

ŁĄCZENIE SEKTORÓW ZIELONEJ ENERGII.

CO TO OZNACZA DLA POLSKI?
ELEKTRYFIKACJA,
DECENTRALIZACJA,
DIGITALIZACJA.

REDAKCJA:
DR CHRISTIAN SCHNELL

REDAKCJA NAUKOWA:
PROF. DR HAB. INŻ. PIOTR KACEJKO

ZESPÓŁ:
**KRYSTIAN KRUPA
KAMIL MOSKWIK
MARCIN ROSZKOWSKI
OLGA WASILEWSKA
PAWEŁ WRÓBEL**



ŁĄCZENIE SEKTORÓW ZIELONEJ ENERGII.

CO TO OZNACZA DLA POLSKI?

ELEKTRYFIKACJA,
DECENTRALIZACJA,
DIGITALIZACJA.

REDAKCJA:

DR CHRISTIAN SCHNELL

REDAKCJA NAUKOWA:

PROF. DR HAB. INŻ. PIOTR KACEJKO

ZESPÓŁ:

**KRYSTIAN KRUPA
KAMIL MOSKWIK
MARCIN ROSZKOWSKI
OLGA WASILEWSKA
PAWEŁ WRÓBEL**

©Copyright by Instytut Jagielloński
Warszawa, czerwiec 2020



**INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI**

Instytut Jagielloński

ul. Marszałkowska 84/92 lok. 115
00-514 Warszawa

jagiellonski.pl
instytut@jagiellonski.pl

**PROJEKT I PRODUKCJA:
PIOTR PERZYNA**



NOWEMEDIA24.PL

ŁĄCZENIE SEKTORÓW ZIELONEJ ENERGII.

CO TO OZNACZA DLA POLSKI?
ELEKTRYFIKACJA,
DECENTRALIZACJA,
DIGITALIZACJA.

REDAKCJA:

DR CHRISTIAN SCHNELL

REDAKCJA NAUKOWA:

PROF. DR HAB. INŻ. PIOTR KACEJKO

ZESPÓŁ:

**KRYSTIAN KRUPA
KAMIL MOSKWIK
MARCIN ROSZKOWSKI
OLGA WASILEWSKA
PAWEŁ WRÓBEL**



**INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI**

SPIS TREŚCI

WSTĘP	
WICEPREMIER JADWIGA EMILEWICZ	7
PIOTR WOŹNY	9
MARCIN ROSZKOWSKI	11
1. WPROWADZENIE: „ŁĄCZENIE SEKTORÓW” W KONTEKŚCIE EUROPEJSKIEGO ZIELONEGO ŁADU	12
1.1. PRZEGLĄD SEKTORÓW MOŻLIWYCH DO OBJĘCIA SCENARIUSZEM „ŁĄCZENIA SEKTORÓW” DO 2050 R.	18
1.1.1. SEKTOR TRANSPORTOWY I TECHNOLOGIE V2G (VEHICLE-TO-GRID)	18
1.1.2. SEKTOR BUDOWNICTWA MIESZKALNEGO I KOMERCYJNEGO ORAZ WYKORZYSTANIE MAŁYCH POMP CIEPŁA	20
1.1.3. DUŻE POMPY CIEPŁA I CIEPŁOWNICTWO SYSTEMOWE	20
1.1.4. SEKTOR PRZEMYSŁOWY I TECHNOLOGIE P2G (POWER-TO-GAS)	25
1.2. ŁĄCZENIE SEKTORÓW A ELASTYCZNOŚĆ SYSTEMU	26
2. DŁUGOLETNIE ZASADY POLITYKI UE I PAKIET LEGISLACYJNY „CZYSTA ENERGIA”	29
2.1. KONSEKWENCJA KIERUNKU I EWOLUCYJNY CHARAKTER UNIJNYCH REFORM	29
2.2. WDRAŻANE REGULACJE UE DETERMINUJĄCE FUNKCJONOWANIE SEKTORA ENERGETYCZNEGO	31
2.2.1. IMPLEMENTACJA PAKIETU „CZYSTA ENERGIA DLA WSZYSTKICH EUROPEJCZYKÓW”	31
2.2.2. DALSZE OBNIŻANIE EMISJI PRZEMYSŁOWYCH	38
2.3. PLAN ZRÓWNOWAŻONEGO FINANSOWANIA (SUSTAINABLE FINANCE PLAN)	39
2.4. KRYTERIA EUROPEJSKIEGO BANKU INWESTYCYJNEGO	42
3. PLANOWANE REGULACJE W RAMACH EUROPEJSKIEGO ZIELONEGO ŁADU	44
3.1. GŁÓWNY CEL – REDUKCJA EMISJI CO ₂	44
3.2. POLITYKA KONKURENCJI – ZASADY POMOCY PAŃSTWA	46
3.3. WIELOLETNIE RAMY FINANSOWE UE (2021-2027) ORAZ MECHANIZMY FINANSOWE	46
3.4. OPODATKOWANIE PRODUKTÓW ENERGETYCZNYCH I ENERGII ELEKTRYCZNEJ (EUROPEAN TAXATION DIRECTIVE)	48
3.5. ODNOWIONA STRATEGIA FINANSOWA (RENEWED FINANCE STRATEGY)	49

4. EUROPEJSKI ZIELONY ŁAD I ŁĄCZENIE SEKTORÓW: IMPLIKACJE DLA POLSKI	53
4.1. MOŻLIWE MODELE TRANSFORMACJI POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI: KONTYNUACJA I INNOWACJA	53
4.1.1. DETERMINANTY ROZWOJU ELEKTROENERGETYKI W MODELU KONTYNUACYJNYM	56
4.1.2. DETERMINANTY ROZWOJU ELEKTROENERGETYKI W MODELU INNOWACYJNYM	62
4.1.3. FILARY TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ	64
4.2. FUNKCJONOWANIE POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI W MODELU INNOWACYJNYM	68
4.3. ZARZĄDZANIE POPYTEM NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	70
4.4. DECENTRALIZACJA, AGREGACJA I DIGITALIZACJA	71
4.5. RYNKI HURTOWE, KWESTIE SIECIOWE (CENY LOKALIZACYJNE) ORAZ USŁUGI SYSTEMOWE	73
4.6. KOORDYNACJA I KOOPERACJA SIECI ENERGETYCZNYCH NA POTRZEBY WYKORZYSTANIA WODORU	76
4.7. CYBERBEZPIECZEŃSTWO JAKO ISTOTNY ELEMENT BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO	78
5. PODSUMOWANIE I REKOMENDACJE	79
5.1. 10 KLUCZOWYCH WYZWAŃ TRANSFORMACJI SEKTORÓW ENERGII W POLSCE	79
5.2. KOMPLEKSOWE WSPARCIE PROSUMENTÓW/GOSPODARSTW DOMOWYCH W ZAKRESIE ŁĄCZENIA SEKTORÓW	84
5.3. ZMIANY REGULACYJNE W CELU PROMOCJI PROSUMENTÓW MŚP	88
5.4. INNOWACYJNE PODEJŚCIE DO AUKCJI OZE W CELU PROMOCJI STABILNYCH ŹRÓDEŁ WYTWARZANIA	93
5.5. ELEKTRYFIKACJA CIEPŁOWNICTWA SYSTEMOWEGO	95
SPIS WYKRESÓW	101
BIBLIOGRAFIA	103



WSTĘP

Szanowni Państwo,

w przededniu przełomowych politycznych decyzji w obszarze Europejskiego Zielonego Ładu Instytut Jagielloński inicjuje ważny temat modelu transformacji polskiego systemu energetycznego. To istotne, abyśmy opierając się na faktach oraz danych próbowali nakreślić możliwe ścieżki tej transformacji i analizowali wszelkie konsekwencje podejmowanych decyzji. Zaprezentowane przez autorów tezy obrazują możliwość zastosowania w Polsce modelu, który cieszy się dużą popularnością w Europie. Modelu opartego na zwiększaniu efektywności systemu energetycznego poprzez łączenie sektorów. Jest to kierunek ambitny, wymagający zaangażowania oraz współpracy wytwórców i odbiorców energii.

Bardzo dziękuję za ten raport i pojawiające się w nim rekomendacje. Będzie on stanowił ważny głos w toczącej się debacie o przyszłości polskiej energetyki. Jestem przekonana, że stoimy obecnie przed wyjątkowo trudnym wyzwaniem. To wyjście poza strefę komfortu jaką jest energetyka, którą znamy i wyobrażenie sobie jak mogłaby wyglądać polska energetyka w neutralnej klimatycznie Europie. Co więcej, musimy podejmować działania, które przybliżą nas do tej przyszłości. Proces transformacji musi iść w parze z dalszym harmonijnym rozwojem naszego kraju i ograniczeniem kosztów społecznych.

Jadwiga Emilewicz

Wicepremier, Minister Rozwoju



Szanowni Państwo,

moment, w którym Polska i Europa zaczynają powoli wychodzić z epoki koronawirusa, a polskie firmy bardzo potrzebują dobrze skrojonych i szytych na miarę planów naprawczych, to idealny czas na uważną lekturę publikacji Instytutu Jagiellońskiego, która dotyczy jednego z najbardziej złożonych i fundamentalnych problemów polskiej gospodarki, jaką jest konieczność radykalnej transformacji sektora energetycznego.

Polska nie może i nie będzie rozwijać się w oderwaniu od polityk gospodarczych Unii Europejskiej i trendów rozwojowych gospodarek poszczególnych Państw Członkowskich, będących ważnymi partnerami handlowymi Polski. Jeśli chcemy w pełni skorzystać z możliwości jakie daje budżet przyszłej perspektywy finansowej UE na lata 2021 – 2027 oraz *recovery plan* ogłoszony przez Przewodniczącą Komisji Europejskiej Ursulę von der Leyen, to polscy politycy muszą podjąć dojrzałe i adekwatne decyzje dotyczące przebudowy systemu energetycznego w Polsce. Stan, w którym ok. 80 proc. energii elektrycznej w Polsce produkowane jest w elektrowniach węglowych, a 87 proc. węgla używanego w europejskich gospodarstwach domowych dla potrzeb ogrzewania spalane jest w Polsce, jest nie do pogodzenia z regułami możliwości korzystania ze środków europejskich oznaczonych markerami klimatycznymi i mającymi na celu budowanie neutralnej klimatycznie Europy.

Z tego też względu warto zapoznać się z tym raportem, przemyśleniami jego autorów oraz zestawem zawartych w nim konkluzji. Fala zielonej elektryfikacji polskiej gospodarki, łączenie sektorów oraz wykorzystanie możliwości ich integracji jaką dają nowoczesne rozwiązania cyfrowe – tak skutecznie wykorzystane przez Polskę w budowie imponującego systemu bankowości elektronicznej czy szerokiej cyfryzacji usług publicznych w ostatnich latach – to kluczowe czynniki dalszego rozwoju gospodarczego Polski.

Piotr Woźny



Szanowni Państwo,

kryzys zdrowotny i gospodarczy, którego jesteśmy świadkami to okazja do przemyslenia „nowej normalności”. Do tej „nowej normalności” przygotowują już nas uprzedzając politycy, ale pewnie większość z nas czuje, że gospodarka będzie inaczej wyglądać w następnych kwartałach i latach. Wiele dotychczasowych stałych już dzisiaj uległo zmianie.

Wyznaczenie celu neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz wpisanie go do unijnego prawa, jako wiążącego, oznacza konieczność przemyslenia szans i zagrożeń, na które powinniśmy być gotowi.

W tym kontekście zielone inwestycje mogą rozwinąć potencjał sektora badań i rozwoju. Jest to ogromna szansa dla innowacyjnych technologii magazynowania energii, ale również na zbudowanie własnego łańcucha dostaw. W przyszłości technologie z Polski mogą wspomóc wysiłki podejmowane na rzecz transformacji gospodarczej, ale również umożliwić wzmacnianie pozycji rodzimych przedsiębiorstw na rynkach międzynarodowych. Energetyka odnawialna to inwestycje w tańszą energię, ale również w niezależność energetyczną i budowanie bezpieczeństwa energetycznego poprzez źródła rozproszone. Będą one ważnym elementem transformacji energetyki w Polsce i pozwolą na realizację zobowiązań wynikających z unijnej polityki klimatycznej.

Dlatego zapraszam do lektury najnowszego raportu Instytutu Jagiellońskiego, który ma stać się przyczynkiem do dyskusji na temat konstruktywnej transformacji sektora energii w Polsce.

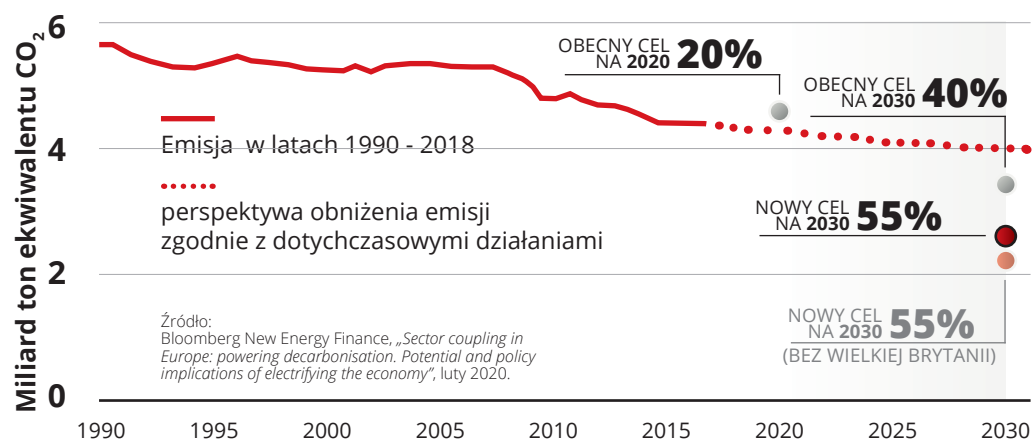
Marcin Roszkowski

Prezes Instytutu Jagiellońskiego

1. WPROWADZENIE DO KONCEPCJI ŁĄCZENIA SEKTORÓW ENERGII

Od wielu lat polityka energetyczno-klimatyczna Unii Europejskiej (UE) konsekwentnie dąży do stworzenia warunków, które umożliwiłyby zrównoważony rozwój społeczno-gospodarczy Wspólnoty, oparty na wzajemnym poszanowaniu, poprawie stanu środowiska naturalnego, racjonalnym wykorzystaniu zasobów oraz innowacyjności i konkurencyjności. Opublikowany w grudniu 2019 r. Europejski Zielony Ład (ang. *European Green Deal*¹) ma na celu przyspieszenie tempa transformacji Wspólnoty m.in. w kierunku gospodarki zeroemisyjnej, rozwijającej się bez wykorzystania paliw kopalnych. Jedną z możliwych implikacji Europejskiego Zielonego Ładu jest m.in. wzrost celu redukcji emisji gazów cieplarnianych na rok 2030 z obecnego poziomu 40 proc. do ok. 55 proc. (względem roku 1990), co prezentuje rysunek nr 1.1.

RYS. 1.1 ZAKŁADANY PRZEZ EUROPEJSKI ZIELONY ŁAD **POZIOM REDUKCJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH W UE W ROKU 2030**



1. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl

W kontekście powyższych dążeń, kluczową koncepcją wydaje się tzw. „**łączenie sektorów**” (ang. *sector coupling*, w dalszej części raportu termin ten będzie wykorzystywany bez znaku „”). Kierunek ten zakłada wzrost wykorzystania energii elektrycznej, pochodzącej z najtańszej formy jej pozyskiwania, tj. elektrowni wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych², zasilania określonych sektorów gospodarki (takich jak sektor transportowy, różne gałęzie przemysłu oraz ciepłownictwo – ogrzewanie budynków), w celu minimalizacji zależności od paliw kopalnych, przyczyniających się do emisji gazów cieplarnianych do środowiska.

Należy podkreślić, że w zamierzeniach Europejskiego Zielonego Ładu, energia elektryczna powinna pochodzić w przeważającej mierze z odnawialnych źródeł energii (OZE). Koncepcyjnie, łączenie sektorów prezentuje rysunek nr 1.2.

RYS. 1.2 POGLĄDOWY **SCHEMAT KONSEPCJI ŁĄCZENIA SEKTORÓW**



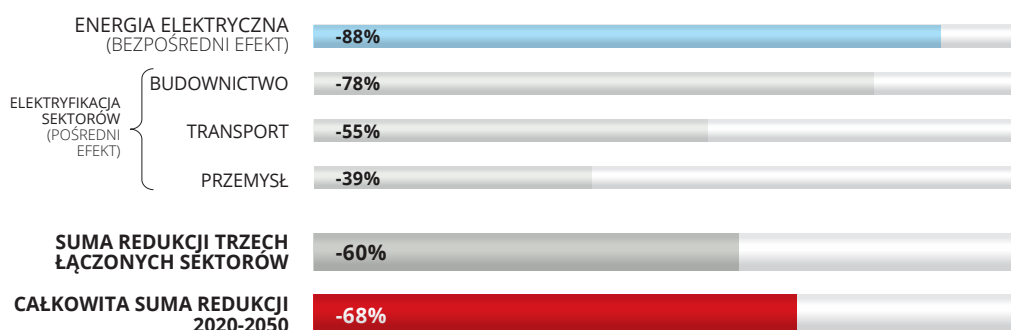
Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.

Według szacunków Bloomberg New Energy Finance (BNEF) zaprezentowanych w raporcie „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy” z lutego 2020 r., w przypadku elektryfikacji sektorów transportu, przemysłu i budownictwa, potencjał redukcji emisji gazów cieplarnianych w horyzoncie 2050 r. wynosi ok. 60 proc. w porównaniu z rokiem 2020 (co przekłada się na ok. 71 proc. w porównaniu z rokiem 1990).

W przypadku wdrożenia koncepcji łączenia sektorów, tj. energetyki, transportu, przemysłu i ciepłownictwa – ogrzewania budynków, potencjał redukcji emisji w roku 2050 względem roku 2020 wynosi ok. 68 proc. (co odpowiada ok. 83 proc. względem roku 1990). Powyższe prognozy prezentuje rysunek nr 1.3.

RYS. 1.3 **POTENCJAŁ REDUKCJI EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH**
NA SKUTEK „ŁĄCZENIA SEKTORÓW”

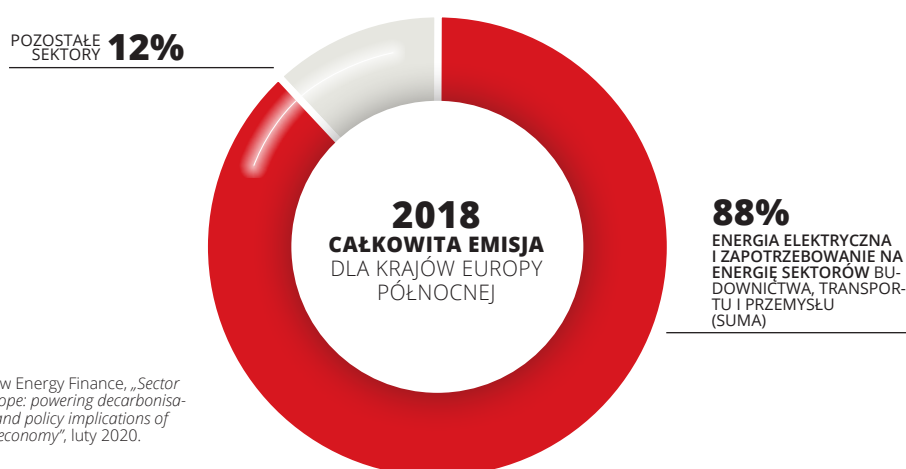
2020-2050 SZACUNKOWA REDUKCJA DLA KRAJÓW EUROPY PÓŁNOCNEJ



1990-2050 SZACUNKOWA REDUKCJA DLA KRAJÓW EUROPY PÓŁNOCNEJ



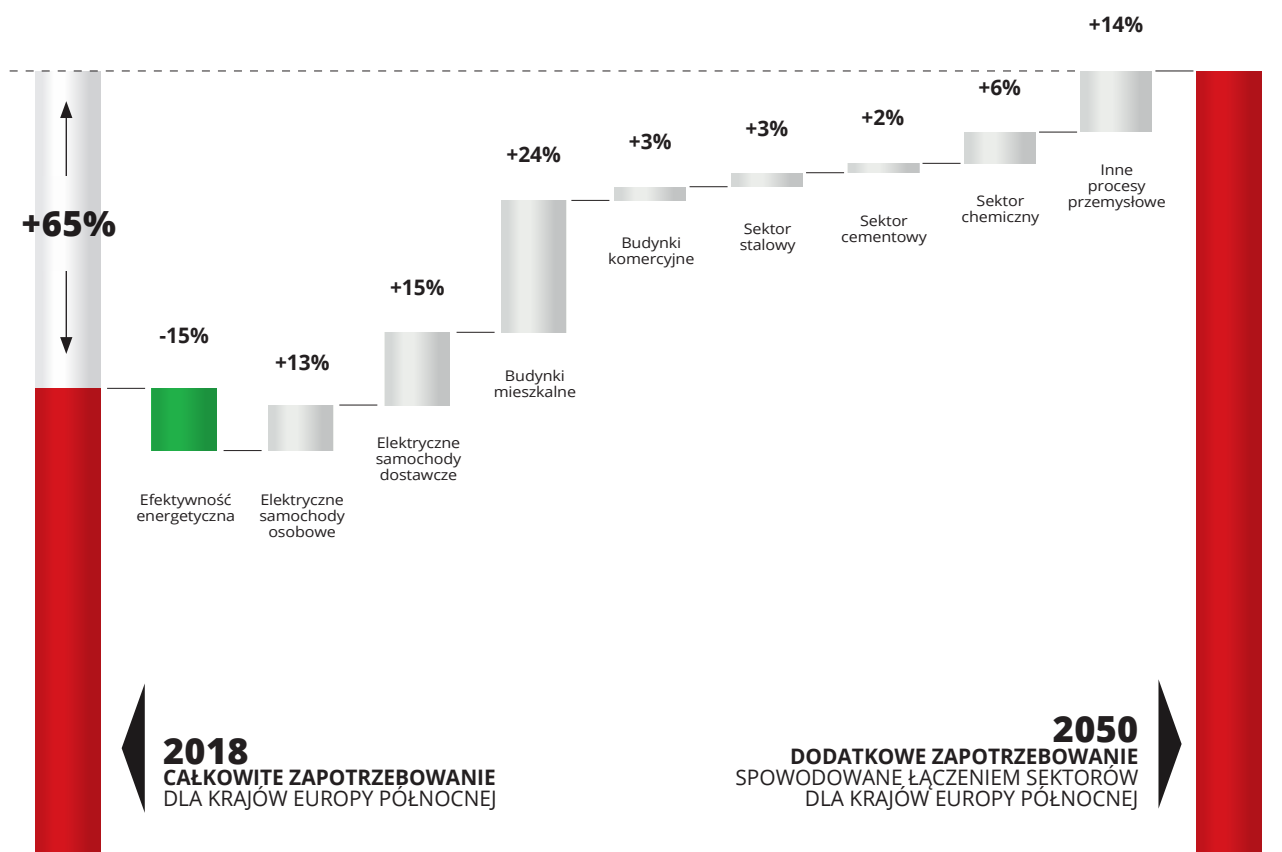
2018 CAŁKOWITY PODZIAŁ EMISJI DLA KRAJÓW EUROPY PÓŁNOCNEJ



Źródło:
Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.

Na skutek wdrożenia koncepcji łączenia sektorów raport BNEF wskazuje na istotny wzrost popytu na energię elektryczną. Prognozowany udział poszczególnych sektorów we wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawia rysunek nr 1.4.

RYS. 1.4 **PROGNOZOWANA ZMIANA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W KONSEPCJI ŁĄCZENIA SEKTORÓW**



Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.

Należy także wskazać, że o ile koncepcja, określana jako łączenie sektorów, w znacznym stopniu przyczynia się do realizacji zamierzeń Europejskiego Zielonego Ładu w perspektywie roku 2050, cel ten może nie zostać osiągnięty bez udziału sektorów emitujących znaczne ilości gazów cieplarnianych, takich jak lotnictwo, transport morski, transport drogowy na dalekie odległości i wysokotemperaturowe procesy przemysłowe (np. produkcja stali lub cementu).

