oraz opis mechanizmu wpływu zanieczyszczeń powietrza na zdrowie, a drugiego dnia eksperci prezentowali rozwiązania możliwe do wprowadzenia w Gdańsku. Dni trzeci i czwarty przeznaczone były na przygotowanie rekomendacji. Paneliści dyskutowali ze sobą i ekspertami, wypracowując rozwiązania, które w finale były przekuwane w propozycje działań.

I na koniec najlepsze: władze miasta zobowiązały się, że propozycje, które uzyskają w głosowaniu 80-procentową większość, zostaną wdrożone. Dlatego ludzie angażują się, bo wiedzą, że ich głos ma znaczenie. Przyjęte przygniatającą większością głosów rekomendacje ułożyły się w spójną antysmogową całość.

W 2018 r. w Lublinie odbył się panel obejmujący szerszą tematykę: ogrzewanie, transport oraz planowanie przestrzenne. Same trudne tematy... Gdy rozmawiam o nich z włodarzami różnych miast, zwykle słyszę różne warianty „nie-da-się”, „bo u nas nie Kopenhaga: ludzie palą węglem i jeżdżą samochodami”. Rekomendacje panelistów ponownie okazały się tak dobre, jakby pochodziły od kompetentnych aktywistów miejskich. Na przykład, gdy poddano pod głosowanie kwestię, czy miasto powinno priorytetyzować transport autami prywatnymi czy transport zbiorowy, rowerowy i pieszy, ponad 90% panelistów zagłosowało za tą drugą opcją.

Panel obywatelski to potężne narzędzie umożliwiające (światłym) władzom miasta wdrażanie programów, które inaczej byłyby uważane za zbyt kontrowersyjne. Mając silny mandat ze strony mieszkańców miasta, można oponentom odpowiedzieć: „Tak, rozumiemy Pańskie stanowisko. Podziela je kilka procent mieszkańców miasta, podczas gdy ponad 90% oczekuje ograniczenia ruchu samochodowego w centrum, priorytetu ruchu dla komunikacji miejskiej, opłat za parkowanie i innych działań w tym kierunku. Wie Pan... większość mieszkańców, naszych wyborców, tego chce – jako władze miasta słuchamy ich głosu”. Przy okazji decyzji pokazują, że liczą się ze zdaniem mieszkańców.

W pandemicznym roku 2020 panele obywatelskie odbyły się w Łodzi („Zieleń w mieście”), Wrocławiu („Transport”) i Warszawie („Ochrona Klimatu”), zaś w 2021 r. w Poznaniu i Krakowie (w obu przypadkach „Ochrona Klimatu”).

Skuteczność paneli wynika z kilku rzeczy. Mamy tu niezależną grupę obywateli, która została wyłoniona poprzez losowanie. Mamy część edukacyjną, która zapewnia dobre zapoznanie się z tematem, a do tego część deliberacyjną (dyskusję i wymianę poglądów pod kątem podjęcia działań), w ramach której omawia

się temat i proponowane rozwiązania z różnych stron. Zaproszeni eksperci z założenia przedstawiają różnorodne rozwiązania i perspektywy, dając szeroki obraz sprawy. Zapewniona jest także możliwość udziału zainteresowanych stron, czyli np. organizacji pozarządowych czy instytucji, które również przedstawiają swoje stanowisko w danej sprawie. A to wszystko w miłej atmosferze, przy herbacie i kawie, w ramach spotkań prowadzonych przez facylitatorów. Cała metoda jest tak przygotowana, aby końcowe rekomendacje miały jak najlepszą jakość.

Zgromadzenia obywatelskie na poziomie miast mogą przetrzeć drogę dla zgromadzeń na poziomie krajowym (a nawet europejskim). Władze miast mogą wiele, ale w swoich działaniach są związane regulacjami i prawem krajowym oraz decyzjami innych organów (np. wojewódzkich). Potrzebujemy wielu decyzji i zmian na tym poziomie – takich jak np. podniesienie norm efektywności energetycznej powstających budynków, zmiana polityki w zakresie transportu (drogowego i kolejowego, osobowego i towarowego) czy planowania przestrzennego. Wśród rekomendacji paneli miejskich mogą i powinny znaleźć się postulaty podjęcia przez władze samorządowe działań na rzecz organizacji ogólnopolskich paneli obywatelskich i zmian prawa. Władze miejskie mogą to realizować m.in. na forum oraz za pośrednictwem Związku Miast Polskich, Unii Metropolii Polskich, Związku Powiatów Polskich, lokalnych postów itp.

Inwentaryzacja podstawowych potrzeb

Bez wątpienia fundamentem skutecznego i spójnego działania musi być wspólna wizja celu, do którego dążymy, dzielona przez władze samorządowe różnych szczebli, mieszkańców i innych interesariuszy. Bez tego będziemy „ciągnąć” w różne strony tudzież biegać w kółko. Kiedy już jednak, pomimo wszystkich barier, zgodzimy się co do strategicznego kierunku zmian, pojawiają się liczne pytania o szczegóły działania.

Przede wszystkim trzeba zacząć zarządzać energią, mając na uwadze infrastrukturę będącą w bezpośredniej gestii zarówno samorządu (np. urzędy,

szkoły, szpitale), jak i innych interesariuszy działających na jego terenie. Wchodzą w to budynki spółdzielni, firm i osób prywatnych, organizacja transportu itd. Potrzebne jest **zinventaryzowanie zużycia energii i zarządzanie nią**, najlepiej zgodnie z normą ISO 50001. Wiedza ta jest potrzebna przy planowaniu dalszych działań – od planów termomodernizacji, które warto zacząć od budynków w najgorszym standardzie energetycznym, a ich termomodernizacja da największe efekty środowiskowe i zwrot z inwestycji, po **systemowe plany i harmonogramy działania prowadzące do zapewnienia bezemisyjnego ciepła mieszkańcom i strategicznej przebudowy systemu transportowego**. Wchodzą w to także kwestie inwentaryzacji lokalnie dostępnych zasobów energetycznych (PV, wiatr, biogaz i in.), możliwości ich wykorzystania i budowy maksymalnie bilansującego się lokalnie systemu energetycznego, także z udziałem wspólnot energetycznych. Wszystko to oczywiście ze świadomością konieczności współpracy z innymi interesariuszami – od sąsiednich gmin w kwestiach transportu, przez firmy ciepłowniczy, po władze wojewódzkie i centralne.

Niezwykle ważna jest **realizacja ambitnych projektów pilotażowych**. Pozwalają one zdobyć *know-how*, w oparciu o który można przejść do działania w skali masowej. Przetamują też „niedasizm” w mało innowacyjnym środowisku, w którym standardową reakcją na propozycję zrobienia czegoś nowego – czy to szkoły zeroenergetycznej, czy linii metrobusej – jest pytanie: „A gdzie to w Polsce już działa?”. Robiąc innowacje, trzeba dać sobie prawo do eksperymentowania, uczenia się i popełniania błędów, z czym urzędnicy mają poważny problem. Przy takim podejściu będziemy wlec się w ogonie innowacji. Projekty pilotażowe pokazują też, że „to da się zrobić, działa i jest fajne”, stają się wzorcami i przetamują lody. Mają też wielką wartość edukacyjną, a także PR-ową. Robiąc np. głęboką termomodernizację szkoły czy kamienicy, należy udokumentować stan „przed” i „po”: zrobić zdjęcia termowizyjne, zestawienia rachunków za ogrzewanie, wywiady z dyrektorką szkoły i starszą panią z drugiego piętra – o tym, jak zmieniły się ich

warunki pracy i życia. A wszystko umieścić na tablicach przed budynkiem, opisać w prasie i nagłośnić w innych mediach. Przy okazji samorząd „zbierze punkty” u wyborców. Skuteczna realizacja i rozpropagowanie projektu pilotażowego da *know-how* nie tylko samorządowi, który go zrealizował, ale i innym podmiotom w kraju.

Słowo *know-how* przewija się w niniejszym tekście nieustannie. I nic dziwnego: szybka, głęboka i powszechna zmiana wielu sektorów wymaga sporej orientacji w temacie. Dotyczy to w szczególności interesariuszy o mniejszych zasobach kompetencyjnych, takich jak pojedyncze osoby, małe firmy czy spółdzielnie mieszkaniowe. Przykładowo, gdy mówimy o termomodernizacji budynków, trzeba mieć wiedzę zarówno o dostępnych rozwiązaniach technologicznych (a ilu Kowalskich czy prezesów spółdzielni mieszkaniowych odróżnia rekuperator od pompy ciepła i ma pojęcie o niuansach ich zastosowania?), jak i o prowadzeniu całego procesu termomodernizacji. Trzeba wiedzieć, gdzie zwrócić się o dobry audyt. Trzeba umieć zaplanować optymalny plan działania, być może podzielony na fragmenty, tak żeby prace na kolejnych etapach dopinały się, a nie blokowały. Trzeba mieć orientację w sprawie możliwości pozyskania środków z różnych dostępnych funduszy, umieć wypełnić i złożyć gdzie trzeba wnioski. Trzeba wiedzieć, jakie są możliwości odliczeń podatkowych. Podobnie jest z instalacją fotowoltaiki, przydomową retencją wody i wieloma innymi sprawami. Aby pokonać tę barierę, w każdej gminie powinien być dostępny „**one-stop-shop**”, do którego każdy mógłby zwrócić się o poradę. Przychodzący w takie miejsce Kowalski przedstawiałby swoją sytuację indywidualnemu doradcy (jak w bankowości osobistej), pokazując m.in. rachunki i plany budynku, a doradca powiedziałby mu, jakie widzi możliwości odnośnie do termomodernizacji budynku, wymiany źródła ciepła, instalacji fotowoltaiki czy zmniejszenia zużycia prądu w domu. Przedstawiłby mu możliwe scenariusze technologiczne, finansowe itd. Następnie pomógłby Kowalskiemu zorganizować audyt, wypełnić dokumenty i wnioski o dofinansowanie oraz wsparł w odbiorze prac.

No tak, ale ile gmin ma kompetencje, żeby taki „one-stop-shop” kompetentnie poprowadzić? Trzeba na bieżąco mieć orientację w szybko zmieniających się technologiach, przepisach i programach wsparcia. Trzeba też przygotować i regularnie aktualizować materiały edukacyjne.

Wszystkie te działania powinny być prowadzone w oparciu o systemową wizję całościowego przechodzenia na zeroemisyjny system energetyczny i dochodzenia do neutralności klimatycznej na poziomie lokalnym, przełożoną na konkretny plan działania. Część z nich powinna być koordynowana wspólnie z gminami ościennymi, np. w ramach Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych (ZIT). Plan i harmonogram należy na bieżąco aktualizować w miarę postępu technologii, zmian cen i uwarunkowań rynkowych, regulacji krajowych i unijnych, polityk wsparcia itd.

„One-stop-shop” lub Centrum Transformacji Energetycznej dla samorządów

Transformacja energetyczna jest wszechogarniającym, gwałtownie przebiegającym procesem zachodzącym w szybko zmieniającym się otoczeniu prawnym (w tym rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂), technologicznym, gospodarczym itd. Cel redukcji emisji o połowę w ciągu dekady i do zera do 2050 r. wraz z działaniami adaptacyjnymi stanowią olbrzymie wyzwanie, wymagające zmian w szeroko pojętej infrastrukturze miejskiej (i wiejskiej), obejmujących: wytwarzanie energii, budynki, transport, zieloną i błękitną infrastrukturę, odpady i in. Działanie w tak dynamicznie zmiennym środowisku jest bardzo trudne, wymaga długofalowego myślenia, planowania i zarządzania zmianą, rozumienia powiązań systemowych, pilotaży, znajomości programów wsparcia finansowego (nie tylko bezpośrednio dostępnych z programów krajowych czy europejskich, ale też montażu finansowych PPP, obligacji i in.) itd. Nawet największe polskie metropolie mają z tym problem, zaś małe samorządy zupełnie nie posiadają kompetencji i zasobów ludzkich/organizacyjnych do zmierzenia się z tym wyzwaniem.

Rozwiązaniem powinno być utworzenie „one-stop-shop” (OSS) dla samorządów – organizacji wyspecjalizowanej w doradztwie, znającej dobre praktyki, rozwiązania, dostępne fundusze, projekty pilotażowe, wyjazdy studyjne w kraju i zagranicą, panele obywatelskie itd. Każdy samorząd będzie miał w OSS swojego imiennego doradcę, którego można będzie zapytać o wszystko, który będzie znał sytuację samorządu, doradzi, wskaże lub wesprze w przygotowaniu dokumentów, pomoże przepilotować wnioski, skontaktuje z kim trzeba (czy to z innych instytucji, czy samorządów, które już z jakimś wyzwaniem się zmierzyły). Oprócz „obsługi zapytań” samorządów doradca aktywnie kontaktowałby się z samorządem, zachęcając do działania. Doradca samorządu miałby wsparcie całego OSS i jego wiedzy, czyli nawet jeśli sam nie będzie znał odpowiedzi na zaawansowane zapytanie, to znajdzie na nie odpowiedź w krótkim terminie. OSS prowadziłby też działania aktywne: newsletter (np. o legislacji, funduszach, projektach pilotażowych), szkolenia/konferencje/warsztaty/wyjazdy studyjne itd. Przygotowywane byłyby rekomendacje/zalecenia dla samorządów/gmin/powiatów wskazujące, co należy robić i jakie rozwiązania są rekomendowane (a jakie nie i dlaczego).

OSS dysponowałby też zespołami zadaniowymi mogącymi przyjechać do gminy, przeprowadzić audyt, zarekomendować najlepiej rokujące rozwiązania, przygotować projekt oraz doszkolić/wspomóc lokalne zasoby do dalszej pracy przy nim. Takie wzmocnienie kompetencji samorządów byłoby szczególnie istotne przy projektach pilotażowych, w których nie ma wypracowanej ścieżki działania (pozwoliłoby to również na sprawne przechwytywanie zdobywanej przy tym wiedzy do OSS).

OSS w oparciu o kontakty z samorządami i praktycznymi projektami identyfikowałby bariery i zapotrzebowania w aspekcie koniecznych zmian legislacji, działań instytucji, badań itd., na bieżąco komunikując się w tych kwestiach m.in. z Ministerstwem Klimatu i Środowiska, Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Polską Agencją Rozwoju Przedsiębiorczości, Agencją Rozwoju Przemysłu oraz z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju.

Biorąc pod uwagę pilną potrzebę stworzenia na szczeblu gminnym punktów konsultacyjnych dla osób prywatnych, spółdzielni, małych przedsiębiorstw i in., OSS przygotowałby zestandaryzowany program/pakiet *know-how* uruchomienia takiego punktu konsultacyjno-doradczego w gminie, a także służyłby pomocą w jego uruchomieniu (w duchu franczyzy *à la* Żabka).

Potrzeba ta jest wciąż niezaspokojona. Istniejące inicjatywy stron webowych, dokumentów i baz dobrych praktyk są niepełne, nieaktualizowane i trudne w wykorzystaniu. Brakuje kogoś, kto „prowadzi za rękę”. Istotnym wyzwaniem transformacji energetycznej jest niewystarczająca liczba osób o potrzebnych kompetencjach. Wspecjalizowane w tym kierunku osoby są rozproszone w wielu różnych miejscach i często już czymś zajęte. Co gorsza, w obecnym modelu nowi specjaliści szybko się nie pojawiają, co oznacza, że decyzje o wydawaniu gigantycznych pieniędzy byłyby podejmowane bez przemyślenia i przygotowania.

Rysuje się następujący kierunek działania:

1. W pierwszej kolejności OSS rekrutuje (lub – jeśli się nie uda – weźmie na współpracowników zewnętrznych) kadrę – osoby o najlepszych dostępnych kompetencjach, oraz nawiąże współpracę z organizacjami takimi jak Krajowa Agencja Poszanowania Energii czy Forum Energii, budując w ten sposób *core* kompetencyjny, w oparciu o który stworzy kierunkową wizję działania, bazę wiedzy i strukturę.
2. W dalszej kolejności OSS rekrutuje ludzi o niższych kompetencjach, z założeniem ich doszkolenia. Stopniowo struktura organizacyjna zapełni się, a kompetencje organizacji wzrosną.
3. Kiedy w organizacji będzie już kilkadziesiąt osób (w tym pierwsi w miarę kompetentni konsultanci), wówczas ruszą pierwsze projekty z samorządami.
4. Stopniowo, w miarę poszerzania składu OSS, doświadczeń i bazy wiedzy (kilkanaście miesięcy) skala działania będzie zwiększana do docelowego poziomu.

Do organizacji OSS można podejść od różnych stron: utworzyć OSS centralnie na szczeblu krajowym lub wręcz europejskim, może to być też wspólna inicjatywa samorządów (np. na szczeblu Związku Miast Polskich) lub inicjatywa (semi?)komercyjna: samorządy wpłacałyby miesięczną składkę zależną od swojej wielkości i zakresu „pakietu serwisowego”, pozwalającą na działanie OSS. Niezależnie od modelu biznesowego, w OSS powinni pracować ludzie zaangażowani sercem w transformację energetyczną – dotyczy to każdego szczebla: od kierownictwa po doradców.

Podsumowanie

Prawa fizyki nie zechcą poczekać, aż dokonamy zmian w naszym sposobie myślenia i infrastrukturze. W obliczu kryzysu klimatycznego nie potrzebujemy pudrowania *status quo* ani jego drobnego tuningu. Potrzebujemy szybkich, głębokich i powszechnych zmian. Potrzebujemy rewolucji w naszych miastach. Potrzebujemy narzędzi pozwalających wypracować wspólną wizję i przełamać liczne blokujące nas bariery. Jednym z tych narzędzi są panele obywatelskie. Potrzebujemy innowacji i adekwatnych projektów pilotażowych przyspieszających proces zdobywania wiedzy i kompetencji oraz dających wzorce do replikacji w masowej skali. Potrzebujemy współpracy i systemowej wymiany doświadczeń.

Bibliografia:

- Głuszyński P., Barczak P. (2020), *Stanowcze NIE dla budowania spalarni śmieci!*, <https://energia.rp.pl/opinie/25634-stanowcze-nie-dla-budowania-spalarni-smieci/> [dostęp: 6.06.2021].
- European Commission (2018), *A Clean Planet for all a European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018D0773&from=EN> [dostęp: 28.05.2021].
- Europejski Trybunał Obrachunkowy (2020), *Efektywność energetyczna budynków – należy położyć większy nacisk na optymalność inwestycji*, https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/SR20_11/SR_Energy_efficiency_in_buildings_PL.pdf [dostęp: 28.05.2021].
- Komisja Europejska (2019), *Europejski Zielony Ład*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019D0640> [dostęp: 28.05.2021].

The energy revolution from the perspective of local government. How to do it effectively?

Abstract: The burning of fossil fuels runs through our entire economy: coal and gas power stations, oil-powered vehicles, natural gas and coal heating. We've lived in this kind of world forever and have become accustomed to how it works. And now, suddenly, we find ourselves having to move away from them almost entirely, and reduce their combustion almost to zero in 30 years. Sticking to established patterns of thinking and acting will not get us there. We need a shift in thinking and innovation that allows for rapid, deep and widespread infrastructure rebuilding.

In this article we will take a closer look at the energy and climate megatrends and the goal we are aiming for, in line with the Paris Agreement and European Green Deal policies. We will also look at what the emerging new fossil fuel-free energy system will look like

and what implications this will have for buildings or transport. We will also consider how to do it, where to start, and what, among a myriad of things to do, is most important.

Keywords: energy transition, decarbonisation, European Green Deal, local governments, action plan

Marcin Popkiewicz

Redaktor naczelny portalu
naukaoklimacie.pl
ziemianarozdrozu.pl



Wpływ energetyki rozproszonej na proces kształtowania elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego

Abstrakt: Obserwowany obecnie dynamiczny rozwój w kraju i na świecie energetyki rozproszonej, postępujący za sprawą odejścia od wysokoemisyjnych nośników energii na rzecz tworzenia sektora energetycznego bazującego w dużej mierze na źródłach odnawialnych, sprawia, że energetyka rozproszona może w najbliższym czasie stać się znaczącym elementem poprawiającym bezpieczeństwo energetyczne państwa, wpływającym na poziom cen energii i stymulującym rozwój wybranych regionów kraju. Zasadnicze znaczenie w dojściu do takiej formuły funkcjonowania energetyki po jej transformacji będzie miało zwiększenie produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE), inteligentna integracja OZE oraz intensywne zaangażowanie społeczne w proces tworzenia obszarów samodzielności energetycznej (klastry, spółdzielnie energetyczne i in.). W artykule zwrócono szczególną uwagę na pożądany kierunek rozwoju autonomicznych wspólnot energetycznych, które mają szansę w nieodległej przyszłości skutecznie zapewniać między innymi obszarową równowagę podaży-popytu w zakresie energii elektrycznej.

Słowa kluczowe: transformacja energetyki, rozwój energetyki rozproszonej, lokalna autonomia energetyczna

Wstęp

Dwie ostatnie dekady obecnego stulecia w sposób szczególny zwracają uwagę na stale rosnącą rolę energii elektrycznej we wszystkich procesach życia gospodarczego przemysłowego i społecznego. Co istotne, prawidłowość ta jest odnotowana we wszystkich analizowanych scenariuszach wzrostowych przyszłego rozwoju gospodarki państw europejskich, a w sposób szczególny znajduje ona odzwierciedlenie w gospodarce krajowej. Dzieje się tak za przyczyną utrzymującego się w Polsce od wielu już lat wzrostu gospodarczego – od 2004 r. utrzymuje się on na poziomie 4% rocznie, co sprawia, że polską gospodarkę można uznać za dojrzałą w stopniu umożliwiającym wytyczenie własnej drogi rozwoju i konsekwentne nią podążanie. Jednak w sytuacji zauważalnej progresji gospodarczej kraju nie można utracić z pola widzenia

nośników energetycznych, dzięki którym uzyskujemy między innymi energię elektryczną, jako istotnego medium procesu tworzenia społecznego dobrobytu i komfortu.

Rosnącej świadomości społecznej o roli energii elektrycznej w gospodarce towarzyszy intensywna wymiana poglądów określających wizję przyszłości polskiej energetyki. Tocząca się w tym względzie ogólnospołeczna dyskusja staje się coraz gorętsza w miarę zużywania się ograniczonych naturalnych zasobów energetycznych i postępującego zanieczyszczenia środowiska, w którym żyjemy. Biorąc pod uwagę istotną funkcję energii elektrycznej w całej gospodarce, koncentracja podejmowanych działań prorozwojowych powinna umożliwić zaspokojenie potrzeb energetycznych w sposób zrównoważony i ekonomicznie uzasadniony, a jednocześnie gwarantujący ochronę i restytucję naturalnych ekosystemów. Sprzyja temu dynamika postępu technologicznego oraz budowa nowych innowacyjnych łańcuchów wartości otwartych na zastosowanie przełomowych technologii w kluczowych sektorach przemysłu, w tym także w szeroko rozumianej energetyce.

Wymagania stawiane osiągnięciu neutralności klimatycznej

W procesie zachodzenia niezwykle istotnych zmian postrzeganych jako „transformacja gospodarcza” istotną rolę odgrywają państwa Unii Europejskiej. Wyraz temu daje także Polska, która mimo wykazywanej od wielu już lat determinacji w podejmowaniu inwestycji innowacyjnych i prośrodowiskowych nadal

zмага się z dużym problemem dotyczącym oparcia aktywów wytwórczych energii elektrycznej i ciepła na paliwach kopalnych. Fakt ten ma bezpośredni związek z notowaną nadmierną emisją gazów cieplarnianych.

Polityka energetyczno-klimatyczna Unii Europejskiej skoncentrowana na osiągnięciu w 2050 r. zerowego poziomu emisji gazów cieplarnianych, a także ekonomika energetyki węglowej pobudzana głównie cenami uprawnień do emisji dwutlenku węgla, mogą doprowadzić do całkowitego odejścia od wykorzystania paliw węglowych w produkcji energii elektrycznej po 2040 r. Stopniowe odejście od paliw węglowych sprawi, że pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną będzie realizowane w dużej mierze na bazie źródeł odnawialnych (wiatrowe *offshore* i *onshore* oraz fotowoltaika), źródeł wykorzystujących gaz ziemny, a w przyszłości – źródeł generacji wykorzystujących technologie jądrowe i wodorowe.

Korzystając jednak z doświadczeń i wzorców światowej gospodarki osadzonych na gruncie efektywnego gospodarowania surowcami, a także dostrzegając ogromny, niejednokrotnie miejscowy potencjał energetyczny przystosowany do tworzenia nowych obszarów aktywności gospodarczej, należy docenić rozwój energetyki rozproszonej i mu sprzyjać. Prognozy wskazują, że nowy model funkcjonalny energetyki otwarty na synergiczne powiązania innowacyjnych technologii z modelami biznesowymi tworzy doskonałe warunki dla rozwoju obszarów aktywności gospodarczej, samodzielnych i niezależnych energetycznie, stając się potencjalną płaszczyzną tworzenia nowych przestrzeni zysków dla jej uczestników.

Stopniowa zmiana ról sieci dystrybucyjnej

Strategiczność budowy kompetencji zarządzania energetyką rozproszoną wynika z faktu uruchomienia w Polsce procesu konfrontacji technologii wytwórczych z technologiami efektywnego użytkowania energii. Jednym z dominujących rezultatów tej konfrontacji jest dynamiczny rozwój energetyki rozproszonej.

Wykorzystywane w tym obszarze technologie mają bezpośrednie przełożenie na budowę krajowej nisko-emisyjnej energetyki, a także na wzrost lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, uniezależnienie się od zewnętrznych dostawców energii, budowę lokalnego systemu bilansowania, a ponadto sprzyjają wytworzeniu katalogu nowych jakościowo usług systemowych.

Rozwój energetyki rozproszonej jest także spójny z polityką klimatyczną Unii Europejskiej, w sposób szczególny uwypukloną w opublikowanym 11 grudnia 2019 r. komunikacie Komisji Europejskiej – *Europejski Zielony Ład dla Unii Europejskiej* (Komisja Europejska 2019). Można zatem stwierdzić, że proces rozwoju energetyki rozproszonej (nie tylko tej budowanej na bazie źródeł odnawialnych) jest nieunikniony. Można jedynie dyskutować o tempie tego procesu. W miarę postępującego w kraju rozwoju energetyki rozproszonej warto jednak zwrócić uwagę na kilka istotnych kwestii omówionych w dalszej części tego rozdziału.

Rozwój energetyki rozproszonej w dużym stopniu będzie kształtowany przez zmiany demograficzne (obecnie jesteśmy świadkami tzw. rozbudzonej ekologicznie generacji – *digital natives*). Już dziś w centrum transformacji energetyki stoi świadomy odbiorca wyznaczający jej kierunki i decydujący o skali tego procesu, wyposażony w nowe narzędzia i możliwości oraz oczekiwania, np. co do tego, z jakich źródeł energia ma pochodzić. Sam, na podstawie własnego rachunku ekonomicznego, podejmuje decyzję o inwestowaniu w coraz tańsze źródła energii (m.in. fotowoltaika, pompy ciepłe). W efekcie zaczyna dominować proces powszechnego i dość chaotycznego przyłączania małych prosumenckich źródeł energii do sieci, która nie jest na to przygotowana technicznie. Konieczne jest zatem przeprowadzenie w kraju analizy strategicznej kierunków dalszego rozwoju systemu dystrybucyjnego w perspektywie najbliższej dekady w warunkach dużej niepewności (niepewność powodowana masowym przyłączaniem rozproszonych źródeł generacji oraz źródeł generacji zintegrowanych z magazynami energii, a także dotycząca zarządzania lokalną produkcją energii elektrycznej, zarówno z punktu widzenia technicznego, jak i handlowego).

Obserwacja dynamicznie postępującego procesu transformacji energetyki w Europie i na świecie wyraźnie wskazuje, że jednym z głównych elementów przyszłej energetyki będą samoorganizujące się i spójne terytorialnie mini- oraz mikrosieci, nasycone źródłami rozproszonymi o dużej autonomii i o zdolnościach samoregulacyjnych. Będzie to wymagało decentralizacji własnościowej i operacyjnej sieci niskich i średnich napięć pod kątem powiązania ich z podmiotami samorządowymi i regionalnymi, które w największym stopniu będą realizowały rozwój i finansowanie energetyki w tym obszarze. Należy spodziewać się także przyrostu zorganizowanych lokalnych inicjatyw w postaci klastrów oraz wspólnot energetycznych. Stan ten wymusi przede wszystkim na operatorach sieci dystrybucyjnych oraz na jednostkach sprzedażowych zmianę podejścia do zarządzania aktywami (sieć dystrybucyjna) i produktem (energia elektryczna). Stworzy to możliwość/konieczność zaoferowania katalogu nowych usług i świadczeń energetycznych na rzecz szeroko pojętego klienta, a także umożliwi powstanie nowych ścieżek przychodowych dla energetyki. Jednak aby tak się stało, jednostki odpowiedzialne m.in. za dostawę oraz sprzedaż energii elektrycznej powinny czynnie uczestniczyć w tworzeniu warunków i zasad nowego ładu w energetyce.

Nowe i innowacyjne podejście do istoty aktywnych sieci elektroenergetycznych zintegrowanych z technologiami magazynowania energii w różnych jej formach (akumulacja energii elektrycznej i/lub ciepła, produkcja wodoru i in.) oraz wyposażonych w inteligentne systemy zarządzania energią umożliwią na szeroką skalę wdrożenie energetycznie autonomicznych obszarów, tym samym umożliwiając w szczególności łagodzenie lokalnych skutków zakłócenia dostawy energii, a w ograniczonym czasie również przetrwanie awarii. Istotną rolę w tworzeniu wydzielonych autonomicznych energetycznie obszarów powinny odegrać jednostki samorządu terytorialnego, wspierając przede wszystkim inicjatywy o charakterze klastrów energii oraz spółdzielni energetycznych.

Rozwój energetyki rozproszonej w kraju należy także postrzegać jako realne wyzwanie dla

operatorów sieci dystrybucyjnych. Kumulacja skutków rozwoju takiego modelu energetyki będzie widoczna w takich zjawiskach jak: obniżenie przychodów po stronie sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej (np. wskutek konsumpcji energii elektrycznej w miejscu jej wytworzenia oraz w sferze kosztów), wzrost kosztów wymuszony przekształceniem obecnych pasywnych sieci dystrybucyjnych w sieci aktywne (wskutek wdrożenia rozwiązań typu mikrosieci, klastry i wspólnoty energetyczne, zapewnienia obszarowej równowagi podaży-popytu, technicznej koordynacji pracy sieci elektroenergetycznej itd.). Rosnący udział energetyki rozproszonej w miksie energetycznym to także wzrost konkurencji na rynku sprzedażowym energii elektrycznej, szczególnie istotny w sferze klientów o dużym wolumenie zakupowym. Wśród dostrzeganych zagrożeń wynikających z implementacji takiego modelu energetyki na system obecny warto zwrócić uwagę na działalność lobbystyczną skoncentrowaną na przetrzymywaniu wszystkich kosztów modernizacji sieci dystrybucyjnych na ich operatorów. Takie praktyki będą skutkować wzrostem obciążenia kosztowego odbiorców poprzez składnik stały opłaty dystrybucyjnej (wskazują na to doświadczenia energetyki niemieckiej).

Przytoczone, wybrane przykłady oddziaływania energetyki rozproszonej na struktury organizacyjne podmiotów energetycznych wskazują również na potrzebę dostosowania się tych podmiotów do nowych warunków rynkowych.

Inwestycyjne wyzwania dla krajowych sieci dystrybucyjnych

Założenia *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* (PEP 2040), dokumentu stanowiącego mapę drogową transformacji energetycznej Polski, przesądzają o uznaniu przekształcenia krajowego sektora energetycznego, jako koniecznej i całkowitej przemiany tradycyjnej energetyki wielkoskalowej, na energetykę rozproszoną opartą w szczególności na wytwarzaniu

energii elektrycznej w obiektach małej skali (wymiar prosumencki), jak i w formie farm wiatrowych lądowych/morskich oraz fotowoltaicznych – z wykorzystaniem źródeł odnawialnych, nierzadko charakteryzujących się dużą zmiennością produkcji energii (według PEP 2040 w 2030 r., głównie za sprawą morskich farm wiatrowych i fotowoltaiki, udział energii elektrycznej produkowanej przez OZE w produkcji ogółem w kraju powinien ukształtować się na poziomie co najmniej 32% netto). Tak określona perspektywa energetyczna wymagać będzie od operatorów przesyłowego i dystrybucyjnych co najmniej udoskonalenia metodyki odwzorowania systemu elektroenergetycznego i procesów w nim zachodzących, tworząc tym samym płaszczyznę do jego efektywnego bilansowania, czyli do bieżącego równoważenia popytu i podaży w zakresie konsumpcji energii elektrycznej.

Osiągnięcie celów sieciowych wskazanych w PEP 2040 będzie wymagało znaczącego zaangażowania w realizację zadań inwestycyjnych, zarówno w zakresie budowy nowej, jak i modernizacji (odtworzenia) istniejącej infrastruktury. O poziomie koniecznego zaangażowania inwestycyjnego przesądza kilka faktów:

- stale rosnący udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym kraju,
- zwiększająca się liczba prosumentów,
- popularyzacja lokalnej autonomii energetycznej w formie klastrów energii, spółdzielni energetycznych czy obywatelskich wspólnot energetycznych (szczególnie zainteresowanie w tym obszarze wykazują jednostki samorządu terytorialnego),
- gwałtownie narastający trend tworzenia aktywnych sieci energetycznych (generacja rozproszona oparta na różnych technologiach wytwarzania energii elektrycznej, zintegrowana z magazynami energii; tworzenie energetyki hybrydowej),
- rozwój inteligentnej sieci elektroenergetycznej,
- potrzeba dokapitalizowania istniejącej infrastruktury sieciowej (ponad 30% dystrybucyjnego majątku sieciowego ma przekroczony wiek 40 lat eksploatacji).

Zderzając zatem rzeczywistość przywołanych faktów z obecnym stanem dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych, można jedynie potwierdzić pilną potrzebę rozwoju tej infrastruktury w sposób gwarantujący stabilność dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, dostosowanie infrastruktury dystrybucyjnej do trendu decentralizacji wytwarzania i wzrostu roli lokalnej autonomii elektroenergetycznej oraz osiągnięcie odtworzenia majątku sieciowego w stopniu ujętym w PEP 2040, tj. na poziomie co najmniej 1,5% rocznie do czasu osiągnięcia średniej wieku infrastruktury poniżej 25 lat.

Istotnym elementem budowy przewagi konkurencyjnej na rynku energii elektrycznej, także w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii, jest aktywny udział we wdrażaniu innowacyjnych rozwiązań oraz stosowanie nowych technologii i usług dedykowanych odbiorcom końcowym. Inwestycyjne wspieranie tych działań prowadzonych w warunkach transformacji sektorowej wymaga szczególnego zaangażowania.

Podsumowanie

W perspektywie kilkunastu lub kilkudziesięciu lat zdecydowanie wzrośnie rola generacji opartej na źródłach odnawialnych, niejednokrotnie funkcjonujących w dużym rozproszeniu. Transformacja sektorowa spowoduje także konieczność redefiniowania potrzeb rozwojowych sieci przesyłowej i dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych. Nadal istotną przesłanką wytyczającą kierunek rozwoju tych sieci będzie technika i innowacyjna technologia. W procesie określania przyszłych kierunków rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnych należy jednak spodziewać się wzrostu znaczenia uwarunkowań prawnych i ekonomicznych rozwoju. Należy także oczekiwać gwałtownego przyrostu aktywnych sieci energetycznych, nasyconych generacją rozproszoną i w znacznym stopniu prosumencką, opartą na odnawialnych źródłach energii.

W perspektywie najbliższych lat prawdopodobnie dojdzie do gwałtownego wzrostu zapotrzebowania

na magazyny energii (elektrownie szczytowo-pompowe, magazynowanie energii w postaci skroplonych lub sprężonych gazów, magazynowanie energii z pośrednią konwersją do energii chemicznej wodoru, mikromagazyny chemiczne itp.), co wynika z przyrostu w krajowym systemie elektroenergetycznym energii pochodzącej z generacji OZE. W przypadku magazynów energii należy uznać magazynowanie wodoru za działanie perspektywiczne z wysokim prawdopodobieństwem realności zastosowania, w szczególności w celu zagwarantowania na odpowiednim poziomie lokalnego i krajowego bezpieczeństwa energetycznego.

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju, wobec rosnących ograniczeń generacji konwencjonalnej z powodów klimatycznych i jednocześnie koniecznej poprawy efektywności energetycznej, zmusza do poszukiwania rozwiązań, które umożliwią przede wszystkim dobowe wyrównywanie obciążeń i uzyskanie oszczędności w zużyciu energii. Takie działanie stwarza właściwy klimat dla rozwoju systemów, których domeną są rozwiązania rynkowego zarządzania produktem takim jak energia elektryczna, z wykorzystaniem dedykowanych narzędzi informatycznych. W tym procesie dominującą funkcję pełni klient – odbiorca energii elektrycznej, który świadomie godzi się na tworzenie ekonomicznie uzasadnionej równowagi popytu i podaży na energię elektryczną. Zarządzanie popytem w czasie trwania transformacji gospodarczej/energetycznej stanowi zarówno wyzwanie dla jego beneficjentów (szeroko rozumiany klient), jak i jest testem możliwości wpływu na zmianę zachowań konsumentów energii elektrycznej.