O ile koncepcja łączenia sektorów skutkować będzie wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną, o tyle – jak wskazano wcześniej – głęboka dekarbonizacja zakładana w Europejskim Zielonym Ładzie wymagać będzie, aby głównym źródłem energii w gospodarce stała się energia elektryczna wytwarzana ze źródeł o zerowej emisji dwutlenku węgla i innych szkodliwych substancji. Domniemać można, że dominującymi źródłami wytwarzania energii elektrycznej będą źródła wykorzystujące energię słońca oraz lądowe i morskie elektrownie wiatrowe.

W tym kontekście nie można zapominać, iż zasadniczą cechą i jednocześnie wyzwaniem systemu, w którym dostawa energii elektrycznej oparta jest na energetyce wiatrowej i słonecznej, jest z jednej strony rozproszenie przestrzenne (decentralizacja), a z drugiej strony zmienność i nieregularność/nieciągłość wytwarzania (ang. *intermittency*) warunkowana czynnikami pogodowymi. Stąd konieczne będą technologie oraz struktury i mechanizmy rynkowe, które pozwolą na koordynację (agregację) i zarządzanie systemem, a także uzyskanie elastyczności niezbędnej do sprostania wyzwaniu związanemu ze zmiennością wytwarzania w elektrowniach wiatrowych i słonecznych. Powyższe problemy można będzie rozwiązać za pomocą:

- odpowiednich technologii wytwarzania i magazynowania – np. turbiny gazowe, wykorzystujące biogaz lub wodór w cyklu prostym, czy magazynowanie energii w bateriach lub rezerwuarach wodnych,
- odpowiednich technologii cyfrowych umożliwiających komunikację urządzeń i agregację – np. internet rzeczy (ang. *Internet of Things, IoT*), czy sztuczna inteligencja (ang. *artificial intelligence, AI*),
- rozwiązań rynkowych – np. zarządzanie popytem (ang. *demand-side management, DSM*) w celu chwilowej redukcji zapotrzebowania, czy odpowiednia konstrukcja tzw. usług systemowych, zapewniających utrzymanie częstotliwości i napięcia.

Rozwiązaniem pozwalającym optymalizować zużycie energii (w tym zwłaszcza energii elektrycznej) w dłuższym horyzoncie czasowym są działania na rzecz efektywności energetycznej, będące jednym ze strategicznych priorytetów Unii Energetycznej. Dążenie do rozwoju obszaru efektywności energetycznej przejawia się zarówno w obniżaniu energochłonności (elektrochłonności) gospodarki³, jak również np. poprzez promowanie energooszczędnego budownictwa czy termomodernizację budynków istniejących. Efektywność energetyczna, poprzez dążenie do optymalizacji zużycia energii, pozwala jednocześnie optymalizować pracę źródeł wytwórczych.

Biorąc pod uwagę zasygnalizowane powyżej przesłanki, należy spodziewać się wzrostu roli elektroenergetyki w koncepcji łączenia sektorów oraz wspomagania tych sektorów w osiąganiu zamierzeń Europejskiego Zielonego Ładu. Toteż niezwykle ważne jest podjęcie dyskusji i badań na temat tego modelu rozwoju oraz wynikającej z niego struktury, a także zasad funkcjonowania elektroenergetyki. Jednocześnie podejmując powyższe rozważania, należy pamiętać o uwarunkowaniach otoczenia, które w przeważającej mierze kształtowane będą przez politykę energetyczno-klimatyczną Unii Europejskiej, czego wyrazem jest koncepcja Europejskiego Zielonego Ładu.

1.1. Przegląd sektorów możliwych do objęcia scenariuszem łączenia sektorów do 2050 r.

Sektory możliwe do objęcia koncepcją łączenia, jak również technologie wspomagające powyższy krok prezentuje rysunek nr 1.5.

1.1.1. Sektor transportowy i technologie V2G (*vehicle-to-grid*)

Na zachodzie Europy sektor samochodów osobowych rozpoczął już elektryfikację, napędzaną wsparciem rządowym i rosnącą konkurencyjnością. Na rynku polskim wsparcie rządowe dopiero się rozwija, ale równolegle koszty tych pojazdów spadają. Zgodnie z ekspertyzami, jak np. Bloomberg New Energy Finance⁴, samochody osobowe i transportery elektryczne staną się w pełni konkurencyjne w pierwszej połowie tej dekady – na etapie debaty znajduje się kwestia zakazu używania osobowych samochodów paliwowych od 2040 r., a w dużych metropoliach od

3. Np. poprzez działania w formule ESCO

4. Bloomberg NEF (BNEF), Electrical Vehicle Outlook 2019

RYS. 1.5 SEKTORY MOŻLIWE DO OBJĘCIA KONCEPCJĄ
ŁĄCZENIA SEKTORÓW



Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.

2030 r. Elektryczne autobusy miejskie już obecnie są konkurencyjne. Warto wymienić inicjatywę C40, tzn. inicjatywę innowacji największych miast świata (w tym także Warszawy), które zobowiązały się przejść na zeroemisyjny transport miejski od 2025 r. Zgodnie z prognozą BNEF bezpośrednia elektryfikacja może pochłonąć ponad połowę zużycia energii w transporcie do 2050 r., głównie dzięki pojazdom drogowym i pojazdom szynowym. Jednak, ogólnie rzecz biorąc, rozwój całego sektora transportu jest utrudniony w podsektorach transportu drogowego ciężkich ładunków na długich dystansach, a także lotnictwa i transportu morskiego, które będą mieć techniczne trudności z przejściem na energię elektryczną. Technologia V2G (ang. *vehicle-to-grid*) zakłada wykorzystanie pojazdów elek-

trycznych jako rozproszonych magazynów energii elektrycznej z dwukierunkowym przepływem energii między pojazdem a siecią elektroenergetyczną. W tym kontekście, pojazdy elektryczne mogą stać się bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na zrównoważenie systemu elektroenergetycznego. Omawiając sektor transportowy, jako jeden z sektorów podlegających „łączeniu”, należy podkreślić znaczenie sieci dystrybucyjnej w koncepcji łączenia sektorów. Zaznaczyć trzeba też, że funkcjonująca sieć elektroenergetyczna, w tym zwłaszcza sieć dystrybucyjna, do której przyłączane będą pojazdy elektryczne w celu ładowania, obecnie nie jest przystosowana do gwałtownego rozwoju elektromobilności.

1.1.2. Sektor budownictwa mieszkalnego i komercyjnego oraz wykorzystanie pomp ciepła małej mocy

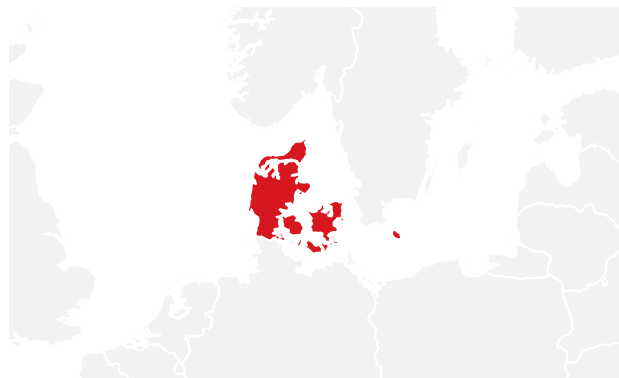
Jednym z oczywistych kierunków jest dalsze obniżanie parametrów gorącej wody oraz implementacja OZE w systemie ciepłowniczym. U odbiorców system ten jednak konkuruje z indywidualnym źródłem ciepła, jak np. pompy ciepła zasilane prądem z OZE (dachowa instalacja fotowoltaiczna).

Sektor budownictwa będzie realizował koncepcję łączenia sektorów nieco później aniżeli przemysł samochodowy, ale docelowo wykorzysta duży udział energii z bezpośredniej elektryfikacji, dzięki systemom wsparcia i ekonomii. W przypadku budownictwa mieszkalnego, główną opcją będą pompy ciepła. Koszty początkowe zostaną obniżone za pomocą programów wsparcia, a koszty operacyjne będą bardziej konkurencyjne niż dla kotłów gazowych. Z technologicznego punktu widzenia, aktualnie pompy ciepła potrafią dostarczyć znacznie większy niż dotychczas zakres temperatur. To umożliwia ich zastosowanie w znacznie szerszym zakresie niż dekadę temu – choćby dla celu renowacji budynków. Również szybki spadek kosztów produkcji systemów fotowoltaicznych wpływa pozytywnie na rynek pomp ciepła – zwiększona autokonsumpcja energii elektrycznej wyprodukowanej lokalnie, przyczynia się do znacznego obniżenia kosztów energii elektrycznej potrzebnej do zasilania pompy ciepła. Również sieci grzewcze mogą być zasilane przez większe pompy ciepła, choć wymaga to głębokiej modernizacji wysokotemperaturowego ciepłownictwa sieciowego.

RYS. 1.6 **EFEKT SYNERGICZNY ŁĄCZENIA SEKTORÓW**
NA PRZYKŁADZIE POMP CIEPŁA



Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.



1.1.3. Pompy ciepła dużej mocy i ciepłownictwo systemowe

Przykładów zastosowania pomp ciepła dużej mocy do zasilania sieci ciepłowniczych w Europie jest coraz więcej.

Przykład:

**Usprawnienie sieci ciepłowniczej w metropolii za pomocą pomp ciepła dużej mocy
WIEDEŃ, AUSTRIA**

Ogrzewanie jednej trzeciej wszystkich domów w Wiedniu zapewnia sieć ciepłownicza. Stosując wysokotemperaturowe pompy ciepła o mocy 255 kW, zwiększono wydajność i efektywność systemu ciepłowniczego miasta, bez powiększania mocy elektrociepłowni. W tym przykładzie linia powrotna systemu ciepłowniczego, o temperaturze około 45°C, jest wykorzystywana jako źródło dla pompy ciepła. Moc grzewcza pompy ciepła, o temperaturze w zakresie od 70 do 85°C, jest wykorzystywana dla zasilania systemu wtórnego, ale samo urządzenie może również dostarczać temperaturę zasilania do 98°C. Pompa ciepła osiąga współczynnik wydajności 5,3. Ponadto, w pobliżu elektrociepłowni Simmering, największej elektrociepłowni w Austrii, która za pomocą gazu ziemnego i biomasy zasila sieć ciepłowniczą w Wiedniu, w 2019 r. zainstalowano największą pompę ciepła w tej części Europy, o mocy do 40 MW. Wartość inwestycji wynosiła 15 mln Euro. Duża pompa ciepła bezpośrednio podwyższa temperaturę ciepła odpadowego z elektrociepłowni do 95°C, zasila 25 000 gospodarstw domowych i pozwala zaoszczędzić 40 000 ton dwutlenku węgla rocznie. Inteligentny system dystrybucji zapewnia optymalne wykorzystanie wody w sieci ciepłowniczej i wykorzystanie jej tam, gdzie wymagane temperatury są niższe.

Przykład:

**Zasilenie małego miasta ciepłem z pomp ciepła energochłonnego zakładu
SKEJRN, DANIA**

Miasto Skjern znajduje się w zachodniej Jutlandii w Danii i liczy prawie 8 000 mieszkańców. W grudniu 2014 r. lokalna fabryka papieru zaczęła dostarczać ciepło do sieci ciepłowniczej miasta, wykorzystując trzy pompy ciepła dużej mocy. Początkowo, łączna moc tych pomp wynosiła 3,9 MW, ale w późniejszym okresie dodano kolejną pompę ciepła dostarczoną przez tego samego producenta, zwiększając łączną moc do 5,2 MW. Uwzględniając dystrybucję bezpośredniej nadwyżki ciepła, instalacja osiąga całkowitą moc cieplną 8 MW, a współczynnik wydajności instalacji wynosi od 6,5 do 7. Pompy ciepła wykorzystują ciepło odpadowe w temperaturze od 28 do 33°C, a odbiornik na poziomie 70°C. Sieć ciepłownicza pokrywa 60 proc. obszaru miasta Skjern. Łącznie ciepło sprzedane w 2018 r. wyniosło około 45 GWh.



**Przykład:
Zasilenie nadmorskiej dzielnicy biurowo-
mieszkaniowej ciepłem z pomp ciepła o mocy
70 MW
FORNEBU (OSLO), NORWEGIA**

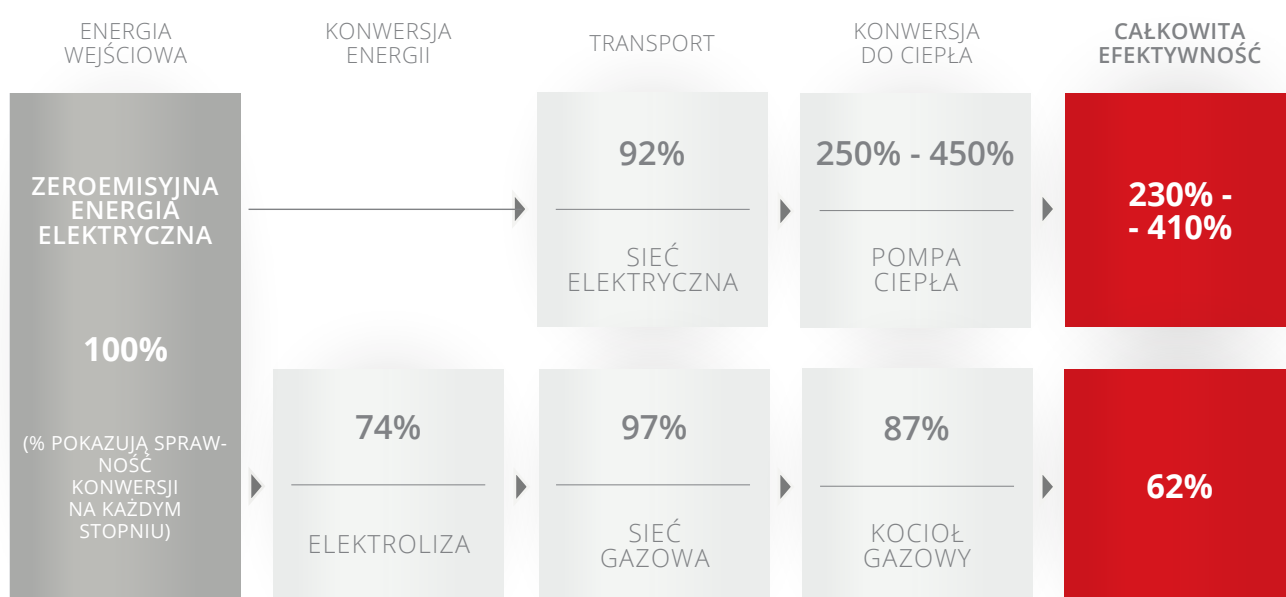
Fornebu, półwysep rozciągający się na powierzchni 340 hektarów, znajduje się w odległości 10 km od centrum Oslo i posiada rozbudowaną siatkę handlową i finansową. Plan zagospodarowania dla obszaru uwzględnia zasoby mieszkaniowe dla 11 000 osób oraz 15 000 miejsc pracy na powierzchni 1 350 000 m². Na terenach inwestycyjnych Fornebu doprowadzono miejski system ogrzewania/chłodzenia, dla którego przewidywane jest maksymalne zapotrzebowanie mocy grzewczej na poziomie 60-70 MW oraz produkcja ciepła w wysokości 100-125 GWh/rok. W koncepcji energetycznej zdecydowano, że główne obciążenie cieplne zostanie pokryte przez pompy ciepła o dużej mocy, a obciążenie szczytowe w najzimniejszym okresie – kotłami olejowymi. Rosnące zapotrzebowanie na ciepło i chłód na terenach inwestycyjnych Fornebu zaowocowało budową stacji pomp ciepła. Całkowita moc grzewcza obu pomp ciepła w trybie zimowym wynosi 16 MW. Dwie pompy ciepła jednocześnie wytwarzają schłodzoną wodę o temperaturze 2,5°C do miejskiego systemu chłodzenia, z odzyskiem ciepła o temperaturze 75°C do ogrzewania sieciowego. Jeśli zapotrzebowanie na chłodzenie jest zbyt niskie, dodatkowe ciepło niskotemperaturowe jest pobierane z wody morskiej, za pomocą pośrednich wymienników ciepła. W trybie letnim obie sprężarki każdej pompy ciepła pracują równolegle. Dzięki zmniejszonemu wzrostowi izentropowemu i pośredniemu chłodzeniu wodą morską, będącą tu radiatorem, obie jednostki wytwarzają do 20 000 kW mocy chłodniczej przy temperaturze schłodzonej wody 2,5°C.



**Przykład:
Zasilenie miasta średniej wielkości ciepłem
pozyskanym z centrów danych
MÄNTSÄLÄ, FINLANDIA**

Miasto Mäntsälä znajduje się na południu Finlandii i liczy ponad 20 000 mieszkańców. Gmina kupuje ciepło odpadowe z lokalnego centrum danych, w celu zapewnienia ogrzewania miastu. Co najmniej 1 500 budynków jest obecnie zasilanych z tej sieci ciepłowniczej, ale w przyszłości podłączonych do niej zostanie około 4 000 budynków. W pierwszej fazie ciepło z centrów danych gromadzone jest za pomocą wymienników ciepła, przechodząc z ciepłego powietrza do cieczy. Następnie, pompy ciepła o mocy 4 MW w ciepłowni miejskiej, podwyższają temperaturę wody z 40 do 85°C. Pompy ciepła są optymalizowane, aby osiągać wysoką temperaturę i współczynnik wydajności powyżej 4. Szacuje się, że ilość dostarczanego ciepła w pierwszej fazie wystarczy, aby obsłużyć podstawowe obciążenie sieci latem. Około 75 proc. ciepła w mieście pochodzi z czystych źródeł energii. Dlatego zapotrzebowanie na paliwa kopalne zmniejsza się gwałtownie, a po zakończeniu projektu emisje CO₂ zostaną zmniejszone o 22 000 ton w skali roku.

RYS. 1.7 **EFEKTYWNOŚĆ ELEKTRYFIKACJI** W CELU WYTWARZANIA ENERGII CIEPLNEJ



Źródło: Imperial College London "analysis of alternative UK heat decarbonisation pathways", 2018

Dla rozproszonych systemów ciepłowniczych piątej generacji, przy zastosowaniu pomp ciepła o dużej mocy, mogą być przydatne również lokalne źródła szczytowe (na gaz, biogaz lub docelowo zielony wodór), dla niektórych odbiorców przemysłowych lub alternatywnie większe bufor energii cieplnej.

1.1.4. Sektor przemysłowy i technologie P2G (*power-to-gas*)

Przemysł może zaobserwować największy wzrost zużycia zielonego wodoru. Zgodnie z prognozą BNEF⁵, elektroliza z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, przy tak wysokich cenach gazu ziemnego jak w Europie, osiągnie parytet kosztów dla niektórych produktów i procesów po 2030 r., przy dalszym wzroście cen certyfikatów CO₂.

Podsektory wymagające bardzo wysokich temperatur, takie jak stalowy lub chemiczny, ze względu na brak pieców elektrycznych na skalę przemysłową, w mniejszym stopniu zelektryfikują swoje procesy. Z drugiej zaś strony, sektory celulozowe, papiernicze, żywnościowe, mogą wykorzystywać pompy ciepła na dużą skalę. Sektor stalowy, hutniczy lub chemiczny przez dłuższy czas będą zwolnione z opłat CO₂, celem uniknięcia przenoszenia zakładów poza Europę, ale docelowo również te sektory będą musiały drastycznie obniżyć swoje emisje.

Szary wodór jest produkowany przed wszystkim z gazu ziemnego, zielony wodór za pomocą elektrolizy. Sam proces elektrolizy jest nieskomplikowany i stosunkowo tani do przeprowadzenia. Jednocześnie odznacza się sprawnością rzędu 60-70 proc., w przypadku elektrolizy alkalicznej lub polimerowej PEM, które są jej najbardziej popularną formą w licznych projektach demonstracyjnych w Europie, lub nawet 80-95 proc. gdy stosowana jest elektroliza wysokotemperaturowa z wykorzystaniem SOE (ang. *solide oxide-based electrolizer*). W trakcie elektrolizy, na skutek przepływu prądów, wydzielą się ciepło odpadowe, które może zostać wykorzystane przez pompy ciepła. Koszty elektrolizerów są obecnie dość wysokie (ok. 40 tys. Euro przy wydajności 1 Nm³/godz.), ale masowa produkcja generatorów wodoru o dużej wydajności, zgodnie z obecnymi prognozami, może obniżyć jednostkowe koszty produkcji (ok. 1 mln Euro przy wydajności 200 Nm³/godz. i mocy elektrycznej ok. 1 MW). Zgodnie z prognozą IRENA⁶ całkowity spadek kosztów produkcji wodoru do 2030 r. może wynieść 30 proc., niemniej, należy mieć na uwadze, iż dotychczasowej prognozy IRENA były z reguły zbyt konserwatywne. Obecnie firma Siemens zaprezentowała następną klasę elektrolizerów PEM pod nazwą Silyzer 300 z mocą elektryczną 10 MW. Po 2030 r. będą dostępne elektrolizery z mocą porównywalną do dużego bloku energetyki węglowej.

5. Bloomberg NEF (BNEF), Hydrogen Economy Outlook 2020

6. Komorowska, A., Gawlik, L. 2018. *Selected aspects of national economy energy efficiency. Polityka Energetyczna. Energy Policy Journal*. Tom 21 Zeszyt 4, str. 43-64

Wodór jako produkt elektrolizy może zostać wykorzystany na różne sposoby. Za pomocą ogniw paliwowych, wodór może zostać ponownie konwertowany w energię elektryczną. Skompresowany wodór może być magazynowany i wykorzystany jako paliwo transportowe⁷. W reakcji z dwutlenkiem węgla, wodór może zostać przekształcony w metan i być dystrybuowany za pomocą sieci gazowych. W pewnych ilościach, w okolicach 10 proc., czysty wodór może zostać domieszany do konwencjonalnego paliwa gazowego. Wodór może zostać zmagazynowany w dowolny sposób – nie wymaga magazynów pod ziemią lub zasobów wody w pobliżu. Dlatego produkcja wodoru może się odbywać w pobliżu farm wiatrowych lub fotowoltaicznych. Ta forma produkcji wodoru nie wymaga konwersji prądu stałego w prąd zmienny, co znacznie poprawi efektywność przedsięwzięcia.⁸ Kluczowym wyzwaniem jest dostęp do taniej energii elektrycznej, która powinna kosztować 10-20 EUR/MWh, żeby produkcja zielonego wodoru z elektrolizy stała się konkurencyjnym produktem.

1.2. Łączenie sektorów a elastyczność systemu

Oprócz zwiększania zapotrzebowania na elastyczną zdolność wytwarzania energii, koncepcja łączenia sektorów stwarza potencjał do większej elastyczności po stronie popytu – pod warunkiem wprowadzenia odpowiednich technologii. Przykładowo, źródła elastycznego popytu obejmują:

- duże, skoncentrowane obciążenia elektryczne jak np. DSM u dużych odbiorców energii, centra danych, floty pojazdów elektrycznych;
- wysoce rozproszone obciążenia elektryczne, jak np. dynamiczne ładowarki samochodów elektrycznych i zdigitalizowane elektryczne systemy grzewcze, tj. pompy ciepła z buforem CO lub wodorowe ogniwa paliwowe, które zużywają energię elektryczną w optymalnym momencie, a nie w szczycie zapotrzebowania;
- budynki z termoizolacją, które mogą magazynować energię przez co najmniej trzy godziny;
- zagregowane obciążenia elektryczne, jak np. wirtualne elektrownie, które oferują usługi pomocnicze i usługi bilansowania po stronie dostawy i odbioru energii, przy wykorzystaniu informacji z chmury krajowej.

7. Komorowska, A., Gawlik, L. 2018. *Selected aspects of national economy energy efficiency*. *Polityka Energetyczna*. Energy Policy Journal. Tom 21 Zeszyt 4. str. 43-64

8. Chmielniak, T. 2019. *Wind and solar energy technologies of hydrogen production – a review of issues*. *Polityka Energetyczna*. Energy Policy Journal. Tom 22 Zeszyt 4. str. 5-20

RYS. 1.8 **ELASTYCZNE ROZWIĄZANIA**
KONCEPCJI ŁĄCZENIA SEKTORÓW

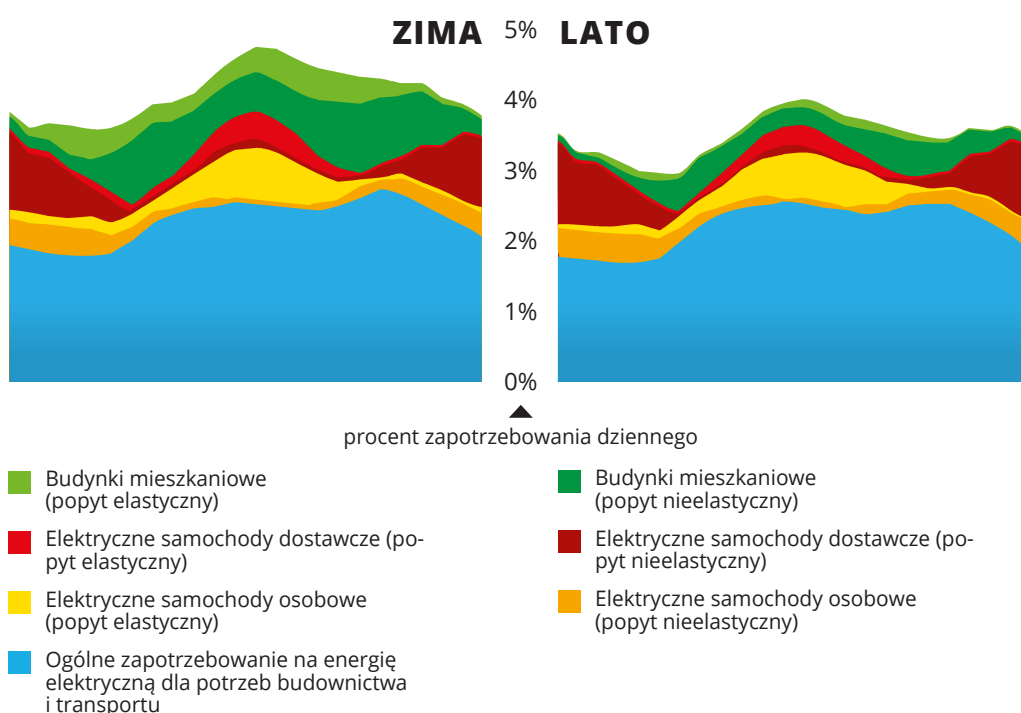


Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.

Zgodnie z prognozą BNEF⁹, koncepcja łączenia sektorów zmieni profil zapotrzebowania na energię elektryczną, zarówno w ciągu dnia, jak i sezonowo, zwiększając elastyczność w systemie elektroenergetycznym. Scenariusz modelowano w oparciu o ścieżkę bezpośredniej elektryfikacji transportu drogowego i ogrzewania budynków mieszkalnych, ponieważ te sektory będą rozwijać się w najbliższej przyszłości. Założono, że 50 proc. budynków korzysta z ciepła wytwarzanego z pomp ciepła. Ponadto, połowa elektrycznych samochodów osobowych i jedna czwarta samochodów typu transporter, korzysta z dynamicznego ładowania przy dostępie do odpowiedniej infrastruktury ładowania. Łączenie sektorów jest odpowiedzialne za ok. 45 procentowy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Modelowano zarówno typowe zapotrzebowanie na energię elektryczną zimą, jak i latem.

9. Bloomberg NEF, *Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy*, 2020

RYS. 1.9 **TYPOWY PROFIL ZAPOTRZEBOWANIA DZIENNEGO**
W 2050 ROKU ZIMĄ I LATEM NA SKUTEK ŁĄCZENIA SEKTORÓW



Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.

Na podstawie typowego profilu dziennego, widać stabilizowanie zapotrzebowania w ciągu dnia, co powoduje mniejsze zapotrzebowanie na moc szczytową. W porównaniu do typowego scenariusza bez wdrożenia koncepcji łączenia sektorów, konieczne będzie zainstalowanie dodatkowej mocy fotowoltaicznej, w wysokości ok. 30 proc. i mocy elektrowni wiatrowych do 100 proc. Niezbędne będzie również zainstalowanie ok. 90 proc. większej mocy w bateriach oraz ok. 90 proc. większej mocy w szczytowych instalacjach gazowych/wodorowych. Taki scenariusz optymalizuje zapotrzebowanie na energię z wiatru i z fotowoltaiki oraz zmniejsza ilość magazynowanej energii. Przy każdym scenariuszu, tj. z lub bez łączenia sektorów, udział energii elektrycznej z wiatru i z fotowoltaiki po 2030 r. wynosi ponad 70 proc., a po 2040 r. ponad 85 proc. całkowitego zużycia energii.

2. DŁUGOLETNIIE ZASADY POLITYKI UE I PAKIET LEGISLACYJNY „CZYSTA ENERGIA”

2.1. Konsekwencja kierunku i ewolucyjny charakter reform unijnych

Planowanie transformacji energetycznej w Polsce musi uwzględniać otoczenie regulacyjne w Unii Europejskiej, które w dużej mierze określa ramy, w jakich może być ona przeprowadzona. W przypadku sektora energetycznego, w sposób bezpośredni i pośredni, wpływają na nie unijne akty legislacyjne, które determinują prawo krajowe, mając nad nim prymat. W praktyce kierunek transformacji, z regulacyjnego punktu widzenia, tworzą, przede wszystkim, dyrektywy, rozporządzenia i decyzje organów UE. Niezmiennie od lat 90. ubiegłego wieku, u podstaw unijnej legislacji dla energetyki, leży dążenie do łączenia krajowych rynków w jednolity rynek energii elektrycznej oraz zwiększanie na nich konkurencji. Towarzyszy temu dążenie do redukcji emisji, promocja efektywności energetycznej oraz wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Ewolucyjny charakter unijnej polityki energetyczno-klimatycznej podkreśla fakt, iż obecnie kluczowe akty prawne będące jej podstawą, to przede wszystkim kolejne wersje rewidowanych dyrektyw i rozporządzeń, których źródłem są akty sprzed ponad 20 lat¹⁰. Kolejne zmiany wprowadził m.in. czwarty pakiet legislacyjny pt. „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, którego wdrażanie przypada głównie na okres 2020-2021. Trudności przy ustaleniu ram legislacyjnych wynikają m.in. ze specyfiki rynków krajowych, tradycyjnie regulowanych przez państwa członkowskie, w wielu przypadkach o dużym stopniu koncentracji.

Za planowanie i wdrażanie reform, w coraz większym stopniu, odpowiadają organy o charakterze wspólnotowym, m.in. unijna Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), czy europejskie sieci zrzeszające Operatorów Systemów Przesyłowych – dla elektroenergetyki (ENTSO-E) oraz dla gazu (ENTSO-G). Rosnącej roli polityki energetyczno-klimatycznej towarzyszy wzrost jej znaczenia w unijnych strategiach, w tym unijna polityka przemysłowa. Do niedawna wystarczyło ambitne ustalenie poziomu celów i zgrupowanie szeregu legislacji w kolejne pakiety energetyczno-klimatyczne. Stopniowo, w ten zakres regulacyjny wchodziły legislacje m.in. z unijnej polityki transportowej, konkurencji czy finansowej. Następnym krokiem było uczynienie z tego obszaru jednego z głównych tematów priorytetowych UE. To zaowocowało „scalaniem” wielu inicjatyw w postulat realizacji tzw. Unii Energetycznej, który był flagowym priorytetem Unii w latach 2014-2019.

10. W dyrektywie 96/92/WE z 19 grudnia 1996 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej pojawia się plan tworzenia jednolitego konkurencyjnego rynku energii (ówczesnej UE liczącej 15 państw). Wśród warunków są m.in. wspomniane możliwości priorytetowego traktowania odnawialnych źródeł energii, a także odwołania do roli efektywności energetycznej.

Aktualnie, kolejnym etapem jest planowana i wdrażana idea wprowadzenia tzw. Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem nadrzędnym jest osiągnięcie neutralności klimatycznej w Unii do 2050 r. Tym razem plan dotyczy całej unijnej gospodarki. W części dotyczącej transformacji energetyki, po raz kolejny mamy do czynienia z kontynuacją istniejącej strategii.

Analizując regulacyjne reguły kluczowe dla transformacji sektora elektroenergetycznego w Polsce, należy wskazać na rolę głównych trendów dominujących w unijnych politykach. Ewolucyjny charakter legislacji UE wskazuje, iż scenariusz kontynuacji niżej wymienionych megatrendów jest najbardziej prawdopodobny, zarówno w krótkim, jak i długim okresie – scenariusz UE jest spójny z megatrendami światowymi. Są to trendy, które mają odzwierciedlenie nie tylko w unijnej polityce energetycznej, klimatycznej i środowiskowej, lecz także coraz bardziej w legislacji z zakresu polityki konkurencji, finansowej, przemysłowej, transportowej, rolnej i innych.

RYS. 2.1 REGUŁY KLUCZOWE UE DLA TRANSFORMACJI SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO



Źródło: opracowanie własne

2.2. Wdrażane regulacje UE determinujące funkcjonowanie sektora energetycznego

2.2.1. Implementacja pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”

Obecnie, wdrażany w Polsce oraz pozostałych państwach członkowskich pakiet legislacyjny „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” uchwalony w 2018 i 2019 r., wprowadza szereg istotnych zmian, które będą determinować transformację sektora energetycznego. Zmieniające się otoczenie regulacyjne wpisuje się w realizację ww. trendów. Stosowanie oraz transpozycja do prawa krajowego, w przypadku większości kluczowych przepisów, powinna nastąpić do połowy 2021 r.

• Większa konkurencja na rynku energii

Na rynku elektroenergetycznym znacznie zmniejsza się bariera uczestnictwa. Dotyczy to, przede wszystkim, pozycji wytwórcy energii z OZE. Unijna dyrektywa w sprawie promocji odnawialnych źródeł energii, wprowadza definicję prosumenta, a także społeczności energii odnawialnej (np. spółdzielnie energetyczne, czy klastry energii). Dzięki temu pojawi się na rynku wiele nowych podmiotów, które mogą wytwarzać energię odnawialną na własne potrzeby, magazynować lub sprzedawać ją do sieci. Ich wejściu służyć mają m.in. ułatwienia ze strony operatorów systemów dystrybucyjnych dla funkcjonowania i integracji źródeł rozproszonych. Państwa członkowskie są zobowiązane do zapewnienia praw prosumentów tak, by nie podlegali nieproporcjonalnym procedurom i opłatom, w odniesieniu do energii elektrycznej, którą pobierają lub wprowadzają do sieci.

Ponadto, za wytworzoną energię elektryczną, którą wprowadzają do sieci, powinni otrzymywać wynagrodzenie, odzwierciedlające jej wartość rynkową. Opłaty, odnośnie samodzielnie wytworzonej energii, mogą być stosowane jeśli jej wytworzenie jest efektem systemu wsparcia, lecz tylko w takim zakresie, by nienaruszone były opłacalność projektu oraz efekt zachęty. Prosumenci korzystają ze swoich praw, gdy działają indywidualnie lub grupowo, np. będąc zlokalizowani w budynkach wielomieszkalniowych. Państwa mogą wprowadzić dla nich rozróżnienie, jednak musi być ono proporcjonalne i należycie uzasadnione. Zarządzanie instalacją prosumencką, w tym budowa i eksploatacja, może być realizowane przez stronę trzecią, pod warunkiem podlegania instrukcjom prosumenta energii odnawialnej. Strona trzecia może być tak-

że właścicielem instalacji prosumenckiej OZE. Promocja i ułatwianie funkcjonowania prosumentów to zadanie państw członkowskich, które mają realizować je m.in. poprzez identyfikowanie i usuwanie barier rozwoju prosumentów.

Wyobrażenie o tym, czego możemy oczekiwać w średnim i dłuższym horyzoncie czasowym, może dać bardzo duży przyrost na polskim rynku fotowoltaiki, który, napędzany głównie mikro i małymi instalacjami w okresie 2019-IV.2020, zwiększył się z 0,5 GW do 1,7 GW mocy zainstalowanych. Podobny wzrost powinien nastąpić na rynku pomp ciepła i innych małych urządzeń OZE np. kotłów na pellet.

Zwiększeniu konkurencji na rozproszonym rynku ma przyczynić się także do wspierania popytowej odpowiedzi odbioru oraz magazynowania energii. Ich rozwój ma być wynikiem funkcjonowania zasad rynkowych tak, by zaspokajać zapotrzebowanie na coraz bardziej rozproszonych rynkach energii. Wytwarzanie, magazynowanie oraz odpowiedź odbioru, powinny uczestniczyć w rynku na tych samych warunkach. Co więcej, zasady rynkowe powinny umożliwiać efektywne nimi dysponowanie. Dotyczy to m.in. zasad organizacji rynku bilansującego, metod ustalania taryf sieciowych, które nie powinny dyskryminować magazynowania energii ani zniechęcać do udziału w DSR. Jest to także jedna z zasad projektowania mechanizmów zdolności wytwórczych, takich jak rynek mocy.

W przypadku polskiego rynku mocy – jest ona spełniona na etapie powołania. Na poziomie unijnym, jednym z nowych zadań ENTSO-E jest uwzględnianie rozwoju DSR. Także nowo powołana organizacja operatorów systemów dystrybucyjnych z państw UE (OSD UE) ma w swoich kompetencjach ułatwianie elastyczności i odpowiedzi odbioru. Na poziomie państw członkowskich za skoordynowany udział dostępu do wytwarzania rozproszonego, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru, odpowiadają operatorzy systemów dystrybucyjnych i przesyłowych, którzy w tym celu współpracują ze sobą, zarówno na etapie planowania, jak i eksploatacji swoich sieci.

W Polsce od 2021 r. nastąpi uwolnienie cen energii elektrycznej, również dla gospodarstw domowych, co ma wprowadzić konkurencję na rynku detalicznym. Możliwość kontynuacji stosowania cen regulowanych będzie ograniczona do wyjątkowych przypadków, głównie dla odbiorców dotkniętych ubóstwem energetycznym oraz dla odbiorców wrażliwych. Dodatkowo, konsument zarówno energii elektrycznej jak i ciepłej zostanie wyposażony w dodatkowe prawa, m.in. szybkiej zmiany dostawcy, narzędzi porównywania ofert, taryf z dynamicznymi cenami. Taka aktywizacja klienta pozwoli wprowadzać realną konkurencję na rynku odbiorców indywidualnych.

W ramach reformowania rynku energii elektrycznej od 1 stycznia 2020 r.¹¹ wprowadzono duże ograniczenia stosowania pomocy państwa w formie rynków mocy lub tzw. „rezerwy strategicznej”, które obecnie działają w kilku państwach, m.in. w Niemczech. Takie mechanizmy, które są klasyfikowane jako forma pomocy państw podlegają ścisłym wymogom polityki konkurencji.

Dodatkowym wymogiem, wprowadzonym przez rozporządzenie ws. wewnętrznego rynku energii elektrycznej, jest ograniczenie uczestnictwa w nich wysokoemisyjnych jednostek konwencjonalnych. Limit 550 g CO₂/kWh oznacza brak możliwości funkcjonowania wszystkich jednostek węglowych w ramach tych mechanizmów wsparcia. W przypadku polskiego rynku mocy, zastosowanie mają przepisy utrzymujące wyniki dotychczas przeprowadzonych aukcji w latach 2018 i 2019, co uwzględnia również aukcje dodatkowe dla dostaw mocy od 2021 do 2024 r. Kontrakty podpisane na dostawy, w niektórych przypadkach nawet w okresie do 2041 r., nie ulegną zmianie. Dodatkowo, rynek mocy będzie musiał przejść procedurę weryfikacji, czy problem wystarczalności mocy, który był uzasadnieniem dla jego wprowadzenia, wciąż występuje. Przegląd będzie musiał uwzględnić wystarczalność mocy na poziomie regionalnym i unijnym, tj. uwzględnić możliwości importu energii. Nowe warunki oznaczają, iż kontynuacja polskiego systemu rynku mocy w dotychczasowej formie będzie niemożliwa.

Dopełnieniem reform rynkowych jest ustalenie celu dotyczącego zwiększenia transgranicznego handlu energią elektryczną. Do końca 2025 r. państwa członkowskie mają osiągnąć cel minimum 70 proc. możliwości wykorzystania technicznych zdolności przesyłowych na potrzeby obrotu międzystrefowego – w przypadku Polski techniczna zdolność importowa wynosi ok. 4 GW. Celem jest większa wymiana handlowa na rynku energii elektrycznej oraz większa konkurencja pomiędzy rynkami krajowymi.

Podsumowując, unijne regulacje wskazują, że nowoczesny rynek powinien opierać się na elastycznym wytwarzaniu energii elektrycznej, wzajemnym połączeniu oraz odpowiedzi odbioru i magazynowanie energii.

11. Rozporządzenie jest stosowane od 1.01.2020 z wyjątkiem części przepisów, m.in. dotyczące stosowania limitów emisyjności CO₂, które obowiązują od 4.07.2019

• Priorytet dla OZE

Regulacje wprowadzone w aktach legislacyjnych pakietu potwierdzają, że źródła odnawialne mają być fundamentem wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w UE. Służyć temu ma, nie tylko kontynuacja polityki opartej na celu, ale także szereg dodatkowych regulacji ułatwiających funkcjonowanie odnawialnych źródeł. Cel OZE na rok 2030 został zdefiniowany na poziomie udziału co najmniej 32 proc. w końcowym zużyciu energii brutto, przy czym realizacja Europejskiego Zielonego Ładu może zwiększyć ten cel. Dodatkowo, jest przewidziana ocena realizacji celu, która ma zostać przeprowadzona w 2023 r., lub ewentualnie wcześniej w ramach wprowadzenia Europejskiego Zielonego Ładu. Ma być to podstawą do jego ewentualnego podniesienia. Realizacja unijnego celu – na który składają się krajowe kontrybucje obowiązujące do pierwszej rewizji – będzie odbywała się pod kontrolą KE, przede wszystkim w ramach krajowych planów ds. energii i klimatu (KPEiK) na lata 2021-2030. Do wzrostu udziału odnawialnych źródeł w coraz większym stopniu ma przyczyniać się ciepłownictwo i ogrzewnictwo w budownictwie, głównie za pomocą gruntownej modernizacji istniejących budynków (program „*renovation wave*”, który będąc jedną z pierwszych inicjatyw, w ramach Europejskiego Zielonego Ładu, zostanie przedstawiony w formie strategii we wrześniu br.). Po raz pierwszy pojawił się cel dla tego sektora – każde państwo powinno zwiększać udział OZE w sektorze ogrzewania i chłodu o 1.3 punktu procentowego rocznie (lub 1.1 p.p., w przypadku uwzględniania ciepła lub chłodu odpadowego).

Szczególną rolę do odegrania będą miały źródła rozproszone. W wyniku postanowień przyjętej legislacji, pojawi się wiele nowych mechanizmów wspierających ten rodzaj energetyki. Wśród nich będzie m.in. od 2021 r. tzw. „unijny mechanizm finansowania energii z OZE”, jako jeden ze środków zaradczych dla państw nierealizujących swojej ścieżki dążenia do celu na rok 2030. Pakiet zapewnia wzmocnienie roli mikro i małych jednostek wytwarzania. Ten cel realizować będą przede wszystkim nowe podmioty na rynku, tj. prosumenci oraz „społeczności energii odnawialnej”. Istotną rolę do odegrania będą mieli także operatorzy systemów dystrybucyjnych, m.in. za pośrednictwem nowego podmiotu OSD UE. Będzie to unijna organizacja koordynująca współpracę operatorów. Wśród głównych zadań, które ma ona realizować będzie integracja źródeł odnawialnych, ułatwienie elastyczności sieci i dostępu jednostek rozproszonych do rynku. W perspektywie kilkuletniej, istotne znaczenie może mieć także stopniowe otwieranie systemów wsparcia OZE dla uczestników operacji transgranicznych.

Na obecnym etapie ma być to dobrowolne, jednak Komisja Europejska planuje, iż do 2030 r. producenci z innych państw będą mieć co najmniej 10 proc. udział w systemach wsparcia, co będzie wpływać na dalszą harmonizację stosowanych systemów wsparcia OZE w państwach UE.

• **Utrzymanie ambitnego podejścia wobec roli efektywności energetycznej**

Pakiet legislacyjny potwierdza, iż efektywność energetyczna jest jednym z głównych priorytetów unijnej polityki. Także w tym wypadku kontynuowana jest realizacja ambitnego celu do spełnienia przez UE do 2030 r. W przypadku efektywności energetycznej, jest to poziom 32,5 proc., z opcją zwiększenia w 2023 r. po dokonaniu przez KE oceny jego realizacji – lub ewentualnie, wcześniej w ramach wprowadzenia Europejskiego Zielonego Ładu. Jednym z głównych sektorów, który będzie odpowiedzialny za realizację tego celu, jest gospodarka energetyczna budynków. W modernizacji budynków tkwi bardzo duży potencjał, dotyczący nie tylko oszczędności energii, ale także możliwości redukcji emisji CO₂ oraz wzrostu udziału OZE. Sektor ciepłownictwa systemowego oraz indywidualnego ogrzewnictwa będzie głównym sektorem zaangażowanym w realizację celu. Długofalowe strategie modernizacyjne budynków to zadanie do wykonania przez państwa członkowskie. W odróżnieniu od dotychczasowych planów, tym razem muszą być one spójne z krajowymi planami ds. energii i klimatu. To będzie jeden z głównych warunków uruchamiania mechanizmów pomocy finansowej ze strony UE dla tego sektora, m.in. w ramach inicjatywy „fala renowacji”.

• **Więcej unijnej koordynacji**

Rozporządzenie ws. zarządzania Unią Energetyczną nałożyło na państwa nowy obowiązek – przygotowania kompleksowych planów zarządzania działaniami, w zakresie energii i klimatu (KPEiK) w okresie 2021-2030, z perspektywą do 2050 r. Takie strategie muszą w szczególności w sposób prezentować realizację wszystkich pięciu wymiarów Unii Energetycznej, tj. bezpieczeństwa energetycznego, wewnętrznego rynku energii, efektywności energetycznej, obniżania emisji i badań naukowych oraz konkurencyjności. Ich szczególnym zadaniem jest wskazanie w jakim stopniu, i w jaki sposób, państwa będą współuczestniczyć w realizacji unijnych celów OZE i efektywności energetycznej do 2030 r., które na podstawie Europejskiego Zielonego Ładu najprawdopodobniej ulegną zwiększeniu. Plany, które zostały przekazane Komisji Europejskiej, powstały w oparciu o szczegółowe wytyczne i oceny ze strony KE. W przypadku zadań wynikających z konieczności redukcji CO₂ do 2030 r., są oparte o cel 40 proc. ustalony w 2014 r., który wkrótce, w ramach wdrażania Europejskiego Zielonego Ładu, będzie podnoszony najprawdopodobniej do 55 proc. W praktyce mogą go zastąpić kra-

jowe strategie energetyczne. Plany te służą harmonizacji i koordynacji działań realizowanych przez wszystkie państwa członkowskie, w ramach swoich polityk energetycznych. Oznacza to nowy sposób planowania polityk krajowych. Muszą być one zakotwiczone w unijnych działaniach oraz spójne z celami energetyczno-klimatycznymi. Jednym z kluczowych zadań jest koordynacja przez KE realizacji celów rozwoju OZE i efektywności energetycznej, wyznaczonych przez państwa członkowskie. Plany będą pełnić także ważną rolę w uruchamianiu środków w ramach Funduszu Sprawiedliwej Transformacji oraz nowego instrumentu odbudowy gospodarki „Next Generation EU”. Projekty finansowane z unijnych środków będą musiały być spójne z zapisami KPEiK. Dla uczestników rynku energii oraz inwestorów sektora energetycznego, krajowe plany stają się źródłem najbardziej wiarygodnych informacji o tym, w którą stronę podążają zmiany w poszczególnych państwach.

Wzmocnieniu unijnej koordynacji służy także powołanie Regionalnych Centrów Koordynacyjnych (RCK), dla operatorów systemów przesyłowych. Wśród podstawowych zadań RCK, które powinny rozpocząć działalność w br. jest nadzór nad realizacją celu osiągnięcia 70 proc. zdolności przesyłowych do handlu transgranicznego. Drugim ponadkrajowym podmiotem ustanowionym przez pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, jest organizacja Operatorów Systemów Dystrybucyjnych UE (OSD UE). Do głównych zadań należy m.in. integracja rozproszonych źródeł wytwarzania, a także magazynowania energii, ułatwianie elastycznego dostępu użytkowników sieci do rynku. Oba podmioty powinny rozpocząć działalność jeszcze w tym roku.