Przekształcenie sieci dystrybucyjnej w sieć aktywną będzie wymagało poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych związanych z automatyzacją

sieci. Zastosowanie zaawansowanej automatyzacji sieci dystrybucyjnej, wspieranej inteligentnym systemem wspomaganie decyzji w systemach dyspozytorskich umożliwiającym operatywne zarządzanie siecią elektroenergetyczną w połączeniu ze zwiększeniem jej obserwowalności, przyczyni się do wzrostu elastyczności pracy sieci elektroenergetycznej.

Bibliografia:

- Komisja Europejska (2019), *Europejski Zielony Ład*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/pl/TXT/?uri=CELEX%3A52019-DC0640> [dostęp: 31.05.2021].
- Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP 2040)* (2021), załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r., <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [dostęp: 31.05.2021].

The impact of distributed energy on the process of shaping the power distribution system

Abstract: The currently observed dynamic development of distributed energy in the country and in the world, progressing due to the departure from high-emission energy carriers in favor of creating an energy sector based largely on renewable sources, means that distributed energy may soon become a significant element improving the country's energy security, influencing the level of energy prices and stimulating the development of selected regions of the country. In reaching this formula for the functioning of the energy sector after its transformation, it will be essential to increase the production of electricity from renewable energy sources (RES), intelligent integration of renewable energy sources and intense social involvement in the process of creating energy independence areas (clusters, energy cooperatives, etc.). The article pays special attention to the desired direction of development of autonomous energy communities, which have a chance in the near future to effectively ensure, among others, the area-related balance of supply and demand in the field of electricity, and not only.

Keywords: energy transformation, development of distributed energy, local energy autonomy

Dr hab. inż. Waldemar Skomudek

Wiceprezes Zarządu ds. Operatora TAURON Dystrybucja S.A.



Elastyczność w sieci OSD jako kluczowy komponent transformacji energetycznej

Abstrakt: Zmiany w polityce klimatycznej, zarówno na szczeblu krajowym, jaki i europejskim, w tym wymaganie neutralności klimatycznej do roku 2050, przekładają się na intensyfikację procesów transformacji miks elektorenergetycznego. W pracy przeprowadzono analizy ilościowe i jakościowe wybranych scenariuszy transformacji sektora mieszkaniowego w Polsce (łącznie około 50% zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną względem roku 2018). Do 2030 r. spodziewany jest istotny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, co związane jest z znaczącymi nakładami na modernizację KSE. Niniejsza praca pokazuje strategię obniżenia kosztów modernizacji KSE poprzez przedstawienie różnych podejść do zwiększenia zasobów elastyczności w KSE. Wśród nich przedstawiona jest koncepcja lokalnego bilansowania, na które składa się: autokonsumpcja chwilowa oraz bilansowanie techniczne. Zaproponowane zostały niezbędne mechanizmy regulacyjne.

Słowa kluczowe: elastyczność, transformacja energetyczna, bilansowanie lokalne, usługa autobilansowania

Wstęp

Obecnie przyjęta strategia Unii Europejskiej (Europe Green New Deal) dąży do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Redukcja emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza wymaga jednolitych działań zawierających m.in. aspekty integracji sektorów, elektryfikacji ciepłownictwa i transportu, digitalizacji oraz budowania rozwiązań gospodarki obiegu zamkniętego. Inwestycje w efektywność energetyczną oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych dają dodatkowo szansę na wyeliminowanie kluczowego polskiego problemu środowiskowego, jakim jest zjawisko smogu¹.

1 Polska zajmuje pierwsze miejsce pod względem przekroczenia średniorocznego stężenia rakotwórczego benzo(a)pirenu w Europie, którego emisje w 84% pochodzą z tzw. niskiej emisji, czyli ogrzewania gospodarstw domowych kotłami na paliwa stałe (PIE 2019). Szacuje się, że w Polsce w wyniku złej jakości powietrza, w szczególności wskutek stężenia pyłów PM 2,5, dochodzi do około 43 tys. przedwczesnych zgonów (EEA 2019). Zanieczyszczenie powietrza jest dla Polaków głównym problemem środowiskowym (*Special Eurobarometer...* 2020).

Zarówno obserwacja zachodzących trendów, jak i przeprowadzone w tej pracy obliczenia analityczne wskazują, że transformacja będzie skutkować m.in. głębszym sprzężeniem sektorów, w tym sektora ciepła i energii elektrycznej. W sektorze ciepłownictwa spodziewane jest odejście od kopalnych nośników energii na rzecz energii elektrycznej dostarczanej z lokalnych źródeł. Szybkość zachodzenia tego zjawiska jest kluczowa dla procesów ochrony klimatu i środowiska, w tym ochrony jakości powietrza, a przez to, pośrednio, także zdrowia i życia ludzi oraz innych istot żywych. W warstwie technicznej nie pozostanie to bez wpływu na Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE), który bez przedsięwzięcia odpowiednich środków w zakresie zwiększenia elastyczności może stać się wąskim gardłem całej transformacji. W niniejszej pracy przeprowadzamy ilościową analizę obrazującą, jak w przyszłości może wyglądać miks energetyczny dla sektorów ciepła i energii elektrycznej, z uwzględnieniem sprzężenia tych sektorów, oraz jakie rozwiązania w zakresie elastyczności są w stanie sprawić, by zbyt powolny rozwój infrastruktury nie stał się utrudnieniem dla całego procesu.

W pracy nie skupiamy się na całej strukturze miksu, a tylko na jego lokalnym wymiarze. Zakładamy, że dopóki nie nastąpi przełom w technologiach magazynowania lub wodorowych, to u dużych odbiorców, np. zakładów przemysłowych, wciąż będzie występowało zapotrzebowanie na konwencjonalne jednostki wytwórcze. Powinny one być możliwie niskoemisyjne, przykład mogą stanowić elektrownie jądrowe. Tego typu źródła zostały pominięte w analizie – bierzemy pod uwagę tylko te źródła wytwórcze oraz tych odbiorców, którzy są podłączeni do infrastruktury średnich i niskich napięć (SN oraz nN) będącej w posiadaniu operatora sieci

dystrybucyjnej (OSD). To właśnie na poziomie tej infrastruktury spodziewane jest występowanie dużej liczby problemów związanych ze zmianą charakteru przepływów w sieci elektroenergetycznej. Nie oznacza to, że dużych konwencjonalnych jednostek w naszej analizie w ogóle nie ma. W modelach występują one w postaci agregatu szacowanego na bazie PEP 2040. W rezultacie mają one pewne założone parametry, np. emisyjność, i nie podlegają optymalizacji. Innymi słowami, zakładamy, że energia elektryczna z jednostek konwencjonalnych jest dostępna w KSE, ale jej wolumen jest ograniczony. Przy czym wąskim gardłem jest nie tyle brak jednostek wytwórczych, co infrastruktura dystrybucyjna.

Celem tej pracy jest:

- analiza ilościowa oraz jakościowa w zakresie przyszłej struktury lokalnego miksu energii oraz kosztów transformacji (rozdział: *Rozwój energetyki lokalnej w ujęciu krajowym*);
- analiza wpływu procesów transformacji na infrastrukturę KSE (rozdział: *Bilansowanie lokalne jako element niezbędny dla zachowania tempa transformacji*);
- analiza rozwiązań umożliwiających przeprowadzenie transformacji pomimo ograniczeń istniejących w KSE, w tym bardziej szczegółowe omówienie innowacyjnej koncepcji bilansowania lokalnego opartego o usługę autobilansowania (rozdziały: *Mechanizmy regulacyjne promujące bilansowanie lokalne, Usługa autobilansowania*).

Rozwój energetyki lokalnej w ujęciu krajowym

W tej części artykułu następuje oszacowanie ilościowe przyszłego miksu energii na bazie modeli matematycznych. Analiza wykonywana jest dla różnych scenariuszy. Scenariusze te odzwierciedlają różne decyzje w zakresie skali oraz tempa realizacji celów środowiskowo-klimatycznych. Kluczowe różnice pomiędzy parametrami scenariuszy dotyczą założonych ścieżek redukcji niskich emisji oraz redukcji CO₂. Rok 2030 wyznacza horyzont przeprowadzanej analizy.

Dla zdefiniowanych scenariuszy przeprowadzane jest zadanie optymalizacji, polegające na znalezieniu najtańszego miksu energii spełniającego zakładane cele redukcji. Miks energii uwzględnia sprzężenie sektorów ciepła i energii elektrycznej. Wynikiem modelowania są przewidywane zestawy opłacalnych ekonomicznie zbiorów technologii.

Rozwiązanie problemu optymalizacyjnego umożliwia zarówno wskazanie technologii, dla których popyt będzie rósł, jaki i oszacowanie skali tego wzrostu. W rezultacie dostajemy krajowy plan transformacji sektora energetyki rozproszonej do roku 2030 w zakresie pokrycia lokalnego zapotrzebowania (bez „dużego” przemysłu). Analiza tego planu pozwala nam wychwycić technologie dominujące oraz nośniki energii niezbędne do działania tych technologii.

Wybrane scenariusze badawcze

Na potrzeby analizy stworzone zostały 4 scenariusze: bazowy (*business as usual*), minimum kosztów, umiarkowany oraz zero smogu. Są to scenariusze hipotetyczne, których zadaniem jest analiza możliwego zakresu kształtowania się kosztów systemu oraz stopnia penetracji rynku przez różne technologie rozproszone pod warunkiem dążenia na poziomie kraju do realizacji założonych w scenariuszach celów redukcji pyłów oraz redukcji CO₂.

W scenariuszu bazowym zakładamy brak inwestycji, czyli utrzymanie obecnego stanu miksu wytwórczego. W pozostałych trzech scenariuszach przeprowadzana jest optymalizacja polegająca na minimalizacji kosztów pokrycia zapotrzebowania przy narzuconych ograniczeniach emisyjnych. Scenariusze różnią się zakładanymi celami redukcji emisji w roku 2030, co przedstawia Tab. 1.

Tab. 1. Założenia dla scenariuszy w zakresie redukcji emisji

Scenariusz	Redukcja CO ₂ [%]	Redukcja pyłów [%]
Bazowy	0	0
Min. kosztów	brak ograniczenia	brak ograniczenia
Umiarkowany	30	50
Zero smogu	50	100

Model sektora lokalnej energetyki

Obszarem modelowania jest sektor energii elektrycznej, gazu i ciepłownictwa w ujęciu lokalnym. Wybrany sektor obejmuje wszystkie budynki jedno- i wielorodzinne oraz budynki handlowo-usługowe, biurowe i użyteczności publicznej – łącznie około 7,7 miliona budynków. W ujęciu globalnym model obejmuje około połowy krajowego zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną, odpowiednio 236 TWh oraz 71 TWh. Nie modelujemy sektora przemysłowego, zakładamy, że jego zapotrzebowanie energetyczne pokrywane jest ze źródeł wielkoskalowych.

Podstawową modelowania jest agregacja i podział wszystkich wybranych grup budynków na kategorie (strefy) różniące się obecnym stanem technologii wytwórczych oraz potencjałem ich zmiany, np. poprzez wymianę kotła na paliwo stałe i/lub przyłączenie do sieci ciepłowniczej. W modelu uwzględniono szeroki wachlarz technologii wytwórczych: kotły na paliwo stałe, biomasę, sektor ciepłowniczy, gaz oraz lokalne źródła odnawialne, takie jak panele fotowoltaiczne, wiatraki przydomowe oraz małe elektrownie wodne. Symulacja sektora wymaga dostarczenia dwóch typów danych.

Pierwszym typem danych są parametry modelowanych technologii: koszty oraz emisyjność. Dla każdej z technologii wytwórczych określono koszty inwestycyjne, w tym koszty przyłączy sieciowych, operacyjne oraz zmienne. Koszty inwestycyjne obejmują również koszty termomodernizacji. Zbiór technologii wytwórczych obejmuje zarówno indywidualne, jak i systemowe źródła ciepła (pompy ciepła, kotły na paliwo stałe, ciepłownie, elektrociepłownie, kotły gazowe itp.) oraz odnawialne źródła energii (panele fotowoltaiczne, wiatraki przydomowe, małe elektrownie wodne). Uwzględniono koszty rozbudowy zarówno źródeł wytwórczych, jak i infrastruktury – wszystkie są amortyzowane w perspektywie 20 lat.

Drugim rodzajem danych są parametry analizowanych obiektów mieszkalnych i użytkowych. Są to

m.in. obecnie stosowane technologie oraz możliwości instalacyjne w kontekście potencjalnych technologii przyszłych, liczba obiektów danego typu oraz godzinowy profil zapotrzebowania obiektu na prąd oraz ciepło, w tym ciepłą wodę. Na bazie współpracy z Krajową Agencją Poszanowania Energii (KAPE) zidentyfikowano roczne profile, o rozdzielczości godzinowej, zapotrzebowania na ciepło oraz energię elektryczną dla domów jednorodzinnych, wielorodzinnych, biur, lokali usługowych, jednostek samorządu terytorialnego. Są one podstawą do symulowania zachowań odbiorców w modelu.

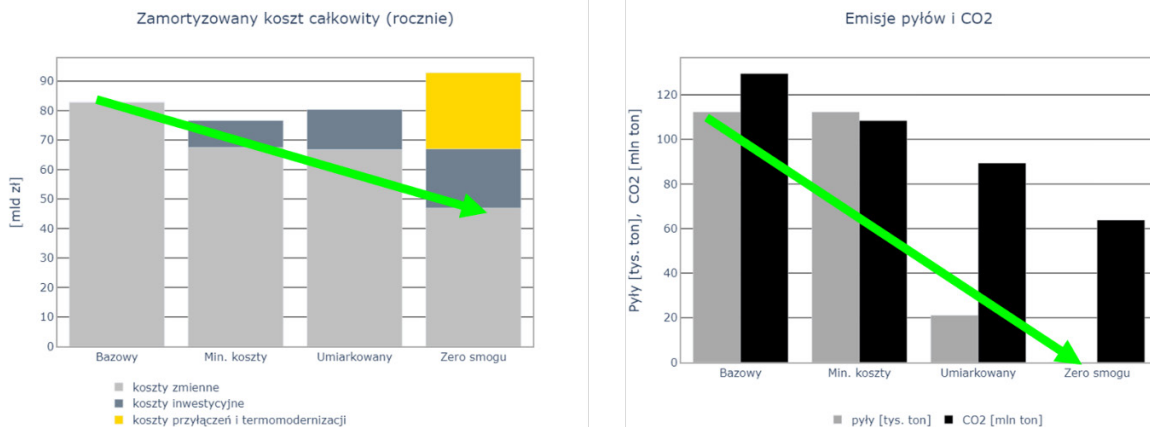
W modelu zakładamy możliwość pokrycia popytu na energię elektryczną albo ze źródeł wielkoskalowych (traktowanych jako agregat o zadanych parametrach), albo ze źródeł rozproszonych. Model nie optymalizuje źródeł wielkoskalowych, a identyfikuje jedynie ich stopień wykorzystania dla celów lokalnych. Oznacza to, że modelowane technologie rozproszone konkurują ceną z wielkoskalowymi źródłami systemowymi. Wolumen dostępny w technologiach wielkoskalowych jest ograniczony możliwościami KSE, w tym szczególnie ograniczeniami w sieci OSD.

Wyniki symulacji

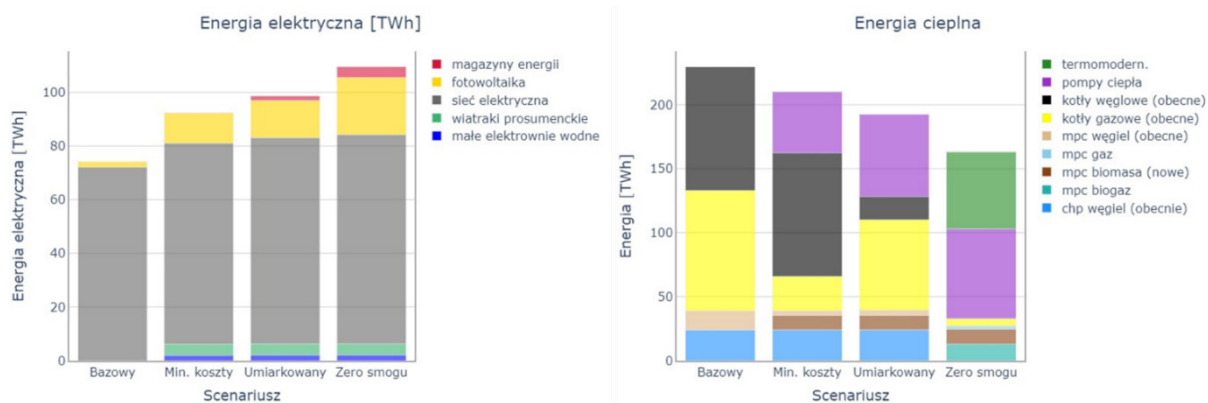
Model optymalizacyjny wykorzystuje metody programowania liniowego. Podstawowym wymogiem symulacji jest zaspokojenie zapotrzebowania na energię ciepłą, grzanie ciepłej wody użytkowej oraz energię elektryczną przez miks technologii wytwórczych. Optymalizacja przebiega w ujęciu godzinowym. Wykorzystujemy w tym celu roczne modelowe oraz rzeczywiste przebiegi zapotrzebowania na energię. Poszukujemy minimum kosztów niezbędnych do zaspokojenia potrzeb energetycznych przy jednoczesnym określeniu zewnętrznych ograniczeń emisyjnych dla symulacji poprzez parametry wybranych scenariuszy. Wyniki symulacji dla czterech scenariuszy zestawiono w Tab. 2 oraz przedstawiono na Rys. 1–3.

Tab. 2. Wyniki optymalizacji: koszty oraz emisje bez zamodelowanego systemu opustów

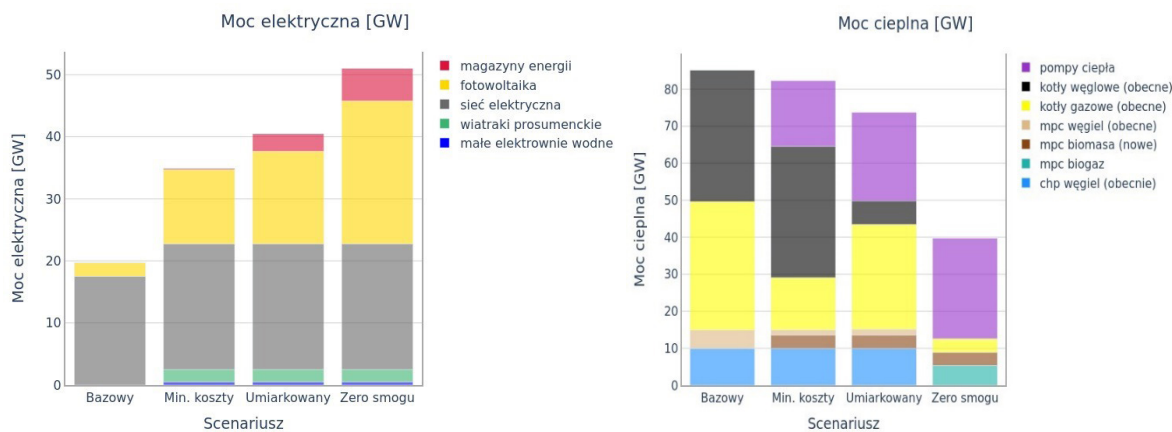
Scenariusz	Koszty [%]	CO ₂ [mln t]	Pyły [tys. t]
Bazowy	100	129	112
Min. koszty	93	108	112
Umiarkowany	97	89	21
Zero smogu	112	64	0



Rys. 1. Wyniki optymalizacji: koszty oraz emisje dla różnych scenariuszy założeń. Modelowanie wykonane bez uwzględnienia systemu opustów



Rys. 2. Wyniki optymalizacji: produkcja energii elektrycznej oraz ciepłej w poszczególnych technologiach. Modelowanie wykonane bez uwzględnienia systemu opustów



Rys. 3. Wyniki optymalizacji: moc źródeł wytwórczych energii elektrycznej oraz ciepłej w poszczególnych technologiach. Modelowanie wykonane bez uwzględnienia systemu opustów

Tab. 2 oraz Rys. 1 przedstawiają zestawienie kosztów oraz emisji. Tab. 2 przedstawia wartości w ujęciu procentowym względem scenariusza bazowego (*business as usual*) reprezentującego koszty systemu bez żadnych zmian miksu względem stanu dzisiejszego (dane na 2020 r.) – brak inwestycji. Rys. 1 pokazuje strukturę kosztów transformacji z uwzględnieniem kosztów zmiennych, inwestycyjnych oraz przyłączeń i termomodernizacji budynków oraz poziom emisji pyłów i CO₂. Rys. 2 i 3 przedstawiają strukturę optymalnego miksu technologicznego dla wybranych scenariuszy w kontekście energii oraz mocy.

Przedstawione powyżej wyniki symulacji obrazują działanie lokalnego systemu energetycznego bez wykorzystania systemu opustów oraz uwzględnienia wzrostu cen opłat za emisję (ETS). Oznacza to, iż jest to scenariusz zachowawczy i z tego powodu niekorzystny dla technologii odnawialnych. Trendy widoczne w tym scenariuszu występują z większym nasileniem w innych badanych scenariuszach, np. tych z aktywnym systemem opustów prosumenckich.

W przedstawionej analizie założono, że maksymalna moc pobierana przez lokalny system energetyczny z Krajowej Sieci Energetycznej (KSE) nie może wzrosnąć więcej niż o 25% w stosunku do stanu obecnego. Ograniczenie to jest istotne ze względu na wprowadzone do modelu limity rozbudowy technologii wytwórczych OZE oraz zapotrzebowanie pomp ciepła na energię elektryczną. Rozwiązanie bez tego ograniczenia mogłoby być niewykonalne w praktyce z punktu widzenia dostępności mocy w KSE. Ponadto zakładamy, że wzrost mocy o 25%, zarówno w kierunku importu, jak i eksportu energii, nie będzie powodował konieczności kosztownych inwestycji sieciowych na poziomie OSD. Wartość i podejście do tego ograniczenia wymaga pogłębionej dyskusji z OSD i OSP. Termomodernizacja, zarówno tzw. płytka, jak i WT 2021, przedstawiona jest podobnie do jednostek wytwórczych, natomiast wynik ten interpretowany jest jako zmniejszenie zapotrzebowania na energię produkowaną przez daną technologię wskutek przeprowadzenia termomodernizacji.

Rys. 2 i 3 wskazują na trend odłączania się od sieci ciepłowniczej i przechodzenia na inne technologie oraz dokonywania termomodernizacji. Wynika to z wysokich kosztów ciepła w przedsiębiorstwach energetyki ciepłej widocznych w przyjętej parametryzacji oraz emisyjności wytwarzania energii w systemie ciepłowniczym. Dla scenariusza zero smogu (50% redukcji CO₂) model wymusza zmianę źródeł wytwórczych na niskoemisyjne, wykorzystujące biogaz i biomasę. W świetle obecnych tendencji regulacyjnych w UE zmierzających do przyspieszenia obniżenia poziomu emisji gazów cieplarnianych warte rozważenia jest wykonanie podobnych symulacji z wykorzystaniem innych wartości parametrów emisyjności biomasy. Spodziewanym efektem takich analiz jest ekspansja pomp ciepła w sektorze ciepłowniczym, w tym także w sektorze ciepła systemowego, ze względu na ich efektywność energetyczną. Widoczna jest również redukcja znaczenia gazu jako paliwa, szczególnie dla scenariuszy umiarkowanego i zero smogu, ograniczających emisję CO₂ o 30% i 50%. Poza sektorem ciepłownictwa technologią dominującą stają się pompy ciepła. Powodem jest ich sprawność, szczególnie w zestawieniu z wykorzystaniem lokalnych źródeł OZE oraz magazynów energii, a także ograniczenie ze względów surowcowych potencjału rozbudowy kotłów na biomasę.

Przy obecnej parametryzacji, w szczególności z powodu wysokiej opłacalności pomp ciepła, wymagania środowiskowe na 50-procentową redukcję smogu oraz 30-procentową redukcję CO₂ spełnione są bez generowania dodatkowych kosztów. Innymi słowy, obecne koszty technologii oraz jej efektywność stanowią wystarczającą zachętę, aby ograniczać emisje do poziomu poniżej wzmiankowanych progów. Oznacza to także, że przy przyjętych założeniach scenariusz optymalnego miksu jest tańszy niż obecnie.

Na bazie aktualnej parametryzacji modelu wyniki pokazują zdecydowany rozwój technologii OZE, w tym zwłaszcza pomp ciepła. LCOH (*Levelized Cost of Heat*) dla pompy ciepła jest najniższy ze wszystkich technologii, co powoduje, że wypiera ona inne technologie

i w wynikach modelu dominuje miks energetyczny. Widoczny jest również dynamiczny wzrost mocy technologii wytwórczych OZE. Ilość powstających nowych mocy w panelach fotowoltaicznych oraz na farmach wiatrowych jest czuła na parametryzację tych technologii. Technologie te ze względu na korzystne LCOE przy obecnej parametryzacji osiągają swoje limity potencjału rozbudowy mocy wytwórczych.

Najbardziej istotnym trendem widocznym w wynikach symulacji jest elektryfikacja miksu energetycznego. Wynika ona z opisanej powyżej efektywności oraz konkurencyjności technologii OZE oraz pomp ciepła. Dla scenariusza zero smogu moc elektryczna niezbędna do zaspokojenia potrzeb energetycznych rośnie około dwuipółkrotnie w stosunku do stanu obecnego, z ~20 GW do ~50 GW. Zużycie energii elektrycznej w modelu rośnie z 71,7 TWh do ponad 110 TWh.

Należy podkreślić, że rezultat ten został osiągnięty pomimo braku w modelu systemu opustów oraz nieuwzględniania opłat za emisję – czyli warunków najmniej korzystnych dla zielonych technologii. Przeprowadzone symulacje uwzględniające mechanizm opustów prosumenckich pokazują osiągnięcie przez technologie wytwórcze OZE limitu potencjału mocy niezależnie od nałożonych ograniczeń emisyjnych. Dzieje się tak ze względu na ich wysoką konkurencyjność, zwiększaną dodatkowo przez mechanizm opustów. Rozwój KSE oraz gwałtowny przyrost mocy zainstalowanego OZE w scenariuszach zakładających ograniczenie emisji spowoduje szereg problemów technologicznych i finansowych. Istnieje cała gama rozwiązań umożliwiających ich zaadresowanie. Część z nich zostanie przedstawiona w kolejnych rozdziałach.

Bilansowanie lokalne jako element niezbędny dla zachowania tempa transformacji

Kluczowym wnioskiem z poprzedniej części artykułu jest nasilenie się procesu transformacji urządzeń grzewczych, dla których nośniki energii będą

ewoluowały od paliw kopalnych w stronę energii elektrycznej. Dopóki w sieciach dystrybucyjnych nie było rozproszonych jednostek wytwórczych, a sektor energii elektrycznej nie był sprzęgnięty z sektorem ciepła, to zapotrzebowanie w systemie charakteryzowało się stabilnymi przepływami mocy oraz dobrze zdefiniowanym kierunkiem tych przepływów – od wysokich do niskich napięć. W efekcie zwiększenia penetracji rozproszonych źródeł energii oraz pojawienia się elektrycznych urządzeń grzewczych, takich jak pompy ciepła, ta stabilność oraz kierunek przepływu uległy zmianom, powodując przeciążanie się części elementów KSE. Rozwiązanie kłopotów z infrastrukturą mogłaby przynieść jej modernizacja, jednak rozbudowa sieci dystrybucyjnej, a tym bardziej przesyłowej, ma ze swojej natury dość istotne czasowe ograniczenia i jest raczej perspektywą wieloletnią.

Obecne regulacje spółdzielni energetycznych oraz prosumenckie wykorzystują ideę tzw. wirtualnego magazynu. Sama koncepcja wirtualnego magazynu niewątpliwie przyczyniła się do zauważalnego zwiększenia liczby rozproszonych źródeł wytwórczych, powodując tym samym istotny wkład w dekarbonizację sektora energii. Niestety, skutkiem ubocznym jest nasilenie zmian charakteru przepływów mocy w stronę mniej stabilnych (większa wariancja dobową i sezonową, większa amplituda zmian). Przyczyną jest m.in. wspomniane już zwiększenie liczby instalacji odnawialnych, zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną oraz brak zachęt to lokalnego konsumowania wytworzonej energii. W rezultacie zbyt niskie tempo modernizacji w tym obszarze może, o ile nie wprowadzimy adekwatnych rozwiązań, skutkować spowolnieniem transformacji energetycznej.

Aby wyobrazić sobie skalę wyzwań stojących za koniecznością modernizacji sieci, wystarczy skupić się na jednym aspekcie – stacjach transformatorowych SN/nN (transformujących napięcie średnie na niskie). Takich stacji mamy w kraju około 260 tys. (Minister Energii 2017). Aby utrzymać bezpieczne poziomy napięcia, stacje transformatorowe powinny być wyposażone w automatykę pozwalającą na bezobsługową zmianę nastaw pracy transformatora. Obecnie

wykorzystywane transformatory takiej automatyki nie posiadają. Jaki byłby koszt niezbędnej modernizacji? W zależności od rodzaju stacji transformatorowej koszty wahają się od 50 tys. zł za najtańsze słupowe urządzenia do kilkuset tys. zł za bardziej zaawansowane urządzenia kontenerowe. Szacując ostrożnie konieczność wymiany 80% z nich, przy koszcie średnim 100 tys./stacja, daje to koszt rzędu 21 mld zł, którego pokrycie może być istotnym wyzwaniem dla budżetu państwa i nawet jeśli się wydarzy, to raczej nie wcześniej niż w perspektywie kilku/kilkunastu lat. Stacje transformatorowe SN/nN to tylko jeden z wielu elementów wymagających kosztownych modernizacji. Inne to np. nowe przyłącza, zabezpieczenia w sieci czy też przewody, które wymagają wymiany na takie o większych przekrojach. Forum Energii szacuje, że całkowity koszt niezbędnych inwestycji w infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną w latach 2020–2040 wynosi ponad 140 mld zł (Forum Energii 2021).

W jaki sposób obecnie radzimy sobie z tego typu problemami? Jeszcze do niedawna problemy związane z przeciążaniem elementów w sieci były związane z siecią OSP, a w sieci OSD występowały sporadycznie, o ile w ogóle. Dlatego za procesy bilansowania technicznego odpowiadał wyłącznie operator krajowy, PSE, mając do dyspozycji szereg narzędzi, m.in. rynek bilansujący oraz system rezerw. Przy takim rozwiązaniu, z punktu widzenia innych uczestników rynku, system elektroenergetyczny postrzegany jest jako miedziana płyta, w której jedyne ograniczenie w rozptywie mocy wynika z warunków przyłączenia wydanych przez OSD lub OSP, a wszystkie problemy techniczne są rozwiązywane przez operatorów sieci przesyłowej oraz dystrybucyjnej. Mamy więc tutaj dwie przeciwstawne tendencje – z jednej strony operatorzy systemów dystrybucyjnych, chcąc zachować bezpieczeństwo systemu, mogą ograniczać wydawanie warunków przyłączeniowych bądź przedłużać procesy modernizacji, a z drugiej strony, mamy potrzebę efektywnej transformacji wymagającej podłączenia coraz większej liczby źródeł rozproszonych. Rozwiązanie bazujące na szybkiej modernizacji infrastruktury

jest trudne do przeprowadzenia i często niekorzystne z ekonomicznego punktu widzenia. Jest uzasadnione, abyśmy jako społeczeństwo nie ponosili całości tego kosztu, zwłaszcza tam, gdzie sytuacje krytyczne będą pojawiać się rzadko i przez relatywnie niewielki procent czasu.

Rozwiązań powyższego problemu jest kilka. Operatorzy mogą sami inwestować w elastyczność w postaci np. magazynów instalowanych w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych. Poza specyficznymi przypadkami takie rozwiązanie nie jest jednak preferowane – magazyny, aby mieć uzasadnienie ekonomiczne, powinny być wykorzystywane szerzej niż tylko do bilansowania technicznego. Innymi słowy, podmioty nimi zarządzające powinny móc prowadzić grę rynkową na tych wszystkich rynkach, gdzie jest to dla nich opłacalne. Takie zachowanie nie wpisuje się bezpośrednio w obowiązki operatora, odpowiedzialnego przede wszystkim za bezpieczeństwo dostaw. Dlatego innym obserwowanym w Europie trendem jest przypisanie operatorowi roli moderatora/kreatora rynku, na którym zamawia on pewnie usługi, w tym usługi świadczony przez magazyny energii. Taki moderator promuje pewne platformy do pozyskania elastyczności oraz występuje na nich jako strona popytowa, zamawiając np. usługi redukcji/zwiększenia mocy czynnej/biernej w danym obszarze. Przykładem takich rozwiązań na rynku EU są platformy Piclo, Noodles, Gopacs, Interflex itd. (Business Network Innovation 2019), na rynku polskim takie rozwiązania promuje Interdyscyplinarny Zakład Analiz Energetycznych wchodzący w skład Narodowego Centrum Badań Jądrowych. Działania te wykonywane są w ramach dwóch komplementarnych inicjatyw. Pierwszą jest budowa platformy Flexon służącej do pozyskiwania elastyczności w długim i średnim horyzoncie czasowym (tygodnie, lata). Projekt jest realizowany wspólnie z Tauron Dystrybucja w ramach projektu KlastER (Gospostrateg, NCBiR) (Narodowe Centrum Badań Jądrowych 2021). Drugą jest projekt OneNet (OneNet), gdzie w ramach polskiego demonstratora, wspólnie przez NCBJ, PSE S.A. i Energa, tworzona

jest platforma do zarządzania elastycznością w perspektywie krótkoterminowej (rynek bilansujący w zakresie rynku dnia następnego).

Taryfy dynamiczne są istotną propozycją regulacyjną powstałą w odpowiedzi nazmiany zachodzące po stronie popytowej, do których KSE potrzebuje się dostosować. Wprowadzenie taryf ma za zadanie niwelować problematyczne zjawiska związane z występowaniem globalnych szczytów zapotrzebowania, podczas których może brakować mocy wytwórczej i rezerw w KSE. Taryfy te, jakkolwiek istotne w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, nie rozwiązują problemów istniejących w sieci OSD, gdzie dokładna lokalizacja odbiorcy i wytwórcy energii stanowi o ograniczeniu technicznym. Sytuacje takie mogą zachodzić w sieciach niskich napięć o wysokim poziomie generacji PV oraz w sieci średniego napięcia z przeważającym lokalnym popytem nad lokalną podażą lub podczas prac remontowych.

Rozwiązaniem regulacyjnym, dotyczącym zarówno problemów w wymiarze czasowym, jak i lokalizacyjnym pracy sieci, jest koncepcja lokalnego bilansowania technicznego, które oznacza bilansowanie „tu i teraz”. Innymi słowy, jest to bilansowanie ograniczone do dobrze zdefiniowanego obszaru sieciowego, np. poniżej stacji transformatorowej SN/nN lub WN/SN. Obszar ten jest nazwany obszarem autobilansowania. Bilansowanie jest przeprowadzane w czasie rzeczywistym, co oznacza, że energia wytworzona w danym momencie na danym obszarze zostaje także w tym samym momencie skonsumowana na terenie tego obszaru. Koncepcja ta jest oparta na przyznaniu pewnych benefitów podmiotom (np. klastrów energii lub obszarom przemysłowym), które zgodzą się w skoordynowany sposób pełnić funkcje systemowe składające się na koncepcję lokalnego bilansowania. Te funkcje to lokalna autokonsumpcja chwilowa oraz lokalne bilansowanie techniczne. Dwie proponowane funkcje są niezależnymi zjawiskami fizycznymi – autokonsumpcja chwilowa generuje pożądane efekty w obszarze strat i jakości energii, zaś bilansowanie techniczne widoczne jest w wymiarze mocy i prowadzi do redukcji mocy szczytowych, co przekłada się

na zmniejszenie wykorzystania infrastruktury na styku obszaru, redukuje konieczność nowych inwestycji oraz umożliwia zwiększenie liczby instalacji OZE. Bilansowanie techniczne nie oznacza, że obszar ma obowiązek całkowicie się bilansować. Benefit w tym zakresie może być wprost proporcjonalny do poziomu bilansowania. W oparciu o dziś funkcjonujące regulacje (ustawa Prawo energetyczne i Rozporządzenie taryfowe) brakuje wystarczających mechanizmów, aby zachęcać OSD do ograniczania nakładów inwestycyjnych, które stanowią koszty uzasadnione działalności OSD. Klastr energii lub inny podmiot, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności, nie uzyska znaczącej obniżki na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD. Również z punktu widzenia OSD, który chciałby zachęcać strony trzecie (np. klastry energii) do inwestycji wpływających na koszt funkcjonowania OSD, sytuacja ta jest nieoptymalna – OSD nie ma mechanizmów, aby zachęcać odbiorców do obniżania kosztów uzasadnionych operatora. Lokalne bilansowanie techniczne stanowi niezbędny mechanizm umożliwiający współpracę pomiędzy OSD a stroną trzecią w celu obniżania kosztów rozwoju infrastruktury sieciowej oraz kosztów operacyjnych. Koncepcja regulacji umożliwiającej lokalne bilansowanie została opisana w rozdziale poniżej pod tytułem *Usługa autobilansowania*.