• W kierunku cyfryzacji

Jednym z głównych trendów technologicznych w energetyce jest cyfryzacja. Pakiet wspiera ten kierunek, z uwagi na korzyści dla rozwoju elastycznego i rozproszonego rynku, a także dla aktywizacji postaw konsumentów energii. Jednocześnie identyfikuje kwestie związane z bezpieczeństwem sieci oraz zabezpieczeniem prywatności danych klientów, jako obszar istotny z punktu widzenia wprowadzenia odpowiednich zabezpieczeń prawnych.

Za realizację wdrażania cyfryzacji sieci przesyłowych, w tym wprowadzania inteligentnych sieci oraz inteligentnych systemów pomiarowych, odpowiadają państwa członkowskie. Za promowanie i wspieranie tych zadań odpowiadają także podmioty na szczeblu unijnym – jest to nowe zadanie ENTSO-E, a także nowo powołanej organizacji OSD UE.

Zwiększanie efektywności wykorzystania sieci powinno być realizowane przez operatorów systemów dystrybucyjnych. Dzięki rozwojowi systemów inteligentnych, operatorzy powinni mieć lepszy obraz sieci, co pozwoli zmniejszać koszty operacyjne i koszty utrzymania. Krajowe organy regulacyjne mogą wpływać na operatorów poprzez

metody ustalania taryf dystrybucyjnych, a także możliwość ustalenia celów, w zakresie skuteczności wdrażania efektywności sieci m.in. dzięki elastyczności oraz rozwojowi inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych. Do nowych obowiązków organów regulacyjnych zostało dodane monitorowanie i ocenianie wyników działalności operatorów sieci systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych, w zakresie rozwoju inteligentnej sieci i publikowanie co dwa lata sprawozdania łącznie z zaleceniami. Ponadto, organy regulacyjne mają monitorować skuteczność otwarcia rynku i konkurencji na rynku detalicznym, w tym wpływu umów z cenami dynamicznymi i używania inteligentnych systemów opomiarowania.

Wzmocnienie i aktywizowanie klientów to jeden z głównych celów pakietu. Korzyści, jakie otrzymają oni dzięki inteligentnym licznikom, to informacja w czasie zbliżonym do rzeczywistego o zużyciu energii lub jej wytwarzaniu i lepsze nią zarządzanie, a także udział w programach DSR. W konsekwencji, uzyskane zostaną racjonalne decyzje konsumenckie i możliwość zmniejszenia rachunków za energię elektryczną, co przyczyni się do promowania efektywności energetycznej.

Decyzja o wprowadzeniu inteligentnych systemów opomiarowania powinna zapaść na poziomie krajowym na podstawie oceny kosztów i korzyści. Odpowiedzialność za wprowadzenie takich systemów leży po stronie państw członkowskich. W przypadku, gdy taka ocena na poziomie kraju będzie negatywna, należy ją powtórzyć nie później niż po czterech latach. Mimo negatywnej oceny, państwa powinny umożliwić konsumentom skorzystanie z instalacji inteligentnych liczników na żądanie, na sprawiedliwych i rozsądnych warunkach cenowych. W przypadku pozytywnej oceny, państwa powinny opracować harmonogram wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania, w terminie do dziesięciu lat, zakładając stopniowy przyrost ich liczby w tym okresie.

W związku z rosnącą rolą tego zagadnienia, KE wydała w 2019 r. rekomendacje dla państw członkowskich, w zakresie cyberbezpieczeństwa w sektorze energetycznym. Szczegółowe przepisy dotyczące cyberbezpieczeństwa będą opracowane w ramach kodeksu sieci. Ogólne zasady dot. bezpieczeństwa systemów sieciowych reguluje dyrektywa 2016/1148 w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych na terytorium Unii.

Zagadnienie ma być również ujęte w tzw. planach na wypadek kryzysów elektroenergetycznych:

- regionalnych, które mają być przygotowane przez ENTSO-E, m.in. we współpracy z regionalnymi centrami koordynacyjnymi oraz regulatorami krajowymi;

- krajowych, opracowanych przez organy krajowe we współpracy z operatorami z państw sąsiednich; plany takie mają powstać w 2020 roku.

Wprowadzanie modeli zarządzania danymi pozostaje w kompetencjach państw członkowskich. Jednak powinny one spełniać kryteria zapewnienia najwyższego poziomu cyberbezpieczeństwa i ochrony danych, jak również bezstronność podmiotów przetwarzających dane. Ochrona prywatności odbiorców końcowych i danych musi być zgodna z unijnymi przepisami o ochronie danych i prywatności.

2.2.2. Dalsze obniżanie emisji przemysłowych

Za emisje przemysłowe, których ograniczanie jest kluczowe, z punktu widzenia unijnej polityki środowiskowej, odpowiadają dyrektywy IED oraz MCP. Przyjęto rozróżnienie jednostek energetycznego spalania m.in. elektrociepłowni i ciepłowni, które są nimi objęte, ze względu na ich wielkość: LCP to duże źródła, tj. powyżej 50 MW, a MCP to średnie źródła, tj. o mocy od 1 do 50 MW. Obie dyrektywy wyznaczają poziomy emisji, a także wymagania dotyczące ich monitorowania. Za emisje z najmniejszych jednostek odpowiada dyrektywa dot. ekoprojektu dla produktów związanych z energią (tzw. *Ecodesign*).

W przypadku dużych jednostek ustanowiony jest system regularnie rewidowanych tzw. najlepszych dostępnych technik (BAT), które wyznaczają szczegółowe poziomy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu, pyłów, rtęci, chlorowodoru, amoniaku i fluorowodoru. Ostatnie konkluzje BAT dla jednostek dużego spalania zostały przyjęte w 2017 r. Komisja powinna dążyć do ich aktualizacji najpóźniej 8 lat po publikacji. Oznacza to, że najpóźniej do 2025 r. zostaną przyjęte kolejne konkluzje, zapewne zawierające bardziej restrykcyjne normy, które w praktyce eliminują ekonomiczny sens dalszej modernizacji istniejących elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni węglowych. System jest tak skonstruowany, aby wymuszać regularne wdrażanie najlepszych dostępnych technik ograniczania emisji przemysłowych. Oprócz korzyści środowiskowych, oznacza to konieczność ponoszenia kosztów inwestycji. Ponadto w ramach realizacji Europejskiego Zielonego Ładu przewidziana jest rewizja dyrektywy IED tak, by lepiej odzwierciedlała cele unijnej polityki m.in. gospodarki o cyklu zamkniętym (ang. *circular economy*), dekarbonizacji przemysłu, czy redukcji emisji przemysłowych do wody (ang. *industry emissions to water*). Propozycja zmienionej dyrektywy jest spodziewana do 2021 r.

Dyrektywa MCP z 2015 r. określa limity dwutlenku siarki, tlenków azotu oraz pyłów. Średnie obiekty traktowane są nieznacznie mniej restrykcyjnie, zarówno jeśli cho-

dzi o dopuszczalny poziom emisji, sposób ich monitorowania, jak również możliwości derogacji. W tym przypadku, możliwości stosowania odstępstw są większe. Pod pewnymi warunkami dot. m.in. obiektów produkujących ciepło, które w co najmniej 50 proc. jest dostarczane do publicznych sieci ciepłowniczych, czy dla jednostek opalanych biomasą stałą, przewidziane są możliwości odstępstw, nawet do 2030 r. Rewizja dyrektywy MCP może nastąpić po przeglądzie stosowania obecnej wersji przepisów. Najbliższy ma zostać przygotowany przez KE do 2023 r., a następne przeglądy co 10 lat. Na tej podstawie może być podjęta decyzja o rewizji dyrektywy.

W przypadku wielu najbardziej emisyjnych jednostek, głównie w sektorze ciepłowniczym, koszty inwestycji dostosowawczych mogą być nieracjonalne w punktu widzenia korzyści ekonomicznych. Dotyczy to szczególnie dużych jednostek spalania, po uwzględnieniu kilkuletniego cyklu wchodzenia w życie kolejnych standardów emisji.

2.3. Finansowanie inwestycji w sposób zrównoważony (Sustainable finance plan)

Unijna polityka finansowa jest jedną z tych, której rola w kształtowaniu ram regulacyjnych transformacji energetyki znacząco rośnie. Obejmuje bardzo szeroki zakres podmiotów unijnych rynków finansowych – banki, zakłady ubezpieczeń, fundusze emerytalne, podmioty zarządzające aktywami, doradców inwestycyjnych i większość instytucji świadczących usługi finansowe na rynku kapitałowym. Celem ostatnich reform jest przekierowanie strumienia środków finansowych na wsparcie inwestycji, które przyczyniają się do realizacji unijnej polityki klimatycznej i są zgodne z celami Porozumienia paryskiego. Ponadto, zarządzanie ryzykiem finansowym z uwzględnieniem zmian klimatu, środowiska i kwestii społecznych, a także wsparcie przejrzystości działalności finansowej i gospodarczej w zakresie wpływu na zrównoważony rozwój. Służyć temu ma wdrażany obecnie przez państwa członkowskie pakiet legislacji, ustalony w ramach zaproponowanego w 2018 r. planu zrównoważonego finansowania. Dla przyszłości energetyki, najistotniejsze są te, które bezpośrednio wpłyną na przepływ kapitału, który finansuje inwestycje w tym sektorze. Chodzi nie tylko o duże inwestycje infrastrukturalne, lecz także małe i średnie projekty.

Najważniejsze akty prawne planu to:

• Taksonomia, czyli system jednolitej klasyfikacji

Taksonomia to nowy system jednolitej klasyfikacji działalności wszystkich podmiotów systemów finansowych, tj. banków europejskich, banków krajowych i banków komercyjnych. Unijne rozporządzenie wskazuje, które z finansowych działalności przyczyniają się do zrównoważonego rozwoju oraz w jakich obszarach takie inwestycje będą pozytywnie wpływać na środowisko.

RYS. 2.2 **TAKSONOMIA** - SYSTEM JEDNOLITEJ KLASYFIKACJI DZIAŁALNOŚCI PODMIOTÓW SYSTEMÓW FINANSOWYCH



Warunkiem uznania inwestycji za zrównoważoną jest przyczynianie się jej realizacji do spełnienia co najmniej jednego z ww. celów, przy jednoczesnym nieszkodzeniu pozostałym. Taksonomia w istotny sposób wpłynie na przyszłość klasyfikowania przez sektor finansowy inwestycji w sektor energetyczny. Energetyka węglowa nie spełnia tych kryteriów, gazowa tylko pod warunkiem spełnienia dodatkowego kryterium emisji poniżej 100 g CO₂/kWh, co oznacza, że musi jej towarzyszyć technologia redukująca emisje np. CCS¹². Limit ten dla gazu ziemnego będzie stopniowo zaostrzany, aż do 0 w 2050 r. Wciąż niejasna jest przyszłość postrzegania przez pryzmat taksonomii inwestycji w energetykę jądrową. Mimo korzyści związanych z realizowaniem celu łagodzenia zmian klimatu (tj. redukcja emisji CO₂), nie udało się osiągnąć jednoznacznej oceny, czy inwestycje w takie jednostki nie szkodzą innym celom m.in. za-

12. Blok gazowy wysokosprawnej kogeneracji emituje ok. 250 g CO₂/kWh energii elektrycznej i ciepłej

pobieganiu powstawania odpadów. W rezultacie, energetyka jądrowa, na tym etapie, nie została ujęta jako zrównoważona, choć nie została też z niej ostatecznie wykluczona. Ta kwestia ma podlegać dalszym pracom m.in. na poziomie grupy ekspertów, pracującej przy KE, co opóźni proces podejmowania ewentualnych decyzji inwestycyjnych w krajach członkowskich. Szanse na uznanie energetyki jądrowej za spełniające kryteria taksonomii są oceniane jako niewielkie, a w związku z tym, inwestycje w przyszłości nie będą „bankowalne”.

System będzie obowiązywać od 2022 r. Taksonomia będzie musiała być stosowana przez państwa członkowskie i Unię Europejską, uczestników rynku finansowego UE oferujących produkty finansowe, czy spółki objęte raportowaniem niefinansowym. Powinien być również stosowany na zasadzie dobrowolności przez innych uczestników rynku nieobjętych tym obowiązkiem. Unijne rozporządzenie zawiera mechanizm regularnej rewizji kryteriów w oparciu o raporty, które będą przygotowywane przez KE w trzyletnich odstępach. Mechanizm ma prowadzić również do rozszerzania stosowania taksonomii.

Spodziewane wycofywanie się instytucji finansowych z zaangażowania w inwestycje niespełniające kryteriów określonych w taksonomii, w istotny sposób zdeterminuje rodzaj inwestycji w sektorze energetycznym, ponieważ niektóre inwestycje, jak np. konwencjonalne jednostki gazowe lub jednostki energetyki jądrowej, będą „niebankowalne”.

• **Ujawnianie informacji o ryzykach inwestycji dla zrównoważonego rozwoju**

Uzupełnieniem taksonomii są m.in. unijne rozporządzenia, wprowadzające system jawnych informacji dotyczących wpływu na zrównoważony rozwój. Jednym z nich jest rozporządzenie w sprawie ujawniania informacji dotyczących zrównoważonych inwestycji i ryzyka dla zrównoważonego rozwoju, przez inwestorów instytucjonalnych i podmioty zarządzające aktywami.

• **Wskaźniki emisyjności działalności przedsiębiorstw**

Kolejnym elementem pakietu legislacji dot. zrównoważonego finansowania z 2018 r. jest rozporządzenie o wskaźnikach referencyjnych emisyjności. Jego celem jest stworzenie jednolitych standardów, które będą ułatwiały podejmowanie decyzji o inwestowaniu w zrównoważone projekty i aktywa w UE.

Dzięki temu, firmy inwestycyjne świadczące usługi doradztwa, mają uznać kwestie zrównoważonego rozwoju za czynniki tworzące wartość dodaną swoich usług, świadczonych w ramach obowiązków, względem inwestorów. Inwestorom w porównywaniu śladu węglowego przedsiębiorstw oraz śladu węglowego portfela inwestycji, pomóc ma wprowadzony system nowych kategorii wskaźników referencyjnych niskoemisyjności. Oprócz standardowego wskaźnika, pojawia się wskaźnik wpływu na realizację celów Porozumienia paryskiego, tj. obniżenia globalnego ocieplenia do poziomu poniżej 2°C. Wpłynie to na oceny, którymi kierują się inwestorzy, podejmujący decyzje inwestycyjne. Jest to istotne z punktu widzenia sektora energetycznego, w którym przewidywana jest bardzo duża skala inwestycji.

2.4. Kryteria Europejskiego Banku Inwestycyjnego

Wśród unijnych działań instytucjonalnych, które w istotny sposób definiują ramy regulacyjne, należy wymienić również działalność Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Zgodnie z Traktatami, zadaniem EBI jest wspieranie realizacji unijnych polityk oraz ich celów. Jednak w tym zakresie od kilku lat obserwujemy zmianę. Bank staje się instytucją, która również je współtworzy. Zmiana roli banku dokonuje się przy akceptacji państw członkowskich oraz pozostałych instytucji. Dotyczy to szczególnie kryteriów dla inwestycji energetycznych, które wyznaczają kierunek zmian dla procesu legislacyjnego. Tak było w przypadku pierwszych kryteriów dot. energetyki, przyjętych w 2013 r. Należy się spodziewać, że podobnie będzie z obecnie obowiązującymi kryteriami, które zostały zrewidowane w 2019 r. W poprzedniej wersji, tzw. energy lending criteria (ELC), pojawił się limit emisyjności EPS 550, eliminujący wsparcie dla źródeł emitujących więcej niż 550 g CO₂/kWh, czyli głównie węglowych. Po tej decyzji EPS 550 na stałe zagościł w unijnych pracach legislacyjnych. Był m.in. częścią propozycji Parlamentu Europejskiego w czasie prac nad rewizją dyrektywy EU ETS w zapisach dot. Funduszu Modernizacyjnego. Parlament optował za bardziej restrykcyjnym podejściem, tj. EPS 450. Ponadto został przyjęty w zapisach dot. mechanizmów mocowych, zrewidowanego rozporządzenia nt. rynku energii elektrycznej z 2018 r.

Celem ostatniej zmiany kryteriów ELC było dostosowanie działań banku tak, by wspierał realizację celów energetyczno-klimatycznych na rok 2030, a także wdrażanie pakietu „Czysta energia” oraz długoterminowych celów Unii do 2050 r. Bank wskazuje, że priorytetem będzie rozwój efektywności energetycznej, rozwój i integracja odnawialnych źródeł energii, decentralizacja i digitalizacja energetyki. Kluczowe będzie wspieranie działań zgodnych z ustaleniami Porozumienia paryskiego. Służyć tym celom będą zrewidowane kryteria, polegające na wycofaniu wsparcia EBI dla inwestycji w paliwa kopalne, w tym gaz ziemny, od początku 2022 r. Wyjątkiem jest uwzględ-

nienie gazu, jako paliwa, w projekty w ramach efektywności energetycznej (wysoko-sprawna kogeneracja), a także pozostawienie możliwości wsparcia dla niskoemisyjnych inwestycji gazowych (zob. akapit o taksonomii) oraz wspieranie do 2021 r. infrastruktury, będącej na unijnej liście tzw. projektów wspólnego zainteresowania (PCI). Jednocześnie obniżony został standard emisji CO₂, tj. EPS z 550 na 250 g CO₂/kWh wytwarzanej energii elektrycznej, który muszą spełnić inwestycje wspierane w ramach polityki EBI. W zakresie energetyki jądrowej aktualne są wytyczne przyjęte w poprzednich kryteriach w 2013 r. Dopuszczają one kwalifikowalność takich inwestycji po spełnieniu szeregu innych kryteriów środowiskowych.

Nowe kryteria jednoznacznie wskazują, że priorytetem będzie wspieranie inwestycji w OZE i efektywność energetyczną. Wpisuje się to w unijne trendy regulacyjne. Tym bardziej, że towarzyszy temu zwiększenie roli banku jako instytucji finansującej strategiczne plany UE, m.in. Europejski Zielony Ład, czy plan wyjścia z kryzysu spowodowanego epidemią COVID-19. Również ważny, z punktu widzenia polskiej transformacji, Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji oparty jest o udział EBI, który pozwoli zwielokrotnić dostępne możliwości finansowania inwestycji.

3. PLANOWANE REGULACJE W RAMACH EUROPEJSKIEGO ZIELONEGO ŁADU

3.1. Główny cel – redukcja emisji CO₂

Plan wprowadzenia Europejskiego Zielonego Ładu koncentruje się, przede wszystkim, na wzroście docelowych wielkości planowanych osiągnięć w zakresie obniżania emisji CO₂ w całej unijnej gospodarce. Wyznaczenie celu neutralności klimatycznej i wpisanie go do unijnego prawa, jako wiążącego, oznacza konieczność przyspieszenia działań i wejście na bardziej ambitną ścieżkę redukcji emisji.

Kluczowy jest plan podniesienia celu redukcji CO₂ do 2030 r. Od 2014 r. obowiązujący poziom to 40 proc. w stosunku do 1990 r. Postulowany przez Komisję Europejską nowy cel ma wynosić od 50 proc. do 55 proc. w 2030 r., przy czym Komisja i większość w Parlamencie, faworyzują cel 55 proc. Ponadto, UE ma wejść na dalszą ścieżkę redukcji w cyklach 5-letnich, która to poprzez kolejne cele wyznaczane w 5-letnich okresach między rokiem 2030 i 2050, spójnie z cyklem wyznaczonym przez Porozumienie paryskie, doprowadzi unijną gospodarkę do celu neutralności klimatycznej.

• Reforma ETS

Za obniżanie emisji CO₂ odpowiada polityka klimatyczna, której głównym narzędziem jest system handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla, tj. ETS. Funkcjonujący od 2005 r. system przeszedł od tego czasu szereg reform, które pozwalają kontrolować ilość uprawnień na rynku i w ten sposób, poprzez odpowiednią cenę generować impuls do redukcji emisji. Przez wiele lat system był krytykowany za podatność na spekulacje i manipulacje rynkowe oraz za nieskuteczność, z uwagi na ogromną nadpodaż uprawnień, która była skumulowana na rynku przez długi okres. Dla polskiej energetyki, opartej na źródłach wysokoemisyjnych, przez długi czas nie stanowił poważnego obciążenia, z uwagi na niskie ceny uprawnień do emisji, a także puli darmowych uprawnień, z których korzystała. Jednak w toku ostatnich reform, których efektem była znaczna podwyżka ceny uprawnień z ok. 7 do 25 Euro za tonę emisji CO₂ w okresie 2018-2019, ta sytuacja się zmieniła. Tzw. mechanizm „backloading”, który pozwolił w latach 2014-2016 usunąć z rynku nadwyżkę 900 mln uprawnień oraz ustanowienie mechanizmu MSR, który od 2019 r. stworzył instrument regularnej kontroli ilości uprawnień na rynku i ewentualnego ich wycofania w sytuacji nadpodaży, pozwoliły wpływać na odpowiednio wysoką cenę uprawnień. To z kolei ma stanowić bodziec do przechodzenia na energetykę niskoemisyjną, nieobarczoną kosztami systemu ETS.

Ponadto, ostatnia rewizja dyrektywy z 2017 r. zwiększyła współczynnik corocznej redukcji ilości uprawnień na rynku z 1,74 proc. do 2,2 proc., co jest głównym mechanizmem wpływającym na ceny uprawnień. Zreformowany system jest tak skonstruowany, by cena uprawnień była istotnym bodźcem reformowania energetyki oraz innych gałęzi przemysłu w kierunku redukcji emisji.

System, oprócz obciążeń dla jednostek wysokoemisyjnych, zawiera mechanizmy wsparcia dla modernizacji energetyki w krajach o PKB niższym od średniej UE, w tym dla Polski, która jest ich największym beneficjentem. Wśród nich są Fundusz Modernizacyjny zasilony 2 proc. wszystkich uprawnień, a także specjalna pula solidarnościowa, tj. 10 proc. uprawnień dla części państw. Ponadto, Polska, jak każde państwo członkowskie, uzyskuje określoną ilość uprawnień, które zbywane są na aukcjach dla podmiotów, które muszą zbilansować swoje emisje. Łączny przychód państwa jest większy niż koszt ponoszony przez energetykę. Zgodnie z celami dyrektywy ETS, środki te powinny być przeznaczone na wspieranie transformacji energetycznej, w kierunku energetyki niskoemisyjnej. Podniesienie celu redukcji emisji dwutlenku węgla do 50 proc. lub 55 proc. do 2030 r. będzie wiązało się z koniecznością rewizji dyrektywy ETS tak, aby system był skutecznym narzędziem ambitniejszej redukcji. Podstawą decyzji ma być analiza wpływu (ang. *impact assessment*), który ma być przygotowany przez KE do września br. Wyższy cel będzie oznaczał mniej uprawnień na rynku, a więc wyższe ich ceny. Będzie to stanowiło coraz większe obciążenie jednostek emitujących dwutlenek węgla, nie tylko tych węglowych, lecz także, choć w mniejszym stopniu, gazowych. To każe przyspieszyć przestawienie energetyki opartej na węglu, na inne źródła, czyli jak największą liczbę jednostek zeroemisyjnych, zbudowanych przy wsparciu środków uzyskiwanych przez państwo ze sprzedaży uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

• Cele OZE i efektywności energetycznej

Plan wzrost celu redukcji emisji dwutlenku węgla przekłada się na ustalenia dot. celów rozwoju OZE i efektywności energetycznej do 2030 r. W takim przypadku oba cele będą znacznie wyższe, niż dotychczas ustalone 32 proc. i 32,5 proc. Dodatkową konsekwencją będzie konieczność rewizji systemu handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla, tj. ETS.