Koncepcja bilansowania lokalnego odchodzi więc od rozumowania opartego o reaktywne działanie, w ramach którego np. OSD z poziomu platformy usług elastyczności zamawia pewne usługi w celu rozwiązania już napotkanych lub spodziewanych problemów. Idzie ona natomiast w stronę rozwiązania proaktywnego, w którym tworzone są odpowiednie mechanizmy w warstwie zarówno legislacyjnej, jak i technicznej, w sposób przeciwdziałający powstawaniu problemów w przyszłości.

Sumując, należy stwierdzić, że lokalne bilansowanie ogranicza przepływy do fragmentu sieci, zmniejsza przepływy energii przez sieć dystrybucyjną oraz przesyłową i tym samym zmniejsza straty. Przy czym nie chodzi tutaj o tzw. wirtualną samowystarczalność energetyczną, która skutkuje tym, że zużycie energii

w długim przedziale czasu (np. roku) bilansuje się do zera, tylko o przynajmniej częściowe zbilansowanie chwilowe. Odpowiednio wdrożone lokalne bilansowanie może potencjalnie zmniejszać nakłady inwestycyjne. Jednocześnie zwiększana jest samowystarczalność energetyczna obszarów, następuje aktywizacja lokalnych społeczności w obszarach energetycznych, środowiskowych i klimatycznych, tworzone są lokalne miejsca pracy, zachodzi rozwój gospodarki obiegu zamkniętego, tworzony jest dodatkowy, zamknięty obieg pieniężny poprzez wykreowanie zapotrzebowania na usługi dla lokalnych firm i przepływy pieniężne dla branż. Pieniądze zostają w lokalnej społeczności i mogą być również lokalnie refinansowane.

Mechanizmy regulacyjne promujące bilansowanie lokalne

Wspomniane w poprzedzającym rozdziale bilansowanie lokalne może zostać zaimplementowane w postaci szeregu rozwiązań dotyczących różnych podmiotów prawnych oraz będących właścicielami różnego typu obiektów podłączonych na różnych poziomach napięć oraz znajdujących się na różnych wielkościowo obszarach (Tab. 3).

Obecnie w sferze legislacyjnej przejawem energetyki prosumenckiej jest np. prosument indywidualny, spółdzielnia energetyczna lub klaster energii. Nie wszystkie z aktualnie istniejących regulacji spełniają pokładane w nich oczekiwania, a w części brakuje istotnych elementów pozwalających zbudować wokół nich modele biznesowe i rozwinąć przemysł. Część

z nich musi także ulec zmianie w kontekście regulacji unijnych, w tym zwłaszcza dyrektywy RED II oraz dyrektywy EMD².

To m.in. z konieczności wdrożenia RED II wynika wprowadzenie prosumenta zbiorowego, spółdzielni energetycznych, społeczności OZE, PPA (*power purchase agreement*) czy też sprzedaży sąsiedzkiej do polskiej legislacji. Z kolei z dyrektywy EMD wynikają postulaty dotyczące obywatelskich społeczności energetycznych (OSE) oraz aktywnego (grupowego) odbiorcy. W dyrektywie EMD są także wytyczne dotyczące dynamicznych cen energii elektrycznej oferowanych przez sprzedawców, którzy udostępniają zainteresowanym odbiorcom możliwość korzystania z cen na rynku typu SPOT.

Konieczność dostosowania krajowych regulacji jest więc też ogromną szansą na zaimplementowanie spójnych rozwiązań w obszarze bilansowania lokalnego pozwalających wygenerować szereg korzyści. Przedstawmy więc te rozwiązania nieco dokładniej.

Prosument oraz grupowy prosument

W zakresie prosumenta obecne rozwiązanie prawne oparte o tzw. wirtualny magazyn zdobyło dużą popularność w społeczeństwie, skutkując szybkim przyrostem domowych instalacji fotowoltaicznych.

² 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.

Tab. 3. Modele biznesowe i kierunki 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 rozprowadzonej w ramach jednego budynku. Na ogół w ramach jednego obiektu wielomieszkaniowego. 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

Legislacja wydaje się w tym zakresie dobrze ugruntowana. Znane autorom propozycje legislacyjne dotyczące zbiorowego prosumenta także zawierają mechanizm wirtualnego magazynowania. W przyszłości konieczne będzie przynajmniej częściowe odejście od koncepcji wirtualnego magazynowania na rzecz bilansowania lokalnego, np. przy pomocy domowego magazynu. System wsparcia obejmujący obecnie instalacje PV mógłby w przyszłości obejmować dodatkowe kryteria, takie jak konieczność posiadania instalacji magazynowania czy też zobowiązanie właściciela do niewyprowadzania więcej mocy z obiektu niż jego moc przyłączeniowa przeskalowana tzw. współczynnikiem jednoczesności. Współczynnik jednoczesności jest wykorzystywany na etapie projektowania sieci i określa stopień jednoczesnego wykorzystania infrastruktury przez wielu odbiorców. Standardowo wynosi 0,3 dla sieci nN. Innymi słowy, obecna sieć dystrybucyjna była projektowana przy założeniu, że nie wszystkie obiekty będą pobierały maksymalną moc określoną jako moc przyłączeniową. To założenie – ze wszech miar słuszne w przypadku zainstalowanych odbiorów, kiedy to nie wszyscy mieszkańcy włączają jednocześnie pralki, czajniki czy telewizję – nie sprawdza się jednak w przypadku instalacji prosumenckich, w których występują okresy, kiedy równocześnie wiele instalacji z jednego obszaru generuje energię ze swoją maksymalną mocą. Ograniczenie wyprowadzanej mocy zgodnie ze współczynnikiem jednoczesności pozwoliłoby nie przeciążać infrastruktury i wygenerować zachęty do lokalnego magazynowania energii.

Linia bezpośrednia

Linie bezpośrednią³ stanowi linia łącząca instalację wytwórczą (położoną w pobliżu lokalizacji odbiorcy) z wewnętrzną siecią odbiorcy. Według dziś obowiązującej regulacji można taką instalację zbudować jako element aktywów wytwórczych odbiorcy. Natomiast budowa

linii bezpośredniej, za pośrednictwem której będzie sprzedawana energia elektryczna od wytwórcy do odbiorcy bez pośrednictwa systemu elektroenergetycznego, jest wykluczona przez wymogi ustawowe i praktykę URE. Obecnie tego typu inwestycje prowadzi się albo w modelu, gdzie właścicielem aktywów wytwórczych i odbiorczych jest ten sam podmiot, albo w oparciu o umowę dzierżawy/leasingu (ten drugi model jest nazywany w Polsce modelem fizycznego PPA). Pożądaną zmianą regulacyjną jest umożliwienie inwestowania w źródła wytwarzające energię przez podmioty trzecie i sprzedaży energii odbiorcy energii, a zatem zmiana lub ograniczenie obowiązku uzyskania koncesji na obrót i dystrybucję dla podmiotów sprzedających energię poprzez linię bezpośrednią. Uzasadnieniem jest dostawa energii w tym modelu poza systemem elektroenergetycznym – tytuł własności aktywów energetycznych lub otrzymanie warunków przyłączenia w żaden sposób nie różnicuje rzeczywistego wpływu danej instalacji OZE na system elektroenergetyczny.

Dla istniejących instalacji OZE położonych w bezpośredniej bliskości i przyłączonych już do systemu elektroenergetycznego powinna istnieć możliwość bezpośredniej sprzedaży energii z uwzględnieniem ulg wynikających z bezpośredniego sąsiedztwa. Jest szereg skutków takich działań. To m.in. poszerzenie możliwości oferowania budowy/rozbudowy aktywów energetycznych odbiorcy przez zewnętrznego inwestora, bez stosowania obejściowych formuł (np. leasing urządzeń energetycznych + usługa operacyjna), jak również ekonomicznie uzasadnione wsparcie istniejących instalacji OZE (np. MEW), które w większości wychodzą z systemu wsparcia zielonych certyfikatów. Kluczowa z punktu widzenia postulatów przedstawionych w tym artykule jest jednak zachęta do lokalnego bilansowania za licznikiem i tym samym odciążenia sieci elektroenergetycznej. Właściciel instalacji odbiorczej jest zainteresowany, aby energię wyprodukowaną za pomocą instalacji podłączonej linią bezpośrednią wykorzystać lokalnie i nie oddawać jej do sieci, gdyż tylko wtedy unika on całości opłat dystrybucyjnych. W rezultacie otrzymujemy oczekiwany efekt – odciążenie systemu elektroenergetycznego na skutek lokalnej konsumpcji.

³ Rozdział dotyczący linii bezpośredniej został oparty na raporcie *Lokalny Wymiar Energii* (Wawrzyniak 2021), w szczególności na rozdziale *Corporate PPA*, w tym *linia bezpośrednia* autorstwa Grzegorza Skarżyńskiego.

Klastry energii, spółdzielnie energetyczne, społeczności energetyczne, parki technologiczne

Odpowiednio zdefiniowana spółdzielnia energetyczna, klaster energii czy też przyszłe społeczności energetyczne mogą być kluczowym elementem wspierania koncepcji lokalnego bilansowania. Wymaga to jednak stworzenia spójnych reguł dla ich funkcjonowania, w tym zbudowania dla nich modeli biznesowych opartych o koncepcję lokalnego bilansowania.

W obecnych krajowych regulacjach mamy zdefiniowane dwa mechanizmy, które mogą być wykorzystane do zbudowania takich społeczności. To klastry energii oraz spółdzielnie energetyczne.

Definicja **klastra energii** wprowadzona została do polskiego porządku prawnego Ustawą z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925). Formalnie klastrem energii określamy cywilnoprawne porozumienie, czyli zawartą przez uczestników umowę. Na chwilę obecną praktycznie jedyną regulacją klastra jest jego definicja określająca uczestników, obszar działania, napięcie sieci oraz reprezentującego go koordynatora. Legislacja krajowa oprócz definicji klastra energii nie reguluje żadnych zasad funkcjonowania, a w szczególności mechanizmów dotyczących rozliczeń członków klastra energii. Dotychczas w Polsce powstało ok. 200 inicjatyw klastrowych, z których 66 zostało certyfikowanych w konkursie dawnego Ministerstwa Energii na pilotażowe klastry energii. Obecnie większość klastrów energii nie prowadzi żadnych działań, ponieważ nie zostały określone zasady funkcjonowania klastrów, tj. mechanizmy rozliczenia, oraz – poza kilkoma wyjątkami – brakuje wsparcia dla projektów klastrowych. Klastry energii nie funkcjonują w Polsce na szerszą skalę i nie wnoszą istotnego wkładu w rozwój tutejszych odnawialnych źródeł energii.

Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw doprecyzowała i znacznie rozszerzyła zasady organizacji i funkcjonowania spółdzielni

energetycznych. **Spółdzielnia energetyczna (SE)** zdefiniowana jest w art. 2 pkt 33a Ustawy o OZE jako „spółdzielnia w rozumieniu Ustawy z dnia 16 września 1982 r. Prawo spółdzielcze (Dz.U. z 2018 r. poz. 1285) lub Ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz.U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej”. Spółdzielnie mają obecnie narzucony szereg wymagań, takich jak typ gminy, maksymalna liczba członków, maksymalna moc instalacji OZE, biogazu itd. Mają one także szereg przywilejów, takich jak możliwość korzystania z systemu opustów przeznaczonego wcześniej wyłącznie dla prosumentów ze współczynnikiem ilościowym do 0,6, co oznacza, że spółdzielnia może odebrać 0,6 z wygenerowanej w okresie rozliczeniowym nadwyżki energii bez dodatkowych kosztów, brak konieczności uiszczania opłat z tytułu rozliczenia energii oraz opłat za usługę dystrybucji, opłaty OZE, opłaty mocowej oraz opłaty kogeneracyjnej, brak konieczności uzyskiwania świadectw pochodzenia w celu ich umorzenia, zwolnienie z obowiązków efektywności energetycznej, zwolnienie z podatku akcyzowego w zakresie energii wyprodukowanej i zużytej przez członków spółdzielni. Spółdzielnie mają częściowo zaimplementowaną koncepcję finansowania lokalnego poprzez zwolnienie z opłat przesyłowych energii autokonsumowanej w ramach spółdzielni.

W momencie pisania tego artykułu, według najlepszej wiedzy autorów, w kraju nie ma założonych spółdzielni energetycznych, chociaż autorzy mają informację, że działania w celu założenia takich struktur są podejmowane.

Dwa powyższe rozwiązania najprawdopodobniej będą w bliskiej przyszłości rozwijane w celu ich adaptacji do prawa europejskiego. W europejskiej

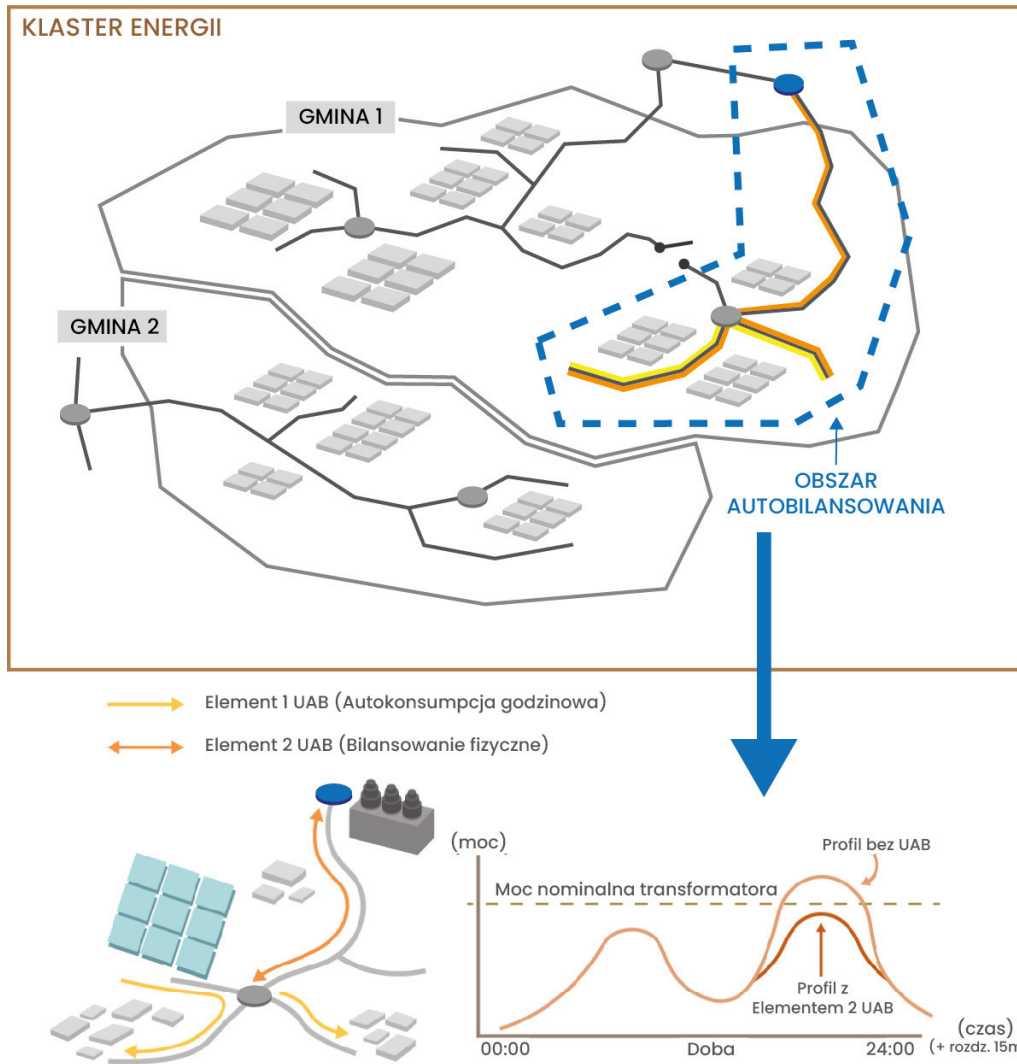
legislacji zostały zdefiniowane dwa mechanizmy: „Obywatelskich społeczności energetycznych” (dyrektywa EMD) oraz „Społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej” (dyrektywa RED II), które zgodnie z zobowiązaniami EU muszą zostać zaimplementowane na poziomie krajowym. Jak w związku z tym mogłaby wyglądać koncepcja rozwiązania, które dawałoby interesariuszom należącym do takich społeczności pewien spójny model biznesowy za to, że pełniliby by oni te dwie funkcje: **autokonsumpcję chwilową** oraz **bilansowanie techniczne**? Przykład takiej koncepcji, nazwanej usługą autobilansowania jest zawarty w kolejnym rozdziale.

Usługa autobilansowania

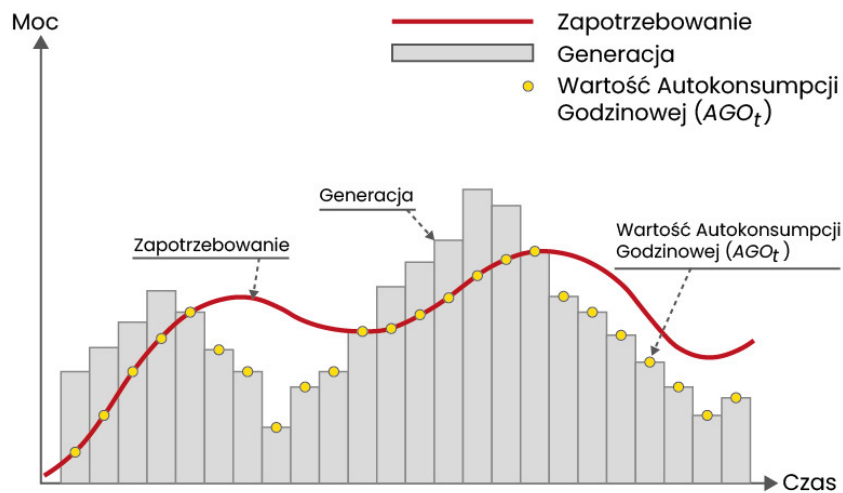
Proponowana usługa autobilansowania (UAB) ma na celu określenie konkretnej funkcji dla aktorów energetyki rozproszonej, którzy chcą stać się wartościowymi członkami krajowego systemu elektroenergetycznego. Tę funkcję można zdefiniować jednym kluczowym słowem – elastyczność. Przedstawiona propozycja usługi autobilansowania dla klastrów energii definiuje klaster energii jako nowy zasób elastyczności w KSE. Elastyczność jest zdefiniowana w wymiarze czasu (Kiedy zachodzi autokonsumpcja? Kiedy ograniczane są szczyty zapotrzebowania?) oraz przestrzeni (Które elementy sieciowe są odciążane? Gdzie poprawia się jakość energii?). Dostarczanie elastyczności przez klaster energii pozwala na stworzenie dodatkowego źródła przychodu dla energetyki lokalnej, jednocześnie nie obciążając kosztowo społeczeństwa. Innymi słowy: usługa autobilansowania nie jest projektowana jako system wsparcia. Filozofią proponowanej usługi jest znalezienie korzyści systemowych i społecznych stworzonych przez energetykę lokalną, a następnie wynagrodzenie usługodawcy, w tym przypadku klastra energii, w stopniu odpowiednim do wniesionych korzyści. W tym celu proponuje się, by rekompensata za usługę autobilansowania była równa oszczędnościom OSD uzyskanym na kosztach uzasadnionych wskutek realizacji usługi.

Usługa autobilansowania gratyfikuje, i tym samym motywuje do powstawania, pożądane zjawiska sieciowe w obszarze przesyłu i dystrybucji energii. Zjawiska te wynikają z jednoczesności występowania popytu i podaży na energię na określonym lokalnym obszarze sieci. Obszar ten został nazwany **obszarem autobilansowania** i jest zdefiniowany jako lista punktów poboru energii (PPE) zasilanych w typowym układzie przez jeden i ten sam transformator WN/SN lub SN/nN. Nie jest wymagane, by w skład obszaru autobilansowania wchodziły wszystkie PPE zasilane z danego transformatora. Wynagrodzenie za usługę jest zróżnicowane w zależności od tego, czy jest ona świadczona na obszarze WN/SN, czy SN/nN. Usługa autobilansowania wprowadza dwa niezależne elementy gratyfikacji związane z pełnieniem dwóch różnych funkcji systemowych, tj. **autokonsumpcji godzinowej** oraz **bilansowania technicznego**. Na Rys. 4 zaprezentowano przykładowy klaster energii, który zadeklarował obszar autobilansowania pod jednym z transformatorów WN/SN. Odbiorcy energii w obszarze autobilansowania dostają gratyfikację za autokonsumpcję godzinową spowodowaną przepływem energii od źródła do odbiorców (przepływ został na obrazku zaznaczony żółtą strzałką). Pomarańczowa strzałka oznacza przepływ przez transformator, który determinuje poziom bilansowania technicznego (tj. bilansowania fizycznego).

Poziom autokonsumpcji godzinowej jest wyznaczany co godzinę lub co 15 minut, jako minimum wartości sumarycznej z generacji i sumarycznego zapotrzebowania klastra w danym przedziale czasowym w oparciu o odczyty inteligentnych liczników (Rys. 5). Wartość ta służy do obliczenia rekompensaty za pierwszy element usługi autobilansowania. Autokonsumpcja godzinowa to element usługi, który nie wymaga sterowania źródłami klastra energii i w związku z tym jest możliwy do świadczenia przez rozwijające się klastry energii. Element ten stanowi niezbędny impuls nadający kierunek rozwoju energetyce rozproszonej – maksymalna rekompensata za jego realizację wynosi 30 zł/MWh.



Rys. 4. Schemat klastra energii. Klaster energii zawiera jeden lub więcej obszarów autobalansowania zdefiniowanych na bazie topologii sieci. W ramach obszarów autobalansowania wykonywana jest usługa autobalansowania składająca się z dwóch elementów: autokonsumpcji godzinowej i bilansowania technicznego

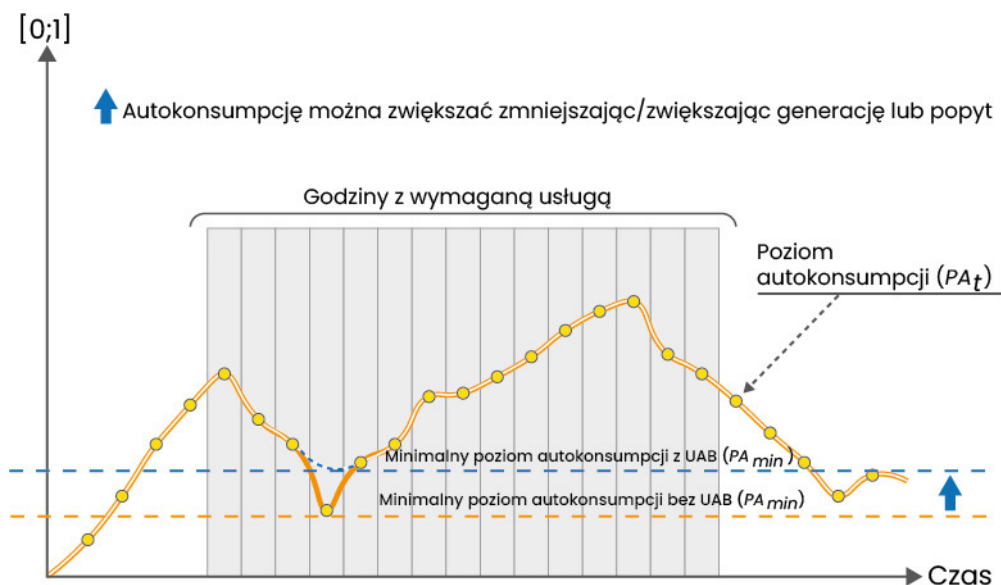


Rys. 5. Metoda wyznaczania wartości autokonsumpcji godzinowej (AGO_t) w obszarze autobalansowania w oparciu o profile zapotrzebowania (czerwona krzywa) i generacji (szary wykres barowy). Wartości autokonsumpcji godzinowej (żółte punkty) oznaczone są skrótem AGO_t

W bilansowaniu technicznym poziom zbilansowania jest wynikiem zsumowania profili zapotrzebowania i generacji dla PPE w obszarze autobilansowania w danym momencie. Suma ta jest widoczna jako profil obciążenia transformatora zasilającego dany obszar. Bilansowanie techniczne polega na odpowiednimysterowaniu odbiorów, jednostek wytwórczych oraz magazynów znajdujących się na obszarze autobilansowania w celu ograniczenia przepływów przez dany transformator lub inne kluczowe elementy infrastruktury sieciowej. Rekompensata za bilansowanie techniczne jest wyznaczana na podstawie minimalnego poziomu autokonsumpcji w danym okresie rozliczeniowym. Poziom ten jest wyrażany w bezwymiarowych jednostkach z przedziału od 0 do 1, gdzie 0 oznacza całkowity brak zbilansowania, a 1 oznacza 100% zbilansowania technicznego odbiorców i wytwórców (Rys. 6). Element drugi usługi autobilansowania stanowi zachętę do zwiększenia minimalnego poziomu autokonsumpcji, co przekłada się na zmniejszenie mocy szczytowych (*peak shaving*) w kierunku zarówno importu, jak i eksportu energii obciążających infrastrukturę przesyłową i wymuszających kosztowne inwestycje. Zasadnicza różnica pomiędzy korzyściami wynikającymi z elementu pierwszego (autokonsumpcji) oraz

elementu drugiego (bilansowania technicznego) polega na tym, że w drugim przypadku dochodzi do stałego i przewidywalnego obniżenia szczytowego elementów sieciowych (Tab. 4).

W celu zrozumienia skutków wprowadzenia usługi autobilansowania przeprowadzono szereg badań symulacyjnych opartych o szczegółowy model techniczno-ekonomiczny modelowych klastrów energii (Cetnarski et al. 2021). Wskazują one, że świadczenie usługi autobilansowania stanowi bodziec do inwestowania w źródła elastyczności. Usługa autobilansowania zachęca klastry energii do inwestycji w elastyczne źródła energii oraz do sterowania elastycznymi jednostkami w sposób najbardziej korzystny z punktu widzenia sieci, czyli poprzez niwelację szczytów własnego zapotrzebowania. Istnieje istotne prawdopodobieństwo, iż bez usługi autobilansowania klastry/społeczności energetyczne wytworzą nieelastyczne źródła OZE i nie wniosą oczekiwanych korzyści systemowych pozwalających na integrację systemową rosnącej liczby źródeł OZE. Rozwój klastrów energii/społeczności energetycznych bez usługi autobilansowania może prowadzić do wzrostu całkowitych kosztów społecznych poprzez zwiększenie zapotrzebowania na inwestycje w infrastrukturę sieciową.



Rys. 6. Ilustracja metody wyznaczenia minimalnego poziomu autokonsumpcji (PA_{min}). Minimalny poziom autokonsumpcji to jedna wartość dla całego okresu rozliczeniowego (minimum z wartości PA_t), która służy do wyliczenia rekompensaty za element 2 UAB: bilansowanie techniczne

Tab. 4. Oszczędności OSD w wypełnianiu obowiązków ustawowych wynikające z usługi autobilansowania. Wskazane zostały obecne składniki taryfy dystrybucyjnej służące do pokrywania kosztów uzasadnionych OSD w obszarach działalności, na których koszty wpływają na usługę autobilansowania

Czynność	Korzyści systemowe/społecznościowe	Element taryfy lub inne opłaty	Proponowana wartość wynagrodzenia
Autokonsumpcja godzinowa	oszczędności na stratach technicznych w sieci OSD	stawka sieciowa stała i zmienna	15,70 [PLN/MWh]
	oszczędności na stratach technicznych w sieci OSP	stawka sieciowa stała i zmienna	4,10 [PLN/MWh]
	obniżenie kosztów zakupu regulacyjnych usług systemowych	stawka jakościowa	10,20 [PLN/MWh]
Bilansowanie techniczne	ograniczenie nakładów inwestycyjnych na rozbudowę sieci SN i WN	stawka sieciowa stała i zmienna	108 000 [PLN/MW/rok]
	Oszczędności na podatkach od nieruchomości w związku z ograniczeniem nakładów inwestycyjnych na rozbudowę sieci SN i WN	stawka sieciowa stała i zmienna	54 000 [PLN/MW/rok]

Podsumowanie

W najbliższych latach możemy spodziewać się wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE. Istotnym motorem tego wzrostu będzie zwiększający się udział źródeł ciepła zasilanych energią elektryczną, takich jak pompy ciepła czy klimatyzatory. Sieć elektroenergetyczna może stać się wąskim gardłem całego procesu transformacji. Modernizacja sieci, mimo że w pewnym zakresie jest konieczna, nie może stanowić jedyne rozwiązanie pozwalające na absorpcję rozproszonych źródeł energii. Dlatego potrzebne są komplementarne rozwiązania, takie jak rynki elastyczności oraz tworzenie obszarów będących w stanie w pewnym zdefiniowanym zakresie bilansować się lokalnie. Lokalne bilansowanie jest koncepcją dotyczącą „tu i teraz”, w której podmioty występujące na spójnym z punktu widzenia KSE obszarze, dostają benefity za pełnienie zdefiniowanych funkcji systemowych: chwilowej autokonsumpcji oraz lokalnego bilansowania technicznego odpowiedzialnego m.in. za ograniczenie przepływów na krytycznych elementach sieci. Taka koncepcja lokalnego bilansowania może być implementowana np. przy pomocy usługi autobilansowania. Symulacje pokazują, że pełnienie takiej usługi może dostarczać zachęt ekonomicznych do powstawania klastrów energii oraz planowanych społeczności energetycznych. Skutkiem wprowadzenia takiej usługi jest nie tylko rozwiązanie części problemów w rozwoju sieci elektroenergetycznej,

ale też zwiększenie udziału OZE, rozwój lokalnej współpracy, zwiększenie lokalnego i krajowego bezpieczeństwa energetycznego, skrócenie łańcuchów dostaw. Rozwiązania niezbędne w celu dostarczenia większej elastyczności będą także stanowiły istotny bodziec dla rozwoju polskiej innowacyjności.

Bibliografia:

- Business Network Innovation (2019), *Flexibility Framework & Mapping*, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/events/2019/191205_Flexibility%20Framework_full_public.pdf?Web=1 [dostęp: 19.05.2021].
- Cetnarski R., Pensky S., Wawrzyniak K. (2021), *Propozycja usługi autobilansowania (UAB)*, „Energetyka Rozproszona” 4: 19–39.
- European Environment Agency (EEA) (2019), *Air quality in Europe 10/2019*, <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2019> [dostęp: 24.05.2021].
- Forum Energii (2021), *Dynamiczne i sprawiedliwe. Przyszły kształt taryf sieciowych w Polsce*, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/taryfy> [dostęp: 19.05.2021].
- Minister Energii (2017), *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 do dnia 31 grudnia 2016 r.*, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/sprawozdania-z-wynikow-monitorowania-bezpieczenstwa-dostaw-energii-elektrycznej> [dostęp: 19.05.2021].
- Narodowe Centrum Badań Jądrowych (2021), *Współpraca z Tauron Dystrybucja S.A. i rozwój systemu Flexon*, <https://www.ncbj.gov.pl/aktualnosci/wspolpraca-tauron-dystrybucja-sa-rozwoj-systemu-flexon> [dostęp: 19.05.2021].
- OneNet – One Network for Europe, <https://onenet-project.eu/> [dostęp: 19.05.2021].
- Polski Instytut Ekonomiczny (PIE) (2019), *Smog w Polsce i jego konsekwencje*, „Working Paper” 5, https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2020/03/PIE-WP_5-2019.pdf [dostęp: 19.05.2021].
- Special Eurobarometer 501: Attitudes of European citizens towards the Environment* (2020), https://data.europa.eu/data/datasets/s2257_92_4_501_eng?locale=en [dostęp: 24.05.2021].
- Wawrzyniak K. (red.) (2021), *Lokalny wymiar energii*, https://www.er.agh.edu.pl/projekt-klaster/raporty/publikacje/#Lokalny_wymiar [dostęp: 19.05.2021].

DSO network flexibility – a key for efficient energy transformation

Abstract: Current changes in domestic and European climate policies, especially the goal for reaching climate neutrality up to 2050, drive the process of energy mix transformation in Poland. This article presents results of qualitative and quantitative analysis of the Polish residential sector's energy transformation for a given set of environmental scenarios. Residential sector is responsible for around 50% of a domestic demand for both heat and electrical energy. Before 2030 we expect a substantial increase in electrical energy demand which would require a costly power grid modernisation. We present a strategy and regulatory approach for optimal management of power grid investments based on incentivizing synchronization and balancing of local demand and generation. We point out the local balancing approach as one of the most promising concepts for enabling efficient and timely transformation towards climate neutrality of energy sector. We lay out the proposed regulatory changes needed to implement the local balancing mechanisms.

Keywords: flexibility, energy transition, local balancing, self-balancing service

Dr inż. Karol WAWRZYŃIAK

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



Mgr Ryszard CETNARSKI

Narodowe Centrum Badań Jądrowych
Interdyscyplinarny Zakład
Analiz Energetycznych (IDEA)
ryszard.cetnarski@idea.edu.pl



Mgr Sławomir WALKOWIAK

Narodowe Centrum Badań Jądrowych
Interdyscyplinarny Zakład
Analiz Energetycznych (IDEA)
slawomir.walkowiak@idea.edu.pl

Obowiązki regulacyjne spoczywające na przedsiębiorstwach energetycznych i pozostałych użytkownikach systemu energetycznego

Abstrakt: Liberalizacja funkcjonowania sektora energetycznego, która została zapoczątkowana w latach 90. ubiegłego wieku, a której głównym celem było wprowadzenie mechanizmów konkurencji w opartym dotychczas na paradygmacie monopolu sektorze energetycznym, powiązana jest ze swoistym „paradoksem regulacyjnym”. Polega on na nałożeniu na przedsiębiorstwa energetyczne oraz pozostałych użytkowników systemu energetycznego szeregu obowiązków regulacyjnych, które mają na celu promowanie konkurencji w energetyce przy jednoczesnym zagwarantowaniu świadczenia tzw. usług powszechnych na rzecz odbiorców paliw i energii. Celem artykułu jest przedstawienie najistotniejszych spośród tych obowiązków wraz ze wskazaniem przewidzianych prawem wyłączeń w zakresie ich stosowania.

Słowa kluczowe: energetyka, regulacja, obowiązki regulacyjne, prawo energetyczne

Wprowadzenie

Zmiana ustroju społeczno-gospodarczego dokonana w Polsce na przełomie lat 80. i 90. XX w. stworzyła konieczność podjęcia działań mających na celu liberalizację funkcjonowania i demonopolizację najważniejszych sektorów gospodarki. W sektorze energetycznym, w którym występuje zjawisko monopolu naturalnego, procesy demonopolizacji i liberalizacji gospodarki zrodziły konieczność nałożenia na działających w nim przedsiębiorców, zwłaszcza tych dysponujących infrastrukturą konieczną dla świadczenia najważniejszych usług, szczególnego rodzaju obowiązków regulacyjnych, które służą realizacji określonych celów publicznych, takich jak promowanie konkurencji i zagwarantowanie świadczenia usługi powszechnej¹.

¹ Spośród szerokiej literatury poświęconej regulacji w sektorze energetycznym (zob. Skoczny 2014: 1354 i n. wraz z powołaną tam literaturą).

W niniejszym opracowaniu zostaną przedstawione wybrane, najistotniejsze spośród obowiązków regulacyjnych spoczywających na przedsiębiorcach energetycznych, które w znaczący sposób determinują sposób wykonywania działalności gospodarczej w tym sektorze.

Obowiązek koncesyjny

Podstawowym obowiązkiem regulacyjnym, związanym z podjęciem działalności gospodarczej w sektorze energetycznym, jest obowiązek uzyskania koncesji od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezes URE”). Zakres obowiązku koncesyjnego reguluje przepis art. 32 u.p.e., który określa, jakie rodzaje działalności gospodarczej regulowanej przepisami ustawy z 10.04.1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 716 z późn. zm.) (dalej „u.p.e.” lub „ustawa Prawo energetyczne”) objęte zostały obowiązkiem uzyskania koncesji. Co istotne, obowiązek koncesyjny dotyczy wykonywania „działalności gospodarczej”, która została zdefiniowana w art. 3 ustawy z 6.03.2018 r. Prawo przedsiębiorców (t.j. Dz.U. 2021 poz. 162) jako zorganizowana działalność zarobkowa, wykonywana we własnym imieniu i w sposób ciągły.

Obowiązek uzyskania koncesji odnosi się odrębnie do każdego rodzaju działalności energetycznej wskazanego w art. 32 u.p.e., co oznacza, że na każdy

ze wskazanych w art. 32 ust. 1 u.p.e. rodzajów działalności gospodarczej przedsiębiorstwo energetyczne powinno posiadać odrębną koncesję, co jednak nie stoi na przeszkodzie, aby kilka rozstrzygnięć koncesyjnych zostało zawartych w jednej decyzji administracyjnej. Nie ma też przeszkód, aby przedsiębiorstwo energetyczne ubiegało się o udzielenie koncesji w zakresie węższym, aniżeli zostało to rodzajowo wskazane w art. 32 u.p.e. Wreszcie też, jeden podmiot może ubiegać się o kilka koncesji i wykonywać kilka rodzajów działalności koncesjonowanej, z zastrzeżeniem wyjątków w tym zakresie związanych z realizacją zasady *unbundlingu* (zob. niżej oraz art. 9d u.p.e.) (Będkowski-Kozioł 2020: 549).

Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 1 u.p.e. koncesjonowaniu podlega, po pierwsze, wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie „wytwarzania paliw lub energii”. Po drugie, przepis art. 32 ust. 1 pkt 3 u.p.e. ustanawia obowiązek uzyskania koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie „przesyłania” lub „dystrybucji” paliw lub energii, tzn. ich „transportu” sieciami przesyłowymi lub dystrybucyjnymi. Wreszcie po trzecie, na podstawie art. 32 ust. 1 pkt 4 u.p.e. obowiązek uzyskania koncesji obejmuje także działalność gospodarczą polegającą na „obrocie paliwami lub energią”, tzn. na zakupie i odsprzedaży paliw lub energii.

Przepis art. 32 u.p.e. obok wskazania rodzajów działalności gospodarczej w energetyce objętych obowiązkiem koncesyjnym ustanawia jednocześnie wyłączenia spod obowiązku koncesyjnego.

W odniesieniu do działalności polegającej na wytwarzaniu paliw lub energii art. 32 ust. 1 pkt 1 u.p.e. stanowi, że wytwarzanie: (1) paliw stałych (np. węgla) lub paliw gazowych (np. gazów specjalnych, tj. gazów z procesów zgazowania paliw stałych, gazów syntezowych, gazów koksowniczych, innych gazów odpadowych z procesów technologicznych, m.in. gazu gardzielowego), (2) energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do instalacji odnawialnego źródła energii lub do jednostek kogeneracji, (3) energii elektrycznej w mikroinstalacji lub w małej

instalacji, (4) energii elektrycznej: z biogazu rolniczego, wyłącznie z biogazu rolniczego w kogeneracji, wyłącznie z biopłynów w rozumieniu ustawy z 20.02.2015 r. o odnawialnych źródłach energii, ciepła w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, nie wymaga uzyskania koncesji. Przy tym użyte w art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. b u.p.e. pojęcie łącznej mocy zainstalowanej nakazuje brać pod uwagę sumę mocy źródeł zainstalowanych, przez co nie można wyłączyć obowiązku koncesyjnego, biorąc pod uwagę jedynie moc każdego źródła z osobna. W związku z tym, w sytuacji gdy skutkiem zainstalowania kolejnego źródła, nawet o niewielkiej mocy, jest przekroczenie ustalonego progu, aktualizuje się obowiązek uzyskania koncesji na cały zakres wykonywanej działalności wytwórczej. Natomiast gdy obowiązek uzyskania koncesji uzależniony jest od osiągnięcia wartości rocznej obrotu, przyjmuje się, że wymóg posiadania koncesji aktualizuje się od dnia przekroczenia ustawowego progu wielkości obrotu. Wyłączenie obowiązku koncesyjnego z uwagi na próg łącznej mocy zainstalowanej źródeł energii elektrycznej, określony w art. 32 ust. 1 lit. b u.p.e., nie dotyczy wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii oraz źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji. Oznacza to, że wytwarzanie energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii oraz w ramach tzw. kogeneracji jest objęte wymogiem koncesyjnym, jednakże z zastrzeżeniem art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. c i d u.p.e., na mocy którego obowiązek ten nie dotyczy wytwarzania energii elektrycznej: (1) w mikroinstalacji, (2) w małej instalacji, (3) z biogazu rolniczego, (4) wyłącznie z biogazu rolniczego w kogeneracji, (5) wyłącznie z biopłynów.

Z zakresu koncesjonowania w odniesieniu do przesyłania i dystrybucji paliw lub energii wyłączona została działalność polegająca na dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz przesyłania lub dystrybucji ciepła, jeżeli łączna moc zamówiona przez odbiorców przyłączonych do danej sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej nie przekracza 5 MW. Natomiast niemożliwe jest wyłączenie spod obowiązku uzyskania koncesji w odniesieniu

do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. Z uwagi na ustawowe definicje pojęć „przesyłanie” i „dystrybucja” paliw i energii, zawarte w art. 3 pkt 4 i 5 u.p.e., obowiązek koncesyjny nie będzie odnosił się do tzw. instalacji wewnętrznych.

Przepis art. 32 u.p.e. przewiduje ponadto dwa rodzaje dodatkowych wyłączeń z zakresu obowiązku uzyskania koncesji, tj. zwolnienia przedmiotowe (art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a u.p.e.) i podmiotowe (art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. b i c u.p.e.). Zwolnienia przedmiotowe obejmują wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie: (1) obrotu paliwami stałymi (np. węglem kamiennym, brunatnym), (2) obrotu energią elektryczną, której dostarczanie następuje za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV, jednak pod warunkiem, że urządzenia z układami połączeń między nimi stanowią własność odbiorcy energii (zatem nie mogą stanowić własności wytwórcy lub innego podmiotu), (3) obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 tys. euro lub jeżeli sprzedaż ma na celu likwidację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, (4) obrotu skroplonym gazem ziemnym dostarczonym z zagranicy, (5) obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 10 tys. euro, oraz (6) obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW. Wyłączenia podmiotowe obejmują wskazane wprost w ustawie podmioty. I tak, obowiązek uzyskania koncesji nie dotyczy wykonywania obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną dokonywanego na: (1) giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z 26.10.2000 r. o giełdach towarowych (t.j. Dz.U. 2019 poz. 312) (dalej „Ustawa o giełdach towarowych”) lub (2) rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z 29.07.2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (t.j. Dz.U. 2021 poz. 328 z późn. zm.) (dalej: „Ustawa o obrocie instrumentami finansowymi”) przez towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę

rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 Ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające paliwa gazowe lub energię elektryczną z tytułu realizacji zadań określonych w Ustawie o giełdach towarowych, (3) obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną innego niż określony w pkt 1 i 2, dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 Ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające lub zbywające paliwa gazowe lub energię elektryczną z tytułu realizacji zadań określonych w Ustawie o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w pkt. 1 i 2.

W odniesieniu do zakresu obowiązku koncesyjnego odnoszącego się do działalności polegającej na obrocie paliwami i energią należy przyjąć, że podmiot posiadający koncesję na wytwarzanie paliw lub energii w zakresie, w jakim dokonuje sprzedaży wytworzonego paliwa lub energii, nie musi dysonować odrębną koncesją na obrót tymi paliwami lub energią (Wyrok Sądu Najwyższego 2008).

Szczególnego rodzaju wyłączenie przewiduje art. 32 ust. 4 u.p.e., zgodnie z którym uzyskania koncesji nie wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

Szczególną regulację w zakresie wydawania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w instalacjach OZE przewiduje przepis art. 32 ust. 1a u.p.e. Zgodnie z tym przepisem koncesję na wykonywanie działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w danej instalacji odnawialnego źródła energii po raz pierwszy wydaje się wyłącznie w przypadku, gdy urządzenia

wchodzące w skład tej instalacji, służące do wytwarzania tej energii: (1) spełniają wymagania określone w art. 74 ust. 1 u.o.z.e. albo (2) posiadają ważne potwierdzenie zgodności z certyfikowanym typem urządzenia lub deklarację zgodności z właściwymi normami wystawione przez ich producenta dla danej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, oraz zostały wyprodukowane nie wcześniej niż 72 miesiące przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji. Jednocześnie do spraw o udzielenie koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii wszczętych i niezakończonych do 1.01.2020 r. stosuje się przepis art. 32 u.p.e. w brzmieniu dotychczasowym. Ponadto art. 22 ust. 2 ustawy z 19.07.2019 r. o zmianie Ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2019 poz. 1524) stanowi, że do spraw o udzielenie koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii wszczętych po 1.01.2020 r. oraz w okresie ważności promesy koncesji udzielonej na tę działalność – również stosuje się przepis art. 32 u.p.e. w brzmieniu dotychczasowym.

Obowiązek taryfowy

Skuteczność i efektywność realizacji obowiązków w zakresie zapewnienia zainteresowanym podmiotom usług dostępu do infrastruktury energetycznej gwarantują i wspierają dalsze instrumenty przewidziane w ustawie Prawo energetyczne. Mianowicie, obowiązek przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf zawierających m.in. ceny i stawki opłat za świadczenie wspomnianych usług (art. 45 w zw. z art. 47 u.p.e.), z wyjątkiem sytuacji zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z tego obowiązku na mocy art. 49 u.p.e., jak również – w przypadku przesyłania i dystrybucji paliw gazowych i energii elektrycznej – instrukcji ruchu i eksploatacji sieci (art. 9g ust. 7-8 i 11 u.p.e.). Ceny i stawki opłat zawarte

w taryfie są następnie podstawą do wyliczenia opłat za dostarczane do odbiorcy paliwa gazowe, energię elektryczną i ciepło (art. 45 u.p.e.).

Przepis art. 45 u.p.e. oraz rozporządzenia wykonawcze wydane na podstawie art. 46 u.p.e. determinują sposób kalkulacji taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne. W świetle tego przepisu taryfy przedsiębiorstw eksploatujących infrastrukturę winny – co do zasady – uwzględniać: (1) pokrycie tzw. kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność oraz (2) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Ponadto, taryfa operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych powinna zapewniać także pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez nich w związku z realizacją ich zadań operatorskich (art. 45 ust. 1 pkt 2 u.p.e.). Dodatkowe elementy wymienia art. 45 ust. 1 pkt 1a oraz ust. 1a i 1c u.p.e. Wymienione elementy odzwierciedlają wyrażony w art. 1 ust. 2 u.p.e. postulat równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Ustalone zgodnie z wytycznymi wynikającymi z art. 45 oraz z przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 u.p.e. taryfy podlegają na mocy art. 47 ust. 1 u.p.e. zatwierdzeniu przez Prezesa URE, który zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z powyższymi zasadami i przepisami (art. 47 ust. 2 u.p.e.).

W art. 49 u.p.e. ustawodawca przewidział możliwość zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Mianowicie, zgodnie z art. 49 ust. 1 u.p.e., Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie. Zwolnienie może dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w takim zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym (art. 49 ust. 2 u.p.e.).

W odniesieniu do działalności polegającej na świadczeniu usług dostępu do infrastruktury praktyczne znaczenie tego przepisu pozostaje jednak ograniczone. Wynika to z braku warunków dla rozwoju konkurencji na rynku usług dostępowych, tzn. konkurencji pomiędzy sieciami (w przeciwieństwie do powiązanych rynków wytwarzania, importu i obrotu paliwami i energią), spowodowane w szczególności barierami ekonomicznymi (wysokie koszty budowy infrastruktury, korzyści skali, bryłowość sieci) oraz prawnymi (planowanie przestrzenne, uwarunkowania prawno-środowiskowe) stojącymi przed potencjalnymi konkurentami zasiedziały operatorów.

Obowiązek świadczenia usług przesyłowych/dystrybucyjnych (udostępniania infrastruktury – *Third Party Access*)

Do najistotniejszych instrumentów regulacji prokonkurencyjnej w sektorze energetycznym należą przewidziane w art. 4 ust. 2 i art. 4c–4j u.p.e. obowiązki przedsiębiorstw infrastrukturalnych w zakresie udostępniania infrastruktury zainteresowanym podmiotom trzecim (*Third Party Access* – TPA) i skorelowane z nimi uprawnienie odbiorców paliw i energii do swobodnego wyboru dostawcy. Dostęp stron trzecich do sieci i pozostałych urządzeń infrastruktury energetycznej stanowi w przypadku energetyki sieciowej – podobnie jak i innych sektorów infrastrukturalnych – podstawową przesłankę pobudzenia konkurencji.

Na gruncie art. 4 ust. 2 i n. u.p.e. regulacja w zakresie dostępu stron trzecich do infrastruktury przyjmuje postać obowiązku świadczenia usług przesyłania i dystrybucji paliw gazowych lub energii (art. 4 ust. 2 u.p.e.), obowiązku świadczenia usług magazynowania paliw gazowych (art. 4c ust. 1 u.p.e.), obowiązku świadczenia usług transportu gazu ziemnego siecią gazociągów kopalnianych (art. 4d ust. 1 u.p.e.) oraz obowiązku świadczenia usług skraplania gazu i regazyfikacji gazu skroplonego w instalacjach LNG

(art. 4e ust. 1 u.p.e.). Korelatem tych obowiązków jest uprawnienie odbiorców paliw gazowych i energii do swobodnego wyboru dostawcy (art. 4j u.p.e.). Regulację ustawy Prawo energetyczne uzupełniają przepisy rozporządzeń wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 u.p.e.

Zapewnienie świadczenia usług przesyłowych powinno się odbywać w oparciu o zasadę równoprawnego traktowania. Dostęp do infrastruktury energetycznej powinien zostać zagwarantowany na podstawie obiektywnych, rzeczowo uzasadnionych kryteriów każdemu zainteresowanemu. Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych lub energii nie są zatem, w ramach ciążącego na nich obowiązku zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych/dystrybucyjnych, upoważnione do całkowicie samodzielnego, swobodnego decydowania o tym, komu i na jakich warunkach będą świadczyć usługi dostępu do infrastruktury.

Podmiotami zobowiązanymi do świadczenia usług są właściwi operatorzy określonej infrastruktury, natomiast uprawnionymi do ubiegania się o świadczenie usług dostępu do infrastruktury są wszyscy odbiorcy oraz przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą paliw gazowych lub energii. Pod pojęciem odbiorców art. 3 pkt 13 u.p.e. rozumie każdego, kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię, a więc zarówno podmioty zakupujące je na własne potrzeby (np. na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej albo potrzeby komunalno-bytowe), czyli tzw. odbiorców końcowych, jak i podmioty zajmujące się obrotem paliwami gazowymi lub energią i pobierającymi je w celu dalszej odsprzedaży (choć mieszczą się one także w zakresie pojęcia „przedsiębiorstwo zajmujące się sprzedażą paliw gazowych lub energii”). Natomiast celem bliższego określenia pojęcia „przedsiębiorstwo zajmujące się sprzedażą paliw gazowych lub energii” należy odwołać się do definicji „sprzedaży” uregulowanej w art. 3 pkt 6a u.p.e., zgodnie z którą oznacza ona bezpośrednią sprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich wytwarzaniem lub odsprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich obrotem.

Jakkolwiek art. 4 ust. 2 oraz art. 4c–4e u.p.e. nakładają na wymienione w nich przedsiębiorstwa energetyczne generalny obowiązek udzielenia dostępu do infrastruktury energetycznej, obowiązki te nie mają charakteru bezwzględnych. W art. 4f ust. 1 u.p.e. określono bowiem negatywne warunki świadczenia usług dostępu do infrastruktury, a w art. 4f ust. 2–3 oraz art. 4h–4i u.p.e. zostały uregulowane szczególne przypadki wyłączenia stosowania obowiązku udzielenia dostępu z przyczyn określonych w tych przepisach (Będkowski-Kozioł 2013: 1406 i podana tam literatura).

Do bezwzględnych przesłanek usprawiedliwiających odmowę świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2 oraz art. 4c–4e u.p.e., w powyższym znaczeniu można zaliczyć: (1) brak wystarczających mocy przesyłowych lub zdolności magazynowych (art. 4d ust. 1 u.p.e.); (2) negatywną klauzulę wzajemności (art. 4f ust. 2 u.p.e.); (3) niemożność spełnienia bezwzględnie obowiązujących norm technicznych służących zagwarantowaniu niezawodności dostarczania i jakości paliw gazowych lub energii czy też bezpieczeństwa eksploatacji złóż gazu ziemnego oraz norm ochrony środowiska (art. 4f ust. 1 oraz art. 4d ust. 1 i 3 pkt 1 u.p.e.); (4) a także (w elektroenergetyce i ciepłownictwie) realizację obowiązków w zakresie wspierania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych i produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji (art. 9a u.p.e.); a w gazownictwie konieczność zarezerwowania części zdolności magazynowych na rzecz operatora systemu przesyłowego (art. 4c ust. 2 u.p.e.). Natomiast do względnych przesłanek odmowy świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2 oraz art. 4c–4e u.p.e., można w powyższym rozumieniu zaliczyć: (1) niekorzystną zmianę cen i warunków dostaw paliw gazowych lub energii dla pozostałych podmiotów przyłączonych do sieci (art. 4f ust. 1 u.p.e.), oraz (2) pozostałe techniczne i ekonomiczne przeszkody udzielenia dostępu do infrastruktury (inne niż wymienione wśród przesłanek bezwzględnych); (3) a dodatkowo w gazownictwie konieczność realizacji zawartych umów w zakresie sprzedaży wydobywanych kopalni (art. 4d ust. 1 u.p.e.);

(4) zmniejszenie wydobycia ze złóż (art. 4d ust. 3 pkt 2 lit. a u.p.e.); (5) uzasadnione potrzeby właściciela lub użytkownika gazociągów kopalnianych lub przedsiębiorstw transportu gazu ziemnego (art. 4d ust. 3 pkt 2 lit. b u.p.e.).

Szczególne miejsce zajmują przesłanki w postaci: (1) czasowego zwolnienia przedsiębiorstw gazowniczych z obowiązku udzielenia dostępu z uwagi na trudności związane z realizacją umów zaopatrzonych w klauzulę „bierz lub płać” (art. 4h u.p.e.) oraz (2) czasowego zwolnienia z obowiązku udzielenia dostępu na rzecz tzw. nowej infrastruktury gazowniczej (art. 4i u.p.e.) lub tzw. nowych połączeń wzajemnych w elektroenergetyce (art. 17 rozporządzenia nr 714/2009).

Obowiązek dokonania *unbundlingu* działalności sieciowej od pozostałych obszarów działalności przedsiębiorstwa energetycznego

Jakkolwiek zasadniczym instrumentem promowania konkurencji na rynku energetyki sieciowej jest dostęp stron trzecich do sieci (infrastruktury), nałożenie na przedsiębiorstwa eksploatujące infrastrukturę obowiązku jej udostępniania innym użytkownikom systemu energetycznego może być jednak niewystarczające dla pobudzenia konkurencji z uwagi na to, że przedsiębiorstwa te nierzadko funkcjonują w ramach pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych, co rodzi ryzyko faworyzowania przedsiębiorstw powiązanych. Podobnie administracyjna kontrola cen i pozostałych warunków udzielenia dostępu może okazać się nieskuteczna bez dokonania *unbundlingu*, z uwagi na spotykane w przypadku przedsiębiorstw sieciowych praktyki subsydiowania działalności na rynkach powiązanych wpływami uzyskiwanymi w obszarze eksploatacji infrastruktury (tzw. „subsidiowanie skrośne” albo „krzyżowe”).

W związku z powyższym prawo regulacji sektora energetycznego przewiduje nakaz rozdzielenia

działalności w obszarze infrastruktury (sieci służących do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych i energii elektrycznej i ciepłej oraz magazynów gazu ziemnego) od działalności niezwiązanej z eksploatacją infrastruktury. *Unbundling* może przy tym przybrać postać separacji księgowej, funkcjonalnej oraz własnościowej, przy czym poszczególne formy nie zostały w tym samym stopniu przewidziane w elektroenergetyce i gazownictwie (gdzie w zależności od rodzaju infrastruktury – sieci przesyłowe, dystrybucyjne, itd. przewidziane są różne modele *unbundlingu*) czy ciepłownictwie (zasadniczo brak obowiązku *unbundlingu*)².

Zasadniczym modelem *unbundlingu* przewidzianym w ustawie Prawo energetyczne jest separacja prawno-funkcjonalna. Polega ona na tym, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się eksploatacją infrastruktury jest wyodrębnione pod względem prawnym, tzn. posiada odrębną podmiotowość prawną od przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem, importem paliw lub energii, czy też ich sprzedażą (hurtową lub detaliczną), aczkolwiek może ono działać nadal w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo (np. jako członek grupy kapitałowej), ale jednocześnie posiada daleko idącą niezależność w zakresie bieżących i operacyjnych decyzji dotyczących eksploatacji infrastruktury, jej utrzymania i rozwoju, jak również świadczenia usług dostępu do infrastruktury. *Unbundling* prawno-funkcjonalny na gruncie u.p.e. odnosi się wyłącznie do sektora elektroenergetycznego i gazowego, a dotyczy tzw. operatorów systemu dystrybucyjnego oraz operatorów systemu magazynowania.

Na regulację *unbundlingu* prawno-funkcjonalnego składają się dwa elementy: wyznaczenie operatorów (art. 9h u.p.e.) oraz zagwarantowanie ich niezależności (art. 9d u.p.e.).

Wyznaczenie operatorów następuje w drodze decyzji Prezesa URE, wydanej na czas określony, na wniosek (art. 9h ust. 1 u.p.e.) lub z urzędu (art. 9h

ust. 9 u.p.e.). Na operatora może zostać wyznaczony właściciel infrastruktury posiadający koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej z jej wykorzystaniem albo przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wykonywanie działalności w zakresie eksploatacji infrastruktury, z którym właściciel tej infrastruktury zawarł umowę powierzającą temu przedsiębiorstwu pełnienie obowiązków operatora (art. 9h ust. 3 u.p.e.).

W art. 9d u.p.e. wskazane zostały natomiast tzw. kryteria niezależności operatorów. Zgodnie z art. 9d ust. 1d u.p.e. – w odniesieniu do operatora systemu dystrybucyjnego, oraz art. 9d ust. 1f u.p.e. – w odniesieniu do operatora systemu magazynowania, operatorzy działający w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo powinni pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od innych obszarów działalności niezwiązanych z – odpowiednio – dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej albo magazynowaniem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych. W tym drugim przypadku ewentualne powiązanie magazynowania paliw gazowych z ich przesyłaniem lub dystrybucją wynika z uwarunkowań techniczno-ekonomicznych funkcjonowania gazownictwa oraz swoiście służebnej funkcji, jaką magazyny gazu pełnią w stosunku do działalności polegającej na przesyłaniu lub dystrybucji paliw gazowych. Kryteria niezależności w stosunku do operatora systemu dystrybucyjnego oraz operatora systemu magazynowania zostały doprecyzowane w art. 9d ust. 1e i 1g u.p.e. Dodatkowo z unormowania art. 9d ust. 1h u.p.e. wynika, że operatorzy systemu przesyłowego, dystrybucyjnego i magazynowania nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

Dodatkowym elementem regulacji działalności operatorów infrastruktury jest obowiązek sporządzania przez operatorów tzw. instrukcji ruchu i eksploatacji sieci i przedkładania jej do zatwierdzenia Prezesowi URE. Potrzeba regulacji instrukcji ruchu i eksploatacji

² Na temat poszczególnych modeli *unbundlingu* – zob. Szydło 2007a; Szydło 2007b; Pawełczyk 2011.

sieci przesyłowych i dystrybucyjnych wiąże się z faktem, że instrukcje operatorów tych sieci określają szczegółowe zasady i warunki korzystania z systemów elektroenergetycznych i gazowych istotnych z punktu widzenia realizacji usług dostępu do infrastruktury. Podstawowe obszary, do których odnoszą się postanowienia instrukcji, to: (1) warunki korzystania z sieci; (2) warunki i sposób prowadzenia ruchu sieciowego, w tym zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi; (3) warunki i sposób eksploatacji sieci oraz (4) warunki i sposób planowania rozwoju sieci. W kontekście regulacji sektora, która jest ukierunkowana na rozwój konkurencji, istotne znaczenie ma w szczególności drugi z wymienionych obszarów, ponieważ warunki oferowane na tzw. rynku bilansującym w istotny sposób wpływają na warunki i koszty uczestnictwa w konkurencyjnym rynku energetycznym. Z tego względu ustawodawca nakłada na operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego obowiązek przedkładania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci do zatwierdzenia Prezesowi URE (art. 9g ust. 7 i 8 u.p.e.).

W art. 9d ust. 7 u.p.e. przewidziane zostało wyłączenie od stosowania powyższych zasad *unbundlingu*. Zgodnie z tym przepisem zasad dotyczących *unbundlingu* nie stosuje się do OSD: (1) obsługującego mniej niż 100 000 odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa; (2) obsługującego system elektroenergetyczny o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 TWh w 1996 r., w którym mniej niż 5% rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nim systemów elektroenergetycznych oraz gazowego; (3) jeżeli liczba odbiorców nie przekracza 100 000, a sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo nie przekracza rocznie 150 mln m³ (w tym przypadku sposób liczenia 100 000 przyłączonych odbiorców jest tożsamy z zasadami określonymi powyżej); (4) obsługującego mniej niż 100 000 odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo

dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową.

Obowiązki związane ze świadczeniem tzw. usługi powszechnej

Obok promowania rozwoju konkurencji na rynku energetycznym szczególnym obszarem regulacji sektora energetycznego jest zagwarantowanie świadczenia tzw. usługi powszechnej, służące zachowaniu równości uczestników rynków energetycznych oraz ochronie konsumentów na zliberalizowanych rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego. Usługi powszechne różnią się od zwykłych usług w tym sensie, że władze publiczne uznają, iż usługi te muszą być świadczone nawet wtedy, gdy na rynku nie ma na to dostatecznej koniunktury, bądź też rynek nie stwarza wystarczających bodźców dla ich świadczenia. U podstaw koncepcji tych usług leży cel w postaci zapewnienia świadczenia usług dobrej jakości i po przystępnych cenach na obszarze całej UE, bowiem przyczyniają się one do realizacji takich celów jak solidarność i równo-uprawnienie obywateli UE, stanowiących podwaliny europejskiego modelu społecznego.

Na gruncie ustawy Prawo energetyczne regulacja na rzecz usługi powszechnej opiera się na instytucji sprzedawcy z urzędu wyznaczanego przez Prezesa URE (art. 9i u.p.e.), który jest zobligowany do świadczenia tzw. usługi kompleksowej (art. 5a u.p.e.). Ponadto, art. 7 u.p.e. przewiduje obowiązek przyłączania odbiorców do sieci, a przepisy art. 3 pkt 13c–13d, art. 5c–5d oraz 6f u.p.e. zostały poświęcone zagadnieniom ochrony tzw. odbiorców wrażliwych, która jednak opiera się na systemie świadczeń socjalnych w postaci zryczałtowanego dodatku energetycznego (art. 5c u.p.e.) i tym samym pozostaje poza instrumentarium właściwej regulacji.

Zgodnie z art. 3 pkt 29 u.p.e. sprzedawcą z urzędu jest: (1) przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, (2) świadczące „usługi kompleksowe”

(w rozumieniu art. 3 pkt 30 u.p.e.), (3) odbiorcom paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym (art. 3 pkt 13b u.p.e.) niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy. Zasadniczym celem wyznaczenia sprzedawcy z urzędu jest nałożenie na niego obowiązku świadczenia usługi kompleksowej, którą – w świetle art. 3 pkt 30 u.p.e. – stanowi usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży (o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 u.p.e.) i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii (o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 u.p.e.), albo też umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych (tzn. umów, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1, 2 i 3 u.p.e.).

Usługa kompleksowa jest – zgodnie z art. 3 pkt 29 i 30 u.p.e. – świadczona przez sprzedawcę z urzędu na rzecz odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych niekorzystających z prawa wyboru sprzedawcy, uregulowanego – ja wspomniano wyżej – w art. 4j u.p.e.

Wreszcie ustanowiony na gruncie dyrektywy elektroenergetycznej oraz dyrektywy gazowej wymóg nałożenia na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się świadczeniem usług dystrybucji paliw lub energii obowiązku przyłączania odbiorców do sieci, materializuje się na gruncie art. 7 u.p.e. Zgodnie z tym przepisem, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Ograniczenie swobody kontraktowej

przedsiębiorstw, o których mowa w art. 7 u.p.e., jest uzasadnione po pierwsze faktem, że bez fizycznego przyłączenia do sieci odbiorca nie jest w ogóle w stanie otrzymywać paliw lub energii, a wytwórca dostarczać ich do systemu energetycznego, a po drugie, szczególną pozycją rynkową tych przedsiębiorstw mającą swe źródło w monopolu naturalnym występującym w obszarze infrastruktury.

Wyłączenia spod obowiązków regulacyjnych wobec podmiotów o szczególnym statusie

Obok wskazanych powyżej wyłączeń spod zakresu stosowania poszczególnych obowiązków regulacyjnych, na gruncie regulacji ustawy z 20.02.2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2020 r. poz. 261, ze zm.) (dalej jako „u.o.z.e.” lub „Ustawa o OZE”) przewidziane zostały dodatkowe wyłączenia, które znajdują zastosowanie wobec pewnych kategorii podmiotów, tzn. spółdzielni energetycznych, klastrów energii oraz prosumentów.

Przepis art. 2 pkt 33a u.o.z.e. wprowadza instytucję spółdzielni energetycznej, przez którą rozumie się spółdzielnię w rozumieniu ustawy z 16.09.1982 r. – Prawo spółdzielcze (t.j. Dz.U. z 2018 r., poz. 1285 ze zm.) lub ustawy z 4.10.2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz.U. z 2018 r., poz. 2073.), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej.

Zgodnie z założeniami Ustawy o odnawialnych źródłach energii spółdzielnie energetyczne korzystają z systemu opustów przeznaczonego wcześniej

jedynie dla prosumentów. Przedsiębiorstwo obrotu wyznaczone przez Prezesa URE do pełnienia funkcji sprzedawcy zobowiązanego dokonuje ze spółdzielnią rozliczenia nadwyżek energii elektrycznej wprowadzonej do sieci (wyłącznie) dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez spółdzielnię i jej członków, skorygowaną współczynnikiem ilościowym 1 od 0,6 (w przypadku prosumentów stosuje się w zależności od wielkości instalacji współczynniki 0,8 i 0,7).

Jednocześnie jednak ustawa wprowadza szereg ograniczeń regulacyjnych w zakresie możliwości powoływania do życia spółdzielni energetycznych. W celu uzyskania statusu spółdzielni energetycznej spełnić należy następujące kryteria: (1) prowadzić działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą, (2) liczba członków spółdzielni nie może przekroczyć 1000, (3) w przypadku wytwarzania energii elektrycznej łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji OZE nie może przekroczyć 10 MW i musi umożliwić pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni i jej członków, natomiast (4) w przypadku wytwarzania ciepła, łączna moc osiągalna cieplna nie może przekroczyć 30 MW, a (5) w przypadku wytwarzania biogazu, roczna wydajność wszystkich instalacji należących do spółdzielni nie może przekroczyć 40 mln m³.

Podjęcie działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła możliwe jest dopiero po uzyskaniu wpisu w wykazie spółdzielni prowadzonym przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wspierania Rolnictwa. Jednocześnie jednak działalność spółdzielni polegająca na wytwarzaniu energii z OZE nie jest uznawana za działalność gospodarczą. Tym samym nadwyżka energii nie stanowi przychodu w rozumieniu przepisów o podatku dochodowym od osób prawnych. Ponadto spółdzielnie energetyczne nie uiszczają opłat z tytułu rozliczenia energii oraz opłat za usługę dystrybucji, opłaty OZE, opłaty mocy oraz opłaty kogeneracyjnej.

Nie muszą także uzyskiwać świadectw pochodzenia w celu ich umorzenia, jak również realizować obowiązków efektywności energetycznej. Dodatkowo uznaje się, że energia wyprodukowana przez spółdzielnię energetyczną i zużyta przez jej członków stanowi zużycie energii elektrycznej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów o podatku akcyzowym. Z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego, jednakże tylko wówczas, gdy łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji OZE należących do spółdzielni nie przekracza 1 MW.

Kolejną grupę podmiotów o szczególnym statusie stanowią tzw. klastry energii, zdefiniowane w art. 2 pkt 15a u.o.z.e. Zgodnie z tym przepisem klastry energii stanowią tzw. cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, podmioty, o których mowa w art. 7 ust. 1 pkt 1, 2 i 4–8 ustawy z 20.07.2018 r. – Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz.U. z 2018 r. poz. 1668 ze zm.), lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu lub 5 gmin. Klastry energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii, zwany dalej „koordynatorem klastra energii”.

Poza obowiązkiem zawarcia umowy dystrybucyjnej przez operatora sieci dystrybucyjnej z koordynatorem klastra przepisy Ustawy o odnawialnych źródłach energii nie zawierają żadnych innych regulacji prawnych. W szczególności należy wskazać, że ustawa ta nie nadaje klastrom energii żadnych dodatkowych uprawnień w stosunku do zwykłych wytwórców OZE.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii reguluje szereg obszarów związanych z energetyką prosumencką. Zgodnie z art. 2 ust. 27a u.o.z.e. prosument to odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne

potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego gospodarstwem domowym nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej. Zgodnie natomiast z art. 2 ust. 19 u.o.z.e. za „mikroinstalację” uznaje się instalację OZE o łącznej mocy zainstalowanej do 50 kW przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo instalację o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW. W przypadku mikroinstalacji nie ma wymogu posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

Z uwzględnieniem art. 4 ust. 1 u.o.z.e. obowiązujący system wsparcia prosumentów nakłada na sprzedawcę obowiązek rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w stosunku ilościowym 1 do 0,7 dla instalacji powyżej 10 kW, a dla instalacji do 10 kW, w stosunku 1 do 0,8. Od tak rozliczonej energii prosument nie uiszcza do sprzedawcy opłaty za energię czynną oraz opłat zmiennych za usługę dystrybucji. Zarówno sprzedawca zobowiązany, jak i sprzedawca wybrany przez prosumenta (pod warunkiem, że zawarł z OSD Generalną Umowę Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej – GUD-K, a zgodnie z Ustawą o OZE ma obowiązek takową umowę zawrzeć w terminie 21 dni), ma obowiązek rozliczania energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez prosumenta.

Ponadto obowiązujące regulacje przewidują obowiązek zawarcia przez operatora sieci dystrybucyjnej z wybranym przez prosumenta sprzedawcą energii umowy GUD-K w ciągu 21 dni. Pomimo że w definicji prosumenta nie ma wymogu posiadania przez niego umowy kompleksowej, to taki wymóg wynika z zasad działania systemu wsparcia dla prosumentów, które mogą zostać zrealizowane tylko przy posiadaniu przez prosumenta umowy kompleksowej.

Zgodnie z art. 4 ust. 2 i 3 u.o.z.e. rozliczenie jest dokonywane na podstawie urządzeń pomiarowych bezpośrednio dla każdej mikroinstalacji. Sprzedawca uzyskuje od OSD dane, przy czym rozliczanie jest

dokonywane na podstawie salda energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci ze wszystkich faz trójfazowych mikroinstalacji. Prosumenci posiadający instalacje 1-fazowe nie są rozliczani na podstawie bilansowania międzyfazowego. Rozliczeniu podlega energia elektryczna wprowadzona do sieci dystrybucyjnej nie wcześniej niż na 12 miesięcy przed datą wprowadzenia energii do sieci. Jako datę wprowadzenia energii elektrycznej do sieci przyjmuje się ostatni dzień danego miesiąca kalendarzowego, w którym ta energia została wprowadzona do sieci, z zastrzeżeniem, że niewykorzystana energia elektryczna w danym okresie rozliczeniowym przechodzi na kolejne okresy rozliczeniowe, jednak nie dłużej niż na kolejne 12 miesięcy od daty wprowadzenia tej energii do sieci.

Zgodnie z art. 40 ust. 1b u.o.z.e. sprzedawca jest zobowiązany do rozliczania prosumenta przez okres 15 lat od dnia wprowadzenia energii do sieci po raz pierwszy, przy czym okres wsparcia liczony indywidualnie dla każdej instalacji nie może trwać dłużej niż do 30.06.2039 r.

Wytwarzanie energii elektrycznej przez prosumenta nie może stanowić działalności gospodarczej tego podmiotu w rozumieniu art. 3 ustawy Prawo przedsiębiorców tzn. działalności zarobkowej. Nadwyżka ilości energii elektrycznej nie stanowi przychodu prosumenta oraz jest dysponowana przez sprzedawcę w celu pokrycia kosztów rozliczenia.

Mając na względzie art. 5 ust. 1 u.o.z.e., prosument, na co najmniej 30 dni przed podłączeniem instalacji do sieci elektroenergetycznej, ma obowiązek poinformowania OSD o terminie, lokalizacji, technologii oraz mocy planowanej instalacji. Do obowiązków prosumenta należy również informowanie OSD o zmianie rodzaju lub mocy instalacji OZE, jej zawieszeniu na okres powyżej 30 dni lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej w terminach określonych w Ustawie o odnawialnych źródłach energii. W art. 4 ust. 4 pkt. 2 u.o.z.e. wskazano, że prosument nie ponosi opłat za usługę dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez prosumenta. Opłaty te są jednakże uiszczane przez sprzedawcę na rzecz OSD.

Większość sprzedawców jako „opłaty za usługę dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii pobranej z sieci” rozumie stawkę dystrybucyjną zmienną i stawkę jakościową. Jednak tak ogólne sformułowanie pozostawia niejednoznaczność odnośnie do stawek OZE i kogeneracyjnej, a w przyszłości również mocowej, których wysokość też zależy od ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez prosumenta. Stawki te bowiem są częścią taryf dystrybucyjnych, ale nie są wymienione w rozporządzeniu taryfowym jako stawki za usługę dystrybucji.