3.2. Polityka konkurencji – zasady pomocy państwa

Sektor energetyczny jest jednym z największych odbiorców pomocy publicznej w Unii Europejskiej. Dlatego, wszelkie zmiany w zakresie regulującej ją polityki konkurencji są istotne dla przyszłości sektora energetycznego. W UE trwa dyskusja nad tym, czy zasady dotyczące pomocy państwa, powinny być obecnie rewidowane. Aktualna ich wersja premiuje „zielone” inwestycje w ramach interwencji państwa. Z uwagi jednak na fakt, iż wciąż wiele państw korzysta z możliwości kierowania pomocy do energetyki opartej na paliwach kopalnych, ten obszar regulacji budzi wiele wątpliwości. Dotyczy to m.in. długofalowych mechanizmów strukturalnej pomocy, jak rynki mocy i rezerwy strategiczne. Ostatnia rewizja rozporządzenia dot. rynku wewnętrznego energii elektrycznej zaostriżyła możliwości stosowania takich mechanizmów do niezbędnego minimum. Aktualnie trwa proces przygotowawczy do rewizji sektorowych zasad dot. pomocy państwa dla działań w zakresie polityki energetycznej i środowiskowej (tzw. wytyczne „EEAG”). Obecnie obowiązująca wersja została przyjęta na okres 2014-2020. Jednak w obliczu potrzeby uelastyczniania zasad pomocowych w dobie walki z kryzysem spowodowanym pandemią COVID-19, KE skłania się do przedłużenia ich obowiązywania na kolejne 2-3 lata. Ten obszar regulacyjny obejmuje także system ETS. Zasady pomocowe dotyczące funkcjonowania ETS w czasie IV fazy, tj. okresu 2021-2030, powinny być przyjęte w bieżącym roku. Jednym z celów jest adresowanie reguł wsparcia dla sektorów energochłonnych w kosztach ponoszonych za energię elektryczną w taki sposób, by nie powodował ryzyka ucieczki tych sektorów poza UE (ang. *carbon leakage*). Trwające konsultacje nie wskazują, aby w tym zakresie przewidywane były istotne zmiany obecnie obowiązujących regulacji.

Zmiany, których powinniśmy spodziewać się w długim okresie będą koncentrować się nie tylko na ograniczaniu możliwości wsparcia dla inwestycji, które nie wpisują się w Europejski Zielony Ład, lecz przede wszystkim, na stymulowaniu konkurencji na rynku inwestycji, które są zgodne z priorytetami polityki klimatycznej.

3.3. Wieloletnie Ramy Finansowe UE (2021-2027) oraz mechanizmy finansowe oraz instrument odbudowy gospodarki „Next Generation EU”

Zasady unijnej polityki finansowej są w pierwszej kolejności stosowane w ramach unijnego budżetu oraz unijnych mechanizmów finansowych zarządzanych we współpracy z EBI. Dotychczas w ramach wspierania działań klimatycznych z unijnego budżetu wyznaczono minimalny pułapu na takie wydatki. W obecnej Wieloletniej Perspektywie Finansowej (2014-2020) było to założenie na poziomie 20 proc., w przyszłej (2021-2027) cel jest ambitniejszy – wynosi 25 proc.

Wśród instrumentów finansowania transformacji w kierunku neutralności klimatycznej główną rolę ma odegrać tzw. „Plan inwestycyjny na rzecz Europejskiego Zielonego Ładu”. Ma on zmobilizować inwestycje publiczne, a także uruchomić fundusze prywatne, dzięki unijnym instrumentom finansowym prowadząc do inwestycji o łącznej wartości co najmniej 1 bilion euro. Jedną z głównych ról w tym planie będzie miał EBI.

Zasady, które będą decydowały o tym, jakie inwestycje będą wspierane przez poszczególne unijne fundusze i instrumenty finansowe, będą podlegały dwóm głównym wymogom, z ewentualnymi wyjątkami. W przypadku budżetu UE u podstaw będą leżeć zasady zrównoważonego rozwoju, określone w taksonomii. Zaś tam, gdzie rolę do odegrania będzie miał Europejski Bank Inwestycyjny, istotne będą także kryteria pożyczkowe banku (ELC). Podobne reguły będą stosowane w przypadku wydatkowania środków z instrumentu odbudowy gospodarki „Next Generation EU”, a także z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji. W obu przypadkach Polska będzie jednym z głównych beneficjentów unijnych środków. Podstawą finansowania inwestycji w sektorze energii będzie zgodność z KPEiK 2021-2030 oraz realizacja założeń Europejskiego Zielonego Ładu.

We wszystkich przypadkach wsparcie inwestycji węglowych nie będzie możliwe. Również inwestycje gazowe, poza wyjątkami, nie będą wspierane. Na odstępstwa mogą liczyć, przede wszystkim, inwestycje w projekty strategiczne, wpisane na unijną listę PCI, tj. projektów wspólnotowego zainteresowania. Inwestycje gazowe, kluczowe z punktu widzenia rozwoju polskiej infrastruktury, które w 2019 r. zostały włączone na unijną listę projektów wspólnego zainteresowania (PCI), to połączenia gazowe Polski z Litwą i Słowacją, odcinek gazociągu z Polski do Danii w ramach projektu Baltic Pipe, a także planowany pływający terminal LNG w Gdańsku (FSRU). Wiele wskazuje na to, że są to ostatnie inwestycje gazowe, które będą mogły być współfinansowane ze wsparciem unijnego funduszu Connecting Europe Facility. Sytuację mogą czasowo zmienić działania antykryzysowe związane z pandemią COVID-19. Gdyby taki scenariusz się potwierdził, to zapewne polegałyby na czasowej kontynuacji dotychczasowych zasad wsparcia dużych infrastrukturalnych projektów gazowych.

Dla EBI energetyka gazowa może być akceptowalna w przypadku inwestycji w efektywność energetyczną np. w modernizację sieci ciepłowniczych, pod warunkiem nie przekraczania progu emisji, ustalonego na poziomie 250 g CO₂/kWh. W przypadku wysokosprawnych bloków kogeneracyjnych limit ten jest spełniony. Przykładem takich inwestycji wspartych przez EBI w styczniu 2020 r. są modernizacje sieci dystrybucji energii ciepłej w Bydgoszczy i Lublinie. W przypadku instrumentów, gdzie warunki wyznaczy taksonomia, inwestycje gazowe będą musiały spełnić limit emisji 100 g CO₂/kWh, czyli musi im towarzyszyć technologia wychwytywania emisji np. CCS. Dodatkowo, poszczególne fun-

dusze będą miały szczegółowe warunki, które mogą się nieznacznie różnić, jednak zasadą przyszłego budżetu będzie niewspieranie ze środków publicznych inwestycji w paliwa kopalne, w tym gaz poza określonymi precyzyjnie wyjątkami. Z punktu widzenia Polski, która jest największym beneficjentem funduszy spójności, ważne są kryteria dotyczące Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (ERDP) i Funduszu Spójności.

Na podstawie trwających obecnie negocjacji pomiędzy Radą i Parlamentem Europejskim, najprawdopodobniej kryteria dotyczące funduszy spójności dopuszczają inwestycje związane z gazem tylko w wysokości maksymalnie do 1 proc. alokacji funduszy spójności dla danego państwa, z puli której inwestycja będzie planowana. Dodatkowo – w zależności od tego jak, potoczą się dalej negocjacje ostatecznego kształtu rozporządzenia ws. Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (ERDP) i Funduszu Spójności – dopuszczone prawdopodobnie będą tylko projekty zastępujące systemy ciepłownicze, oparte na węglu, bądź tylko w wysokosprawną kogenerację oraz efektywne sieci ciepłownicze. Oznacza to, że wsparcie w postaci grantów UE z polityki spójności dla wszystkich projektów energetyki gazowej w Polsce, nie przekroczy ok. 500-600 mln Euro w ciągu całego okresu programowania, tj. 2021-2027. Warto podkreślić, że podobne limity nie będą stosowane dla wszystkich inwestycji, które będą zgodne z kryteriami zrównoważonego finansowania, tj. odnawialne źródła energii, czy poprawa efektywności energetycznej.

3.4. Opodatkowanie produktów energetycznych i energii elektrycznej (*European taxation directive*)

Jedną z inicjatyw wpisanych w realizację Europejskiego Zielonego Ładu będzie rewizja dyrektywy ws. opodatkowania produktów energetycznych (np. ciepła) i energii elektrycznej. Poprzednie próby reformy tej dyrektywy z 2003 r. nie przyniosły efektu – negocjacje poprzedniej rewizji rozpoczęte w 2011 r. zakończyły się fiaskiem i wycofaniem propozycji w 2015 r. Obecnie, celem planowanej reformy jest wprowadzenie do systemu podatkowego państw członkowskich zasad zrównoważonego rozwoju, połączenie tego obszaru działalności państw z celami energetyczno-klimatycznymi 2030, a także celem neutralności klimatycznej UE do 2050 r. Podkreślana jest potrzeba takich działań, które będą chronić zasady funkcjonowania unijnego jednolitego rynku. Reforma ma szansę, jeśli przyjętym uzasadnieniem będzie działanie w obszarze środków unijnej polityki środowiskowej, w tym o charakterze fiskalnym. Jeśli natomiast zwycięży interpretacja, iż rewizja dyrektywy to obszar stricte polityki podatkowej, w której państwa mają dużo silniejsze kompetencje (tj. potrzebna jest jednomyślność w Radzie, aby podjąć decyzję), to prawdopodobnie będzie oznaczało, że nie uda się osiągnąć porozumienia.

Działania planowane przez KE to wprowadzenie do polityki podatkowej elementu, który będzie odzwierciedlał emisyjność dwutlenku węgla. Ich celem jest faworyzowanie efektywności energetycznej oraz produktów i usług niskoemisyjnych, m.in. w obszarze energii elektrycznej i ciepła. Co istotne, takie działania mogą dublować się z działalnością systemu uprawnień do emisji dwutlenku węgla, tj. ETS, co mogłoby oznaczać formę podwójnego „opodatkowania”. Jednak w odróżnieniu od ETS wpływ z tytułu podatków i akcyzy to prerogatywa państw członkowskich. ETS zaś zmierza do „oznaczania” wpływów i wydawania ich tylko na cele zgodne z polityką klimatyczną. Wobec uwalniania cen dla gospodarstw domowych, co wiąże się z utratą wpływu przez państwa na kształtowanie cen energii elektrycznej, bardziej rozbudowany system podatkowy pozwoliłby kształtować rynek, a także wpływać na oferty cenowe dla klientów na rynku energii elektrycznej oraz ciepłej. Premiując czyste technologie, m.in. w ogrzewnictwie, państwa mogą osiągać cele w zakresie efektywności energetycznej, wzrostu udziału OZE, a także obniżania emisji.

3.5. Odnowiona strategia finansowa (*Renewed finance strategy*)

Potwierdzeniem szczególnej roli, jaką ma odgrywać polityka finansowa w kształtowaniu warunków transformacji energetycznej, jest plan dotyczący przyjęcia przez KE propozycji odnowionej strategii finansowej (ang. *renewed finance strategy*). Ma ona zostać przedstawiona do końca br. Jest prezentowana jako jeden z priorytetów KE w zakresie wdrażania Europejskiego Zielonego Ładu. Strategia ma być kontynuacją działań legislacyjnych, by środki w systemie finansowym – zarówno publiczne jak i prywatne – były kierowane na takie inwestycje, które przyczyniają się do realizacji celów unijnych polityk, przede wszystkim celów klimatyczno-energetycznych do 2030 r., a także realizacji neutralności klimatycznej do 2050 r. KE podkreśla, że celem działań będzie także upowszechnianie kultury zrównoważonego ładu korporacyjnego, w tym w przedsiębiorstwach sektora prywatnego. Wśród planowanych inicjatyw są:

- „Zielone kredyty hipoteczne”, które mają wspomóc modernizację sektora budownictwa, głównie inwestycje w efektywność energetyczną oraz wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.
- Rozszerzenie systemu certyfikatów ekologicznych „EU ecolabel” na produkty finansowe tak, by ujednolicić system oznaczeń takich produktów w państwach członkowskich. Dotychczas znak ten był stosowany przede wszystkim do oznaczeń wyrobów użytkowych (np. ogrzewnictwo lub materiały budowlane).

- Standaryzacja zielonych obligacji, tj. coraz bardziej powszechnie emitowanych instrumentów dłużnych. Przychody z takich obligacji przeznaczone są na cele środowiskowe i klimatyczne. Wśród podmiotów coraz częściej korzystających z zielonych obligacji są samorządy, spółki komunalne emitujące je do finansowania swoich inwestycji. Celem inicjatywy jest wprowadzenie jednolitego standardu, który zwiększy przejrzystość tego instrumentu i upowszechni jego stosowanie.

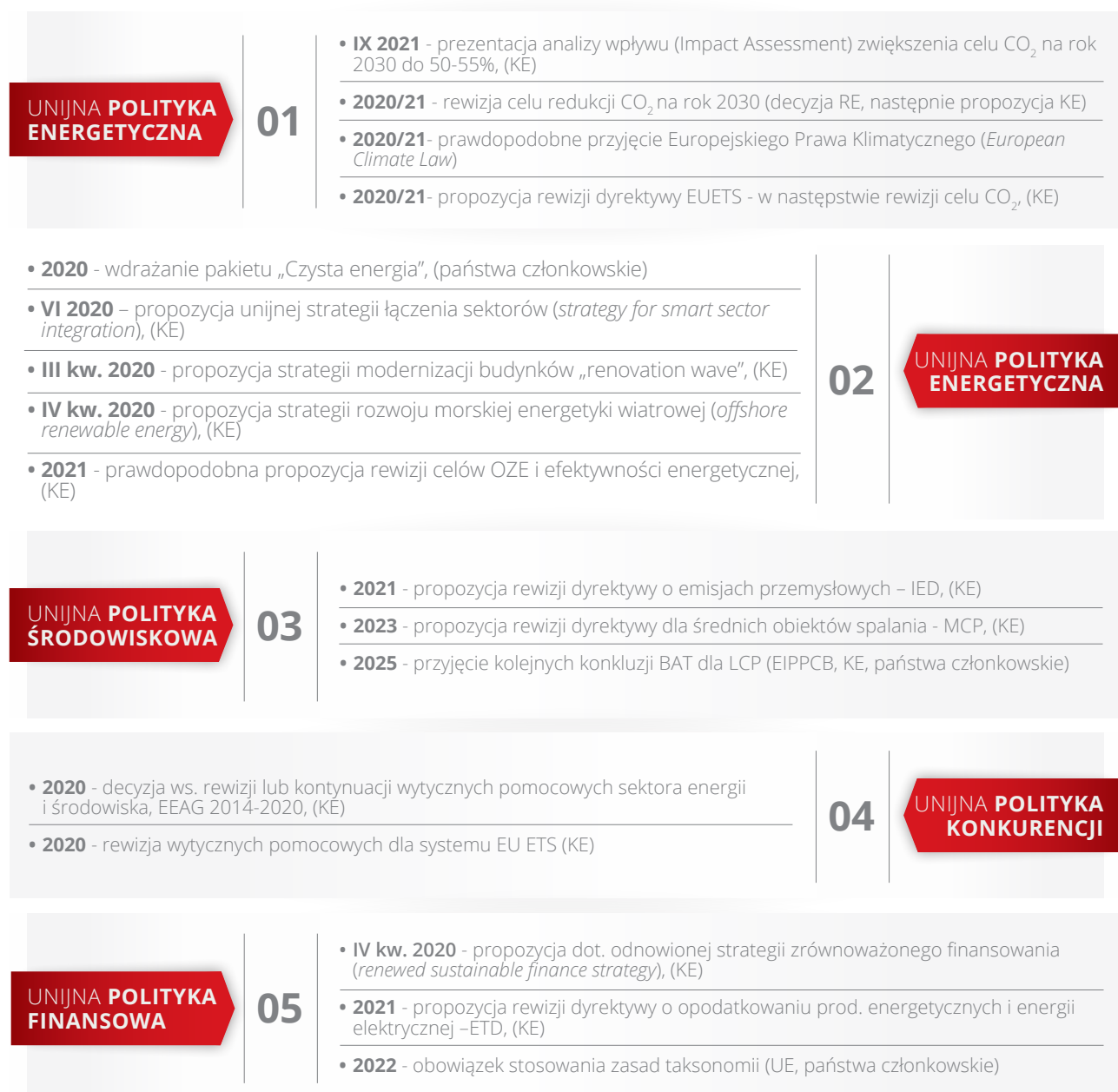
Wskazany wyżej działaniom towarzyszyć będzie przegląd dyrektywy w sprawie sprawozdawczości niefinansowej tak, by zwiększyć dostęp do informacji jak działania przedsiębiorstw wpływają na cele zrównoważonego rozwoju, w tym na klimat. Komunikat KE z 2019 r. ws. sprawozdawczości niefinansowej wskazuje, że informacje związane z klimatem powinny wskazywać główne rodzaje ryzyka dla rozwoju, wyników oraz sytuacji przedsiębiorstwa, związane ze zmianą klimatu, a także główne rodzaje ryzyka, związane z negatywnym wpływem działalności przedsiębiorstwa na klimat. Komisja wskazała m.in. przykłady ryzyka związanego z negatywnym wpływem na klimat: (i) emisje przez przedsiębiorstwa gazów cieplarnianych do atmosfery, (ii) zakup przez przedsiębiorstwa energii elektrycznej wytwarzanej z paliw kopalnych.

Wśród ryzyk związanych z negatywnym wpływem na przedsiębiorstwo zostały wymienione m.in.:

- ryzyko prawne, np. związane z procesem sądowym z tytułu nieuniknięcia lub nieograniczenia niekorzystnego wpływu na klimat lub niedostosowania się do zmiany klimatu,
- ryzyko technologiczne, np. gdy technologia o mniej szkodliwym wpływie na klimat zastępuje technologię, która jest bardziej szkodliwa dla klimatu,
- ryzyko rynkowe, np. jeśli następuje przekierowanie wyborów konsumentów i klientów biznesowych na produkty i usługi, które są mniej szkodliwe dla klimatu,
- ryzyko utraty reputacji, np. trudność w przyciągnięciu i zatrzymaniu klientów, pracowników, partnerów biznesowych oraz inwestorów, jeśli działalność przedsiębiorstwa uznaje się za szkodliwą dla klimatu.

Rewizja zasad dot. zamówień publicznych, tak by rozszerzyć stosowanie tzw. „Zielonych Zamówień Publicznych” (ang. *Green Public Procurement*) zdefiniowane przez KE w komunikacie z 2008 r. w sprawie zamówień publicznych na rzecz poprawy stanu środowiska. Ich stosowanie obecnie jest dobrowolne. Postulat stosowania przez

RYS. 3.1 HARMONOGRAM WYBRANYCH UNIJNYCH INICJATYW REGULACYJNYCH
OD 2020 ROKU



Źródło: opracowanie własne

państwa członkowskie pojawia się m.in. w czasie prac nad poszczególnymi elementami działań antykryzysowych w następstwie pandemii COVID-19. Zmiana będzie dotyczyła przede wszystkim uwzględnienia kryteriów zdefiniowanych w taksonomii, a także rozszerzania zakresu ich stosowania.

Ponadto o tym jak szeroko będzie stosowana taksonomia dotycząca zrównoważonego rozwoju wskazuje m.in. przygotowanie przez europejskie organy nadzoru nad sektorem bankowym, ubezpieczeniowym i nadzoru giełd i papierów wartościowych technicznych standardów implementacji uzgodnionego systemu klasyfikacji „zielonych” aktywności. 23 kwietnia ogłoszono konsultacje przygotowanej propozycji stosowania standardów taksonomii. Będzie ona wkładem do decyzji KE, która powinna być stosowana od 2022 r.¹³

O tym, że przyszłość sektora energetycznego coraz bardziej będzie zależała od decyzji sektora finansowego, świadczyć może także zmiana zachodząca na poziomie banków centralnych. Coraz więcej banków centralnych dostrzega potrzebę wspierania ww. regulacji, również w prowadzonej przez siebie działalności. Znaczący jest choćby przykład listu otwartego szefów banków centralnych z Anglii oraz Francji opublikowany w 2019 r. Sygnatariusze wskazują na potrzebę uwzględnienia ryzyk w sektorze finansowym, które są związane z konsekwencjami zmian klimatu. Należy się spodziewać, że tym tropem pójdą wkrótce kolejne banki centralne i wiodące banki komercyjne, tym bardziej, że zawiązana została już międzynarodowa współpraca kilkudziesięciu banków pod nazwą „Network for Greening the Financial Services”, które podobnie postrzegają swoją przyszłą rolę. Są wśród nich banki centralne oraz organy nadzoru finansowego m.in. Włoch, Hiszpanii, Portugalii, Finlandii, Grecji, Luksemburga, Łotwy, Litwy, Estonii, Cypru, Węgier, Irlandii, Malty, Danii, Holandii, Niemiec, Szwecji, Belgii, Malty, Słowenii, Austrii, a także kilkudziesięciu państw spoza UE m.in. Japonii, Kanady, Brazylii, Chin, Australii¹⁴.

13. ESAs consult on Environmental, Social and Governance disclosure rules <https://www.esma.europa.eu/press-news/esma-news/esas-consult-environmental-social-and-governance-disclosure-rules>

14. Open letter from the Governor of Bank of England Mark Carney, Governor of Banque de France François Villeroy de Galhau and Chair of the Network for Greening the Financial Services Frank Elderson on climate-related financial risks <https://www.bankofengland.co.uk/news/2019/april/open-letter-on-climate-related-financial-risks>

4. EUROPEJSKI ZIELONY ŁAD I ŁĄCZENIE SEKTORÓW: IMPLIKACJE DLA POLSKI

Zaprezentowane wcześniej wytyczne kierunkowe Europejskiego Zielonego Ładu oraz koncepcja łączenia sektorów rodzą szereg implikacji dla obecnego modelu energetyki w Polsce, jak również szereg pytań o to, jak przeprowadzić jego transformację.

Jak wskazano wcześniej, należy spodziewać się wzrostu roli elektroenergetyki w koncepcji łączenia sektorów oraz wspomagania tych sektorów w osiąganiu zamierzeń Europejskiego Zielonego Ładu, co rodzi potrzebę dyskusji oraz badań na temat modelu rozwoju elektroenergetyki, a także wynikającej z niego struktury i zasad jej funkcjonowania.

4.1. Możliwe modele transformacji polskiej elektroenergetyki: kontynuacja i innowacja

Bazując na wizji prof. Jana Popczyka¹⁵, można stwierdzić, że elektroenergetyka w Polsce może rozwinąć się w oparciu o model kontynuacyjny (naśladowczy) lub model innowacyjny (innowacji przełomowej).

Model kontynuacyjny zakłada, że elektroenergetyka i ciepłownictwo pozostaną oparte na scentralizowanych źródłach wielkoskalowych, a zmianie ulegnie rodzaj wykorzystywanego paliwa – z paliw węglowych, w kierunku paliw gazowych, biopaliw oraz energii jądrowej. Model kontynuacyjny wydaje się być dominujący w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku (PEP2040), zaprezentowanej w listopadzie 2018 r. oraz zaktualizowanej w listopadzie 2019 r., stanowiącej jednocześnie podstawę dla Krajowego Planu w zakresie Energii i Klimatu (KPEiK) przekazanego Komisji Europejskiej na początku 2019 r. i zaktualizowanego przez Ministerstwo Aktywów Państwowych pod koniec 2019 r. W przypadku ciepłownictwa, model kontynuacyjny proponuje np. Forum Energii, które w zaprezentowanej w kwietniu 2019 r. propozycji strategii „Czyste ciepło 2030” promuje, przede wszystkim, ciepłownictwo systemowe, oparte o gazowe jednostki kogeneracyjne¹⁶.

15. Por. np. http://ppte2050.pl/platforma/bzep/static/uploads/J.Popczyk_Przelom_w_energetyce.pdf lub <http://ppte2050.pl/platforma/bkk/pkk/files/00.%20TRANSFORMACJA%20ENERGETYKI%20-%20paradygmatyczny%20tryplet%20oraz%20mapa%20i%20trajektoria.%20Popczyk%20J..pdf>

16. Forum Energii, Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa, 2019

Innym przykładem modelu kontynuacyjnego dla ciepłownictwa jest propozycja Instytutu Energetyki Odnawialnej z końca 2019 r., opisująca system ciepłowniczy oparty na modernizowanych kogeneracyjnych jednostkach, opalanych biomasą drzewną – pracujących w podstawie zapotrzebowania – włącznie z kolektorami słonecznymi oraz jednostkami węglowymi w szczycie zapotrzebowania¹⁷.