Dodatkowo nowelizacja Ustawy o OZE wprowadziła możliwość sprzedaży energii z mikroinstalacji do innego sprzedawcy niż sprzedawca zobowiązany. Zgodnie z tą nowelizacją przedsiębiorca (po zmianie definicji od 1.09.2019 r. mający status prosumenta) może odsprzedawać energię dowolnemu sprzedawcy po cenie ustalonej pomiędzy stronami. W przypadku braku zainteresowania ze strony innych sprzedawców, sprzedawca zobowiązany będzie miał obowiązek odkupienia energii po średniej cenie rynkowej ogłoszonej co kwartał przez Prezesa URE.

Z punktu widzenia systemu prosumenckiego istotne znaczenie mają także przepisy art. 7 i art. 32 u.p.e., które regulują proces przyłączenia mikroinstalacji do sieci oraz kwestie związane z koncesją. I tak, zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt. 3 lit. b u.p.e. prosument nie ponosi opłaty za przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej. Za przyłączenie do sieci źródła, które zgodnie jest mikroinstalacją, nie jest pobierana opłata. Przyłączenie mikroinstalacji odbywa się na podstawie zgłoszenia (art. 7 ust. 8d u.p.e.). W zależności od wielkości mocy instalacji w stosunku do mocy określonej w warunkach przyłączenia odbiorcy końcowego (tj. warunków, które obowiązywały konsumenta przed przyłączeniem instalacji OZE do sieci) przyłączanie odbywa się w postaci zgłoszenia (gdy moc instalacji jest nie większa niż moc określona w warunkach przyłączenia) lub umowy o przyłączenie do sieci (gdy moc instalacji jest większa niż moc określona w warunkach przyłączenia). Elementy zgłoszenia są określone w Ustawie o OZE. Proces przyłączania musi być poprzedzony zainstalowaniem

odpowiednich układów zabezpieczających oraz urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Koszt instalacji tych urządzeń ponosi operator systemu dystrybucyjnego. OSD jest zobowiązany do dokonania przyłączenia mikroinstalacji najpóźniej w terminie 30 dni od zgłoszenia. OSD może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW w przypadku, gdy praca tej instalacji zagraża bezpieczeństwu sieci. Uwzględniając stopień zagrożenia pracy sieci, w pierwszej kolejności OSD ogranicza moc jednostki, dopiero w następnym kroku, gdy ograniczenie mocy jest niewystarczające, odłącza jednostkę z sieci.

Natomiast zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. c u.p.e. – o czym była mowa wyżej – wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji lub w małej instalacji nie wymaga uzyskania koncesji.

Podsumowanie

Z uwagi na szczególne uwarunkowania funkcjonowania sektora energetycznego regulacja prawna odnosząca się do prowadzenia działalności w tym sektorze jest szczególnie (w porównaniu z innymi sektorami gospodarki) „nasycona” obowiązkami regulacyjnymi. Co istotne, zasadniczy trzon aktualnej regulacji sektora energetycznego został zaprojektowany na potrzeby realizacji celów regulacyjnych – takich jak promowanie konkurencji czy zagwarantowanie usługi powszechnej – w tradycyjnym modelu scentralizowanej energetyki systemowej i tylko w części uwzględnia potrzeby i wyzwania rozwijającego się w ostatnim czasie modelu energetyki zdecentralizowanej, „rozproszonej”.

W ramach wskazanych powyżej instrumentów regulacyjnych ustawodawca (zarówno unijny, jak i w ślad za nim krajowy) przewiduje szereg wyjątków od stosowania instrumentów regulacyjnych, które są wprowadzane z reguły z uwagi na określony rodzaj lub skalę prowadzonej działalności energetycznej – np. wyjątki od obowiązku uzyskania koncesji,

derogacje w zakresie stosowania zasady dostępu stron trzecich do infrastruktury, derogacje w zakresie obowiązku przeprowadzenia *unbundlingu* – lub też z uwagi na realizację określonych celów „wsparcia” dla określonych grup uczestników rynku energetycznego, np. wsparcie dla wytwarzania energii w odnawialnych źródłach energii czy regulacje poświęcone klastrom energii, spółdzielniom energetycznym czy prosumentom.

Bibliografia:

Książki i broszury

- Czarnecka M., Ogłódek T. (red.), *Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Komentarz*, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa.
- Dobrowolski A., Elżanowski F., Falecki A. et al. (2016a), *Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1–11s*, M. Swora, Z. Muras (red.), wyd. 2, Wydawnictwo Wolters Kluwer, Warszawa.
- Dobrowolski A., Elżanowski F., Falecki A. et al. (2016b), *Prawo energetyczne. Tom II. Komentarz do art. 12–72*, M. Swora, Z. Muras (red.), wyd. 2, Wydawnictwo Wolters Kluwer, Warszawa.
- Kohutek, K., Sieradzka M. (2008), *Ustawa o ochronie konkurencji i konsumentów. Komentarz*, Wydawnictwo Wolters Kluwer, Warszawa.
- Kosikowski C. (1996), *Koncesje w prawie polskim*, Wydawnictwo Instytutu Prawa Spółek i Inwestycji Zagranicznych, Kraków.
- Strzyczkowski K. (2011), *Prawo gospodarcze publiczne*, wyd. 6, Wydawnictwo LexisNexis, Warszawa.

Artykuły opublikowane w zbiorach artykułów/rozdziały w książkach

- Będkowski-Kozioł M. (2009), *Węzłowe problemy administracyjno-prawnej regulacji cen i stawek opłat za świadczenie usług przesyłowych na gruncie prawa energetycznego*, [w:] *Księga jubileuszowa Prof. dr hab. Stanisława Jędrzejewskiego*, W. Szwajdler, H. Nowicki (red.), Towarzystwo Naukowe Organizacji i Kierownictwa Stowarzyszenie Wyższej Użyteczności „Dom Organizatora”, Toruń: 23–45.
- Będkowski-Kozioł M. (2014), *Regulacja prokonkurencyjna w sektorze energetycznym – elektroenergetyce, gazownictwie i energetyce ciepłej*, [w:] *System prawa prywatnego. Tom 15. Prawo konkurencji*, M. Kępiński (red.), Wydawnictwo C.H. Beck Instytut Nauk Prawnych PAN, Warszawa: 1391–1415.
- Będkowski-Kozioł M. (2020), *Komentarz do art. 32 ustawy Prawo energetyczne*, [w:] Bałdowski M., Będkowski-Kozioł, Bruszewski M. et al. (2020), *Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Komentarz*, M. Czarnecka, T. Ogłódek (red.), Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa: 542–553.
- Kiczka K. (2009), *Administracyjnoprawne środki kształtowania sytuacji prawnej przedsiębiorców*, [w:] A. Borkowski, A. Chełmoński, M. Guziński et al. (red.), *Administracyjne prawo gospodarcze*, Wydawnictwo Kolonia Limited, Wrocław: 341–443.
- Pawetczyk M. (2011), *Unbundling jako przejaw prokonkurencyjnych mechanizmów europeizacji prawa energetycznego*, [w:] *Europeizacja publicznego prawa gospodarczego*, H. Gronkiewicz-Waltz, K. Jaroszyński (red.), Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa: 431–448.

- Skoczny T. (2014), *Regulacja prokonkurencyjna w sektorach infrastrukturalnych*, [w:] *System prawa prywatnego. Tom 15. Prawo konkurencji*, M. Kępiński (red.), Wydawnictwo C.H. Beck Instytut Nauk Prawnych PAN, Warszawa: 1354–1373.
- Właszek-Pyziół A., Swora M., Długosz T. (2013), *Energetyka*, [w:] *System Prawa Administracyjnego. Tom 8B. Publiczne prawo gospodarcze*, J. Grabowski, L. Kieres, A. Właszek-Pyziół (red.), Wydawnictwo C.H. Beck Instytut Nauk Prawnych PAN, Warszawa: 134–341.
- Właszek-Pyziół A. (2004), *Taryfy w polskim prawie energetycznym (zagadnienia wybrane)*, [w:] *Granice wolności gospodarczej w systemie społecznej gospodarki rynkowej – księga jubileuszowa z okazji 40-lecia pracy naukowej prof. dr hab. Jana Grabowskiego*, Górnośląska Wyższa Szkoła Handlowa im. Wojciecha Korfanteo, Katowice, s. 305–317.

Artykuły zamieszczone w czasopismach

- Andruszkiewicz M. (2010), *Ceny energii ustalone w taryfie – sztywne czy maksymalne?*, „Glosa” 1: 91–97.
- Będkowski-Kozioł M. (2013), *Obowiązek świadczenia usług magazynowania paliw gazowych. Problematyka prawna*, „Kwartalnik Prawa Publicznego” nr 1 (XIII): 7–62.
- Będkowski-Kozioł M. (2008), *Odmowa świadczenia usług przesyłowych (dostępu do sieci) na gruncie Prawa energetycznego*, „Przeгляд Ustawodawstwa Gospodarczego” 7 (721): 2–16.
- Szydło M. (2007a), *Unbundling własnościowy (ownership unbundling) jako instrument regulacyjny w sektorze energetycznym. Cz. I*, „Przeгляд Ustawodawstwa Gospodarczego” 7: 2–12.
- Szydło M. (2007b), *Unbundling własnościowy (ownership unbundling) jako instrument regulacyjny w sektorze energetycznym. Cz. II*, „Przeгляд Ustawodawstwa Gospodarczego” 8: 2–9.

Materiały dostępne w Internecie

- Komisja Europejska (2010), *Commission Staff Working Paper: Interpretative Note on Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas – Unbundling regime*, https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/2010_01_21_the_unbundling_regime.pdf [dostęp: 23.05.2021].

Dokumenty prawne

- Ustawa z 10.04.1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. 2020 poz. 833 z późn. zm.).
- Ustawa z 20.02.2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. 2020 poz. 261 z późn. zm.).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13.07.2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.Ur.UE 2009 Nr L 211/55).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/44 z 5.06.2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (wersja przekształcona) (Dz.Ur.UE 2019 Nr L 158/125).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23.04.2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.Ur.UE 2009 Nr L 140/16 z późn. zm.).
- Rozporządzenie Ministra Energii z 6.03.2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. 2019 poz. 503).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4.05.2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2007 nr 93, poz. 623).
- Wyrok Sądu Najwyższego z 5.11.2008 r., sygn. akt III SK 7/08.

Regulatory obligations of energy companies and other users of the energy system

Abstract: Liberalization of the functioning of the energy sector, which was initiated in the 1990s, and whose main goal was to introduce competition mechanisms in the energy sector, previously based on the monopoly paradigm, is associated with a specific “regulatory paradox”. This paradox consists in imposing of a number of regulatory obligations on energy companies and other users of the energy system, which in the essence are aimed at promoting competition in the energy sector while ensuring the provision of the so-called universal services for fuel and energy consumers. The purpose of this article is to present the main among these obligations, along with an indication of the legal exclusions from the scope of their application.

Keywords: energy, regulation, regulatory obligations, energy law

**Dr. iur. Michał Będkowski-Kozioł,
LL.M.Eur.Int. (Dresden)**

Uniwersytet Kardynała Stefana Wyszyńskiego
w Warszawie
Wydział Prawa i Administracji
Katedra Prawa Gospodarczego
i Gospodarki Cyfrowej
Zakład Publicznego Prawa Gospodarczego
Partner, Szef Praktyki Prawa Konkurencji
i Antymonopolowego
kancelaria Kochański&Partners
m.bedkowski-koziol@kochanski.pl



Wojciech Wrochna, LL.M.

Partner, Szef Praktyki Energetyka,
Surowce Naturalne i Przemysł Chemiczny
kancelaria Kochański&Partners
w.wrochna@kochanski.pl



Spółeczny wymiar rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce – kluczowe czynniki i wyzwania

Abstrakt: Celem artykułu jest analiza czynników społecznych, które warto uwzględnić, projektując i realizując działania związane z rozwojem energetyki rozproszonej, w tym z tworzeniem wspólnot energii. Opierając się na dostępnych danych dotyczących postaw wobec OZE i energetyki rozproszonej oraz na wynikach studiów przypadku działających w Polsce klastrów energii, wskazujemy czynniki, które mogą wpływać na proces transformacji energetycznej – mogą go ułatwiać bądź utrudniać. Pozytywnym, wartym wykorzystania potencjałem jest wysoki poziom zaufania do władz samorządowych i rosnąca świadomość ekologiczna. Natomiast wśród barier można wskazać przede wszystkim niski poziom ogólnego zaufania Polaków do innych ludzi, niski poziom zaufania do rządu oraz słabo rozwinięty kapitał społeczny. Wyniki studiów przypadku zwróciły natomiast uwagę na rolę liderów, zdolność do budowania sieci kontaktów i transferu wiedzy. Na końcu artykułu wskazujemy kilka wyzwań i związanych z nimi kierunków działań, które należy podjąć, by mocniej uwzględnić wpływ czynników społecznych na przebieg transformacji energetycznej.

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, świadomość ekologiczna, energetyka rozproszona, klastry energii, zaufanie społeczne, sprawiedliwa transformacja

Transformacja energetyczna i związany z nią rozwój energetyki rozproszonej należą do najważniejszych wyzwań, z jakimi Polska musi zmierzyć się w najbliższych latach. Przebieg tego procesu zależy nie tylko od zdolności do przebudowy systemu wytwarzania energii i gotowości do pokrycia kosztów tego przedsięwzięcia, ale i od tego, czy zyska on aprobatę społeczną (Komisja Europejska). Takie czynniki jak zaufanie społeczne, gotowość do współpracy, odpowiedni poziom wiedzy na temat OZE oraz oddziaływania energetyki na zdrowie, środowisko, ekologię czy zmiany klimatu mają istotne znaczenie w kontekście rozwoju energetyki rozproszonej. Poznanie nastawienia społecznego, poziomu wiedzy, postaw określonych grup społecznych czy funkcjonujących stereotypów dotyczących obszaru energetyki jest ważne przy planowaniu i podejmowaniu

szeroko rozumianych działań na rzecz upowszechniania idei energetyki rozproszonej, w tym także zakładania wspólnot energetycznych. Pozytywne nastawienie do polityki klimatycznej oraz wprowadzania zielonych technologii może w znacznej mierze decydować o sukcesie takich inicjatyw oraz pomóc w bardziej celowym doborze działań i instrumentów kierowanych do różnych grup interesariuszy.

W niniejszym artykule zaprezentowano przegląd danych empirycznych pozwalających scharakteryzować postawy Polaków wobec rozwoju energetyki rozproszonej. Wykorzystano w tym celu wybrane wyniki badań realizowanych przez różne instytucje od 2015 r., odnoszące się m.in. do zaufania społecznego, gotowości do współpracy, do energetyki ogólnie i energetyki rozproszonej, energii odnawialnej oraz szeroko rozumianej tematyki ochrony środowiska (Micek 2020). Analizę uzupełniono wnioskami płynącymi z badań *case study*¹ poświęconych wybranym klastrów energii działającym w Polsce (Micek et al. 2021). Wnioski te podsumowano zarysowaniem kierunków działań, które mogą być pomocne dla takiego planowania rozwoju energetyki rozproszonej, który będzie uwzględniał społeczne uwarunkowania i konsekwencje tego procesu.

1 Badania prowadzono w ramach projektu KlastER. Były one realizowane w okresie od lipca do września 2020 r. Objęto nimi dziewięć wybranych klastrów energii: Dzierżoniowski Klaster Energetyczny, Energetyczny Klaster Oławski EKO, Ostrowski Rynek Energetyczny, Podkarpacki Klaster Energii Odnawialnej, Wałbrzyski Klaster Energetyczny, Wirtualną Zieloną Elektrownię Ochotnica, Zgorzelecki Klaster Rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii i Efektywności Energetycznej (ZKlaster), Zieloną Generację Nowy Targ, Żywiecką Energię Przyszłości.

Kapitał społeczny, postawy wobec przemian energetyki, świadomość ekologiczna i społeczne skutki transformacji – wybrane wskaźniki

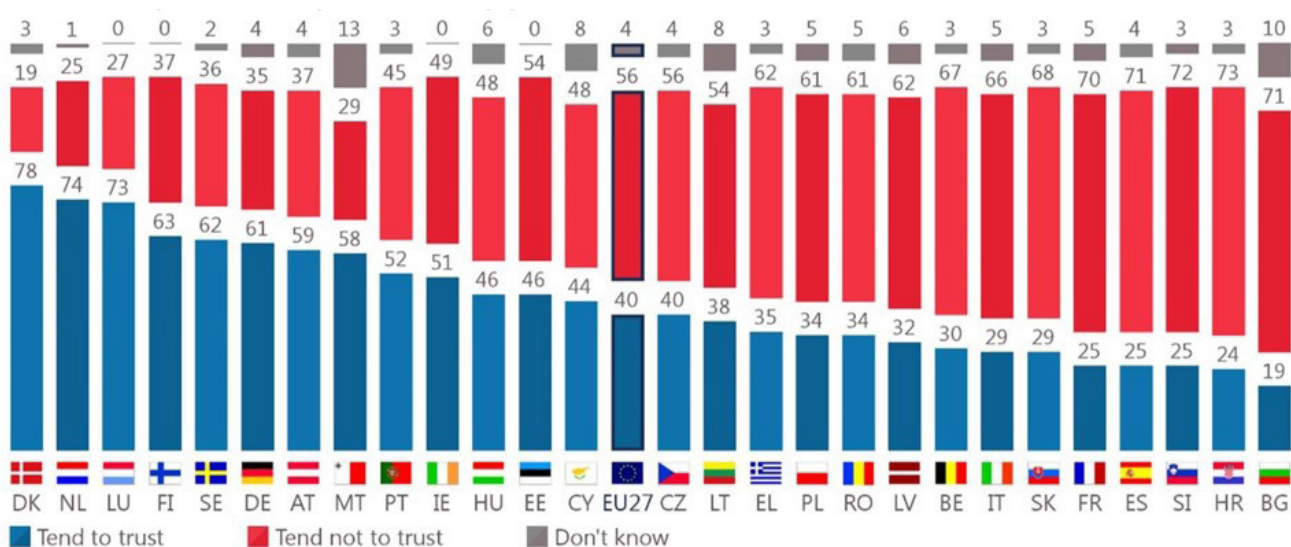
Zaufanie społeczne i gotowość do współpracy

Transformacja energetyczna, a zwłaszcza budowanie wspólnot energii, wymaga zaangażowania różnych podmiotów: firm, lokalnych liderów, jednostek administracji i mieszkańców danego obszaru. Zaangażowanie to jest utrudnione, jeśli brakuje pozytywnych doświadczeń współpracy i norm, które do tej współpracy skłaniają, oraz wzajemnego zaufania. Te pozytywne doświadczenia i normy współpracy stanowią kapitał społeczny będący podstawą społeczeństwa obywatelskiego, którego przejawem jest podejmowanie inicjatyw lokalnych, działanie organizacji pozarządowych czy powstawanie i rozwój ruchów społecznych (Sztompka 2008: 24).

Znaczenie zaufania jako czynnika stymulującego aktywność społeczną potwierdzają badania realizowane cyklicznie przez CBOS (2016). Wynika z nich, że

osoby ufające innym są bardziej skłonne do podejmowania dobrowolnej i bezpłatnej pracy na rzecz swojego środowiska. Częściej także niż osoby nieufne angażują się w działalność organizacji pozarządowych. W analizowanym kontekście nieufność może utrudniać transformację energetyczną, która wymaga solidarności społecznej, współpracy, dialogu i aktywności lokalnej. Pod tym względem wyniki badań CBOS nie są optymistyczne. Wskazują one, że wśród Polaków postawa nieufności w stosunku do innych występuje znacznie częściej niż zaufanie. Blisko dwie trzecie badanych (63%) ma raczej nieufne podejście do współobywateli. Zaufaniem, przejawiającym się otwartością w relacjach społecznych, cechuje się jedynie nieco ponad jedna czwarta badanych (28%), przy czym duża otwartość, brak nieufności cechuje jedynie 8% Polaków.

Utrudnieniem dla zmian, jakie dokonują się w obszarze energetyki, może być też relatywnie niski poziom zaufania do rządu (Rys. 1) – cieszy się on zaufaniem jedynie co trzeciego Polaka (34%). Biorąc pod uwagę fakt, że administracja publiczna jest głównym decydem w procesie dokonujących się zmian, niski poziom zaufania do niej może się przekładać na krytyczne nastawienie do podejmowanych decyzji, rozpatrywanie ich w kategoriach doraźnych interesów politycznych, mniejszą skłonność do akceptacji i współpracy.



Rys. 1. Zaufanie Polaków do rządu na tle innych krajów (European Commission 2020)

Dużo wyższym zaufaniem Polaków cieszą się jednak inne istotne dla rozwoju energetyki rozproszonej podmioty – władze regionalne i lokalne, którym ufa 57% Polaków, oraz Unia Europejska, której ufa 56% Polaków (European Commission 2020). Na tym potencjale warto opierać działania zmierzające do rozwoju lokalnych inicjatyw w zakresie OZE.

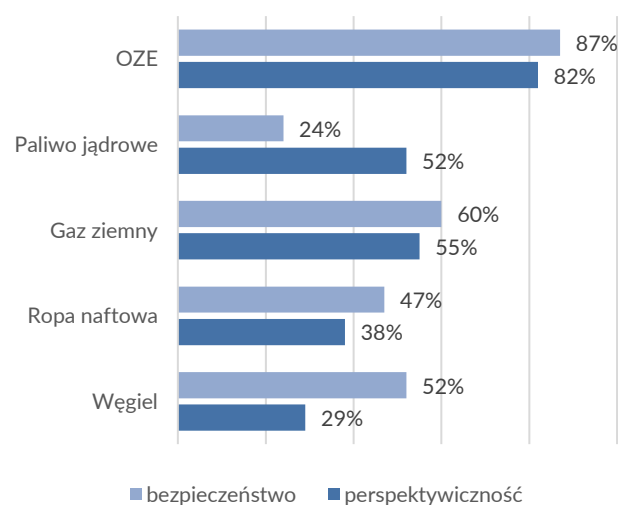
Z zaufaniem społecznym łączy się również gotowość do współpracy. Zmiany związane z transformacją wymagają dużego zaangażowania i kooperacji różnych środowisk i grup interesariuszy. Wyniki badań dotyczące tego aspektu postaw społecznych są względnie optymistyczne. Zdecydowana większość Polaków (83%) wierzy, że działając wspólnie z innymi, można osiągnąć więcej niż samemu. Podobnie wygląda przekonanie o pozytywnych skutkach wspólnych działań: 77% Polaków uważa, że działając wspólnie z innymi, może pomóc potrzebującym lub rozwiązać problemy swojego środowiska czy miejscowości. Co więcej, obserwowany jest trend wzrostowy – coraz więcej Polaków wierzy, że wspólnie z innymi może rozwiązać problemy swojego otoczenia. Wskaźniki faktycznego zaangażowania społecznego, członkostwo w organizacjach czy uczestnictwo w inicjatywach lokalnych są nieco niższe, jednak systematycznie wzrastają. Według badań CBOS poziom zaangażowania w pracę społeczną (uwzględniający dwa wymiary aktywności – dobrowolną i nieodpłatną pracę na rzecz swojej społeczności lokalnej lub osób potrzebujących oraz działalność w organizacjach obywatelskich) wzrasta od 2001 r., a osoby angażujące się w pracę społeczną w Polsce stanowią ponad połowę ogółu Polaków (51%) (CBOS 2020a). Również ponad połowa Polaków (58%) ma poczucie, że zwykli ludzie nie mają wpływu na sprawy kraju, ale mogą mieć wpływ na sprawy lokalne (swojego miasta lub swojej gminy – 58%) (CBOS 2020c). Czynniki, które silnie wpływają na przekonanie o korzyściach ze wspólnego działania, skłonność do współpracy i faktyczną aktywność, są wyższe wykształcenie oraz dobra ocena własnych warunków materialnych (CBOS 2020b). Wskazuje to, że pewne grupy społeczne, zwłaszcza osoby o niższym

wykształceniu i niskiej ocenie swojego statusu ekonomicznego, charakteryzują się rezerwą i są mniej skłonne do współpracy i angażowania się w lokalne inicjatywy, czasem niezależnie od faktycznych lub potencjalnych korzyści związanych z podjęciem takiej aktywności.

Postawy wobec przemian energetyki

W badaniach stosunku Polaków do OZE uwidaczniają się dwie zasadnicze postawy: z jednej strony wysoka akceptacja dla rozwoju OZE, zwłaszcza gdy rozpatruje się ją w kontekście ograniczenia zanieczyszczenia środowiska, z drugiej – akceptacja dla wykorzystania tradycyjnych źródeł energii jako działania racjonalnego ekonomicznie, przynajmniej w krótkiej perspektywie.

Jak wskazują badania CBOS z 2016 r. (Gwiazda, Ruszkowski 2016, Rys. 2), spośród pięciu uwzględnionych źródeł pozyskiwania energii Polacy najniżej oceniają, zwłaszcza w dłuższej perspektywie, ropę naftową i węgiel. OZE oceniane są najwyższym, zarówno w wymiarze bezpieczeństwa (rozumianego jako poziom zagrożeń dla otoczenia – ludzi, środowiska), jak i perspektywiczności (rozumianej jako szanse na zapewnienie Polsce bezpieczeństwa energetycznego w przyszłości).



Rys. 2. Społeczna ocena źródeł pozyskiwania energii w zakresie bezpieczeństwa i perspektywiczności.

Źródło: opracowanie na podstawie (Gwiazda, Ruszkowski 2016)

Wyniki te uzupełnia sondaż firmy Indicator (2020), który pokazuje dużą aprobatę dla wspierania przez rząd inwestycji w OZE (58%), natomiast znikomą dla wspierania produkcji opartej na węglu (8%). Pozytywny wizerunek odnawialnych źródeł energii rysuje się także na podstawie kolejnego badania z 2020 r., według którego 49% Polaków jest zdania, że należy ograniczyć korzystanie z paliw kopalnych, takich jak węgiel i ropa naftowa (IBRIS 2020, Rys. 3). Pomimo tego 44% Polaków uważa, że Polska powinna wykorzystać w energetyce posiadane zasoby węgla. Według 37% badanych podstawą naszego mixu energetycznego powinien być węgiel, a energia z OZE może być jedynie jego dodatkiem. Warto również podkreślić, że co druga badana osoba uważa, że energia odnawialna jest droga (51%), a 37% nie ma zaufania do OZE z powodu braku stabilności w zaopatrzeniu w prąd związanego z zależnością od pogody. Jedna czwarta pytanym Polaków (26%) jest przeświadczona, że energię odnawialną narzuca nam Unia Europejska i zarabiają na niej przede wszystkim zachodnie firmy. Wskazuje to więc, że choć Polacy mają ukształtowaną świadomość energetyczną i generalnie zgadzają się z kierunkiem realizowanej polityki klimatycznej i energetycznej, to jednocześnie w perspektywie krótkoterminowej charakteryzują ich obawy

związane z kosztami transformacji, nieciągłością dostaw i dominacją zagranicznych interesów, co ogranicza ich aktywną partycypację w działaniach związanych z rozwojem OZE. Zwiększenie wiedzy społeczeństwa na temat efektywności ekonomicznej, parametrów technicznych wpływających na bezpieczeństwo i stabilność energetyczną, a także oparcie współpracy na lokalnych firmach, mogłoby wspierać zmiany w zakresie opisanych postaw i sprzyjać aktywności w tym obszarze.

Świadomość ekologiczna

Coraz silniejszym bodźcem zwiększającym zainteresowanie i zaangażowanie obywateli w rozwój energetyki rozproszonej jest rosnąca świadomość ekologiczna w zakresie oddziaływania energetyki na środowisko i zdrowie. W ostatnich kilku latach obserwujemy dużą dynamikę zmian w świadomości Polaków na temat energii i klimatu. Dowodzą tego wyniki badań CBOS opublikowane w 2018 r. (Gwiazda, Ruszkowski 2018), według których 75% badanych uznaje zanieczyszczenie środowiska za najgroźniejsze z zagrożeń cywilizacyjnych, dla 68% stan środowiska naturalnego w naszym kraju jest powodem do obaw i niepokoju, zaś 79% Polaków niepokoi stan środowiska naturalnego na całym świecie.



Rys. 3. Opinie na temat energii odnawialnej. Źródło: opracowanie własne na podstawie (IBRIS 2020)

Pomocna dla rozwoju energetyki rozproszonej, w tym OZE, może okazać się rosnąca społeczna świadomość związana z problemem smogu, wzmocniana przez przekazy medialne i kampanie lokalnych inicjatyw, takich jak alarmy antysmogowe. Ograniczeniem może być jednak fakt, iż w walce ze smogiem najczęściej promuje się model zwalczania węgla i drewna jako opału i przejście na droższe źródła ciepła, co spotyka się z krytycznym stosunkiem ze strony mniej zamożnych obywateli. Wedle badania CBOS (2019) problem smogu dostrzega 44% Polaków – głównie z dużych miast i regionów, gdzie o smogu mówi się od kilku lat najczęściej, a mieszkańcy często korzystają z sieci ciepłowniczej lub innego „czystego” źródła. Natomiast dla 53% respondentów smog nie jest problemem – tu przeważają mieszkańcy mniejszych miast i wsi Polski północnej i wschodniej, ci, którzy do ogrzewania używają węgla i drewna. W świetle tego badania większość Polaków (70%) nie chce lub nie jest w stanie ponieść kosztów działań antysmogowych, które spowodowałyby wzrost kosztów ogrzewania o więcej niż 10–15%.

Korzystne dla rozwoju energetyki jest to, że 78% Polaków uważa energię z OZE za najlepszy sposób na ochronę środowiska i klimatu, 87% uważa, że energia odnawialna będzie przynosiła realne korzyści przeciętnym mieszkańcom, a większość postrzega ją jako nowoczesną i przyszłościową (82%), mogącą zapewnić bezpieczeństwo energetyczne kraju (76%) (IBRIS 2020).

Sprawiedliwa transformacja energetyczna

Przeprowadzenie transformacji energetycznej w Polsce wydaje się znacznie trudniejszym zadaniem niż w większości państw Unii Europejskiej. Wynika to przede wszystkim z uwarunkowań historycznych i monokultury węgla. W debatach i dokumentach dotyczących Zielonego Ładu w Europie i Polsce kładzie się wyraźny nacisk na tzw. sprawiedliwą transformację, czyli kwestię kosztów i zmian, z którymi pewne regiony, branże i grupy społeczne będą musiały zmierzyć się bardziej niż inne. Dekarbonizacji nie da się przeprowadzić, ignorując koszty społeczne, i wbrew kluczowym grupom interesu

związanym z energetyką opartą na paliwach kopalnych. Dla Polski jest to istotny problem z uwagi na groźbę górniczych strajków oraz obawę przed zagrożeniami, które wystąpiły przy dekarbonizacji Dolnośląskiego Zagłębia Węglowego w latach dziewięćdziesiątych. Doprowadziły one do znacznej pauperyzacji całego regionu, czego medialnym symbolem stały się „biedaszyby”. Dużym wyzwaniem dla transformacji energetycznej może być fakt, że 86% krajowego wydobycia węgla kamiennego ma miejsce na terenie Górnego Śląska. Odejście od węgla jako dominującego źródła energii sprawi, że osoby zatrudnione w branży górniczej oraz w elektrowniach węglowych stracą dotychczasowe miejsce zatrudnienia. Z kolei duża specjalizacja umiejętności osób zatrudnionych w górnictwie może ograniczać wykorzystanie ich doświadczenia zawodowego w innych sektorach (Hetmański et al. 2019).

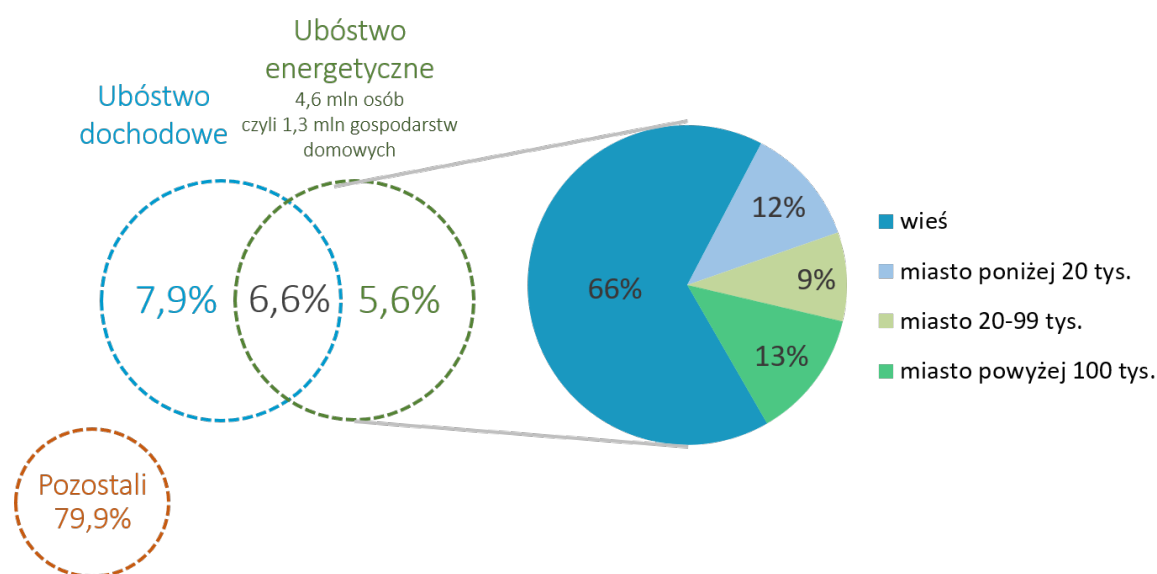
Rozwój energetyki rozproszonej może w pewnym stopniu zaspokajać potrzeby zatrudnienia na terenach pokopalnianych, ale ma szczególny wpływ na zwiększenie tzw. zatrudnienia rozproszonego, istotnego zwłaszcza z punktu widzenia rosnącego problemu społecznego, jakim jest wyludnianie się gmin i małych miast. Rozwijająca się energetyka rozproszona zwiększa strefę usług z nią związanych, dając w ten sposób lokalnej społeczności coraz szerszy wybór miejsc pracy oraz możliwości zatrudnienia dla pracowników przesuwanych z obszarów energetyki węglowej. Szanse znalezienia pracy przez pracowników przechodzących z sektora węglowego do sektora szeroko pojętej energetyki rozproszonej mogą mieć kluczowe znaczenie dla przychylności społecznej i społecznego przyjęcia zmian związanych z transformacją energetyczną (Ehrenhalt 2019). Szacuje się, że energetyka rozproszona ze źródeł odnawialnych generuje więcej miejsc pracy, w przeliczeniu na jednostkę energii, niż energetyka konwencjonalna. Warto podkreślić, iż w 2017 r. Polska znalazła się na 4. miejscu wśród liderów zatrudnienia na rynku OZE w Europie. Było to możliwe przede wszystkim dzięki zatrudnieniu w sektorach związanych z produkcją biopaliw (8. miejsce na świecie, ponad 30 000 miejsc pracy) i energią wiatrową (14. miejsce na świecie, ponad 10 000 miejsc pracy) (Globenergia 2018).

Energetyka rozproszona sprzyja zrównoważonemu rozwojowi i może stanowić duże wsparcie dla opóźnionych ekonomicznie i technicznie regionów, a tym samym przyczynić się do zmniejszenia skali ubóstwa i wykluczenia energetycznego (por. Popczyk 2011). Ubóstwo energetyczne jest problemem, który dotyka część polskiego społeczeństwa i jest silnie powiązane z zanieczyszczeniem powietrza. Szacuje się, że większość zanieczyszczeń powietrza w Polsce pochodzi z małych pieców węglowych stosowanych w domach prywatnych. Dodatkowo w Polsce istnieje ryzyko wzrostu skali ubóstwa energetycznego w związku ze wzrostem kosztów ogrzewania w następstwie walki ze smogiem i koniecznością zmiany paliwa na bardziej ekologiczne.

Według szacunków IBS, wykorzystującego do pomiaru wskaźnik WK-ND (wysokie koszty – niskie dochody) (Rutkowski et al. 2018, Rys. 4), z problemem ubóstwa energetycznego w 2016 r. borykało się około 12% gospodarstw domowych, czyli 4,6 mln osób. Najczęściej problem ten dotyczył rodzin zamieszkujących domy jednorodzinne na wsi, gdzie z problemami energetycznymi boryka się co piąta osoba, co powiązane jest z niższymi dochodami, a także z tym, że mieszkańcy wsi zajmują domy o często dość dużych metrażach i niskiej efektywności energetycznej.

Wiele osób z terenów wiejskich nie ma również dostępu do sieci ciepłowniczej i gazowej. W miastach poniżej 20 tys. mieszkańców ubóstwem energetycznym dotknięty jest co ósmy mieszkaniec. Wśród osób ubogich energetycznie nieznaczna większość (2,5 mln) była równocześnie uboga dochodowo, a 2,1 mln osób doświadczało ubóstwa energetycznego, choć nie było ubogie dochodowo. Unaocznia to fakt, że ubóstwo energetyczne nie powinno być postrzegane jako aspekt ubóstwa dochodowego, lecz jako odrębny wymiar deprivacji (Lewandowski et al. 2018).