Model innowacyjny stanowi jakościową alternatywę dla modelu kontynuacyjnego i opiera się na nowych technologiach (rozproszonych, elastycznych i zdigitalizowanych systemach energetycznych, wykorzystujących energię słońca i wiatru oraz innych zeroemisyjnych OZE¹⁸), okresowo wspieranych przez niskoemisyjne źródła konwencjonalne.

Model innowacji przełomowej wpisuje się w rzeczywistość trwającej obecnie czwartej rewolucji przemysłowej (ang. *Industry 4.0*), opartej m.in. na internecie rzeczy (ang. *Internet of Things, IoT*), sztucznej inteligencji (ang. *artificial intelligence, AI*) oraz przetwarzaniu danych w chmurze. Transformacja przebiegająca w ramach modelu innowacji przełomowej nie będzie odgórnie sterowana przez scentralizowaną energetykę wielkoskalową, ale przez prosumentów i niezależnych inwestorów.

17. Wisniewski, G. et al., OZE i magazyny ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych, *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, numer 5/19, str. 102

18. Np. hydroenergetyka, geotermia, energia fal morskich, itp.

RYS. 4.1 MODEL KONTYNUACYJNY I INNOWACYJNY ROZWOJU
ELEKTROENERGETYKI W POLSCE

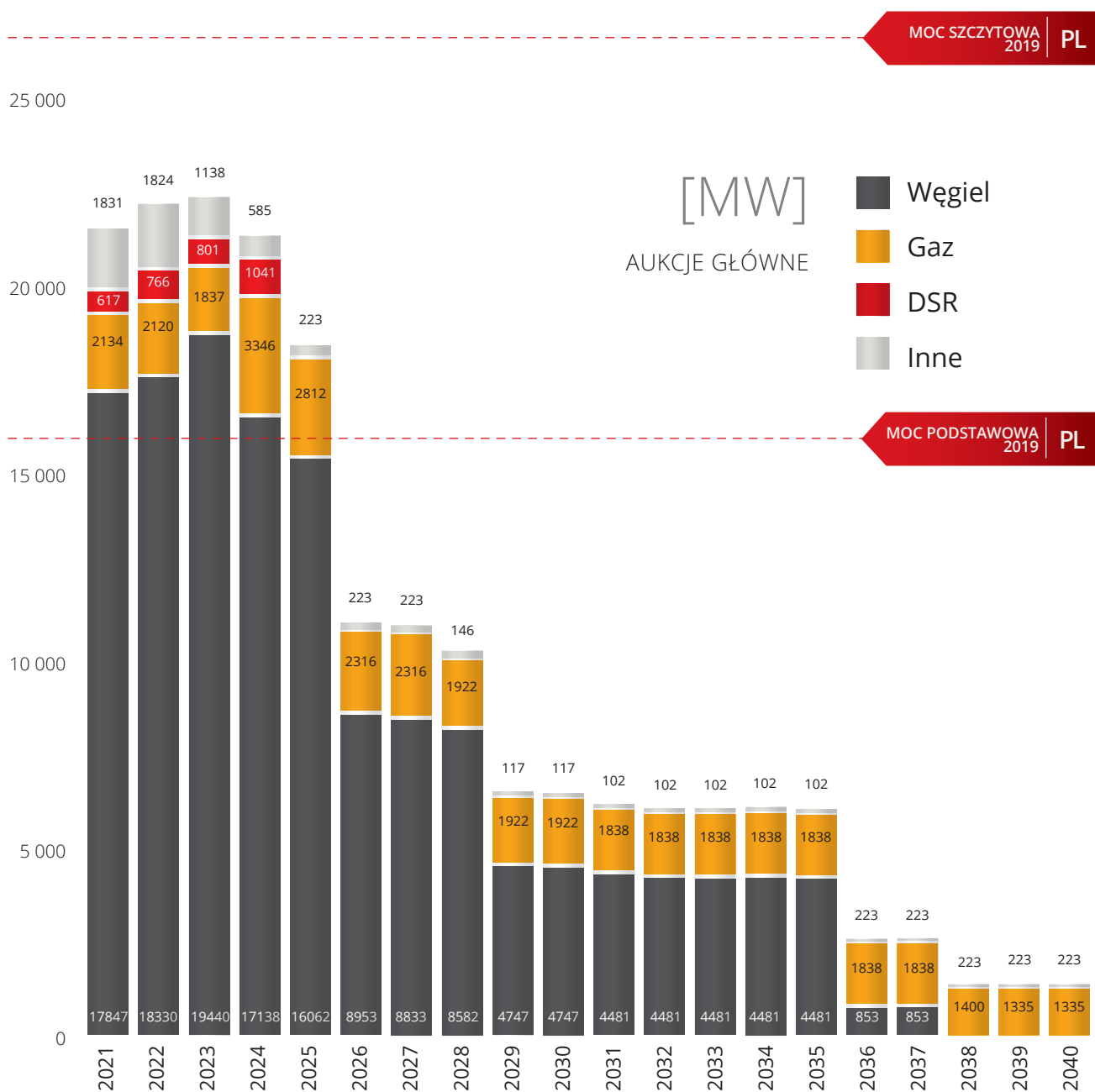


Źródło: opracowanie własne

4.1.1. Determinanty rozwoju elektroenergetyki w modelu kontynuacyjnym

Jak wspomniano powyżej, model kontynuacyjny zakłada przejście z energetyki wielkoskalowej opartej na wysokoemisyjnych paliwach węglowych, w kierunku niskoemisyjnego paliwa gazowego, biomasy lub źródeł atomowych. O ile konieczność istotnej redukcji wytwarzania z paliw węglowych jest jednym z fundamentów Europejskiego Zielonego Ładu, o tyle na chwilę obecną nie widać sygnałów mających świadczyć o drastycznej zmianie struktury paliw w Polsce. Dobitym przykładem są wyniki aukcji na rynku mocy, którego fundamentalnym celem powinno być stymulowanie inwestycji w nowe moce wytwórcze. Zamiast tego, jak wynika z rysunku nr 4.2, rynek mocy wydaje się być tylko tymczasowym kołem ratunkowym dla mocy węglowych, które w obecnym otoczeniu legislacyjnym UE (dekarbonizacja) oraz rynkowym (internalizacja kosztów emisji CO₂ w koszcie wytwarzania energii elektrycznej) jawią się jako niepożądane (wysoka emisyjność, która nawet w przypadku najnowszych bloków znacząco przekracza wytyczne unijne) oraz nieopłacalne.

RYS. 4.2 WYNIKI AUKCJI RYNKU MOCY W ROKU 2018 I 2019 (AUKCJE GŁÓWNE) [MW]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE

Jedyną planowaną większą jednostką gazową, która wygrała aukcję główną rynku mocy, jest należąca do GK PGE S.A. elektrociepłownia Dolna Odra, zlokalizowana w pobliżu Szczecina, posiadająca bliski dostęp do terminala LNG w Świnoujściu. GK PGE planuje do 2024 r. uruchomić dwa bloki kogeneracyjne o mocy 700 elektrycznej MW każdy. Z samego rynku mocy elektrociepłownia otrzyma do 2040 r. około 5,8 mld PLN. Na rok dostawy 2021 przewidziano również jedną z dwóch nowych elektrociepłowni gazowych (Płock oraz Włocławek) należących do PKN ORLEN, a także obecnie budowaną elektrociepłownię gazową na warszawskim Żeraniu, należącą do PGNiG Termika. Niemniej jednak, biorąc pod uwagę spodziewaną (konieczną) skalę wycofań eksploatowanych bloków węglowych, po wyjściu z rynku mocy do 2029 r. – pozostała moc z nowych bloków węglowych wyniesie jedynie 4,5 GW. Tak więc obecne i planowane moce gazowe wynoszące ok. 5 GW wydają się być niewystarczające do odbudowy centralnie sterowanego potencjału wytwórczego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w Polsce.

Polska jest obecnie również w trakcie wdrażania systemu wsparcia dla nowych miejskich elektrociepłowni gazowych. Zadaniem nowej ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji jest zachęcenie do budowy miejskich elektrociepłowni gazowych. Jednostka kogeneracyjna o mocy elektrycznej powyżej 50 MW może ubiegać się o indywidualną premię, o ile jej emisyjność nie przekracza 450 kg CO₂/MWh wyprodukowanej energii elektrycznej. Regulator, czyli Prezes URE, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego stwierdzi, czy w przypadku danej inwestycji występuje tzw. efekt zachęty, co jest warunkiem dla ostatecznej decyzji inwestycyjnej.

Pierwszy tego typu nabór dla nowych źródeł powyżej 50 MW mocy elektrycznej Prezes URE ogłosił we wrześniu 2019 r., a w grudniu 2019 r. zakończył bez rozstrzygnięcia, z powodu braku chętnych. W projekcie nowego rozporządzenia Ministra Aktywów Państwowych przewiduje się znaczne zwiększenie puli wsparcia indywidualnego. Premię może być objęte do 72 TWh energii elektrycznej o wartości ponad 8,65 mld zł w okresie 15 lat. Jest to dwa razy więcej niż przewiduje obowiązujące rozporządzenie. Maksymalna dopłata dla nowych jednostek gazowych wynosi niemal 145 zł/MWh. Powstaje pytanie, czy zwiększony wolumen zachęci inwestorów?

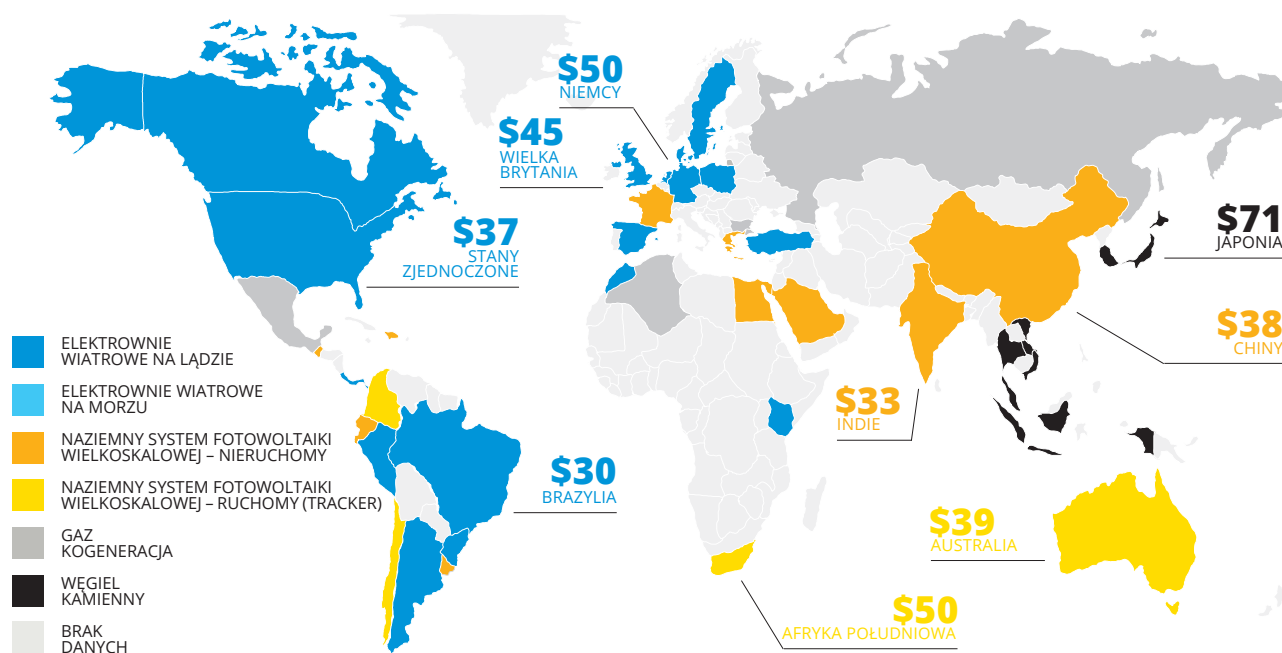
Należy także wskazać, że gaz ziemny – pomimo wielu zalet w stosunku do węgla – jest w wielu krajach europejskich traktowany jako paliwo przejściowe, umożliwiające, przede wszystkim bezpieczne przejście w kierunku energetyki opartej o energię słońca i wiatru. Europejski Bank Inwestycyjny ogłosił, że nie będzie finansował inwestycji

w jednostki gazowe, co pozwala domniemywać, że tego typu inwestycje mogą stać się coraz bardziej ryzykowne, nawet przy uwzględnieniu systemu wsparcia w postaci rynku mocy lub dopłaty za wysokosprawną kogenerację.

Jak pokazują wyniki aukcji OZE z 2018 i 2019 r., duże jednostki biomasowe nie są preferowaną opcją inwestorów. Pomimo ogromnego wolumenu aukcyjnego zaledwie dwie mniejsze elektrociepłownie miejskie uzyskały wsparcie, a i tak ich realizacja jest niepewna – planowany blok biomasowy w EC Lublin-Wrotków do tej pory nie uczestniczył w aukcji OZE. Jednak ponad 300 MW zmodernizowanych jednostek kogeneracyjnych największego krajowego wytwórcy PGE Energia Ciepła S.A. uzyskało 7-letnie wsparcie z aukcji rynku mocy od 2024 r. Biomasowy „Zielony Blok” w Elektrowni Połaniec wypadnie z systemu wsparcia zielonych certyfikatów pod koniec 2026 r. Skąd wynika taka ostrożność inwestorów? Nowe kryteria unijne dla zrównoważonej biomasy nie pozwolą na import ogromnej ilości biomasy drzewnej, tak jak dotychczas, a zasoby krajowe są ograniczone. Techniczny potencjał biomasy drzewnej w lasach państwowych i prywatnych wynosi obecnie około 8 milionów metrów sześciennych, ale ten potencjał już teraz nie jest wykorzystywany w praktyce. Ponadto procent zalesienia kraju jest niższy niż średnia unijna. Potencjalny negatywny wpływ na ilość dostępnej biomasy energetycznej wynika z konieczności poczynienia daleko idących zmian w zakresie polityki środowiskowej, tak by uwzględnić działania adaptacyjne do zmiany klimatu – wichury, susza i w związku z tym rozwój szkodników, które wymagają bardzo ostrożnego podejścia do wykorzystania biomasy drzewnej.

Jak wynika z powyższych uwarunkowań, model kontynuacyjny rozwoju energetyki w Polsce obarczony jest wysoką niepewnością z uwagi m.in. na brak ekonomicznych przesłanek przemawiających za wsparciem lub planami rozwoju dostatecznej ilości mocy pracującej w podstawie zapotrzebowania, opartych o paliwa gazowe czy biomasowe lub elektrownie jądrowe mające zastąpić wycofywane moce węglowe. Polska nie jest odosobniona, sytuacja wygląda bardzo podobnie w większości krajów Europy środkowo-północnej.

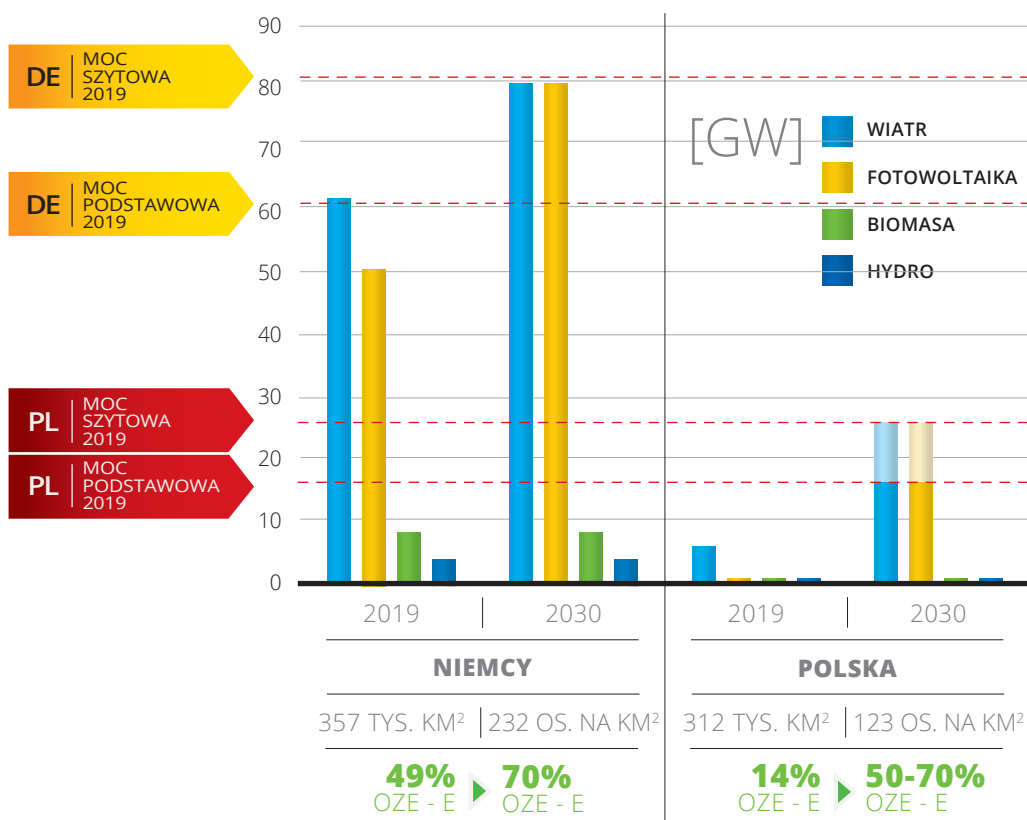
RYS. 4.3 **AKTUALNE KOSZTY WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA ŚWIECIE**
I KONKURENCYJNOŚĆ TECHNOLOGII



Źródło: Bloomberg NEF, "Scale-up of Solar and Wind Puts Existing Coal, Gas at Risk", 04/2020

Z tego powodu, rozważenie rozwoju w modelu innowacji przełomowej wydaje się jedyną realną alternatywą, pozwalającą na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla gospodarki, w tym zwłaszcza w kontekście koncepcji „łączenia sektorów”. Polska powinna być przygotowana na rozwój ostatecznej ilości energii z elektrowni wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych, żeby stymulować elektryfikację sektorów energii. Dobrym przykładem może być rynek elektroenergetyczny w Niemczech, na którym zainstalowana moc każdej z tych technologii obecnie jest na poziomie zapotrzebowania podstawowego i w 2030 r. ma osiągnąć poziom zapotrzebowania szczytowego, pomimo prawie dwukrotnie gęstszego zaludnienia.

RYS. 4.4 **MOŻLIWY WZROST MOCY ZAINSTALOWANEJ W OZE DO ROKU 2030**



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych niemieckiego ministerstwa gospodarki



INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

NOWEMEDIA24.PL
PROJEKT: PIOTR PERZYNA

Podstawowym celem polityki energetyczno-gospodarczej jest dostępność taniej i zero-emisyjnej energii elektrycznej. Źródłem tej energii jest przede wszystkim energetyka solarna i energetyka wiatrowa. Można wnioskować na przykładzie innych krajów, że aby z powodzeniem rozwijać koncepcję łączenia sektorów, Polska w roku 2030 powinna dążyć do takiej ilości zainstalowanej mocy w obydwu technologiach, aby latem i zimą pokryć co najmniej zapotrzebowanie podstawowe wyłącznie z tych technologii.

Ten cel można osiągnąć za pomocą mikroinstalacji (głównie fotowoltaika przyłączona do sieci publicznej na niskim napięciu), małych instalacji biznesowych odbiorców energii lub mniejszych producentów energii z OZE (zazwyczaj przyłączonych na średnim napięciu 15-30 kV) do około 10 MW mocy albo wielkoskalowej generacji energii z OZE (zazwyczaj przyłączonych na wysokim napięciu 110-220 kV) z mocą przekraczającą nawet 100 MW. W kontekście powyższego szczególnym wyzwaniem staje się stymulacja inwestycji w sterowalną energię elektryczną, tj. magazyny energii lub elektrolizery do produkcji zielonego wodoru.

4.1.2. Determinanty rozwoju elektroenergetyki w modelu innowacyjnym

Przyszły system energetyczny będzie zdecentralizowany, zdigitalizowany i zelektryfikowany. Transformacja sektorów energii będzie napędzać szeroki rozwój społeczno-gospodarczy. Zgodnie z raportem agencji IRENA, zmieniające się ukierunkowanie inwestycji w perspektywie następnych 30 lat zwiększy liczbę miejsc pracy w sektorze odnawialnych źródeł energii do 42 milionów na całym świecie, a więc będzie to czterokrotnie więcej niż obecnie¹⁹.

Ogółem, miejsca pracy w sektorze energii osiągnęłyby 100 milionów do 2050 r., czyli około 40 milionów więcej niż dzisiaj. Przejście to przyniosłoby 7 milionów nowych miejsc pracy w całej gospodarce światowej, w porównaniu do kontynuacji obecnej polityki energetycznej.

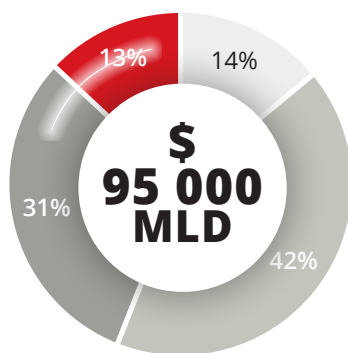
Przewidywana transformacja skutecznie zwróciłaby się pod względem finansowym. Scenariusz transformacyjny (ang. *Transforming Energy Scenario*), który redukuje poziom światowych emisji CO₂ o 75 proc. do 2050 r. kosztowałby światową gospodarkę o 15 000 miliardów dolarów więcej niż scenariusz modelu naśladowczego (ang. *Planned Energy Scenario* – wzrost średniej temperatury o 3°C do 2050 r.), przynosząc dodatkowe korzyści o wartości co najmniej 50 000 miliardów dolarów do 2050 r.

Scenariusz głębszej dekarbonizacji (ang. *Deeper Decarbonization Perspective*) kosztowałaby kolejne 20 000 miliardów dolarów, aby osiągnąć zerową emisję netto w 2050 r., a jednocześnie skumulowane oszczędności byłyby nadal wyższe o co najmniej 62 000 miliardów dolarów.