Jak wynika z opinii Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, zaspokojenie regionalnego zapotrzebowania na energię za pomocą OZE jest najlepszym warunkiem wstępnym ograniczenia ubóstwa energetycznego. Dzięki OZE obywatele mogą zyskać większą niezależność od zmian cen energii na rynku światowym. Ceny energii są również coraz ważniejszym kryterium decyzji inwestycyjnych, zatem rozwój OZE może jednocześnie zwiększyć atrakcyjność danego obszaru lokalnego jako miejsca prowadzenia działalności gospodarczej i przemysłowej, co w konsekwencji złoży się na niwelowanie ubóstwa energetycznego (Opinia Europejskiego Komitetu... 2018).



Rys. 4. Ubóstwo energetyczne w Polsce na podstawie danych z Badania Budżetów Gospodarstw Domowych 2016 r.
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Rutkowski et al. 2018)

Uwarunkowania rozwoju wspólnot energetycznych

Czynniki związane ze świadomością społeczną, zaufaniem i współpracą oraz sprawiedliwą transformacją mogą w sposób istotny wpływać na rozwój energetyki rozproszonej w Polsce, niezależnie od form, które będzie ona przybierać. Z kolei w odniesieniu do wspólnot energii, które w Polsce funkcjonują jako klastry energii, studia przypadku przeprowadzone wśród wybranych klastrów energii działających w Polsce wskazały na następujące uwarunkowania ich działalności:

- administracyjno-legislacyjne i finansowe,
- związane z kapitałem ludzkim,
- wynikające ze specyfiki regionu.

W tej części artykułu uwarunkowania te zostaną krótko przedstawione.

Konteksty administracyjno-legislacyjny i finansowy

Powstawanie i rozwój wspólnot energetycznych wymaga przede wszystkim odpowiednich podstaw prawnych. Wyznaczają one ramy działania dla podmiotów zamierzających utworzyć wspólnotę lub już w niej funkcjonujących, określają ich relacje z otoczeniem, często same stając się impulsem lub blokadą dla różnych przedsięwzięć. Funkcją regulacji jest tworzenie rozwiązań, które uwzględniają ryzyko i zagrożenia związane z rozwojem wspólnot energii, wskazując każdej kategorii podmiotów możliwości funkcjonowania w zmienionej rzeczywistości oraz pozwalając określić ich wzajemne relacje. Braki regulacji, niejasne lub zbyt skomplikowane podstawy prawne dla działania energetyki rozproszonej są poważną barierą w jej rozwoju, na co wskazują przykłady z innych krajów (Huang et al. 2013; Seetharaman et al. 2019).

Samo stworzenie ram prawnych może jednak okazać się niewystarczające dla rozwoju wspólnot energii. Koniecznym ich uzupełnieniem są instrumenty finansowe, stanowiące wsparcie dla różnych aspektów ich funkcjonowania. Koszty działań związanych

z rozwojem OZE są z reguły wysokie, dlatego brak odpowiedniego wsparcia finansowego utrudnia lub opóźnia ten rozwój. Doświadczenia międzynarodowe wskazują, że dobre wyniki przynoszą różne formy wsparcia – może to być np. dofinansowanie rozwoju infrastruktury energetyki rozproszonej bądź stwarzanie bodźców finansowych zachęcających podmioty zbiorowe i prosumentów do włączenia się w rozwój energetyki rozproszonej. Mogą to być również specjalne taryfy obejmujące energię wytwarzaną przez takie podmioty, zachęty podatkowe czy subsydiowanie produkcji energii (Huang et al. 2013; Reddy, Painuly 2004; Sun, Nie 2015). Wyniki badania *case study* (Micek et al. 2021) wskazują z kolei, że w procesie pozyskiwania środków na inwestycje niebagatelną rolę odgrywa posiadanie doświadczenia związanego z pozyskiwaniem funduszy na rozwój OZE. Te klastry, a szczególnie zaangażowane w nie jednostki samorządu terytorialnego, które wiedzą, gdzie można ubiegać się o takie środki, i w przeszłości je pozyskiwały, mają łatwiejszy start i szybciej się rozwijają.

Kapitał ludzki

Studia przypadku przeprowadzone w wybranych klastrach energii działających w Polsce pokazują, że czynnikiem, którego nie można pomijać w rozwoju wspólnot energetycznych, jest kapitał ludzki. Chodzi tutaj zarówno o rolę liderów i ekspertów, jak i szeroko rozumiany dostęp do wiedzy czy posiadane doświadczenie (Micek et al. 2021). Można zaryzykować stwierdzenie, że rozwój wspólnot energetycznych nie byłby możliwy, gdyby w pewnym momencie nie pojawił się impuls ze strony środowisk eksperckich, opiniotwórczych w tym obszarze, który spotkał się z pozytywną reakcją decydentów z poziomu centralnego. Impuls ten trafił na dobry grunt w społecznościach lokalnych, w których istnieli lub wyłaniali się liderzy wywodzący się z samorządów lokalnych czy biznesu. Rola przedstawicieli środowisk naukowych jest nie do przecenienia – posiadają oni zarówno wiedzę, umiejętności i doświadczenie związane z energią rozproszoną, jak i zdolność do tworzenia sieci kontaktów, poprzez które może rozwijać się klastr.

Technologie, na których opiera się energetyka rozproszona, są stosunkowo nowe i cały czas udoskonalane. Dlatego też ważne jest doświadczenie i *know-how* związane z ich wdrażaniem – braki w tym zakresie będą hamować rozwój energetyki rozproszonej. Potwierdzają to badania prowadzone w innych krajach, które wskazują na niedobory kapitału ludzkiego – kadry posiadające wymagane kompetencje – jako jeden z ważnych społecznych czynników utrudniających rozwój energetyki rozproszonej (Ansari et al. 2013; Karakaya, Sriwannawit 2015). Do podobnych wniosków prowadzą wyniki studiów przypadków polskich klastrów energii. Wskazują one, że brak wyszkolonych specjalistów do projektowania, finansowania, budowy, obsługi i utrzymania projektów z zakresu energii odnawialnej jest jedną z głównych przeszkód dla szerokiego rozpowszechnienia energii odnawialnej (Micek et al. 2021). Deficyty kompetencji są szczególnie widoczne i dotkliwe na poziomie lokalnym. Jak wskazują wypowiedzi przedstawicieli badanych klastrów energii, mimo dobrych chęci i zaangażowania samorządom lokalnym brakuje specjalistów i struktur operacyjnych odpowiedzialnych za tworzenie i koordynację lokalnej polityki związanej z OZE i działaniem klastrów energii.

Część branżowych ekspertów podkreśla też jednak duży deficyt kompetencji technicznych w krajowym środowisku energetycznym. Wskazują oni na problem odcięcia elektroenergetyki od elitarnych kompetencji technicznych niezbędnych do skutecznego zarządzania istniejącymi zasobami energetyki wielkoskalowej, a równocześnie zablokowanie rozwoju kompetencji niezbędnych do masowej implementacji nowych koncepcji i technologii (Popczyk 2020).

Specyfika regionu

Badania międzynarodowe wykazują, że rozwój energetyki rozproszonej może być warunkowany czynnikami o charakterze geograficznym lub strukturalnym. Do takich czynników należy np. poziom uprzemysłowienia (infrastruktura, dostęp do producentów technologii energetycznej), zasoby kapitału ludzkiego

(kompetencje, postawy, stosunek do technologii) czy położenie geograficzne ułatwiające rozwój określonych form energetyki rozproszonej (farmy wiatrowe, farmy fotowoltaiczne) (Huang et al. 2013; Seetharaman et al. 2019). Informacje zebrane w trakcie analizy studiów przypadków polskich klastrów energii wskazują z kolei, że charakterystyka regionu może wpływać na ścieżkę powstawania i rozwoju wspólnot energetycznych (Micek et al. 2021). Zebrane dane pozwoliły wyróżnić dwie takie ścieżki w krajowym kontekście. Pierwszą jest tworzenie klastrów energii na terenach silnie uprzemysłowionych, pokopalnianych lub obszarach górniczych. Klastry takie mogą korzystać z istniejącej infrastruktury oraz współpracować z lokalnymi firmami. Dzięki uprzemysłowieniu mogą one także wykorzystać lokalne zasoby pracowników, którzy mogą posiadać niezbędne kompetencje do rozwoju energetyki rozproszonej. Druga ścieżka to tworzenie klastrów na terenach o dużych walorach naturalno-przyrodniczych (tereny górskie, parki przyrody, tereny chronione przyrodniczo). W tym przypadku celem klastrów jest często dbanie o zabezpieczenie tych zasobów i ich dalsze promowanie.

Wyzwania społeczne i kierunki działań związane z rozwojem energetyki rozproszonej

W ostatniej części artykułu zostaną przedstawione cztery najistotniejsze wyzwania, jakie wiążą się ze społecznymi aspektami rozwoju energetyki rozproszonej. Pierwszym, najbardziej ogólnym, jest przywiązywanie wagi do czynników społecznych, branie ich pod uwagę na różnych etapach projektowania i realizacji działań związanych z transformacją energetyczną. Drugim jest prowadzenie skutecznego dialogu społecznego uwzględniającego potrzeby i możliwości różnych aktorów. Kolejne odnosi się do przeprowadzenia transformacji uwzględniającej zasadę odpowiedzialności społecznej. Czwarte, ostatnie, akcentuje potrzebę ścisłej

współpracy pomiędzy różnymi środowiskami zaangażowanymi w rozwój energetyki rozproszonej, pozwalającej osiągnąć efekt synergii i wzrost skuteczności.

Wyzwanie 1.

Uwzględnianie społecznych aspektów transformacji energetycznej

Przebieg transformacji energetycznej jest silnie warunkowany charakterem społeczeństw i społeczności, w których zachodzi, co powoduje, że nie jest możliwe bezpośrednio implementowanie rozwiązań, które sprawdzały się w innych krajach, a nawet regionach. Z tego względu ograniczone zastosowanie ma strategia rozwoju imitacyjnego bazująca na wprowadzaniu rozwiązań, które sprawdziły się w innych kontekstach kulturowych, społecznych czy ekonomicznych. Transformacja będzie też wywierała zwrotny wpływ na społeczeństwo, w którym zachodzi: zmieniając jego gospodarkę, środowisko czy wpływając na jakość życia. Nie tylko bowiem wiąże się ona ze zmianami sposobów wytwarzania, dystrybucji i użytkowania energii, ale także może silnie oddziaływać na rynek pracy, wpływać na zmiany zachowań jednostek, gospodarstw domowych i przedsiębiorstw. Rozpoznanie społecznych uwarunkowań działań związanych z rozwojem energetyki rozproszonej w skali ogólnokrajowej, regionalnej i lokalnej ma charakter priorytetowy i może mieć krytyczne znaczenie dla ich powodzenia, co podkreśla się w wielu opracowaniach (por. np. National Academies of Sciences... 2021: 91–92; Interreg Europe 2018; Berka, Creamer 2018; Bolle 2019). Konieczne jest więc wprowadzenie przeciwwagi dla koncentracji na technicznych i ekonomicznych aspektach transformacji energetycznej skutkującej technokratyzacją dyskursu publicznego i pomijaniem uczestnictwa społeczeństwa w decydowaniu o systemie energetycznym, jego planowaniu czy wyznaczaniu celów (Leszczyńska, Skowronek 2020; Szulecki, Szwed 2013: 188).

Aby sprostać temu wyzwaniu, pomocne może być tworzenie interdyscyplinarnych zespołów, opracowywanie kompleksowych diagnoz, stosowanie metod wdrażania wzmacniających partycypację obywatelską,

szerokie i wieloaspektowe testowanie wprowadzanych rozwiązań oraz budowanie i ocena scenariuszy rozwoju sytuacji. Podkreślić należy, że podejmowanych jest obecnie wiele takich inicjatyw, realizowane są projekty badawcze ogniskujące się wokół tych zagadnień², potrzebne wydaje się jednak dalsze upowszechnianie takich działań, wzmacnianie współpracy pomiędzy decydentami, ekspertami posiadającymi wiedzę technologiczną i społeczną, przedstawicielami biznesu i społeczności lokalnych. Praktycznym wymiarem takich działań może być np. mapowanie podmiotów i zasobów kompetencyjnych, które mogą być pomocne przy wprowadzaniu rozwiązań z zakresu energetyki rozproszonej na danym obszarze, i włączenie ich w przygotowanie i wdrażanie inwestycji. Dalszym działaniem może być wykorzystanie tych zasobów do rozpoznania oczekiwań, obaw, ryzyk i zagrożeń związanych z daną inwestycją, celów i interesów różnych grup, które będą w nią zaangażowane lub na które może ona oddziaływać, oraz strategii komunikacji i implementacji wypracowanych rozwiązań.

Wyzwanie 2.

Dialog społeczny i skuteczna komunikacja

Wyniki badań *case study* wyraźnie wskazują na duże zapotrzebowanie na wiedzę dotyczącą różnych aspektów energetyki rozproszonej, możliwości i skutków jej rozwoju, szczególnie po stronie społeczności lokalnych i ich reprezentantów. Dlatego też wszelkie inicjatywy służące transferowi tej wiedzy i ułatwieniu dostępu do niej są pożądane i warte realizacji. Z punktu widzenia uzyskiwania społecznej akceptacji dla działań służących rozwojowi energetyki rozproszonej i OZE duże znaczenie ma poziom świadomości ekologicznej, wiedza na temat zmian klimatu, związku tych zmian ze zdrowiem i jakością życia. Sama świadomość i wiedza nie są jednak wystarczające do zmiany zachowań czy podejmowania działań na rzecz

2 Przykładem może być projekt KlastER finansowany przez NCBiR, w ramach którego prowadzone są badania społeczne, czy międzynarodowy projekt badawczy Energy SHIFTS, realizowany w Instytucie Socjologii UJ pod kierunkiem Aleksandry Wagner, <https://aru.ac.uk/news/anglia-ruskins-gsi-to-lead-1million-project>.

rozwoju energetyki rozproszonej. Istotne znaczenie mają czynniki ekonomiczne, utrwalone historycznie wzory działań, istniejące w świadomości społecznej i często wzmacniane stereotypy i uproszczenia (jak np. uproszczenie traktujące ekologię jako element składowy ideologii lewicowej, por. Trudnowski 2021). Hermetyczność niektórych środowisk i głęboko zakorzenione tradycje mogą stać się barierą do wprowadzania zmian, szczególnie gdy zmiany te będą wprowadzane przez osoby, firmy lub instytucje spoza danego środowiska.

Prowadzone akcje informacyjne powinny kierować się zasadą szczerości przekazu – muszą w niej być pokazane zarówno korzyści, jak i ryzyka czy zagrożenia (np. opłacalność OZE), ale i możliwe problemy związane z funkcjonowaniem takich rozwiązań. Rzetelność przekazu buduje jego wiarygodność i stwarza dobre podstawy do współpracy i zaangażowania. Działania informacyjne muszą też uwzględniać poziom kompetencji odbiorców, którzy mogą mieć trudności ze rozumieniem specjalistycznego języka właściwego dla rozwiązań technologicznych wykorzystywanych w OZE, oraz związanych z nim kwestii rozliczeniowych (taryfy, opłaty, bilansowanie energii itp.). Tam, gdzie to możliwe, warto wprowadzać testowanie materiałów informacyjnych, sprawdzanie ich rozumienia. Dobrą strategią może być też tworzenie rozwiązań (np. pierwotnie w postaci pilotaży), które łączą wprowadzanie zmian technologicznych ze zmianami behawioralnymi. Badania wskazują, że samo zainstalowanie urządzeń może prowadzić do skutków odwrotnych do zamierzonych – ludzie będą korzystać z nich niewłaściwie, podnosząc zużycie energii³. Kluczowe jest edukowanie o nowym, ekologicznym stylu życia, którego nieodłączny element stanowi zmiana technologiczna.

Działania związanych ze wzmacnianiem społecznej akceptacji dla rozwoju energetyki rozproszonej nie

można jednak ograniczać do samej edukacji. Jak wskazują naukowcy opracowujący zalecenia związane z realizacją polityki dekarbonizacji w USA, takie podejście jest zawężające, naiwne (por. National Academies of Sciences... 2021: 93). Postulując budowanie „społecznego kontraktu dla dekarbonizacji”, podkreślają oni, że dla jego zaistnienia konieczne jest aktywne zaangażowanie społeczeństwa, uwzględniające nie tylko przekazywanie wiedzy, ale też wsłuchiwanie się w obawy oraz branie pod uwagę tego, że na decyzje dotyczące wytwarzania czy użytkowania energii ma wpływ różnorodność zasobów, celów i wartości.

Wzmacnianiu partycypacji społecznej w rozwoju energetyki rozproszonej mogą służyć narzędzia wspierające dialog obywatelski (sondaż deliberatywny, panel obywatelski⁴), wszelkiego rodzaju spotkania i sesje, w których zapewnia się uczestnictwo przedstawicieli różnych stron i podmiotów (administracja, NGO, biznes, związki zawodowe, mieszkańcy). Z punktu widzenia zasady sprawiedliwej transformacji istotne jest włączanie w ten proces także reprezentantów grup, które mogą w sposób szczególny doświadczać negatywnych skutków przemian energetycznych (np. zagrożonych utratą miejsc pracy, wzrostem cen energii, negatywnym wpływem na krajobraz najbliższej okolicy).

Wyzwanie 3.

Solidarność i współodpowiedzialność

Aby zminimalizować negatywne skutki transformacji energetycznej, konieczne jest wspomniane już budowanie społecznego kontraktu wokół przemian zachodzących w tym obszarze i podjęcie wspólnej

3 Badania, które Rajat Gupta i Laura Barnfield z Oxford Brooks University prowadzili w 88 gospodarstwach domowych w Wielkiej Brytanii, wskazały, że inicjatywy technologiczne bez wsparcia skierowanego na zmiany zachowania mogą prowadzić do efektów odwrotnych niż zakładane, w postaci używania dodatkowych urządzeń lub nieumiejętnego stosowania zainstalowanych technologii (por. Berka, Creamer 2018).

4 Przykładem jest realizowany obecnie w Poznaniu panel obywatelski, który jest charakteryzowany jako proces demokratyczny, w którym decyzje podejmowane są przez losowo wyłonioną, reprezentatywną grupę obywateli i obywateli. „Reprezentatywność grupy” oznacza w praktyce, że skład panelu odzwierciedla strukturę danej społeczności – w tym przypadku społeczności mieszkańców miasta Poznania – pod względem pewnych kluczowych kryteriów demograficznych, takich jak płeć, wiek czy poziom wykształcenia. Celem jest stworzenie „miasta w pigułce” i wspólne wypracowanie rekomendacji w temacie panelu podczas serii spotkań. https://www.poznan.pl/mim/main/czym-jest-panel-obywatelski,p,51691,51692.html&wo_id=344.

odpowiedzialności rządu, biznesu i społeczeństwa obywatelskiego za ten proces. Negocjowana obecnie umowa społeczna dla górnictwa jest dobrym przykładem takich działań, choć trzeba mieć na względzie, że nie zawsze grupy narażone na negatywne skutki transformacji mają tak silną reprezentację, jaką stanowią górnicze związki zawodowe. Z punktu widzenia realizacji idei sprawiedliwej transformacji istotna jest kompleksowa analiza oddziaływania przemian energetycznych na różne grupy społeczne i identyfikacja takich podmiotów, które mogą bezpośrednio lub pośrednio doświadczać negatywnych skutków przemian energetycznych albo nie być w stanie czerpać z nich wystarczających korzyści. Chodzi przy tym o uwzględnienie tych kwestii w planowaniu strategicznym zarówno na poziomie makro (dokumenty strategiczne na poziomie krajowym i regionalnym), jak i mikro – podczas planowania i realizacji działań na szczeblu lokalnym.

Dobrym partnerem do współpracy z samorządami nad opracowywaniem i wdrażaniem strategii sprawiedliwej transformacji energetycznej mogą być już działające klastry energii. Klastry, jako środowiska stymulujące inwestycje, mogą generować nowe miejsca pracy dla osób tracących zatrudnienie w kopalniach czy elektrowniach, wspierając w ten sposób transformowany region. Miejsca pracy powstające wokół energetyki rozproszonej mogą mieć wysoką jakość i generować zapotrzebowanie na wysokie kompetencje, wiązać się z tworzeniem dodatkowych usług, co może pozytywnie wpływać na regionalne i lokalne rynki pracy.

Wyzwanie 4.

Wzmacnianie współpracy, synergia działań

Odpowiedzialne społecznie i skuteczne przeprowadzenie transformacji energetycznej jest wyzwaniem, któremu nie da się sprostać poprzez stosowanie strategii indywidualistycznych, maksymalizujących użyteczność wybranych podmiotów czy grup społecznych. Jak wskazują doświadczenia działających w Polsce klastrów energii, podstawowym warunkiem

ich rozwoju jest zdolność do budowania partnerstw, gotowość do współpracy, dostęp do potrzebnej wiedzy (np. technologicznej, dotyczącej źródeł finansowania), dobre osadzenie w społeczności lokalnej, dysponowanie siecią kontaktów oraz wiedza biznesowa. Trzeba mieć na względzie, że nie wszystkie społeczności i podmioty dysponują takimi zasobami, nie wszystkie więc będą w stanie w sposób optymalny wykorzystać możliwości, jakie stwarza rozwój energetyki rozproszonej i włączyć się w ten proces.

W przypadku wielu społeczności konieczne będzie różnorakie wsparcie, przede wszystkim kompetencyjne, dotyczące różnych aspektów dokonujących się przemian. Optymalizacji efektów może sprzyjać zdolność do łączenia znajomości i wiedzy na temat lokalnych uwarunkowań z wiedzą ekspercką, zewnętrzną, pozwalającą dostrzegać możliwości lub zagrożenia często niewidoczne z wewnątrz. W praktyce może to oznaczać potrzebę dalszego wzmacniania współpracy pomiędzy jednostkami naukowo-badawczymi a administracją publiczną na różnych szczeblach, w tym w szczególności na szczeblu samorządów lokalnych odgrywających ważną rolę w inicjowaniu działań służących rozwojowi energetyki rozproszonej w regionach, miastach, gminach. Kluczowe znaczenie dla tego procesu ma zasada komplementarności – dotycząca w tym wypadku wzajemnego uzupełniania się wiedzy eksperckiej i praktycznej.

Biorąc pod uwagę wysoki poziom zaufania, jakim Polacy darzą władze lokalne, warto wzmacniać ich rolę w procesie transformacji energetycznej i włączać je we współtworzenie dokonujących się przemian. W tym kontekście dobrym pomysłem jest tworzenie np. stałych punktów konsultacyjnych czy doradczych w gminach⁵. Warto również podejmować działania na rzecz

⁵ Wysokie oceny, jakie w badaniach ewaluacyjnych uzyskał realizowany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej projekt ogólnopolskiego systemu wsparcia doradczego dla sektora publicznego, mieszkaniowego oraz przedsiębiorstw w zakresie efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii w ramach I osi priorytetowej PO IIŚ 2014–2020, potwierdzają potrzebę realizacji działań doradczych. Doświadczenia z realizacji tego projektu mogą być wykorzystane do budowania systemu wsparcia doradczego dla rozwoju OZE.

pozyskiwania przez jednostki samorządu terytorialnego funduszy umożliwiających tworzenie w swoich strukturach odpowiednich komórek lub pozyskiwania specjalistów, których wiedza i zaangażowanie będą ukierunkowane na kompleksowe wsparcie działań związanych z OZE (w tym wspólnot energii). Istotną rolę w animacji i wsparciu takich rozwiązań może odegrać Sieć Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej. Dobrym rozwiązaniem jest też wykorzystanie sieci doradztwa stworzonego w projekcie NFOŚiGW i analiza doświadczeń związanych z tym projektem w celu budowania systemu wsparcia kompetencyjnego społeczności lokalnych w zakresie OZE.

Bibliografia:

- Anglia Ruskin's GSI to lead €1million project (2018), Energy SHIFTS, <https://aru.ac.uk/news/anglia-ruskins-gsi-to-lead-1million-project> [dostęp: 18.03.2021].
- Ansari M.F., Kharb R.K., Luthra S., Shimmi S.L., Chatterji S. (2013), *Analysis of Barriers to Implement Solar Power Installations in India Using Interpretive Structural Modeling Technique*, "Renewable and Sustainable Energy Reviews" 27: 163–174.
- Berka A.L., Creamer E. (2018), *Taking Stock of The Local Impacts of Community Owned Renewable Energy: A Review and Research Agenda*, "Renewable and Sustainable Energy Reviews" 82: 3400–3419.
- Bolle A. (2019), *W jaki sposób miasta mogą wspierać społeczności energii odnawialnej. Wytyczne dla lokalnych i regionalnych decydentów*, Energy Cities, https://energy-cities.eu/wp-content/uploads/2019/10/RNP_Guidebook_PL_Web.pdf [dostęp: 18.03.2021].
- CBOS (2016), *Zaufanie społeczne*, komunikat z badań nr 18/2016, https://www.cbos.pl/SPISKOM.POL/2016/K_018_16.PDF [dostęp: 18.03.2021].
- CBOS (2019), *Polacy o smogu* komunikat z badań nr 33/2019, https://cbos.pl/SPISKOM.POL/2019/K_033_19.PDF [dostęp: 18.03.2021].
- CBOS (2020a), *Aktywność Polaków w organizacjach obywatelskich* komunikat z badań nr 37/2020, https://www.cbos.pl/SPISKOM.POL/2020/K_037_20.PDF [dostęp: 18.03.2021].
- CBOS (2020b), *Czy warto działać wspólnie?* komunikat z badań nr 29/2020, https://www.cbos.pl/SPISKOM.POL/2020/K_029_20.PDF [dostęp: 18.03.2021].
- CBOS (2020c), *Poczucie wpływu na sprawy publiczne* komunikat z badań nr 27/2020, https://www.cbos.pl/SPISKOM.POL/2020/K_027_20.PDF [dostęp: 18.03.2021].
- Chabasiński R. (2018), *Ubóstwo energetyczne w Polsce. Co to takiego? Gdy na ogrzanie mieszkania obywatel przeznaczą 10% swojego budżetu*, Bezprawnik, <https://bezprawnik.pl/ubostwo-energetyczne-w-polsce/> [dostęp: 18.03.2021].
- Ehrenhalt W. (2019), *Założenia do strategii rozwoju energetyki w Polsce*, ZPP, RDS, <https://zpp.net.pl/wp-content/uploads/2019/04/Za%C5%82o%C5%BCenia-do-strategii-rozwoju-energetyki-w-Polsce-wersja-elektroniczna.pdf> [dostęp: 18.03.2021].
- European Commission (2020), *Standard Eurobarometer 93: Summer 2020*, report, https://data.europa.eu/euodp/en/data/dataset/S2262_93_1_93_1_ENG [dostęp: 18.03.2021].
- Globenergia (2018), *Ponad 10 mln miejsc pracy w branży OZE*, <https://globenergia.pl/ponad-10-mln-osob-miejsc-pracy-w-branz-y-oze/> [dostęp: 18.03.2021].
- Gwiazda M., Ruszkowski C. (2016), *Polacy o źródłach energii, polityce energetycznej i stanie środowiska*, „Opinie i Diagnozy” 34, <https://www.cbos.pl/PL/publikacje/diagnozy/034.pdf> [dostęp: 18.03.2021].
- Gwiazda M., Ruszkowski C. (2018), *Polacy wobec zmian klimatu*, komunikat z badań nr 158/2018, CBOS, https://www.cbos.pl/SPISKOM.POL/2018/K_158_18.PDF [dostęp: 18.03.2021].
- Hetmański M., Kupiec B., Zyguntowski J.J. (2019), *Zielony renesans. Samorządowy podręcznik transformacji energetycznej*, Stowarzyszenie Energii Miast, <https://instrat.pl/zielony-renesans-samorzadowy-podrecznik-transformacji-energetycznej/> [dostęp: 18.03.2021].
- Huang S.C., Lo S.L., Lin Y.C. (2013), *To Re-Explore The Causality Between Barriers to Renewable Energy Development: A Case Study of Wind Energy*, "Energies" 6 (9): 4465–4488.
- IBRIS (2020), *Raport IBRIS – Zielony potencjał społeczny. Polska i Europa Środkowo-Wschodnia*, <https://ibris.pl/2020/07/raport-ibris-zielony-potencjal-spoeczny-polska-i-europa-srodkowo-wschodnia/> [dostęp: 18.03.2021].
- IEA (2020), *Sustainable Recovery: World Energy Outlook Special Report*, World Energy Outlook, <https://www.iea.org/reports/sustainable-recovery> [dostęp: 18.03.2021].
- Indicator (2020), *Badanie opinii Polaków na temat różnych źródeł energii*, <https://stowarzyszeniepv.pl/2020/05/10/badanie-opinii-polakow-na-temat-roznych-zrodel-energii/> [dostęp: 18.03.2021].
- Interreg Europe (2018), *Renewable Energy Communities. A Policy Brief from the Policy Learning Platform on Low - carbon economy*, https://www.interregeurope.eu/fileadmin/user_upload/plp_uploads/policy_briefs/2018-08-30_Policy_brief_Renewable_Energy_Communities_PB_TO4_final.pdf [dostęp: 18.03.2021].
- Karakaya E., Sriwannawit P. (2015), *Barriers to The Adoption of Photovoltaic Systems: The State of The Art*, "Renewable and Sustainable Energy Reviews" 49: 60–66.
- Komisja Europejska (2020), *Nauki społeczne i humanistyczne w badaniach nad energią – holistyczne podejście do dekarbonizacji systemu energetycznego UE*, <https://cordis.europa.eu/article/id/422456-social-sciences-and-humanities-in-energy-research/pl> [dostęp: 18.03.2021].
- Komisja Europejska, *Europejski Zielony Ład. Aspirowanie do miana pierwszego kontynentu neutralnego dla klimatu*, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl [dostęp: 18.03.2021].
- Leszczyńska K., Skowronek K. (2020), *Energetyka rozproszona i klastry energetyczne w Polsce. Analiza dyskursywna. Stan obecny i rekomendacje* (niepublikowany raport opracowany w ramach projektu KlastER).
- Lewandowski P., Kiełczewska A., Ziłkowska K. (2018), *Zjawisko ubóstwa energetycznego w Polsce, w tym ze szczególnym uwzględnieniem zamieszkujących w domach jednorodzinnych*, Instytut Badań Strategicznych, <https://ibs.org.pl/publications/zjawisko-ubostwa-energetycznego-w-polsce-w-tym-ze-szczegolnym-uwzględnieniem-zamieszkujacych-w-domach-jednorodzinnych/> [dostęp: 18.03.2021].
- Lisek K. (2020), *Droga do zmian. Społeczne uwarunkowania wspólnot energetycznych. Przegląd literatury międzynarodowej* (niepublikowany raport opracowany w ramach projektu KlastER).
- Mataczyńska E. (2017), *Lokalna społeczność energetyczna w Pakiecie zimowym – możliwości implementacji w Polsce*, ANALIZA IPE nr 3/2017, <https://www.institutpe.pl/wp-content/uploads/2016/01/Lokalna-spo%C5%82eczno%C5%9B%C4%87-energetyczna-w-Pakiecie-Zimowym-mo%C5%BCliwo%C5%9Bci-implementacji-w-Polsce.pdf> [dostęp: 18.03.2021].

- Micek D. (2020), *Społeczno-kulturowe uwarunkowania rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Raport z analizy danych zastanych*, (niepublikowany raport opracowany w ramach projektu KlastER).
- Micek D., Kocór M., Worek B., Szczucka A. (2021), *Społeczne uwarunkowania funkcjonowania klastrów energii w Polsce. Raport podsumowujący analizę studium przypadku wybranych klastrów*, <https://www.er.agh.edu.pl/projekt-klastery-raporty-publicacje/#Spo%C5%82eczne> [dostęp: 24.05.2021].
- Michałek J. (2015), *Energetyczne Polaków wybory. Niewidzialna ręka państwa*, http://eko.org.pl/index_news.php?dzial=2&kat=20&art=1533 [dostęp: 18.03.2021].
- Millward Brown Polska (2015), *Badanie postaw, opinii i oczekiwań Polaków wobec polityki klimatyczno-energetycznej Polski*, <https://www.cire.pl/item,119962,13,0,0,0,0,energetyczne-polakow-wybory-atom-bez-szans.html> [dostęp: 18.03.2021].
- Ministerstwo Klimatu (2020), *Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040)*, <https://www.gov.pl/attachment/114c135e-bd7e-4152-8666-d3f64a53765b> [dostęp: 18.03.2021].
- Mularska-Kucharek M. (2016), *Czy warto ufać innym? Wybrane funkcje zaufania społecznego na przykładzie zbiorowości miejskich, „Studia miejskie” tom 21*, <http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.ekon-element-000171454503> [dostęp: 18.03.2021].
- National Academies of Sciences, Engineering and Medicine (2021), *Accelerating Decarbonization of the U.S. Energy System*, Washington, DC.
- Opinia Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego „Skutki nowej bezemisyjnej, zdecentralizowanej i cyfrowej struktury dostaw energii na zatrudnienie i gospodarki regionalne” (opinia z inicjatywy własnej) (2018), *Dzienniki UE*, <https://sip.lex.pl/akty-prawne/dzienniki-UE/opinia-europejskiego-komitetu-ekonomiczno-spolecznego-skutki-nowej-69095344> [dostęp: 18.03.2021].
- Popczyk J. (2011), *Energetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*, Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa.
- Popczyk J. (2020), *Powszechna Platforma Transformacyjna Energetyki*, <http://klastery3x20.pl/wp-content/uploads/2018/11/0-PYTE-strona-otwarcia.pdf> [dostęp: 25.03.2021].
- Reddy S., Painuly J.P. (2004), *Diffusion of Renewable Energy Technologies- Barriers and Stakeholders' Perspectives*, “Renewable Energy” 29 (9): 1431–1447.
- Ruggiero S., Isakovic A., Busch H., Auvinen K., Faller F. (2019), *Developing a Joint Perspective on Community Energy: Best Practices and Challenges in The Baltic Sea Region*, Co2mmunity working paper no. 2.3, <http://co2mmunity.eu/wp-content/uploads/2019/03/Co2mmunity-working-paper-2.3.pdf> [dostęp: 18.03.2021].
- Rutkowski J., Sałach K., Szpor A., Ziółkowska K. (2018), *Jak ograniczyć skalę ubóstwa energetycznego*, IBS Policy Paper, I/2018, https://ibs.org.pl/app/uploads/2018/01/IBS_Policy_Paper_01_2018_pl.pdf [dostęp: 18.03.2021].
- Seetharaman A., Moorthy K., Patwa N., Saravanan, Gupta Y. (2019), *Breaking Barriers in Deployment of Renewable Energy*, “Heliyon” 5 (1), e01166, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844018354240> [dostęp: 18.03.2021].
- Skarb Państwa – Minister Energii (2017), *Koncepcja funkcjonowania klastrów energii w Polsce – ekspertyza*, <https://www.gov.pl/attachment/a68435c5-b7dc-4b75-9120-652213cdf0a4> [dostęp: 18.03.2021].
- Stryjecki M., Makowska J., Marczak A., Soboń-Wnuk I., Trzaska M. (2014), *Podręcznik rozwoju energetyki obywatelskiej opartej o odnawialne źródła energii*, Fundacja na Rzecz Energetyki Zrównoważonej (FNEZ), <https://fnez.pl/biblioteka-fnez/> [dostęp: 18.03.2021].
- Sun P., Nie P. (2015), *A Comparative Study of Feed-In Tariff and Renewable Portfolio Standard Policy in Renewable Energy Industry*, “Renewable Energy” 74: 255–262.
- Sztompka P. (2008), *Zaufanie: fundament społeczeństwa*, [w:] *Zaufanie a życie społeczne*, red. H. Mamzer, T. Zalasieński, Poznań.
- Szulecki K., Szwed D. (2013), *Społeczne aspekty OZE: które do energetycznej demokracji?*, [w:] *Odnawialne źródła energii w Polsce. Wybrane problemy bezpieczeństwa, polityki i administracji*, red. K.M. Książkowski, K.M. Pronińska, A.E. Sulowska, Warszawa.
- Trudnowski P. (2021), *Przełamać „ekologizm”. W poszukiwaniu trwałych fundamentów narracyjnych zielonego konserwatyizmu*, Klub Jagielloński, <https://klubjagiellonski.pl/2021/03/08/prze-lamac-ekologizm-w-poszukiwaniu-trwalych-fundamentow-narracyjnych-zielonego-konserwatyizmu/>.
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015 poz. 478), <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20150000478/U/D20150478Lj.pdf> [dostęp: 18.03.2021].

Socio-cultural conditions of distributed energy development – key determinants and challenges

Abstract: The aim of this paper is to analyse the social factors that should be taken into account when designing and implementing activities related to the development of distributed energy, including the creation of energy communities. Based on the available data on attitudes towards renewable energy sources and distributed energy, as well as on the results of case studies of energy clusters operating in Poland, we identify factors that may affect the process of energy transition and may facilitate or hinder it. Such a positive potential, worth using, is the high level of trust in local authorities and growing environmental awareness. Whereas barriers include low level of general trust of Poles in other people or low level of trust in the government and poorly developed social capital. The case study results, on the other hand, highlighted the role of leaders, the ability to build networks and transfer knowledge. At the end of the paper, we indicate several challenges and related directions of action needed to take greater account of the impact of social factors on the process of the energy transition.

Keywords: environmental awareness, distributed energy, energy clusters, public trust, just transition

Dr hab. Barbara Worek, prof. UJ

Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych
Uniwersytetu Jagiellońskiego
b.worek@uj.edu.pl



Dr hab. Marcin Kocór, prof. UJ

Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych
Uniwersytetu Jagiellońskiego
marcin.kocor@uj.edu.pl



Mgr Dorota Micek

Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych
Uniwersytetu Jagiellońskiego
dorota.micek@uj.edu.pl

**Mgr Anna Szczucka**

Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych
Uniwersytetu Jagiellońskiego
anna.szczucka@uj.edu.pl

**Mgr Katarzyna Lisek**

Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych
Uniwersytetu Jagiellońskiego
katarzyna.lisek@uj.edu.pl



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 mikrotrubiny, 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 ogólnounijną 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 postępem 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

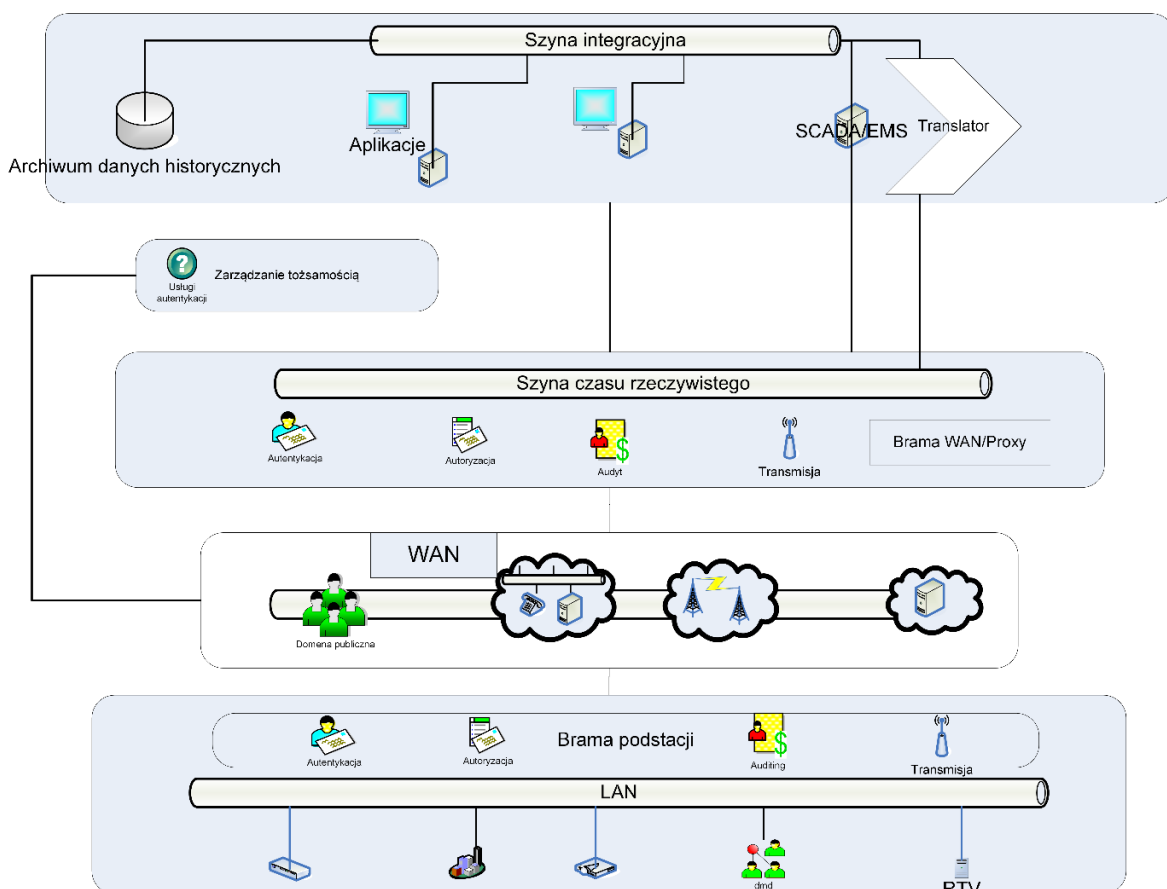
Publikacja *Smart Grid Roadmap Guidebook* wydana przez Electric Power Research Institute (EPRI)

(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 przestoju 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.



Jak mierzyć postępy transformacji energetycznej?

Abstrakt: Celem artykułu jest przybliżenie koncepcji pomiaru postępu transformacji energetycznej z wykorzystaniem wskaźników kompozytowych. W pierwszej części pracy przedstawiono sposób konstrukcji i opisano własności dwóch popularnych kompozytowych wskaźników transformacji energetycznej publikowanych odpowiednio przez Światowe Forum Ekonomiczne (indeks ETI) i Światową Radę Energetyczną (indeks WETI). W drugiej części pracy przedstawiono autorską koncepcję wyznaczania zmodyfikowanego indeksu ETI (indeks METI) wykorzystującą zaawansowany aparat statystyczny zapewniający minimalizację wpływu uznaniowości w procesie konstrukcji wskaźnika kompozytowego. Proponowaną metodę METI zastosowano do „przeliczenia” wyników indeksu ETI dla roku 2020. Uzyskane rezultaty znacznie różnią się od „oryginalnego” rankingu ETI, w szczególności co do pozycji Polski. W ostatniej części artykułu omówiono możliwe kierunki dalszych prac i zarysowano główne rekomendacje w zakresie możliwości stosowania zmodyfikowanych wskaźników kompozytowych do oceny postępu transformacji energetycznej w Polsce.

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, wspieranie procesów decyzyjnych, analiza wielokryterialna, analiza składowych głównych

Wprowadzenie – monitorowanie transformacji energetycznej

Wraz ze zwiększaniem tempa transformacji energetycznej uwidacznia się potrzeba dysponowania narzędziami umożliwiającymi monitorowanie jej postępów przez podmioty odpowiedzialne za kształtowanie i wdrażanie polityki energetycznej. Dla wszystkich interesariuszy zaangażowanych w proces transformacji istotne znaczenie ma dostęp do możliwie wiarygodnych i obiektywnych źródeł informacji służących wspieraniu procesów decyzyjnych.

Dla potrzeb niniejszej pracy przyjmujemy, że **transformacja energetyczna to proces ewolucji struktur technologicznych i rynkowych, ram regulacyjnych, wzorców konsumpcji i norm społecznych w kierunku zapewniania powszechnego dostępu do niezawodnej, czystej i przystępnej cenowo energii**. Należy podkreślić, że ze względu na lokalne uwarunkowania

i specyfikę cele i kierunki wspierania transformacji mogą być (i zasadniczo są) w każdym kraju inne.

Możemy wyróżnić dwa podejścia do monitorowania stanu transformacji energetycznej (TE):

- porównywanie stanu TE w różnych krajach świata – wyniki takich analiz mogą być szczególnie cennym źródłem informacji, gdy porównujemy kraje o podobnej strukturze miksu energetycznego, podobnych warunkach klimatycznych i geograficznych, zasobach itd.
- monitorowanie postępów TE w konkretnym kraju w kolejnych latach – w tym przypadku konieczne jest utrzymywanie stabilnej metodyki procedur analitycznych.

W dziedzinie energetyki istnieje szereg rankingów, które w większości skupiają się na specyficznych aspektach transformacji. W niniejszym opracowaniu skoncentrujemy się na dwóch indeksach mających ambicje całościowego podejścia do problemu. Są to:

- **Energy Transition Index (ETI)** firmowany przez Światowe Forum Ekonomiczne (World Economic Forum),
- **World Energy Trilemma Index (WETI)** firmowany przez Światową Radę Energetyczną (World Energy Council).

Twórcy obu indeksów deklarują zbliżone cele i podejście, niemniej jednak zauważalne są różnice w rozłożeniu akcentów.

W ramach niniejszej pracy przybliżamy założenia konstrukcji obu indeksów, a także wskazujemy na braki metodologiczne, którymi są obarczone. Następnie proponujemy modyfikację metodyki zgodnie z rekomendacjami OECD i JRC dla budowy wskaźników

kompozytowych. Zastosowane podejście wykorzystujemy do „przeliczenia” indeksu ETI za rok 2020. W oparciu o przeprowadzone analizy przedstawiamy rekomendacje do budowy wskaźnika dostosowanego do polskich potrzeb i uwarunkowań.

Energy Transition Index

Energy Transition Index jest publikowany od 2018 r. przez Światowe Forum Ekonomiczne w celu kompleksowego monitorowania globalnej transformacji energetycznej. Poprzednikiem ETI był prezentowany w latach 2012–2017 *Wskaźnik wydajności architektury energetycznej*, którego zakres ograniczał się do obecnego pierwszego podindeksu ETI. Wskaźnik ETI ma stanowić ramy analityczne mierzące postępy ewolucji systemu energetycznego w kierunku wspierania zrównoważonego rozwoju, bezpieczeństwa i dostępności, a także instytucji, które umożliwiają realizację tych celów.

Autorzy ETI zakładają, że transformacja energetyczna powinna prowadzić do rozwoju gospodarczego i społecznego przy zachowaniu równowagi między trzema kategoriami tworzącymi „trójkąt energetyczny” (rozwój i wzrost gospodarczy, powszechny dostęp do bezpiecznych i niezawodnych dostaw oraz zrównoważenie środowiskowe).

Konstrukcja ETI

Kompozytowy indeks ETI jest sumą dwóch podindeksów (z równymi wagami), którymi są:

- Wydajność systemu (*System Performance*),
- Gotowość do transformacji (*Transition Readiness*).

Wydajność systemu ocenia systemy energetyczne krajów w ramach trzech kategorii:

- Zdolność do wspierania rozwoju i wzrostu gospodarczego,
- Bezpieczeństwo, niezawodność i powszechna dostępność energii,
- Zrównoważenie środowiskowe w całym łańcuchu wartości energii.

Celem transformacji energetycznej w każdym kraju powinno być jednoczesne realizowanie tych trzech priorytetów, a tym samym utrzymanie zrównoważonego „trójkąta energetycznego”.

Gotowość do transformacji ocenia jakość środowiska sprzyjającego transformacji energetycznej. Tempo postępów transformacji energetycznej kraju zależy wprost od tego, w jakim stopniu udaje się zbudować takie środowisko. Podindeks ten obejmuje kategorie:

- Regulacje i wola polityczna,
- Instytucje i rządzenie,
- Kapitał i inwestycje,
- Infrastruktura i innowacyjne środowisko biznesowe,
- Kapitał ludzki i partycypacja konsumentów,
- Struktura systemu energetycznego.

Wyniki w podindeksach uzyskuje się poprzez (arbitralne) agregowanie danych z kategorii. Każdej kategorii w podindeksie „Wydajność systemu” przypisuje się wagę 33%, a w podindeksie „Gotowość do transformacji” – 17%. Z kolei każda z kategorii zbudowana jest z zestawu wskaźników, których liczba w kolejnych latach nieznacznie się zmienia. W 2021 r. indeks ETI jest agregowany z 38 wskaźników. W Załączniku I przedstawiono listę wskaźników przypisanych konkretnym kategoriom ETI.

Wyniki dla krajów

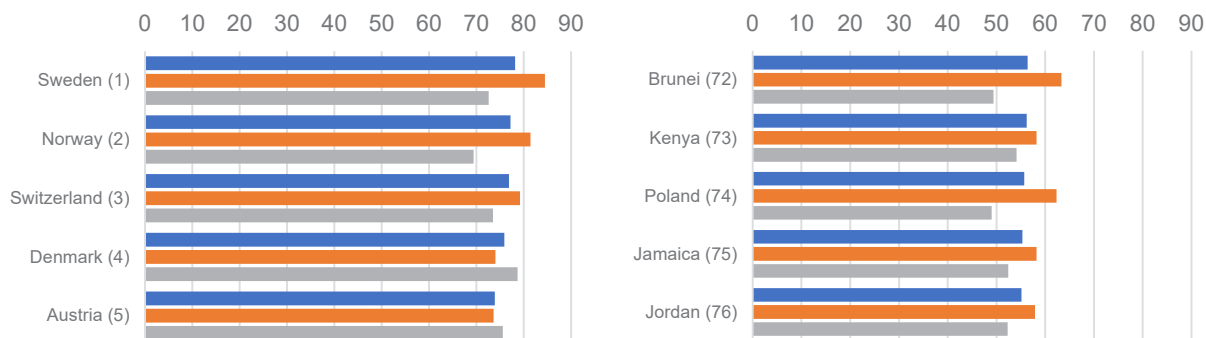
Autorzy ETI przedstawiają corocznie rankingi zbiorcze oraz charakterystyki wszystkich krajów poddanych analizie. Czołówka zbiorczego zestawienia nie ulega w ostatnich latach większym zmianom. Liderem jest Szwecja, kolejne trzy miejsca zajmują w różnej kolejności Norwegia, Dania i Szwajcaria, a piątą pozycję utrzymuje Austria. Najwyższą lokatę wśród krajów spoza Europy zajmuje Nowa Zelandia (w 2021 r. miejsce 8.).

Na Rys. 1 przedstawiono dynamikę wskaźnika ETI (indeks zbiorczy i dwa podindeksy) w trzech ostatnich latach (edycja 2019–2021).

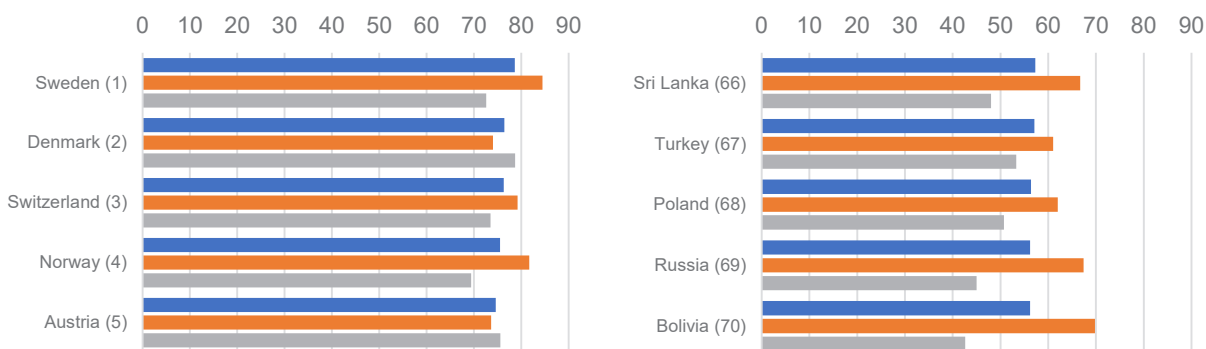
Energy Transition Index

■ Energy Transition Index ■ System Performance ■ Transition Readiness

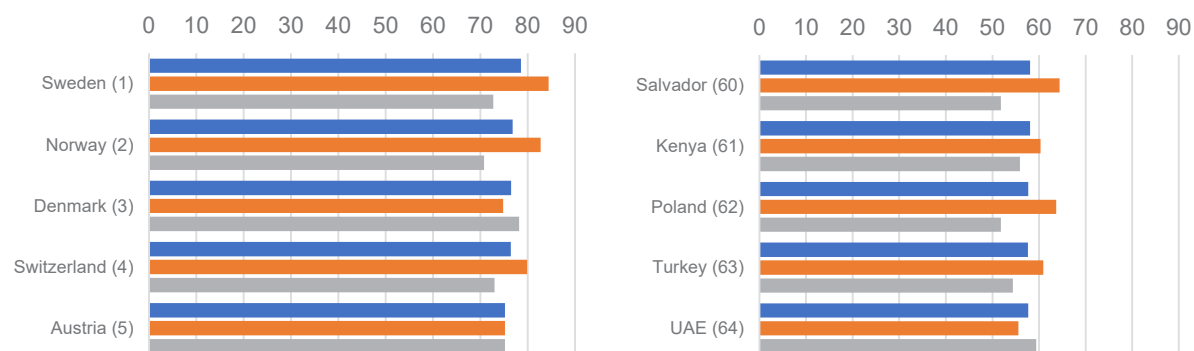
Edycja 2019



Edycja 2020



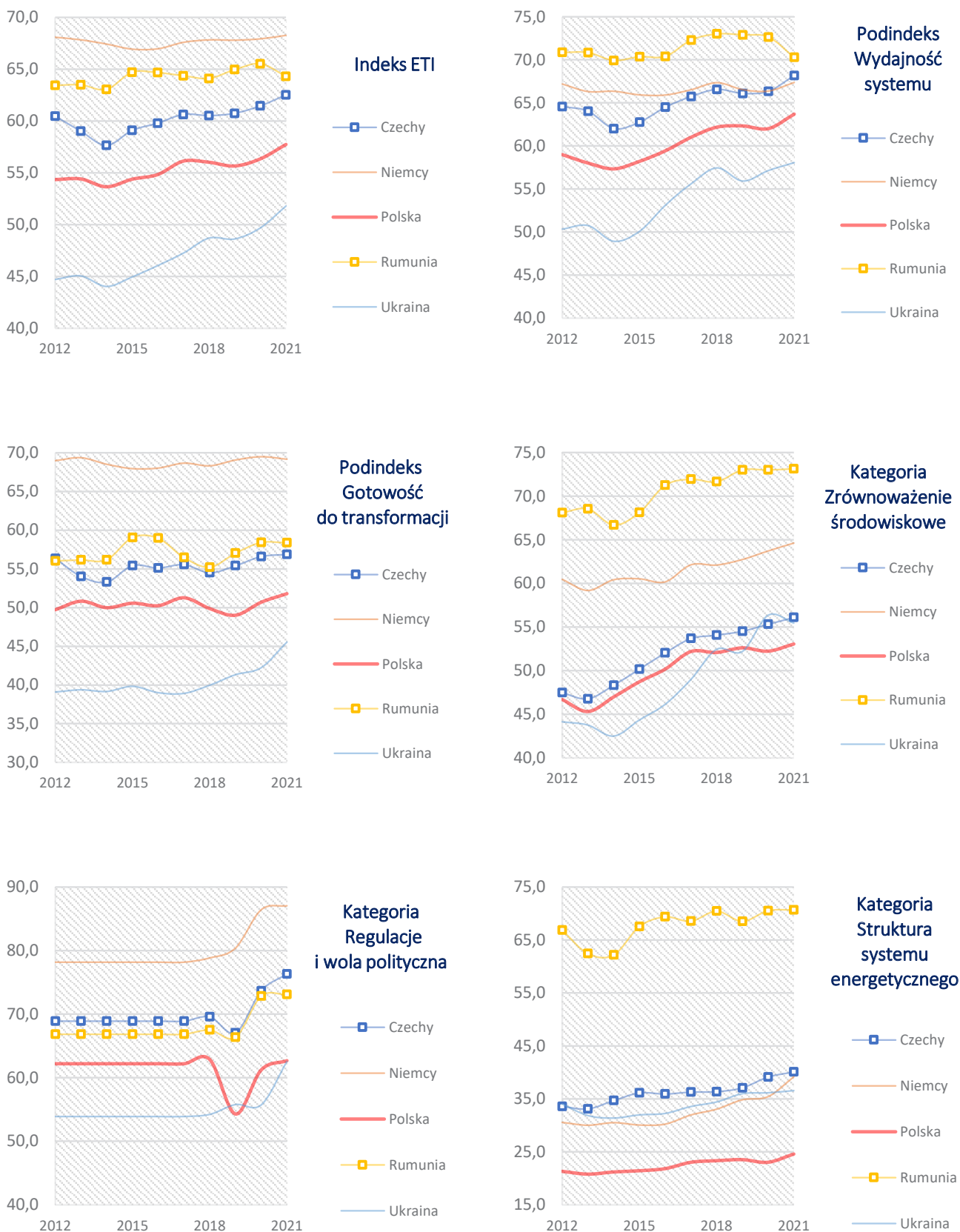
Edycja 2021



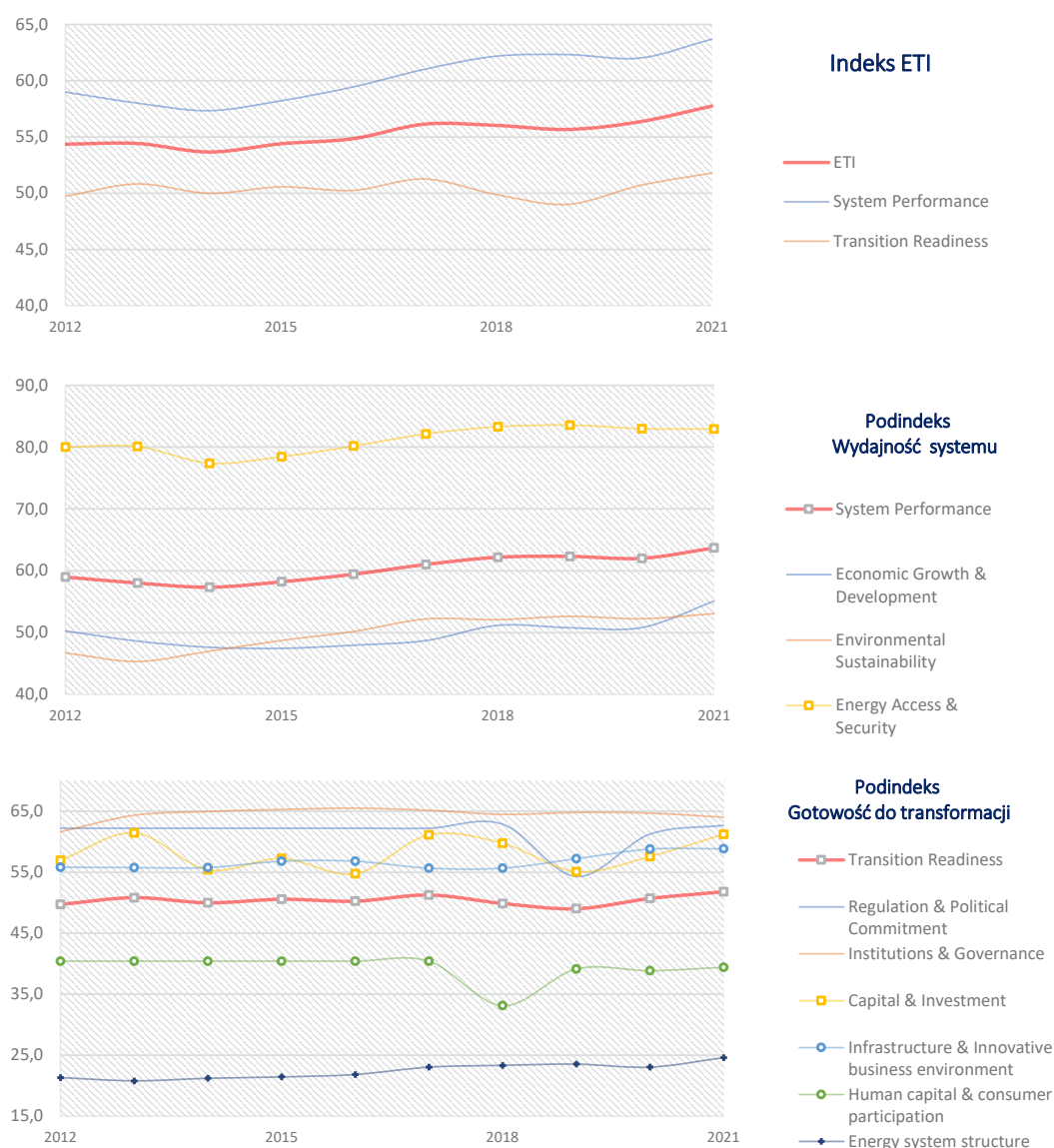
Rys. 1. Dynamika wskaźnika ETI w edycjach 2019–2021 dla krajów – liderów rankingu (lewa kolumna) oraz dla krajów ocenianych podobnie jak Polska (prawa kolumna) (źródło: opracowanie własne na podstawie danych dostępnych na stronie Światowego Forum Ekonomicznego)

Dostępność wyników na poziomie indeksów, podindeksów i kategorii za lata 2012–2021 przeliczonych „w tył” zgodnie z aktualną metodyką umożliwia analizę ich ewolucji w czasie. Rys. 2 przedstawia porównanie zmian

indeksu, podindeksów i wybranych kategorii w ostatnim dziesięcioleciu dla Polski i krajów sąsiednich oraz nieodległej Rumunii. Z kolei Rys. 3 obrazuje ewolucję w czasie wyników dla Polski na poziomie podindeksów i kategorii.



Rys. 2. Indeks ETI (indeks wypadkowy, dwa podindeksy i trzy wybrane kategorie) w latach 2012–2021 dla grupy pięciu wybranych państw (źródło: opracowanie własne na podstawie danych dostępnych na stronie Światowego Forum Ekonomicznego)



Rys. 3. Podindeksy i kategorie indeksu ETI dla Polski w latach 2012–2022 (źródło: opracowanie własne na podstawie danych dostępnych na stronie Światowego Forum Ekonomicznego)

Analiza danych przedstawionych na Rys. 3 pozwala zauważyć brak postępów dla podindeksu „Gotowość do transformacji”, zwłaszcza w kategoriach „Instytucje i rządzenie”, „Kapitał ludzki i partycypacja konsumentów”, „Regulacje i wola polityczna” oraz „Struktura systemu energetycznego”. W tej ostatniej kategorii Polska w porównaniu do innych krajów uzyskuje niezmiennie niski wynik – w latach 2019 i 2020 zajęła 114. lokatę (na 115 krajów). Wpływają na to zwłaszcza rezultaty dla zmiennych: „Udział energii elektrycznej wytwarzanej z węgla” (miejsce 111. w 2020 r.), „Energia elektryczna wytwarzana z ropy

naftowej, gazu lub energii wodnej” (miejsce 110.) i „Udział w globalnych rezerwach paliw kopalnych” (miejsce 101.). Nie zmienia się również niska pozycja Polski dla wskaźnika „Stabilność otoczenia politycznego” (miejsce 102.), chociaż wynik dla kategorii go obejmującej („Regulacje i wola polityczna”) uległ w latach 2019–2020 poprawie aż o 37 miejsc, dzięki awansowi z miejsca 70. na 2. dla wskaźnika „Udział i zaangażowanie krajów w porozumienie COP21”. Nadal niskie miejsce przypada Polsce w kategorii „Zrównoważenie środowiskowe”, mimo wzrostu w rankingu o 5 miejsc (pozycja 93. w 2020 r.). Mają na to wpływ szczególnie

wyniki dla wskaźników „Emisje CO₂ na mieszkańca” (miejsce 94.) oraz „Emisje CO₂ na całkowite zużycie energii pierwotnej” (miejsce 107.).

World Energy Trilemma Index

World Energy Trilemma Index jest prezentowany co-rocennie przez Światową Radę Energetyczną (World Energy Council) we współpracy z firmami konsultingowymi Oliver Wyman i Marsh & McLennan Insights.

WETI jest kwantyfikacją „Trylematu energetycznego” (*Energy Trilemma*), który Światowa Rada Energetyczna definiuje jako konieczność zapewnienia energii bezpiecznej, szeroko dostępnej oraz produkowanej w sposób przyjazny dla środowiska. Równoważenie tych priorytetów stanowi wyzwanie, ale ma też być podstawą dobrobytu i konkurencyjności tych krajów, które mu sprostały.

Konstrukcja WETI

WETI jest kompozytowym indeksem agregującym oceny z trzech głównych wymiarów:

- Bezpieczeństwo energetyczne (*Energy Security*),
- Sprawiedliwość energetyczna (*Energy Equity*),
- Zrównoważenie środowiskowe systemów energetycznych (*Environmental Sustainability*)

wraz z dodatkowym wymiarem „Kontekst krajowy”, który ma uchwycić uwarunkowania instytucjonalne i makroekonomiczne w istotny sposób wpływające na różnicowanie pozycji krajów w rankingu.

Bezpieczeństwo energetyczne mierzy potencjał kraju do niezawodnego sprostania obecnemu i przyszłemu zapotrzebowaniu na energię. Wymiar ten obejmuje efektywność zarządzania krajowymi i zewnętrznymi źródłami energii, a także niezawodność i odporność infrastruktury energetycznej.

Sprawiedliwość energetyczna ocenia zdolność kraju do zapewnienia powszechnego dostępu do niezawodnej, przystępnej cenowo i dostarczanej w wystarczającej ilości do użytku domowego

i komercyjnego energii. Wymiar ten obejmuje przystępność cenową energii elektrycznej, gazu i paliw oraz podstawowy dostęp do elektryczności, czystych paliw i technologii w gospodarstwach domowych (np. do gotowania), a także do zapewniających dobrobyt poziomów konsumpcji energii.

Zrównoważenie środowiskowe systemów energetycznych odzwierciedla transformację krajowego systemu energetycznego w kierunku łagodzenia i unikania potencjalnych szkód dla środowiska i wpływu na zmiany klimatu. Wymiar ten charakteryzuje produktywność i sprawność wytwarzania, przesyłu i dystrybucji, a także dekarbonizację i jakość powietrza.

Kontekst krajowy koncentruje się na czynnikach, które umożliwiają krajom opracowywanie i skuteczne wdrażanie polityk oraz osiąganie celów energetycznych. Wymiar ten opisuje podstawowe uwarunkowania makroekonomiczne i zarządcze, ocenia siłę i stabilność gospodarki narodowej i rządu, atrakcyjność kraju dla inwestorów, a także zdolność do innowacji.

Trzem głównym wymiarom przypisuje się (arbitralnie, jak w przypadku indeksu ETI) wagi po 30%, a kontekstowi krajowemu – 10%. Wyniki w wymiarach uzyskuje się poprzez agregowanie danych z kategorii, w które wchodzi z kolei grupy wskaźników. Wynik dla każdego wskaźnika jest obliczany na podstawie jednego lub więcej zestawów danych (w sumie 59 zestawów danych używa się do opracowania 32 wskaźników).

W Załączniku II umieszczono listę kategorii i wskaźników przypisanych do poszczególnych wymiarów WETI, łącznie z nadanymi wagami.

Wyniki dla krajów

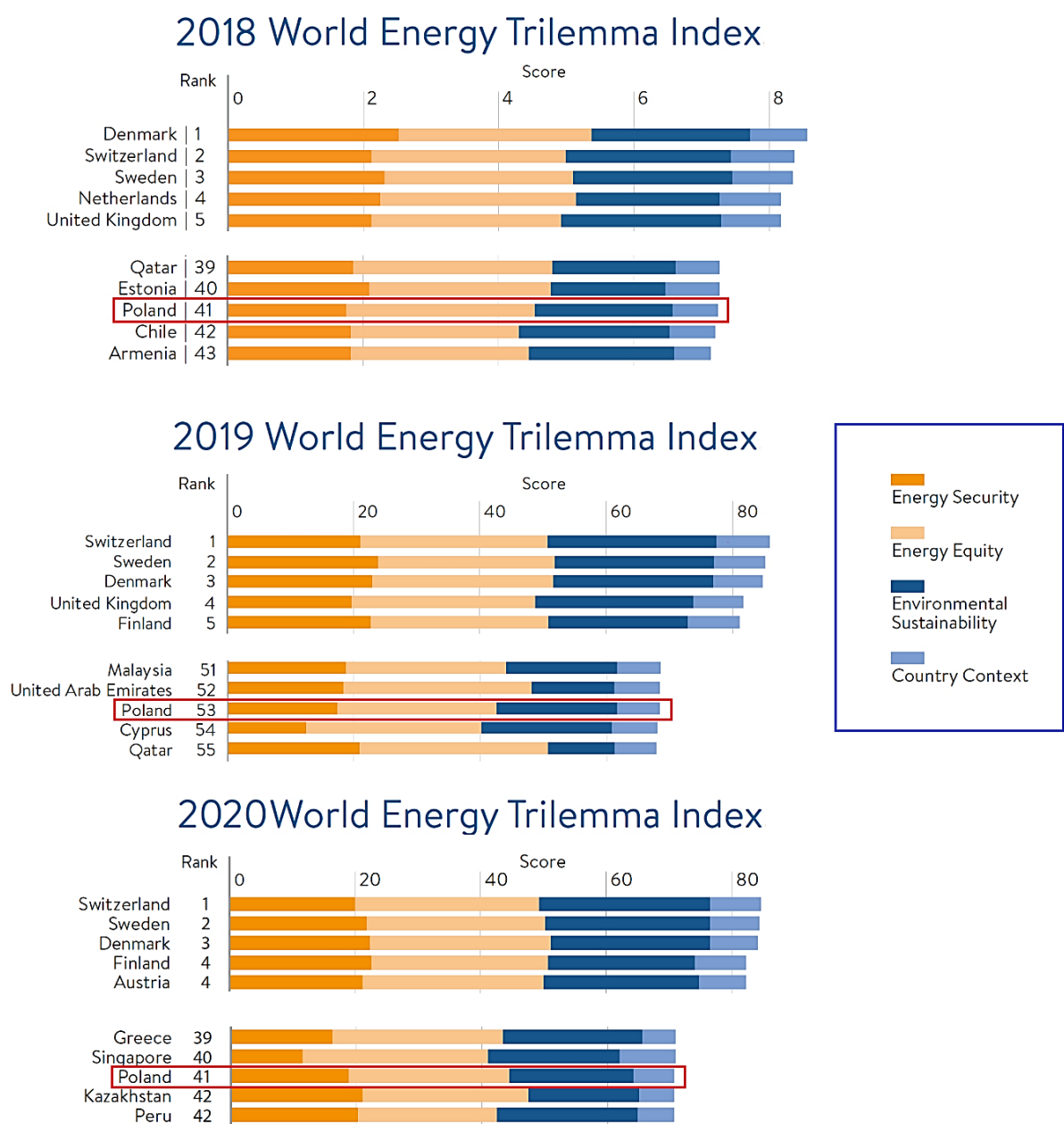
Każdemu ze 125 krajów przyporządkowuje się ocenę względną, wynik punktowy i miejsce na liście. **Ocena względna** składa się z czterech komponentów (po jednym dla każdego wymiaru) o zakresie wartości od A (najlepsza) do D (najgorsza), w zależności od tego, w którym kwartylu mieści się wynik kraju dla danego wymiaru (np. ocena A oznacza miejsce w czołowych 25% krajów). Każdemu krajowi przypisuje się zbiorczy **wynik punktowy** oraz wyniki dla każdego z czterech wymiarów w skali

od 0 do 100. Punkty przypisane krajowi odzwierciedlają jego wyniki w odniesieniu do wyników innych krajów. **Miejsce na liście** wskazuje usytuowanie kraju zgodnie z uzyskanym zbiorczym wynikiem punktowym.

Dla przykładu, **dostępne wyniki dla Polski na rok 2020 przedstawiają się następująco: ocena względna – BBCb, wyniki punktowe – 70,4 (częstkowe dla trzech głównych wymiarów – 62,7; 84,7; 65,9), miejsce na liście – 41. (częstkowe odpowiednio – 37., 47., 63.).**

Ponieważ metodyka rankingu ulega corocznym modyfikacjom, bezpośrednie porównania rankingów, ocen i wyników z poprzednimi raportami nie jest możliwe. Dlatego po modyfikacji metodyki wyniki historyczne ulegają ponownemu przeliczeniu „w tył” począwszy od 2000 r.

Na Rys. 4 przedstawiono dynamikę wskaźnika Energy Trilemma Index (WETI) w trzech ostatnich latach (edycje 2018–2020).



Rys. 4. Wskaźnik Energy Trilemma Index (indeks wypadkowy i oceny w czterech wymiarach/podkategoriach) w latach 2018–2020 – liderzy rankingu i kraje ocenione podobnie jak Polska (źródło: opracowanie własne na podstawie danych dostępnych na stronie Światowej Rady Energetycznej)

Rankingi ETI i WETI – analiza statystyczna metodyk budowy wskaźnika

Z formalnego punktu widzenia ETI i WETI definiowane są jako indeksy kompozytowe budowane w oparciu o addytywne agregowanie ocen w wybranych podkategoriach. Z tego powodu uzyskiwane rezultaty (indeksy) są wrażliwe zarówno na wybór miar i wskaźników, na podstawie których wyznaczane są oceny w podkategoriach, jak i na wybór wag wykorzystywanych w procesie agregacji ocen cząstkowych i wyznaczania indeksu wypadkowego.

Konstrukcja obu indeksów w kluczowych aspektach nie jest zgodna z rekomendacjami OECD i JRC Komisji Europejskiej w zakresie budowy wskaźników kompozytowych. Członkowie zespołu WEF pracującego nad rankingiem ETI2020 są świadomi tych problemów. Podkreślają oni, że zaproponowany przez nich rozkład wag użyty w procesie tworzenia indeksu ETI jest jedynie przykładowy i nie uwzględnia wielu problemów statystycznych pojawiających się w przypadku zastosowania arbitralnych (w szczególności równych) wag (por. Singh et al. 2019).

Również indeks WETI został poddany analizom (por. Šprajc et al. 2019), z których wynika konieczność dopracowania metodyki na poziomie zarówno doboru zmiennych (wskaźników), jak i konstrukcji indeksu kompozytowego, w tym zwłaszcza wyznaczania wag na poziomach kategorii i wymiarów.

Dla ilustracji wspomnianych problemów rozważmy prosty przykład trzech krajów, dla których podjęto próbę wyznaczenia uproszczonego wariantu rankingu ETI opartego na zastosowaniu równych wag w agregowaniu ocen składowych w trzech kategoriach. W Panelu A na Rys. 5 przedstawiono rozkład ocen w roku początkowym dla trzech krajów (Kraj A, Kraj B, Kraj C) w trzech rozważanych kategoriach (Emisja CO₂, Poziom PM_{2,5}, Dostęp do kredytów).