19. IRENA, *Global Renewables Outlook*, 2020

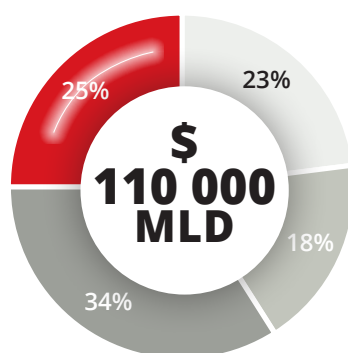
RYS. 4.5 **KOSZTY I OSZCZĘDNOŚCI TRANSFORMACJI SEKTORÓW ENERGII
DO ROKU 2050 WEDŁUG KALKULACJI IRENA**

**SCENARIUSZ MODELU
KONTYNUACYJNEGO**
(PLANNED ENERGY
SCENARIO)



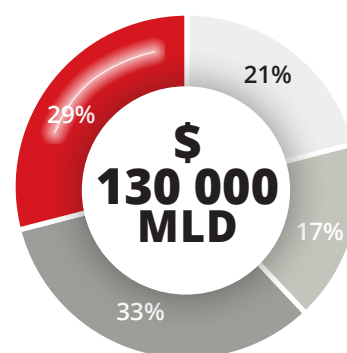
- 13 000 MILIARDÓW USD
elektryfikacja i infrastruktura
sieciowa
- 30 000 MILIARDÓW USD
energetyka konwencjonalna
- 29 000 MILIARDÓW USD
efektywność energetyczna
- 15 000 MILIARDÓW USD
energia odnawialna

**SCENARIUSZ TRANSFORMACJI
- MODEL INNOWACYJNY I**
(TRANSFORMING ENERGY
SCENARIO)



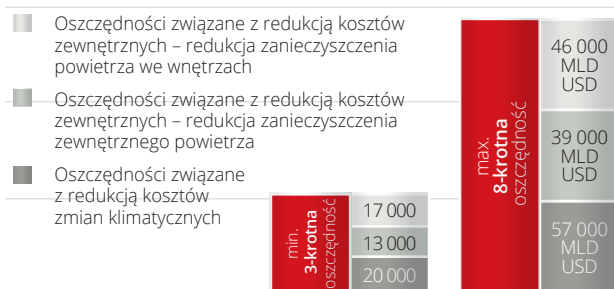
- 26 000 MILIARDÓW USD
elektryfikacja i infrastruktura
sieciowa
- 20 000 MILIARDÓW USD
energetyka konwencjonalna
- 37 000 MILIARDÓW USD
efektywność energetyczna
- 27 000 MILIARDÓW USD
energia odnawialna

**SCENARIUSZ GŁĘBSZEJ
DEKARBONIZACJI NET-ZERO
2050 - MODEL INNOWACYJNY II**
(DEEPER DECARBONIZATION PER-
SPECTIVE)



- 27 000 MILIARDÓW USD
elektryfikacja i infrastruktura
sieciowa
- 22 000 MILIARDÓW USD
energetyka konwencjonalna
- 43 000 MILIARDÓW USD
efektywność energetyczna
- 38 000 MILIARDÓW USD
energia odnawialna

SCENARIUSZ TRANSFORMACJI



SCENARIUSZ GŁĘBSZEJ DEKARBONIZACJI



Źródło: IRENA, „Global Renewables Outlook. 2020”, kwiecień 2020

Z powyższej perspektywy przedstawionej przez IRENA, program Europejski Zielony Ład i perspektywa Net-Zero 2050 wydają się być kluczowym elementem polityki przemysłowej. Również najbardziej rozwinięte kraje Azji zaczynają dostrzegać tę perspektywę. Partia rządząca Korei Południowej ogłosiła po wyborach w połowie kwietnia 2020 r., że ma ambicję, aby kraj przyjął Nowy Zielony Ład i zapewnił zerową emisję dwutlenku węgla netto do 2050 r. Nowy Zielony Ład obejmuje podatek od emisji dwutlenku węgla, wymóg zakończenia inwestycji w węgiel oraz koncentrację na inwestycjach w odnawialne źródła energii, a także strategię wodorową. Korea Południowa – siódmy pod względem wielkości emitent na świecie i także trzeci co do wielkości publiczny podmiot finansujący energetykę węglową – jako pierwszy kraj Azji Wschodniej wyznaczy ramy czasowe, aby doprowadzić do scenariuszu Net-Zero 2050. W Korei Południowej polityka klimatyczna nie miała do tej pory większego znaczenia i od dawna kraj ten jest krytykowany za brak konsekwentnych działań w sprawie zmian klimatu. Redukcja emisji w Korei Południowej, w której do najbardziej energochłonnych gałęzi przemysłu zalicza się elektronikę, samochody, przemysł stoczniowy, przemysł chemiczny i stalowy – nie będzie łatwa. Będzie to wymagało ogromnych inwestycji, w celu zwiększenia efektywności energetycznej i przyśpieszenia przejścia kraju na odnawialne źródła energii, które obecnie stanowią mniej niż 10 procent miks energetycznego, ale rząd tego kraju jest przekonany, że inwestycje te będą się opłacały.

4.1.3. Filary transformacji energetycznej

Efektywność energetyczna i energia odnawialna (w połączeniu z magazynowaniem) to dwa kluczowe rozwiązania umożliwiające globalną transformację energetyczną. Raport IRENA wskazuje na słabe strony obecnego rozwoju sektora energii. Działania na rzecz efektywności energetycznej należy szybko i znacząco zwiększyć. Jednak poprawa efektywności energetycznej zwolniła w 2019 r. i wyniosła jedynie około 1,2 proc., co oznacza o 0,6 proc. mniej niż średnia 1,8 proc. rocznie, w ciągu ostatniej dekady. W Scenariuszu Transformacyjnym, tempo poprawy efektywności energetycznej musi wzrosnąć do 3,2 proc. rocznie. Stosowanie odnawialnych źródeł energii do wytwarzania innych postaci energii rośnie zbyt wolno w głównych sektorach energochłonnych, takich jak budynki i przemysł. Wdrożenie rozwiązań w tych obszarach pozostaje znacznie poniżej poziomów potrzebnych do stworzenia bezpiecznego dla klimatu systemu energetycznego.

Zgodnie z koncepcją przedstawioną przez IRENA transformacja sektora energii bazuje na pięciu filarach:

1. „Elektryfikacja” sektorów energii

Nawet w mniej ambitnym Scenariuszu Transformacji roczny wzrost udziału energii elektrycznej w całkowitym bilansie energetycznym powinien wynosić minimum 1 proc. Obecny wzrost wynosi zaledwie 0,25 proc. Ponadto, udział źródeł OZE w bilansie elektroenergetycznym powinien wynosić 57 proc. w 2030 r. i 86 proc. w 2050 r. Elektryfikacja procesów energetycznych u użytkowników końcowych spowoduje wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, które należy zaspokoić odnawialnymi źródłami energii. W sektorze transportu wzrośnie liczba pojazdów elektrycznych – od około 8 milionów w 2019 r., do ponad 1,1 miliarda do 2050 r. W przypadku ogrzewnictwa, pompy ciepła oferują od dwóch do czterech razy wyższe przyrosty wydajności niż konwencjonalne systemy grzewcze. Liczba pomp ciepła zainstalowanych do 2050 r. powinna wzrosnąć co najmniej 10-krotnie.

2. Zwiększona elastyczność systemu elektroenergetycznego

Elastyczność w systemach elektroenergetycznych jest kluczowym czynnikiem umożliwiającym ich integrację z przeważającym udziałem zmiennej energetyki odnawialnej, co jest podstawą systemu elektroenergetycznego przyszłości. Systemy elektroenergetyczne muszą osiągnąć maksymalną elastyczność w oparciu o bieżące i innowacyjne rozwiązania w zakresie technologii wspomagających, modeli biznesowych, struktury rynku i systemów operacyjnych. Zarówno długoterminowe, jak i krótkoterminowe magazynowanie energii jest ważne dla zwiększenia elastyczności systemu. Jednak największą elastyczność można osiągnąć za pomocą innych środków, w tym poprzez rozbudowę sieci, oraz elastyczność po stronie popytu (ang. *demand-side management*).

3. Elektrownie wodne i biomasa

Energetyka wodna może przynieść ważne synergie w systemie energetycznym przyszłości. W Scenariuszu Transformacji moc elektrowni przepływowych musiałaby wzrosnąć o 25 proc. do 2030 r. i o 60 proc. do 2050 r., podczas gdy pojemność elektrowni szczytowo-pompowych będzie musiała wzrosnąć podwójnie. Zwiększenie mocy hydroenergetycznych niekoniecznie pociąga za sobą budowę nowych obiektów, ponieważ istnieją możliwości modernizacji turbin i systemów w istniejących obiektach, a także wykorzystania biegu rzeki i przystosowania tych obiektów, w których nie ma jeszcze systemów wytwarzania. Polska ma w tym zakresie ograniczone zasoby, ale te istniejące trzeba modernizować i zapewnić im dodatkowe przychody

po wyjściu z systemu wsparcia zielonymi certyfikatami, np. za pomocą wykorzystania ich do świadczenia usług systemowych. Należy także rozważyć import energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł o zerowej emisyjności.

Bioenergia odgrywa szczególnie ważną rolę w sektorach trudnych do zelektryfikowania, takich jak transport morski i lotniczy oraz przemysł – zarówno do produkcji ciepła procesowego, jak i do wykorzystania bezpośredniego. Tymczasem tradycyjne zastosowania bioenergii w ogrzewnictwie i ciepłownictwie, które obejmują dużą część dzisiejszego popytu na bioenergię, musi zostać zastąpione opcjami innowacyjnymi.

4. Zielony wodór

Wodór może stanowić rozwiązanie dla tych rodzajów zapotrzebowania na energię, które są trudne do bezpośredniego zelektryfikowania.

Obecnie na świecie rocznie produkuje się około 120 megaton (Mt) (lub 14 EJ) wodoru. Polska odpowiada za 14 proc. europejskiej produkcji wodoru. Ale prawie cała produkcja pochodzi z paliw kopalnych lub energii elektrycznej wytwarzanej z paliw kopalnych o wysokim śladzie węglowym – mniej niż 1 proc. to zielony wodór. Zgodnie z prognozą IRENA zielony wodór stanie się konkurencyjny pod względem kosztów w stosunku do wodoru niebieskiego (produkowanego z paliw kopalnych w połączeniu z wychwytywaniem i składowaniem węgla – CCS) w najbliższych latach, w lokalizacjach z dostępną taną energią odnawialną (np. elektrownie wiatrowe na morzu). Ponieważ koszty tej produkcji zmniejszają się, zielony wodór będzie tańszy niż niebieski w ciągu najbliższych 5-15 lat. Niektóre energochłonne gałęzie przemysłu mogą w przyszłości przenieść się na obszary o dobrych zasobach energii odnawialnej, aby wykorzystać dostęp do taniego zielonego wodoru np. sektor stalowo-hutniczy lub sektor chemiczny.

5. Innowacyjne rozwiązania techniczne dla trudnych sektorów

W Scenariuszu Transformacyjnym więcej niż połowa zapotrzebowania na energię do 2050 r. może zostać zaspokojona przez energię elektryczną, ale należy również wziąć pod uwagę pozostałe postacie energii. Rozwiązania mające na celu dalsze ograniczenie zużycia paliw kopalnych obejmują zwiększenie bezpośredniego wykorzystanie energii odnawialnej (bioenergia, kolektory słoneczne, ciepło geotermalne), wzrost efektywności energetycznej i zmiany strukturalne, które mogą zmniejszyć zapotrzebowanie na energię, w szczególności w sektorach takich jak żegluga morska, lotnictwo i przemysł ciężki. Mówiąc inaczej, trzy czwarte pozostałych emisji w 2050 r. będzie pochodzić z tych sektorów.

Postępy w biopaliwach, paliwach syntetycznych, nowych materiałach i gospodarce o obiegu zamkniętym, będą konieczne w obliczu Net-Zero 2050. Istnieje pilna potrzeba znalezienia rozwiązań dla kluczowych sektorów, takich jak hutnictwo i przemysł stalowy, produkcja cementu i petrochemia.

Ogólnie rzecz biorąc, rozważając redukcję zużycia energii oraz emisji CO₂ związanych z procesami przemysłowymi, odnawialne źródła energii stanowią 43 proc. redukcji, efektywność energetyczna 26 proc., elektromobilność 12 proc., zielony wodór 9 proc., niebieski wodór wraz z technologią CCS 7 proc., zmiany behawioralne 2 proc., a technologia jądrowa poniżej 1 proc.

RYS. 4.6 **FILARY TRANSFORMACJI SEKTORÓW ENERGII DO 2050 R.**
ZGODNIE Z IRENA



Źródło: IRENA, „Global Renewables Outlook. 2020”, kwiecień 2020

4.2. Funkcjonowanie polskiej elektroenergetyki w modelu innowacyjnym

W kontekście wymagań Europejskiego Zielonego Ładu oraz koncepcji łączenia sektorów, celem polskiej energetyki powinien być, z jednej strony, jak najniższy poziom emisji oparty o realistyczny plan z długoterminową perspektywą, a z drugiej dążenie do zapewnienia wzrostu podaży energii elektrycznej dla połączonych sektorów, przy jednoczesnym utrzymaniu bezpieczeństwa dostaw i parametrów systemu.

Powyższe postulaty powinny być zrealizowane przy możliwie najniższym koszcie systemowym, obejmującym:

- **koszty wytwarzania energii elektrycznej (paliwo, emisje, pozostałe koszty zmienne, koszty stałe),**
- **nakłady inwestycyjne na skoordynowaną budowę źródeł wytwarzania, magazynów energii oraz rozbudowę i digitalizację sieci,**
- **koszty świadczenia usług systemowych.**

Tylko plan działań ponad podziałami politycznymi może zapewnić zharmonizowany, zrównoważony i planowy rozwój oraz stabilność inwestycyjną. Wypracowanie długofalowej, przewidywalnej polityki gospodarczej, w tym energetycznej oraz jej wdrożenie bazujące na strategiach sektorowych i systemie regulacji jest warunkiem koniecznym dla rozwoju energetyki pozwalającej na stymulację rozwoju gospodarki w Polsce. Niemniej, przewidywalność polityki energetycznej nie oznacza jej niezmienności, lecz możliwość elastycznego jej dostosowywania do rozwoju modelu innowacji przełomowej. Dlatego też polityka energetyczna powinna opierać się o bieżącą i cykliczną analitykę stanu obecnego oraz zachodzących zmian, jak również analitykę wyprzedzającą (przyszłą) opartą o kompleksowe modelowanie techniczno-ekonomiczne systemu. Kluczowym aspektem rozwoju adaptacyjnego polityki energetycznej jest planowanie zintegrowane (jednoczesny rozwój wytwarzania, magazynowania oraz sieci) dążące do minimalizacji łącznego kosztu dla systemu.



Ponadto, biorąc pod uwagę rosnące rozproszenie przestrzenne źródeł OZE, budowa właściwego miksu zasobów powinna – poza planowaniem zintegrowanym – uwzględniać także sygnały lokalizacyjne, zatory oraz straty sieciowe. Systemowym sposobem na zarządzanie aspektami lokalizacyjnymi w kontekście rosnącego udziału OZE oraz decentralizacji systemu jest wprowadzenie cen węzłowych (ang. *locational marginal pricing, LMP*).

Ceny węzłowe pozwalają na jednoczesną wycenę energii, ograniczeń oraz strat w każdym węźle sieci, przez co dostarczają sygnałów pozwalających podejmować decyzje inwestycyjne oraz operacyjne w zakresie zarządzania systemem oraz rynkiem elektroenergetycznym. Holistyczne podejście do identyfikacji kluczowych czynników wymaganych do uwzględnienia w procesie budowy polityki energetycznej prezentuje rysunek nr 4.5 poniżej.

4.3. Zarządzanie popytem na energię elektryczną

Ze względu na różne wzorce zużycia energii, w przypadku łączenia sektorów, profile obciążeń dziennych i sezonowych są wyższe i bardziej strome, głównie ze względu na elektryfikację transportu i budownictwa. Podobnie jak zwiększone wytwarzanie energii z wiatru i energii słonecznej, będzie to wymagało elastycznych rozwiązań technicznych, takich jak zasobniki energii oraz szczytowe źródła gazowe/biogazowe/wodowe instalowane w celu bilansowania systemu oraz zapewniania stabilizacji jego kluczowych parametrów, czyli częstotliwości i napięcia.

Skala wyzwania dla systemu elektroenergetycznego zależy również od absorpcji elastyczności po stronie popytu (ang. *demand-side response*) stworzonej przez łączenie sektorów. Nowe źródła elastyczne obejmują ładowarki dynamiczne do pojazdów elektrycznych i pompy ciepła, które za pomocą digitalizacji reagują na sygnały cenowe, jak również wirtualne elektrownie i DSM.

W kontekście koncepcji łączenia sektorów, odpowiedź strony popytowej i sterowanie zużyciem energii elektrycznej może okazać się kluczowym źródłem elastyczności systemu.

Zwiększenie elastyczności zapotrzebowania może pozwolić na zmniejszenie skali inwestycji w moce wytwórcze i magazynowe oraz w sieć elektryczną, a w związku z tym, może pomóc w optymalizacji kosztów systemowych. Sieć elektroenergetyczna będzie wymagała wzmocnienia i rozbudowy w perspektywie długoterminowej (m.in. ze względu na zwiększone przepływy mocy w określonych regionach/lokalizacjach), co wymagać będzie:

- modelowania i analizy rozptyłów mocy oraz strat i ograniczeń sieciowych,
- planowania zintegrowanego, pozwalającego koordynować inwestycje w wytwarzanie, magazynowanie oraz sieć, przy jednoczesnej optymalizacji kosztów dla systemu.

W praktyce, zapotrzebowanie na rozwój nowoczesnej sieci elektroenergetycznej może pojawić się już od połowy lat dwudziestych i być rozłożone nierównomiernie, ponieważ na niektórych obszarach rozwój elektromobilności i ciepłownictwa bazującego a pompach ciepła może być szybszy, a na innych wolniejszy. Przy długoletnim procesie planowania i rozbudowy sieci istnieje ryzyko, że rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych nie nadąży za tymi wymaganiami. Tym bardziej długoterminowa strategiczna polityka w zakresie planowania zintegrowanego (wytwarzanie, magazynowanie, sieć) jest potrzebna, aby uniknąć destabilizacji dostaw energii elektrycznej. Przy oczekiwanym roz-

woju technologii zielonego wodoru także koordynacja działań operatorów sieci elektroenergetycznych i sieci gazowych staje się koniecznością.

4.4. Decentralizacja, agregacja i digitalizacja

W odniesieniu do energetyki rozproszonej trzeba mieć na uwadze, że odpowiednie jednostki wytwarzania energii są przyłączane przede wszystkim do sieci dystrybucyjnych, a ich moc zainstalowana wynosi najczęściej poniżej 50 MW. Dlatego mniejsze jednostki wytwórcze wymagają agregacji i automatycznej koordynacji, co bez digitalizacji urządzeń, stworzenia ogromnych baz danych dostępnych „w chmurze” i wykorzystania sztucznej inteligencji (AI) będzie nieefektywne. Warto tutaj wskazać, tytułem przykładu, iż baza mikroinstalacji wspieranych przez NFOŚiGW powinna zostać ulokowana w chmurze krajowej, celem optymalizacji procesu ich zarządzania.

Klastry przemysłowe będą stanowić dodatkowe wyzwanie, natomiast klastry geograficzne będą mieć dalsze implikacje dla lokalnej sieci elektroenergetycznej. Na przykład dostawcy usług w chmurze często umieszczają wiele centrów danych w „strefach dostępności energii elektrycznej”, aby poprawić niezawodność swoich usług. Lokalizacja ta zwykle zależy od lokalizacji infrastruktury krytycznej, która obejmuje kable światłowodowe, podstacje, linie przesyłowe i inne centra danych. Duże firmy technologiczne, które prowadzą centra danych mają również ambitne cele dotyczące zrównoważonego rozwoju, co oznacza, że klastry powinny mieć również dostęp do odnawialnych źródeł energii. Koncepcja łączenia sektorów, oprócz zmian zapotrzebowania szczytowego, będzie oznaczała, że do sieci dystrybucyjnej zostanie przyłączonych znacznie więcej jednostek wytwórczych. Z tego powodu zwiększy się nacisk na operatorów sieci dystrybucyjnych, aby szybciej przejęli więcej funkcji podobnych do operatora systemu przesyłowego i opracowali nowe sposoby zarządzania siecią oraz umożliwili agregatorom zarządzanie zasobami wytwórczymi. Tymczasem OSD na ogół nie mają dostępu do tych samych narzędzi do zarządzania siecią jak OSP, co powoduje, że sieć dystrybucyjna z dużą liczbą źródeł rozproszonych nie jest w pełni obserwowalna i sterowalna.

Podstawową koncepcją energetyki rozproszonej jest dostrzeżenie wzrostu efektywności w sytuacji, gdy wspólnie zarządzani/rozliczani odbiorcy energii są zlokalizowani w bliskim obszarze. Kluczową kwestią jest identyfikacja właściciela mikrosieci, do której są oni przyłączeni. Zazwyczaj jest to publiczny operator sieci dystrybucyjnej (OSD), gazowej (OSG) lub ciepłej (OSC) lub zakład przemysłowy. Właściciel może równolegle zarządzać tą siecią. Właściciel mikrosieci steruje siecią, tzn. reguluje poziomy napięcie poprzez regulację przepływów mocy biernej i zarządza przepustowością linii i transformatorów, ale może również bilansować w sposób ciągły zużywaną w niej energię. Za-

rzządzanie ograniczeniami w mikrosieciach przybiega na zasadzie interwencyjnego sterowania elementami mikrosieci, tj. źródłami, magazynami i odbiorcami sterowalnymi. Tym sposobem zarządca mikrosieci może przejąć obowiązek częściowego zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na poziomie lokalnym.

Mikrosieci komercyjne funkcjonują w podobny sposób. Obok zakładów przemysłowych potencjalnymi inwestorami w mikrosieci mogą być m.in. szpitale, kompleksy naukowe, zespoły budynków administracyjnych, obiekty turystyczne lub przedsiębiorstwa produkcji rolnej. Podmiot zainteresowany mikrosiecią posiada zazwyczaj określone własne potrzeby energetyczne, które jest w stanie zaspokoić. Równocześnie jednak zapewnia on ciągłość dostawy, jakość i dystrybucję energii dla swoich odbiorców na podstawie bilateralnych umów, a zatem obraca energią jak towarem – co nie stanowi na ogół głównego celu działalności gospodarczej tego podmiotu. O ile podmiot ten nie jest koncesjonowanym wytwórcą w rozumieniu ustawy o OZE i energia w mikrosieci jest generowana z mikroinstalacji lub małych instalacji OZE (moc do 499 kW).

Mikrosieci mogą również zostać zorganizowane w formie klastrów energetycznych. Klaster energetyczny to elastyczne porozumienie cywilnoprawne, zawarte w celu wytwarzania, dystrybucji, magazynowania i obrotu energią elektryczną na terenie do pięciu gmin lub jednego powiatu, przyłączonych do sieci publicznej niskiego i średniego napięcia. Ministerstwo Energii wybrało w 2019 r. pilotażowe programy klastrów energii, które otrzymały dotacje z programu POIS 2014-2020. Poza kwestiami związanymi z zarządzaniem sieciami, klastry energii zajmują się przede wszystkim zorganizowanym obrotem energią, zazwyczaj za pomocą sieci publicznej. Z powodu braku osobowości prawnej klastry są jednak często jedynie porozumieniem intencyjnym. Pomimo potencjału gospodarczo-energetycznego, klastry jeszcze nie są organizowane w formie wirtualnych elektrowni (ang. *virtual power plants*), które w innych krajach z sukcesem konkurują na rynku handlu energią.

Silniejszą formą organizacyjną niż klastry są spółdzielnie energetyczne w rozumieniu ustawy – Prawo spółdzielcze, które mogą działać jedynie na terenie gmin wiejskich. Przedmiotem ich działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej (maksymalna moc 10 MW), biogazu (maksymalna ilość biogazu wytworzonego to 40 mln m³/rok) lub ciepła (maksymalna moc cieplna 30 MW), w instalacjach OZE i równoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną, biogaz lub ciepło, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci ciepłowniczej. Pokrycie energią w ciągu roku nie może

być mniejsze niż 70 proc. zapotrzebowania na dany rodzaj energii wszystkich członków spółdzielni. Obrót energią poza spółdzielnią nie jest dopuszczalny. Sprzedawca zobowiązany, tj. publiczny podmiot sprzedający energię elektryczną na danym terenie, dokonuje ze spółdzielnią energetyczną rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez spółdzielnię energetyczną i jej członków w stosunku ilościowym 1 do 0,6. Od ilości energii elektrycznej rozliczonej w powyższy sposób spółdzielnia energetyczna nie uiszcza opłaty z tytułu rozliczeń energii, opłaty dystrybucyjnej oraz kosztów tzw. bilansowania handlowego²⁰. Koszty te pokrywa sprzedawca zobowiązany w ramach wartości pozostającej do jego dyspozycji energii, tj. 0,4 wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej. Od ilości energii wytworzonej i bezpośrednio zużytej przez członków spółdzielni, nie nalicza i nie pobiera się opłaty OZE, opłaty mocowej oraz opłaty kogeneracyjnej, jak również nie stosuje się obowiązku umarzania określonych świadectw pochodzenia energii, czyli „koloryzacji”²¹. Im bardziej uda się spółdzielni zsynchronizować ilość wytwarzanej energii z jej odbiorem w ciągu roku rozliczeniowego, tym efekty ekonomiczne są większe.

4.5. Rynki hurtowe, kwestie sieciowe (ceny lokalizacyjne) oraz usługi systemowe

Obecny kształt rynków hurtowych energii elektrycznej w Europie pochodzi z czasów centralnego sterowania rynkiem energetycznym oraz wykorzystania przede wszystkim wielkoskalowych technologii konwencjonalnych. Architektura ta nie nadaje się do integracji ogromnej liczby niesterowalnych źródeł OZE z bardzo niskimi kosztami operacyjnymi. Obecnie, rynki działają głównie w segmencie dnia następnego (ang. *day-ahead*). Unia Energetyczna ma na celu wzmocnienie segmentu rynkowego *Intraday*, szczególnie na rynku pierwotnym i wtórnym, tj. czas dostawy 30 sekund, 5 lub 15 minut.