Chcąc lepiej wypaść w kolejnej edycji rankingu „Kraj A” może zdecydować się na podniesienie o jednostkę oceny w kategorii „Dostęp do kredytów” (zgodnie z logiką: przy równych wagach nie

ma znaczenia, czy najpierw podniesiemy o jednostkę ocenę w kategorii „Emisja CO₂” czy „Dostęp do kredytów” – w obu przypadkach indeks kompozytowy wzrośnie o tyle samo). W efekcie zmian (Scenariusz 1) w kolejnym rankingu „Kraj A” zwiększa ocenę wypadkową o **0,33** (por. Panel B na Rys. 5). Ponieważ „Emisja CO₂” i „Poziom PM_{2,5}” są silnie skorelowane, znacznie korzystniej dla „Kraju A” byłoby jednak podnieść ocenę w kategorii „Emisja CO₂”. Inwestycja ta pociąga za sobą lepsze wyniki również w kategorii „Poziom PM_{2,5}”. W efekcie zmian (Scenariusz 2) „Kraj A” zwiększa swoją ocenę wypadkową aż o **0,5** (Panel C na Rys. 5). Przy braku działań w „Krajach B i C” pozwala to „Krajowi A” na **awans** w rankingu ETI.

Panel A	Stan początkowy		
	Kraj A	Kraj B	Kraj C
Emisja CO ₂	1	3	2
Poziom PM _{2,5}	2	3	2
Dostęp do kredytów	1	2	1
Średnia (równe wagi)	<u>1,33</u>	2,67	1,67

Panel B	Scenariusz 1		
	Kraj A	Kraj B	Kraj C
Emisja CO ₂	1	3	2
Poziom PM _{2,5}	2	3	2
Dostęp do kredytów	2	2	1
Średnia (równe wagi)	<u>1,67</u>	2,67	1,67

Panel C	Scenariusz 2		
	Kraj A	Kraj B	Kraj C
Emisja CO ₂	2	3	2
Poziom PM _{2,5}	2,5	3	2
Dostęp do kredytów	1	2	1
Średnia (równe wagi)	<u>1,83</u>	2,67	1,67

Rys. 5. Ilustracja problemu pozornie równych wag

Z przykładu podanego na Rys. 5 wynika, że równe wagi zwykle nie korespondują z założeniami tworzonego indeksu transformacji energetycznej, a więc nie oznaczają identycznego wpływu poszczególnych zmiennych na ocenę końcową. Inaczej mówiąc, **bez szczegółowej analizy statystycznych własności analizowanego zbioru danych (wskaźników) nie potrafimy wyznaczyć czynników najmocniej wpływających na kształt rankingu.**

Indeks METI2020

Metodyka

Aby uzyskać narzędzie wolne (na ile to możliwe) od wspomnianych problemów interpretacyjnych, a przez to pozwalające na porównywanie poziomu transformacji energetycznej w różnych krajach w możliwie obiektywny sposób, opracowano metodykę wyznaczania zmodyfikowanej wersji indeksu kompozytowego w oparciu o techniki statystyczne. Z uwagi na najszerszą dostępność danych skoncentrowano się na studium przypadku grupy 115 krajów uwzględnionych w badaniu Energy Transition Index 2020 Edition (ETI2020). W dalszej części niniejszego opracowania zmodyfikowany indeks ETI2020 będzie oznaczany symbolem METI2020¹.

W odróżnieniu od ETI2020 metodyka budowy wskaźnika METI2020 jest zgodna z aktualnymi rekomendacjami OECD i JRC Komisji Europejskiej w zakresie budowy wskaźników kompozytowych. Zasadniczo oparto ją na ogólnodostępnych zaleceniach OECD dotyczących konstrukcji wskaźników kompozytowych. Głównym źródłem wiedzy był poradnik metodologiczny *Handbook on constructing composite indicators: methodology and user guide* opracowany przez ekspertów OECD (2008). Szczegółowa procedura wyliczania wskaźnika transformacji energetycznej została oparta na 10-etapowym schemacie wyznaczania wskaźników kompozytowych

praktykowanym i rekomendowanym przez analityków Komisji Europejskiej (European Commission 2020). Na wstępie 39 zmiennych wykorzystanych do wyznaczenia indeksu ETI2020 przeanalizowano pod kątem występowania obserwacji brakujących. W celu rozwiązania problemu występowania w bazie ETI2020 brakujących obserwacji zastosowano procedurę uzupełniania braków w bazie danych opartą na wyznaczeniu tzw. indeksu *silhouette*². Podobnie jak w przypadku standardowej wersji indeksu ETI, w przypadku zmiennej „Cost of externalities (as % of GDP)” zastosowano transformację logarytmiczną symetryzującą rozkład.

W najważniejszym kroku obliczeń indeksu METI2020 przeprowadzono 4-etapową procedurę wyznaczania nowego rankingu transformacji energetycznej:

Etap 1. W pierwszym etapie zbiór 39 zmiennych występujących w bazie ETI2020 został podzielony na 9 kategorii. 3 pierwsze kategorie (łącznie liczące 17 zmiennych) złożyły się na blok zmiennych opisujących możliwości i wydajność systemu energetycznego (blok *System Performance*). Pozostałe 6 kategorii (obejmujących łącznie 22 zmienne) złożyły się na blok zmiennych opisujących gotowość do transformacji energetycznej (blok *Transition Readiness*).

Etap 2. W obrębie każdej z 9 kategorii opisanych w Etapie 1 wyznaczono ocenę składową, którą obliczono jako średnią ważoną z zestandaryzowanych zmiennych składowych. W odróżnieniu od arbitralnie ustalanych wag przyjętych w procesie tworzenia rankingu ETI2020, wagi wykorzystane na tym etapie sumowania wyznaczono w oparciu o wskazania metodologiczne OECD (por. Nicoletti et al. 2000). Mówiąc w uproszczeniu, zastosowany algorytm wyznaczania wag wykorzystuje ładunki i proporcje objaśnionej wariacji wynikające z analizy składowych głównych przeprowadzonej dla zestandaryzowanych zmiennych w obrębie każdej z 9 kategorii. Zasadnicza przewaga algorytmu rekomendowanego przez OECD nad arbitralnym wyborem wag wynika w głównej mierze z tego, że zastosowany algorytm OECD uwzględni możliwość wystąpienia silnego skorelowania części zmiennych

1 Należy zaznaczyć, że opisaną metodykę można zastosować do wyznaczenia zmodyfikowanych rankingów ETI dla pozostałych lat, dla których dostępne są dane w bazie WEF. Co więcej, dzięki swojej uniwersalnej naturze może ona w analogiczny sposób posłużyć do wyznaczenia zmodyfikowanych indeksów WETI w oparciu o dane dostępne w bazie WEC.

2 Jest to procedura uzupełniania braków w bazie danych oparta na algorytmie najbliższych sąsiadów.

między sobą. Dzięki temu możliwe stało się uniknięcie problemu niezamierzonego i niekontrolowanego wzrostu wpływu silnie skorelowanych zmiennych na ostateczny kształt rankingu transformacji energetycznej w obrębie danej kategorii. Przykładowo, problem taki występuje przy zastosowaniu równych wag (a więc obliczaniu wskaźnika kompozytowego jako średniej arytmetycznej ocen cząstkowych, co dotychczas było zwykłą praktyką stosowaną przy wyznaczaniu rankingów ETI) w przypadku zestawu zmiennych, spośród których chociaż dwie są silnie skorelowane (por. Rys. 5).

Etap 3. W obrębie każdego z dwóch bloków zmiennych wyznaczono indeks składowy (podindeks), który obliczono jako średnią ważoną z zestandaryzowanych ocen kategorii składowych uzyskanych w Etapie 2. Wagi wykorzystane w sumowaniu ponownie wyznaczono w oparciu o algorytm opisany w Etapie 2.

Etap 4. Końcową wartość nowej wersji indeksu ETI wyznaczono jako średnią arytmetyczną dwóch ocen uzyskanych w Etapie 3, odpowiednio dla bloków *System Performance* i *Transition Readiness*.

Ze względu na statystyczne cechy zbioru ocen oraz zestawu wskaźników kompozytowych, tj. statystycznie istotną zgodność tych danych z rozkładem normalnym, w celu ułatwienia interpretacji uzyskanego rankingu zastosowano skalowanie ocen w zakresie 0–100, bazujące na wykorzystaniu funkcji kwantylowej stosownego rozkładu normalnego. Dzięki takiej procedurze matematycznej wartość przeskalowanego wskaźnika kompozytowego można nie tylko porównywać pomiędzy krajami, ale także bezpośrednio interpretować w języku prawdopodobieństwa. Przykładowo, wskaźnik METI2020 równy 26 dla kraju X sugeruje, że statystyczne prawdopodobieństwo istnienia kraju o niższej ocenie kompozytowej (a więc o gorszej ocenie transformacji energetycznej) obliczone na bazie posiadanych danych i informacji wynosi 0,26.

W celu sprawdzenia stabilności uzyskanych wyników empirycznych przeprowadzono stosowne badanie wrażliwości, korzystając z zaleceń JRC Komisji Europejskiej w przedmiotowym zakresie (por. European Commission 2014). Mówiąc w uproszczeniu, przeprowadzone badanie polegało na niezależnym

wylosowaniu 5000 zestawów wag dla 9 rozważanych kategorii z rozkładów jednostajnych scentrowanych na bazowym wektorze wag o symetrycznym rozstępie $\pm 10\%$. W ten sposób przy założeniu dopuszczalnego zakresu zmian ($\pm 10\%$) w wagach dla 9 rozważanych kategorii uzyskano zestaw 5000 alternatywnych rankingów METI2020, co pozwoliło z kolei wyznaczyć 95-procentowy empiryczny przedział ufności rozpięty wokół pozycji każdego kraju w oryginalnym (pierwotnie obliczonym) rankingu METI2020.

Interpretacja indeksu METI2020

Nową wersję indeksu ETI2020, będącą średnią ważoną wyliczoną ze zbioru 39 zmiennych rekomendowanych przez WEF, należy traktować czysto informacyjnie, ze świadomością ograniczeń związanych z jej naturą. Powodem może być chociażby nie zawsze pożądana cecha kompensowalności tak uzyskiwanego wskaźnika kompozytowego – względnie wysoki wynik dla niektórych kategorii może kompensować niskie wyniki dla większości innych kategorii (na przykład kraj wysoko rozwinięty gospodarczo o łatwej dostępności do kredytów na cele inwestycyjne może jednocześnie cechować zła jakość powietrza w zindustrializowanych regionach). Należy więc pamiętać, że choć opracowany ranking jest źródłem cennych i wiarygodnych informacji, szczególnie w zakresie wspomagania procesu zarządzania transformacją energetyczną, to jednocześnie – podobnie jak każdy inny wskaźnik kompozytowy – nie odzwierciedla on doskonałe złożoności problemu transformacji energetycznej.

Interpretując wagi przypisywane poszczególnym podocenom podczas wyznaczania oceny kompozytowej, należy pamiętać, że nie odzwierciedlają one znaczenia poszczególnych podkategorii, a jedynie pozwalają wyznaczyć czynniki najbardziej istotne dla różnicowania pozycji krajów w kompozytowym rankingu METI2020. Na rezultaty rankingów należy więc patrzeć, uwzględniając poczynione założenia oraz wyniki analizy wrażliwości uzyskanej końcowej klasyfikacji. Z tego względu **rekomendujemy, aby interpretować wyniki rankingów przez pryzmat wyznaczania grup podobnie ocenianych krajów, a nie traktować wskaźników**

liczbowych literalnie i bezrefleksyjnie ani nie nadać interpretacji zupełnie nieznaczącym różnicom między wartościami indeksu dla różnych krajów.

Biorąc dodatkowo pod uwagę typowy dla analizy wielokryterialnej brak jednoznaczności interpretacyjnej wskaźnika kompozytowego, **rekomendujemy, by podstawowe znaczenie nadać „podrankingom” dla każdej z 9 kategorii tematycznych. W oparciu o podoceny dla kategorii każdy zainteresowany może stworzyć własny ranking, przydzielając kategoriom wagi stosownie do swoich preferencji („metoda alokacji budżetu”).**

METI – wyniki empiryczne dla roku 2020

Na Rys. 6 przedstawiono ranking METI2020 wraz z 95-procentowym przedziałem ufności dla pozycji każdego kraju.

Konstrukcja rankingu została opisana w poprzedniej sekcji niniejszego opracowania. **Warto odnotować znacznie lepszą pozycję polskiej gospodarki w rankingu METI2020 (47. pozycja) w porównaniu do oryginalnego rankingu ETI2020 (68. pozycja).** Co więcej, 95-procentowy przedział ufności dla miejsca Polski w rankingu METI2020 rozciąga się od pozycji 42. do pozycji 48. W efekcie Polska zajmuje 24. miejsce wśród 27 krajów UE (przed Cyprem, Chorwacją i Bułgarią), z porównywalnym wynikiem co Rumunia. To pozycja lepsza niż w ETI (ostatnie miejsce w UE) czy WETI2020, gdzie Polska wyprzedza tylko Cypr.

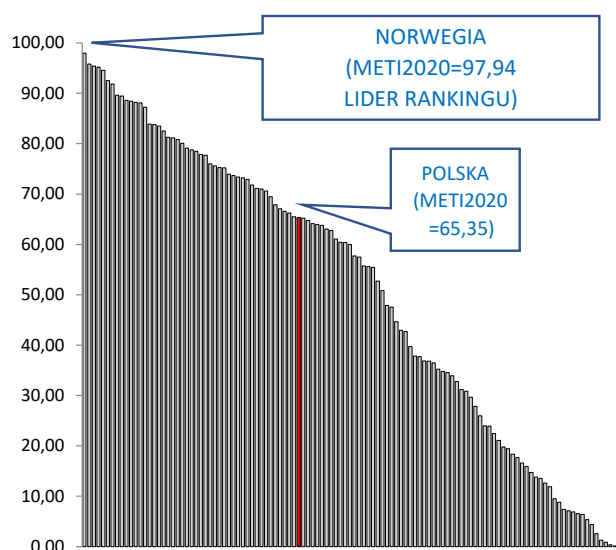
Dla pełniejszego zobrazowania relatywnej pozycji Polski w rankingu METI2020 na Rys. 7 przedstawiono rozkład wskaźnika METI2020 dla wszystkich 115 krajów objętych badaniem.

KRAJ W BAZIE WEF	RANKING METI2020	95-procentowy przedział ufności dla miejsca w rankingu	
		Pozycja dolna	Pozycja górna
Norway	1	1	1
Denmark	2	1,5	2,5
Sweden	3	1	3
Switzerland	4	1,5	4
United Kingdom	5	4,5	5,5
Azerbaijan	6	4,5	6
Austria	7	4	7,5
Finland	8	5,5	8,5
Germany	9	5,5	10
New Zealand	10	6	11,5
Ireland	11	10	11,5
Hungary	12	7,5	12,5
France	13	9,5	13
Netherlands	14	10,5	14,5
Colombia	15	8,5	15,5
Belgium	16	13,5	17
Spain	17	15,5	19,5
Israel	18	16	19,5
Latvia	19	8	19,5
Slovak Republic	20	18	21
Turkey	21	17	22
Portugal	22	20	23
Japan	23	21	24,5
Italy	24	22,5	24
Australia	25	20	28
Korea, Rep.	26	21,5	29,5
Iceland	27	25,5	28,5
Armenia	28	25,5	28,5
Malaysia	29	23	30
Malta	30	25,5	33,5
Lithuania	31	19,5	31,5
Uruguay	32	27	32
Slovenia	33	27	34,5
Estonia	34	29,5	34
Singapore	35	28	35,5
Czech Republic	36	31	37,5
Luxembourg	37	31	37,5
Peru	38	31,5	38,5
United States	39	31,5	41,5

KRAJ W BAZIE WEF	RANKING METI2020	95-procentowy przedział ufności dla miejsca w rankingu	
		Pozycja dolna	Pozycja górna
Thailand	40	37	41,5
Brunei Darussalam	41	37,5	43
Greece	42	37,5	43,5
Costa Rica	43	35	46
Mexico	44	40,5	46,5
Chile	45	40	46,5
Romania	46	41	47,5
Poland	47	42	48,5
Georgia	48	38,5	49
Albania	49	38	50,5
Viet Nam	50	47	50
Brazil	51	45	52
Cyprus	52	49,5	53
Ecuador	53	47	55,5
Canada	54	46	57,5
Cambodia	55	49,5	56
Montenegro	56	52	57
El Salvador	57	49,5	58
Indonesia	58	53	58,5
Argentina	59	54	61
Panama	60	53,9	62
Ukraine	61	55,5	62
Croatia	62	56,5	62
Morocco	63	59,5	63,5
Tajikistan	64	53,5	65
China	65	56	66
Kenya	66	62,5	67
Sri Lanka	67	63,5	70,5
Jordan	68	63,5	70
Guatemala	69	62,5	71,5
Pakistan	70	65,5	70
Bulgaria	71	63,5	71
Ghana	72	66	73,5
Dominican Rep.	73	67,5	74,5
Paraguay	74	67,5	76
Russian Fed.	75	71	77,5
Kazakhstan	76	68,5	80
India	77	69,5	77,5
Serbia	78	74,5	78

KRAJ W BAZIE WEF	RANKING METI2020	95-procentowy przedział ufności dla miejsca w rankingu	
		Pozycja dolna	Pozycja górna
Philippines	79	75,5	80,5
Jamaica	80	78,5	80,5
UAE	81	72	81,5
Bolivia	82	79,5	84
Tunisia	83	79,5	84,5
Mongolia	84	76	84,5
Namibia	85	76,5	85
Egypt	86	83,5	87
Honduras	87	84,5	87,5
Moldova	88	85	89
Bosnia and Herz.	89	87	89,5
Oman	90	84,5	92
Algeria	91	89	92,5
Venezuela	92	87	94,5
Zambia	93	88,5	94
Iran, Islamic Rep.	94	90,5	96
Nicaragua	95	91,5	95,5
Kyrgyz Republic	96	93,5	96,5
Nepal	97	91	97,5
South Africa	98	93	98
Bangladesh	99	95	100,5
Saudi Arabia	100	94	100,5
Kuwait	101	98	102,5
Tanzania	102	97	102,5
Senegal	103	101	103,5
Bahrain	104	101,5	105,5
Lebanon	105	101	106
Zimbabwe	106	101,5	106,5
Trinidad and Tobago	107	104,5	108
Nigeria	108	106	108,5
Qatar	109	103	110
Cameroon	110	106	110
Botswana	111	107	111
Ethiopia	112	103,5	112
Benin	113	111	113
Mozambique	114	114	114
Haiti	115	112,5	115

Rys. 6. Wskaźnik METI2020



Rys. 7. Rozkład indeksu METI2020 w badanej populacji 115 krajów

Na Rys. 8 zestawiono z kolei wagi wykorzystane do obliczenia indeksu METI2020 w porządku od najbardziej wpływających na wielkość indeksu kompozytowego, wraz z informacją o przynależności do wymiarów/podindeksów (*System Performance*, *Transition Readiness*) oraz kategorii ETI, a także pozycją uzyskaną przez Polskę dla danego wskaźnika (na 115 badanych krajów). W przypadku równych pozycji zajmowanych przez więcej niż jeden kraj podawano pozycję *ex aequo*. W kolumnie poświęconej pozycji Polski zastosowano 3-poziomą skalę kolorów tła zmieniającą się od koloru granatowego (wysoka pozycja Polski na 115 krajów), przez kolor biały (pozycja bliska medianie dla zbioru 115 krajów), do koloru ciemnoczerwonego (niska pozycja Polski wśród 115 krajów).

Wskaźnik	Waga wskaźnika w indeksie METI2020	Kategoria ETI	Podindeks ETI*	Pozycja Polski dla wybranego wskaźnika
Investment in Energy efficiency	10,42%	Capital & investment	TR	1
Electrification rate	9,39%	Energy Access & Security	SP	1
Access to credit	7,03%	Capital & investment	TR	26
Renewable capacity buildout	6,83%	Capital & investment	TR	56
Energy Intensity	5,73%	Environmental Sustainability	SP	33
Quality of Electricity Supply	5,39%	Energy Access & Security	SP	23
CO ₂ per capita	5,12%	Environmental Sustainability	SP	94
Diversity of TPES, Herfindahl index	4,54%	Energy Access & Security	SP	46
Rule of Law	4,39%	Institutions & Governance	TR	42
Particulate matter 2.5 concentration	3,79%	Environmental Sustainability	SP	63
Diversification of Import Count	3,63%	Energy Access & Security	SP	96
Investment Freedom Index score	3,41%	Capital & investment	TR	20
Household electricity prices	2,73%	Economic Development & Growth	SP	91
Flexibility in electricity system	2,49%	Energy System Structure	TR	110
Energy imports net	2,11%	Energy Access & Security	SP	63
Jobs in low carbon industries	2,05%	Human Capital	TR	30
Quality of education	2,05%	Human Capital	TR	64
Share of electricity from renewable generation	1,99%	Energy System Structure	TR	77
Innovative business environment	1,84%	Infrastructure & Innovative Business Environment	TR	88
CO ₂ per TPES	1,82%	Environmental Sustainability	SP	107
Share of global fossil fuel reserves	1,47%	Energy System Structure	TR	101
Renewable energy regulation	1,36%	Regulation & Political Commitment	TR	89
Fuel Exports	1,23%	Economic Development & Growth	SP	69
Energy per capita	1,20%	Energy System Structure	TR	80
Energy subsidies	1,05%	Economic Development & Growth	SP	1
Access to Clean Cooking Fuels	0,94%	Energy Access & Security	SP	1
Transparency	0,91%	Institutions & Governance	TR	30
Not priced cost of externalities	0,85%	Economic Development & Growth	SP	82
Fuel imports	0,81%	Economic Development & Growth	SP	60
RISE access score	0,59%	Regulation & Political Commitment	TR	1
Wholesale gas price	0,54%	Economic Development & Growth	SP	110
NDC commitment	0,52%	Regulation & Political Commitment	TR	2
Stability of policy	0,38%	Regulation & Political Commitment	TR	102
Electricity Prices for Industry	0,33%	Economic Development & Growth	SP	63
Share of electricity from coal generation	0,31%	Energy System Structure	TR	111
Quality of transportation infrastructure	0,27%	Infrastructure & Innovative Business Environment	TR	23
Credit Rating	0,27%	Institutions & Governance	TR	36
Energy efficiency regulation	0,12%	Regulation & Political Commitment	TR	67
Logistics performance Index	0,11%	Infrastructure & Innovative Business Environment	TR	26

Rys. 8. Istotność wag dla wskaźników składowych indeksu METI2020 (SP = *System Performance*, TR = *Transition Readiness*)

Indeks polskiej transformacji energetycznej – rekomendacje

Ranking komparatywny, mimo że może dostarczać użytecznych informacji dotyczących stanu transformacji energetycznej, nie jest wystarczającym źródłem wskazówek na temat tego, jak dany kraj powinien modyfikować swą politykę w tej dziedzinie. Analiza wyników krajów zajmujących czołowe miejsca w rankingach, a zwłaszcza w „podrankingach”, może być użyteczna w lepszym zrozumieniu przyczyn ich sukcesów oraz adaptowaniu skutecznych rozwiązań. Należy jednak pamiętać, że proste ich powielanie nie musi – z powodu specyficznych kontekstów krajowych – automatycznie prowadzić do sukcesu. Dlatego należy skoncentrować się na porównywaniu wyników krajów o podobnych uwarunkowaniach ekonomicznych, geograficznych czy społecznych.

Kolejne ograniczenia wynikające z rozważania wyłącznie rankingu porównawczego wynikają z tego, że poprawa wyników w jednym kraju może zostać niedostrzeżona, jeśli inne kraje poprawiły się bardziej. W takich przypadkach pomocna może być dokładniejsza analiza wyników na przestrzeni kolejnych lat.

Analiza szeregów czasowych dla trendów indeksu umożliwi ocenę wyników dla danego kraju w kolejnych latach (względem jego poziomu bazowego), co pozwala na monitorowanie skutków interwencji politycznych i wypracowywanie rekomendacji ich modyfikacji. Należy zwracać uwagę na to, by analizie poddawać nie tylko zagregowane indeksy, ale także wyniki na poziomach „podrankingów” (takich jak wymiary i kategorie dla ETI i WETI). Pozwoli to na bardziej precyzyjną identyfikację konsekwencji (także niezamierzonych) przeprowadzanych interwencji.

Podsumowując, w opinii autorów przy konstrukcji narzędzia skutecznie monitorującego postępy transformacji energetycznej w Polsce należy kierować się rekomendacjami.

Wśród nich należy wymienić:

- główne (i oczywiste) założenie: aby indeks był użyteczny i wiarygodny, jego konstrukcja musi być dostosowana do polskich realiów, potrzeb i uwarunkowań. W szczególności powinna odzwierciedlać wizję i cele polskiej transformacji określone w dokumentach strategicznych i programowych;
- indeks powinien mieć strukturę hierarchiczną (indeks, podindeksy, kategorie i zmienne). Zmienne i kategorie powinny być pogrupowane w taki sposób, by korespondowały z celami transformacji;
- dobór zmiennych również powinien być zgodny z polskimi realiami, a także strategicznymi kierunkami i celami transformacji energetycznej w Polsce. Równie istotną kwestią jest zapewnienie, aby zmienne te były od siebie możliwie niezależne i tworzyły kompletny zestaw umożliwiający monitorowanie wszystkich aspektów transformacji;
- odrębnym, ale istotnym problemem jest możliwość pozyskiwania wiarygodnych danych. Może się okazać, że dla pożądanych zmiennych nie uda się takich danych pozyskać. Rozwiązaniem mogłoby być wykorzystywanie dostępnych zmiennych używanych dla indeksów ETI i WETI (patrz Załączniki I i II);
- mając świadomość kłopotów interpretacyjnych związanych ze wskaźnikiem kompozytowym, proponujemy, by zintegrowany indeks służył głównie celom ilustracyjnym i poglądowym. Podstawowe znaczenie należy nadać „podrankingom” dla kategorii tematycznych;
- przy konstrukcji indeksu kluczowe znaczenie ma wybór procedury wyznaczania wag. Istnieje tu kilka możliwości:
 - **podejście „eksperckie”** – stosowane w ETI i WETI. Ekspertci ustalają wagi zgodnie ze swoją oceną znaczenia zmiennych i kategorii (podocen). Może to jednak prowadzić do wskazanych powyżej problemów statystycznych;

- **podjęcie „statystyczne”** – dzięki stosowaniu wysokich standardów metodologicznych umożliwia minimalizację wpływu uznaniowości oraz pozwala na uniknięcie błędów towarzyszących podejściu eksperckiemu. Należy podkreślić, że w tym przypadku wagi przypisywane podocenom nie odzwierciedlają znaczenia poszczególnych podkategorii, a jedynie pozwalają wyznaczyć czynniki najbardziej istotne dla różnicowania wyników;
- **podjęcie „uspołecznione”** – wagi są ustalone przez wszystkich zainteresowanych (np. przez umieszczenie formularza na stronie internetowej). Pojawia się tu problem reprezentatywności głosujących. Rozwiązaniem do rozważenia mogłoby być zbudowanie „panelu obywatelskiego” dla transformacji energetycznej.
- aby wykorzystać najlepsze cechy powyższych podejść do wyznaczania wag proponujemy strukturę „hybrydową”. Polegałaby ona na wyliczaniu wag w obrębie kategorii metodami statystycznymi. Z kolei wagi dla kategorii mogłyby być wyznaczane w sposób „uspołeczniiony”. W oparciu o podoceny dla kategorii każdy zainteresowany mógłby stworzyć własny ranking, przydzielając kategoriom wagi stosownie do swoich preferencji („metoda alokacji budżetu”). W ten sposób podstawowe znaczenie byłoby nadane „podrankingom” dla każdej z 9 kategorii tematycznych, co mogłoby ułatwiać monitorowanie postępów transformacji energetycznej w jej podstawowych aspektach.

Bibliografia:

- European Commission (2014), *Environmental Performance Index 2014 JRC Analysis and Recommendations*, <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC89939> [dostęp: 06.06.2021].
- European Commission (2020), *Your 10-Step Pocket Guide to Composite Indicators & Scoreboards*, https://knowledge4policy.ec.europa.eu/publication/your-10-step-pocket-guide-composite-indicators-scoreboards_en [dostęp: 06.06.2021].
- Nicoletti G., Scarpetta S., Boylaud O. (2000), *Summary indicators of product market regulation with an extension to employment protection legislation*, OECD, “Economics department working papers” 226, ECO/WKP (99) 18.
- OECD (2008), *Handbook on constructing composite indicators: methodology and user guide*, <https://www.oecd.org/els/soc/handbookonconstructingcompositeindicatorsmethodologyanduserguide.htm> [dostęp: 06.06.2021].
- Singh H.V., Bocca R., Gomez P., Dahlke S., Bazilian M. et al. (2019), *The energy transitions index: An analytic framework for understanding the evolving global energy system*, “Energy Strategy Reviews” 26: 100382.
- Šprajc P., Bjegović M., Vasić B. (2019), *Energy security in decision making and governance – Methodological analysis of energy trilemma index*, “Renewable and Sustainable Energy Reviews” 114: 1093411.
- Światowe Forum Ekonomiczne, <https://www.weforum.org/> [dostęp: 06.06.2021].
- Światowa Rada Energetyczna, <https://www.worldenergy.org> [dostęp: 06.06.2021].

Załącznik I

Energy Transition Index (ETI) – podindeksy, kategorie i wskaźniki

Poniżej przedstawiono listę kategorii i wskaźników przypisanych do podindeksów łącznie z jednostkami (w nawiasach).

Podindeks 1. WYDAJNOŚĆ SYSTEMU

1.1 Rozwój i wzrost gospodarczy

- 1.1.1 Cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, przeskalowana do siły nabywczej (PPP 2010 USDc /kWh)
- 1.1.2 Cena energii elektrycznej dla przemysłu (USD/kWh)
- 1.1.3 Cena hurtowa gazu (USD/MMBTU)
- 1.1.4 Subsydiowanie energii
- 1.1.5 Niewyceniony koszt efektów zewnętrznych
- 1.1.6 Udział eksportu paliw w PKB (ceny bieżące w USD)
- 1.1.7 Udział importu paliw w PKB (ceny bieżące w USD)

1.2 Zrównoważenie środowiskowe

- 1.2.1 $PM_{2,5}$ na poziomie krajowym (mikrogramy na metr sześcienny)
- 1.2.2 Intensywność energii: PKB na jednostkę zużycia energii (MJ /2011 PPP USD GDP)
- 1.2.3 Emisje CO₂ na mieszkańca (tony na osobę)
- 1.2.4 Emisje CO₂ na całkowite zużycie energii pierwotnej (kg/GJ)

1.3 Dostęp do energii i bezpieczeństwo energetyczne

- 1.3.1 Stopień elektryfikacji (% populacji)

- 1.3.2 Dostęp do czystych paliw do celów kulinarnych (% populacji)
- 1.3.3 Import energii netto (% używanej energii)
- 1.3.4 Dywersyfikacja partnerów importowych netto (Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana)
- 1.3.5 Dywersyfikacja podaży pierwotnych źródeł energii (Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana)
- 1.3.6 Jakość dostaw energii elektrycznej

Podindeks 2. GOTOWOŚĆ DO TRANSFORMACJI

2.1 Regulacje i wola polityczna

- 2.1.1 Udział i zaangażowanie krajów w porozumienie COP21
- 2.1.2 Stabilność otoczenia politycznego
- 2.1.3 Regulacje dotyczące efektywności energetycznej
- 2.1.4 Regulacje dotyczące odnawialnych źródeł energii
- 2.1.5 Wskaźnik RISE dostępu do energii

2.2 Instytucje i rządzenie

- 2.2.1 Rządy prawa
- 2.2.2 Przejrzystość
- 2.2.3 Krajowe ratingi kredytowe

2.3 Kapitał i inwestycje

- 2.3.1 Wskaźnik w Indeksie Wolności Inwestycji
- 2.3.2 Dostęp do kredytów
- 2.3.3 Inwestycje w efektywność energetyczną
- 2.3.4 Inwestycje w nowe odnawialne źródła energii (jako udział w inwestycjach w wytwarzanie energii ogółem)

2.4 Infrastruktura i innowacyjne środowisko biznesowe

- 2.4.1 Wynik w Indeksie Wydajności Logistyki
- 2.4.2 Jakość infrastruktury transportowej
- 2.4.3 Innowacyjne środowisko biznesowe

2.5 Kapitał ludzki i partycypacja konsumentów

- 2.5.1 Miejsca pracy w przemysłach niskoemisyjnych (% wszystkich miejsc pracy)
- 2.5.2 Jakość edukacji

2.6 Struktura systemu energetycznego

- 2.6.1 Całkowite zużycie energii pierwotnej na mieszkańca (GJ)
- 2.6.2 Udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (% całkowitej generacji)
- 2.6.3 Udział energii elektrycznej wytwarzanej z węgla (% całkowitej generacji)

2.6.4 Energia elektryczna wytwarzana z ropy naftowej, gazu lub energii wodnej (% całości)

2.6.5 Udział w globalnych rezerwach paliw kopalnych (emisje CO₂ w miliardach megaton)

Załącznik II

Energy Trilemma Index – wymiary, kategorie i wskaźniki

Poniżej przedstawiono listę kategorii i wskaźników przypisanych do wymiarów łącznie z nadanymi wagami (w nawiasach).

Wymiar A. BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE (30%)

A1. Bezpieczeństwo dostaw i popytu (12%)

- A1a. Dywersyfikacja źródeł energii pierwotnej (6%)
- A1b. Zależność od importu (6%)

A2. Odporność systemów energetycznych (18%)

- A2a. Dywersyfikacja generacji energii elektrycznej (6%)
- A2b. Zdolność do magazynowania zapasów energii (6%)
- A2c. Wiarygodność (wskaźniki jakościowe) systemu elektroenergetycznego (6%)

Wymiar B. SPRAWIEDLIWOŚĆ ENERGETYCZNA (30%)

B1. Dostęp do energii (12%)

- B1a. Dostęp do energii elektrycznej (6%)
- B1b. Dostęp do czystych paliw do celów kulinarnych (6%)

B2. Wysokiej jakości dostęp do energii (6%)

- B2a. Poziom konsumpcji energii elektrycznej w gospodarstwach domowych (6%)

B3. Przystępność cenowa i konkurencyjność kosztowa energii (12%)

- B3a. Ceny energii elektrycznej (3%)
- B3b. Ceny benzyny i oleju napędowego (3%)
- B3c. Ceny gazu ziemnego (3%)
- B3d. Przystępność energii elektrycznej dla mieszkańców (3%)

Wymiar C. ZRÓWNOWAŻENIE ŚRODOWISKOWE SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH (30%)

C1. Produktywność zasobów energetycznych (9%)

- C1a. Energochłonność końcowa (5%)
- C1b. Sprawność wytwarzania energii oraz transmisji i dystrybucji (4%)
- C2. Dekarbonizacja (9%)**
- C2a. Produkcja energii elektrycznej z czystych źródeł (5%)
- C2b. Trend emisji CO₂ (4%)
- C3. Emisje i skażenie środowiska (12%)**
- C3a. Intensywność CO₂ (2%)
- C3b. Emisje CO₂ na mieszkańca (1%)
- C3c. Emisja CH₄ na mieszkańca (1%)
- C3d. Średnia roczna ekspozycja na PM_{2,5} (4%)
- C3e. Średnia roczna ekspozycja na PM₁₀ (4%)

Wymiar D. KONTEKST KRAJOWY (10%)

- D1. Otoczenie makroekonomiczne (2%)**
- D1a. Stabilność makroekonomiczna (2%)
- D2. Zarządzanie (4%)**
- D2a. Efektywność rządu (1%)
- D2b. Stabilność polityczna (1%)
- D2c. Praworządność (1%)
- D2d. Jakość regulacji (1%)
- D3. Stabilne warunki dla inwestycji i innowacji (4%)**
- D3a. Bezpośrednie inwestycje zagraniczne, wpływy netto (1%)
- D3b. Łatwość prowadzenia działalności gospodarczej (1%)
- D3c. Postrzeganie korupcji (0,5%)
- D3d. Skuteczność ram prawnych w spornych regulacjach (0,5%)
- D3e. Ochrona własności intelektualnej (0,5%)
- D3f. Zdolność do innowacji (0,5%)

How to measure progress of energy transition?

Abstract: The aim of this paper is to outline the concept of using composite indicators to evaluate the progress of energy transition. The first part of the study presents the construction and properties of two popular composite energy transition indicators published by the World Economic Forum (the ETI index) and the World Energy Council (the WETI index). The second part of the paper is aimed at presenting the novel methodology of determining a particular variant of modified ETI index – the METI index – that is based on advanced statistical tools which minimize the negative impact of arbitral setting of weights in the process of constructing the composite indicators. The new methodology was used to obtain the METI country ranking for the year 2000. In comparison to the original index, the METI2020 turned out to be significantly different, particularly with respect to the position of Poland. The last part of the study depicts possible directions of future research and outlines the main recommendations regarding the possibility of using the modified composite indicators to assess the progress of the energy transition in Poland.

Keywords: energy transition, supporting decision-making, multicriteria analysis, principal component analysis

Dr Sławomir KOPEĆ

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Dział Współpracy z Administracją i Gospodarką
skopec@agh.edu.pl



Dr hab. Łukasz LACH, prof. AGH

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Zarządzania AGH
llach@agh.edu.pl