Przyszłe rynki hurtowe będą uwzględniać charakterystykę danych technologii, np. sterowalność, szybkość reakcji, tj. możliwość elastycznej redukcji (i zwiększenia) mocy, emisyjność CO₂ lub miejsce wytwarzania i dostarczania energii. W tym kontekście ważnym kierunkiem rozwoju jest wprowadzenie sygnałów lokalizacyjnych, opartych o ceny węzłowe (ang. *locational marginal pricing*) lub przynajmniej wskaźniki strat sieciowych (ang. *marginal loss factors*).

20 Wasilewski, J., Kaleta, M., Baczyński, D. 2015. Wybrane zagadnienia w rozwoju mikrosieci energetycznych w Polsce. *Polityka Energetyczna. Energy Policy Journal*. Tom 18 Zeszyt 1. str. 45-48

21. Sowa, S. 2019. The capacity market and its impact on the development of distributed sources. *Polityka Energetyczna. Energy Policy Journal*. Tom 22 Zeszyt 4. str. 65-80

Ceny węzłowe pozwalają na jednoczesną wycenę energii, ograniczeń oraz strat w każdym węźle sieci, przez co dostarczają sygnałów, pozwalających podejmować decyzje inwestycyjne oraz operacyjne w zakresie zarządzania systemem elektroenergetycznym. Różne formy sygnałów lokalizacyjnych (węzłowych) wykorzystywane są w Australii, rynkach USA (PJM, ERCOT, CAISO) oraz w Nowej Zelandii. Na rynkach unijnych jeszcze nie wprowadzono cen węzłowych.

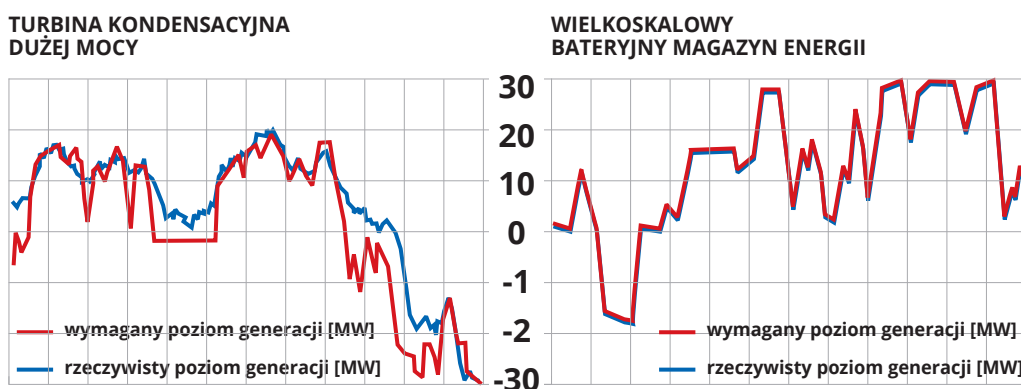
Zwiększona generacja ze źródeł zależnych od warunków pogodowych może prowadzić do większej zmienności kluczowego parametru pracy systemu – częstotliwości. Historycznie, w celu zapewnienia równowagi wytwarzania i poboru wykorzystywano przede wszystkim źródła ciepłne (w tym zwłaszcza elastyczne źródła gazowe OCGT i CCGT), jak również elektrownie szczytowo-pompowe. Źródła te pozwalały na zapewnienie następujących usług systemowych:

- a. Odpowiedź inercyjna w przypadku nagłej utraty dużego źródła wytwarzania, w celu spowolnienia tempa spadku częstotliwości (tzw. ROCOF);
- b. Przywracanie częstotliwości po utracie dużego źródła wytwarzania, oparta o dostępną rezerwę wirującą;
- c. Nagła redukcja obciążenia w przypadku gwałtownego wzrostu częstotliwości spowodowanej utratą dużego poboru (ang. *load shedding*);
- d. Regulacja częstotliwości w warunkach normalnej pracy systemu (bieżąca korekta nieznacznych odchyleń częstotliwości od wartości zadanej, tj. 50 lub 60 Hz).

Przykłady z różnych krajów pokazują, że zarządzanie częstotliwością – zarówno jako regulacja (*frequency regulation*, punkt „d” powyżej), jak i odpowiedź awaryjna w przypadku nagłych i dużych wahań częstotliwości (*frequency contingency*, punkty „a”-„c” powyżej), może przebiegać z wykorzystaniem zasobników bateryjnych (Australia Południowa), farm wiatrowych (Quebec, Kanada), czy farm fotowoltaicznych (Kalifornia, USA).

Instalacje bateryjne wydają się idealnym narzędziem do świadczenia pełnego wachlarza usług wymienionych w punktach a-d powyżej. Usługi świadczone przez zasobniki bateryjne obejmują zarówno usługi związane z regulacją, jak i odpowiedzią awaryjną. O jakości oraz szybkości reakcji baterii świadczy np. praca instalacji Hornsdale Power Reserve w Australii Południowej. Jak pokazano na rysunku nr 4.8 poniżej, szybkość oraz dokładność reakcji instalacji bateryjnej znacząco przewyższa reakcję turbiny parowej.

RYS. 4.8 **USŁUGA SYSTEMOWA REGULACJI CZĘSTOTLIWOŚCI
W AUSTRALII POŁUDNIOWEJ**



Źródło: opracowanie własne

INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

NOWEMEDIA24.PL
PROJEKT: PIOTR PERZYNA

Usługi systemowe świadczone obecnie przez źródła OZE (wiatr, PV) ograniczają się do usług typu *frequency contingency*, obejmujących odpowiedź quasi-inercyjną (sztuczna inercja), w celu spowolnienia tempa spadku częstotliwości, czy nagłej redukcji wytwarzania, w przypadku utraty poboru i jej wzrostu. Pewne usługi systemowe związane z awaryjną utratą źródła wytwórczego, mogą być także świadczone dzięki uczestnictwu strony popytowej (ang. *demand-side response*, *DSR*), jak ma to miejsce w stanie Alberta (Kanada) lub Teksas (USA). W obszarze zarządzania napięciem, przykład eksperymentalnego świadczenia usługi systemowej pochodzi z Wielkiej Brytanii, gdzie niedawno przeprowadzono demonstrację wytwarzania mocy biernej przez farmę PV.

Rozwój systemów elektroenergetycznych oraz potrzeba zapewnienia ich bezpiecznej pracy (elastyczność), w coraz większym stopniu wymagać będzie rozwoju usług systemowych. Rozwój ten przebiegać powinien zarówno na poziomie technologii (baterie, wiatr, słońce), jak i na poziomie rynkowym, tj. tworzenia rynków usług systemowych pozwalających na odpowiednie wynagradzanie usług typu *frequency regulation*, *frequency contingency* oraz regulacji napięcia przez różne, najlepiej nadające się do tego technologie, mogące świadczyć określone usługi po jak najniższym koszcie dla systemu.

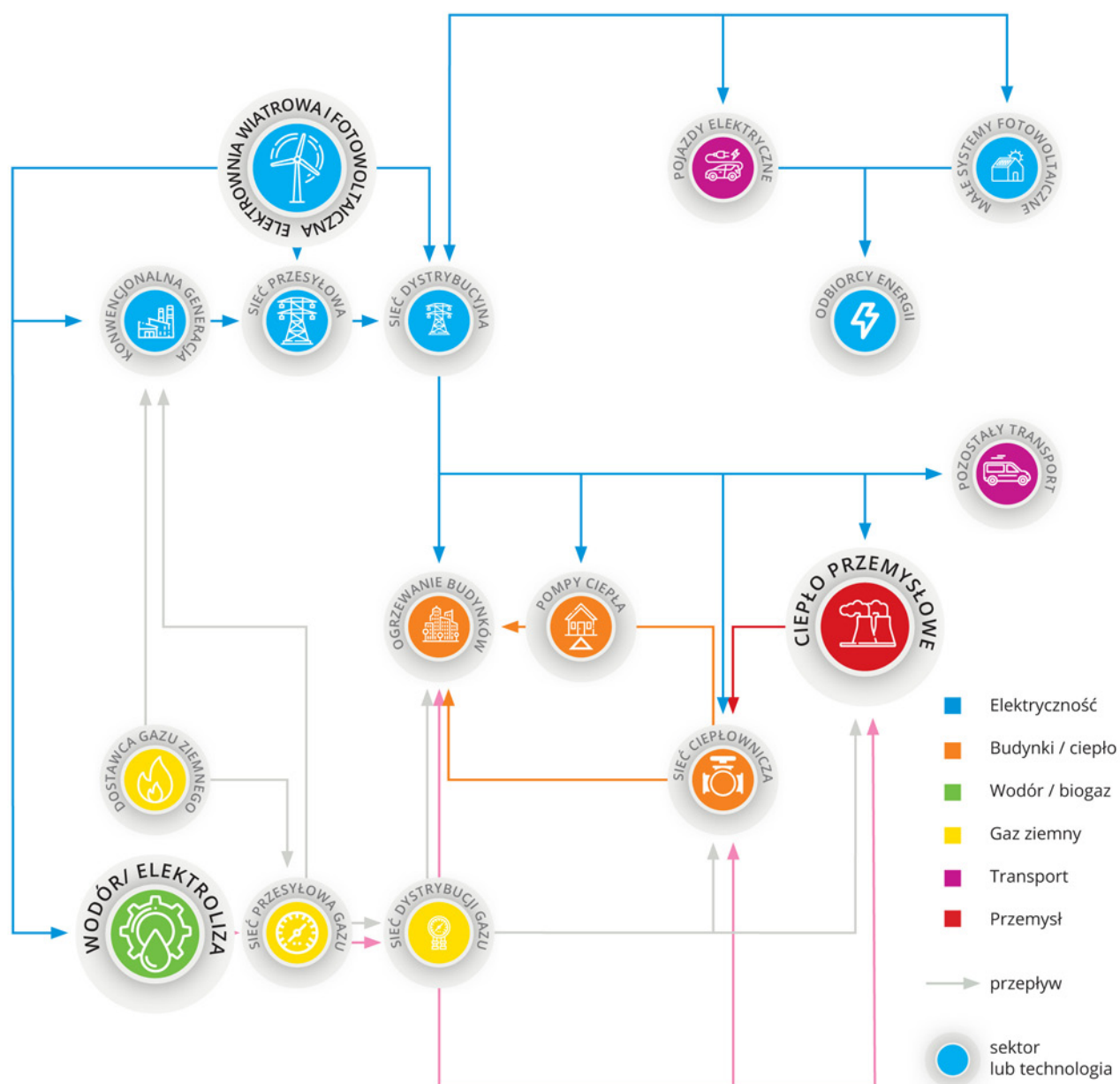
4.6. Koordynacja i kooperacja sieci energetycznych na potrzeby wykorzystania wodoru

Operatorzy sieci elektroenergetycznej i gazowej będą mieli kluczowe znaczenie dla współpracy z producentami wodoru i konsumentami, w zakresie lokalizacji elektrolizerów. Wydaje się, że optymalne lokalizacje dla produkcji zielonego wodoru w Polsce są położone w pobliżu gazociągu Szczecin - Gdańsk z bezpośrednim dostępem do taniej energii elektrycznej z farm wiatrowych na morzu za pomocą kabli DC ląd/morze. Konieczne będzie wykorzystanie sieci gazu ziemnego do transportu wodoru w perspektywie średnioterminowej, ale mieszanie wodoru z gazem ziemnym nawet w stosunku 10/90, najprawdopodobniej wymagałoby stosunkowo niewielkich modernizacji sieci gazowych, jak pokazują badania prowadzone w Niemczech. W Holandii udział wodoru wynosi nawet 12/88.

Zmiana przeznaczenia sieci gazowej na transport wodoru przyniosłaby podwójną korzyść polegającą na zmniejszeniu obciążenia sieci elektroenergetycznej i przedłużeniu żywotności samej sieci gazowej. Przejście na sieć dedykowaną wodorowi wymagałoby gruntownej wymiany sieci gazowej wykonanej z rur stalowych.

Prawdopodobnie takie inwestycje będą podejmowane w lokalnych klastrach, a nie w ogólnokrajowych sieciach gazowych. Łączenie sektorów znacząco zmieni zadania sieci elektroenergetycznych i gazowych. Rozbudowa sieci elektroenergetycznej, szczególnie na poziomie dystrybucyjnym, będzie wyzwaniem.

RYS. 4.9 **SCHEMAT ZADAŃ SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH I GAZOWYCH**



Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020

4.7. Cyberbezpieczeństwo jako istotny element bezpieczeństwa energetycznego

Niestety, przy dużej digitalizacji urządzeń i sieci, błąd systemu informatycznego może wywołać lawinę innych błędów. A zatem cyberbezpieczeństwo będzie jednym z największych wyzwań przyszłości. Tym bardziej, umieszczenie tych danych w chmurze jest najbardziej bezpiecznym rozwiązaniem. To oznacza również, że niektóre technologie wytwarzania energii będą mniej konkurencyjne, ponieważ wymagane będą większe inwestycje, aby uchronić się przed awarią systemu, która może spowodować ogromne katastrofy, jak np. w przypadku energetyki jądrowej. Również ochrona danych osobowych będzie dużym wyzwaniem. W takim otoczeniu urzędy regulacyjne poszczególnych sektorów – energetyka, telekomunikacja, transport itp. muszą połączyć siły, aby kontrolować zagrożenie potencjalnymi cyberprzestępstwami. Unia Europejska przyjmie bardziej aktywną rolę w tym zakresie, aby chronić rynek wewnętrzny.

RYS. 4.10 PODEJŚCIE UE DO CYBERBEZPIECZEŃSTWA



Źródło: Komisja Europejska

5. REKOMENDACJE

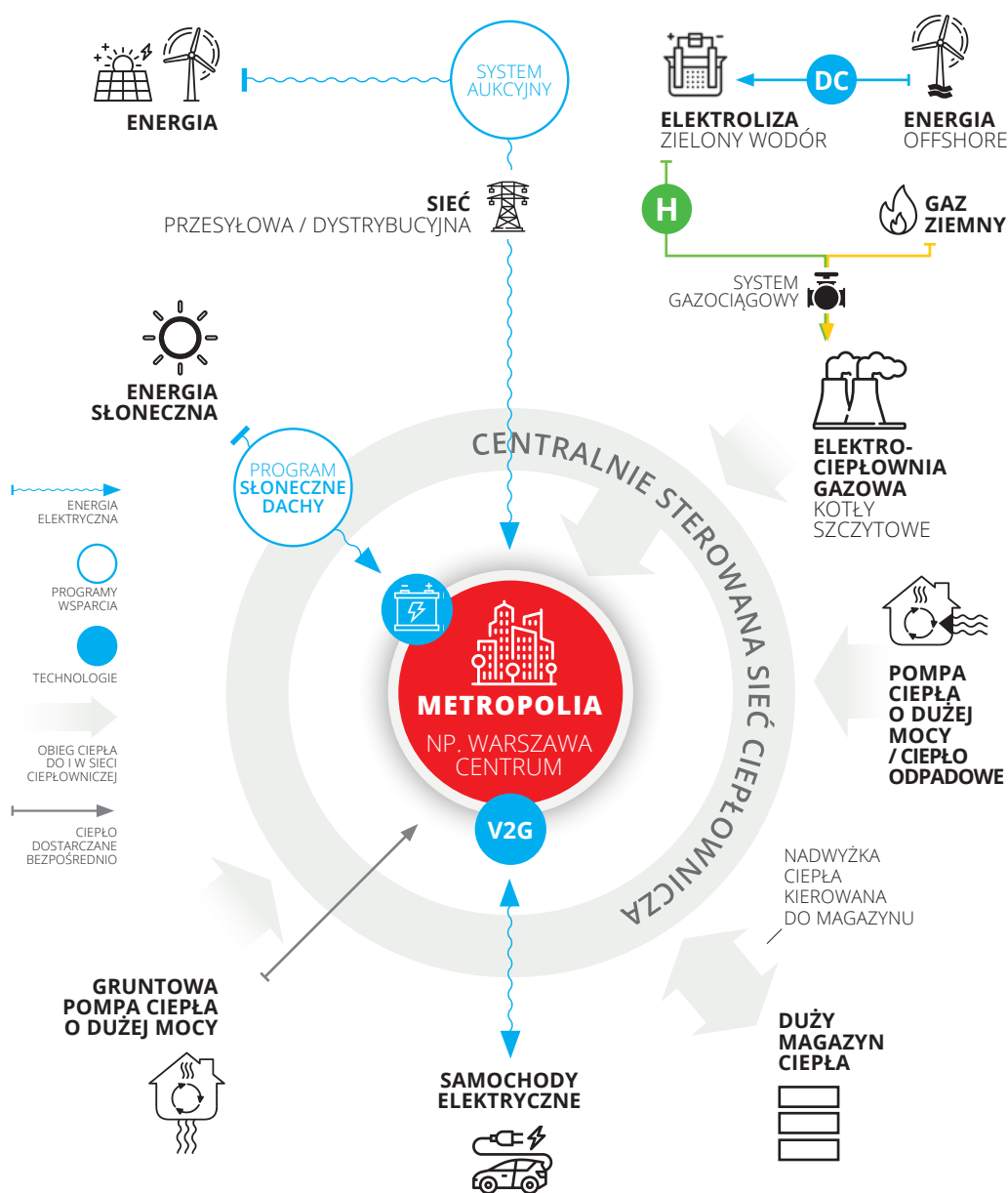
5.1. 10 kluczowych wyzwań transformacji sektorów energii w Polsce

Łączenie sektorów przez elektryfikację innych sektorów energii powinno stać się kluczową strategią Polski, która pozwoli osiągnąć cel Net-Zero w 2050 r. Polityki i środki służące koncepcji łączeniu sektorów powinny być zatem traktowane priorytetowo.

- 1 Sektor energetyczny może zapewnić dostawy niskoemisyjnej energii elektrycznej tylko wtedy, kiedy rynek hurtowy zapewni długoterminowe perspektywy dla inwestycji w energię odnawialną. Brak długoterminowych perspektyw prowadzi do zaniechania inwestycji. Średnioterminowo kontynuacja systemu wsparcia aukcyjnego dla instalacji OZE przyłączonych do sieci publicznej wydaje się niezbędna.
- 2 Rosnący udział generacji zmiennej z OZE utrudnia operatorowi systemu przesyłowego/dystrybucyjnego operacyjne bilansowanie systemu elektroenergetycznego, co zwiększa potrzebę dostępu do krótko- i długoterminowej mocy dyspozycyjnej. Koncepcja łączenia sektorów może stabilizować system np. przez konwersję nadmiarowej energii elektrycznej z OZE w energię ciepłą, włącznie z jej efektywnym długoterminowym magazynowaniem.
- 3 Nie wszystkie źródła dyspozycyjne (wielkoskalowe lub rozproszone) są odpowiednio wyceniane i wynagradzane na rynku hurtowym czy bilansującym. Digitalizacja, agregacja i sztuczna inteligencja mogą umożliwić godną wycenę dyspozycyjnych źródeł rozproszonych.
- 4 Rynek energii musi zachęcać do innowacji technologicznych. Pozytywne efekty lokalnych i regionalnych klastrów mogą być wykorzystywane dla rozwoju technologii – instytucje państwowe jak ARP, NCBR lub PFR powinny współpracować w celu maksymalizacji efektu. Koordynacja działań jest konieczna, ale zachodzi pytanie, czy ministerstwo jest do tego właściwym podmiotem. Decyzje muszą być stabilne i długotrwałe, dlatego inna instytucja rządowa bez częstej rotacji na stanowiskach politycznych może być lepszym rozwiązaniem dla zarządzania tym procesem.
- 5 Łączenie sektorów zmienia profil popytu poprzez zwiększenie i przesunięcie szczytów dziennych i sezonowych. Skala tego wyzwania będzie zależeć od elastyczności po stronie popytu w systemie. Zachęcanie do w pełni zdigitalizowanego zarządzania popytem (DSM) jest koniecznością. Niezbędne jest znalezienie stabilnego systemu wsparcia dla usług systemowych, który zastąpi rynek mocy po 2024 roku.

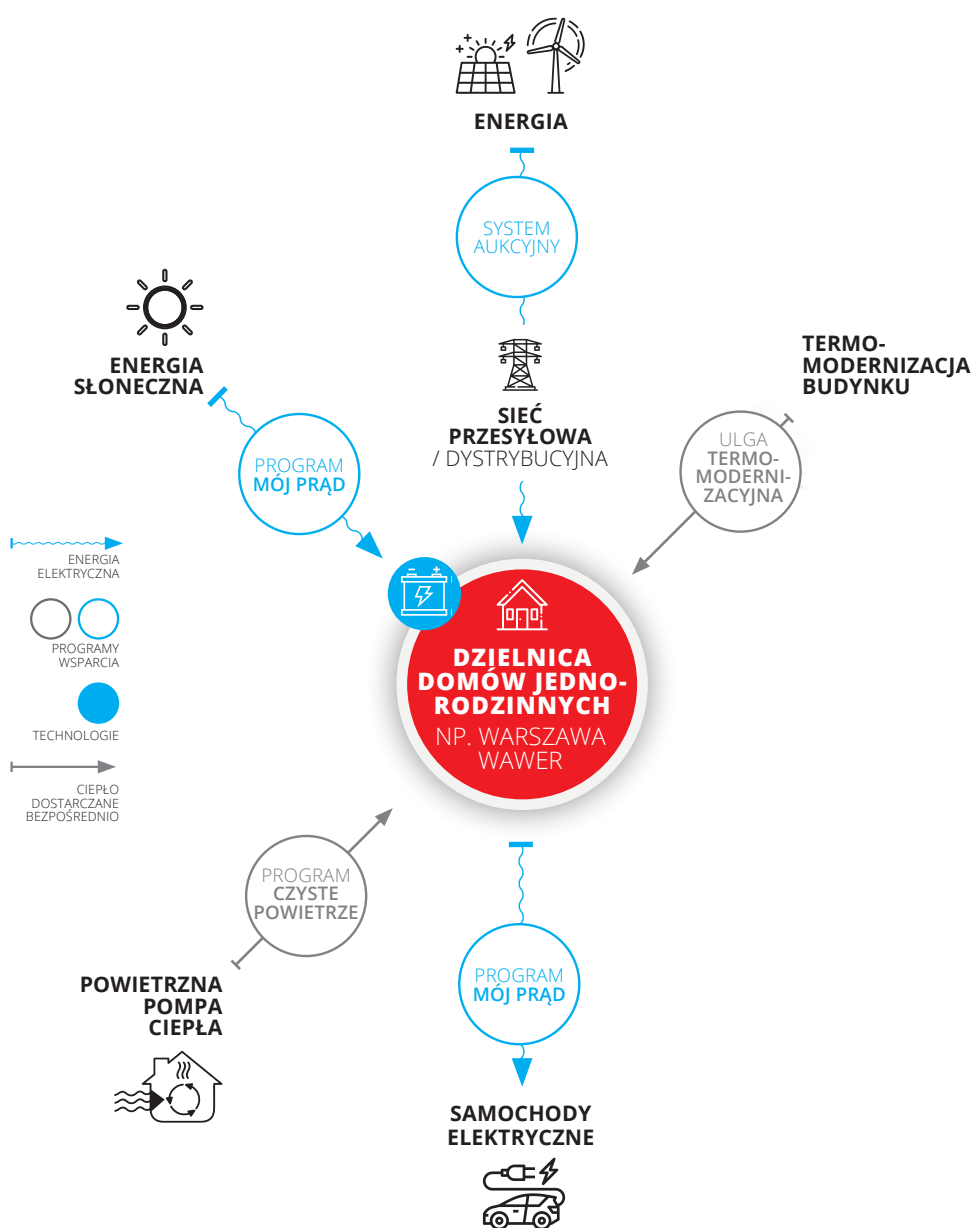
- 6 Wzrost rozproszonych zasobów energii, w tym głównie udział generacji zmiennej z OZE, zarówno po stronie popytu, jak i podaży, stwarza wyzwania dla zarządzania siecią dystrybucyjną. *Smart grids* i *smart meters* stanowią rozwiązanie, aby lepiej planować rozkład energii, ale również jej magazynowanie w optymalnym momencie. Digitalizacja sieci i liczników przy zużyciu sztucznej inteligencji jest niezbędna.
- 7 Krajowy system elektroenergetyczny stoi w obliczu wyzwań związanych z niedopasowaniem geograficznym między (przyszłą) lokalizacją mocy wytwórczych, a centrami zapotrzebowania. Wyzwania te będą się nasilać na poziomie lokalnym wraz ze wzrostem zmiennej energii odnawialnej. Dynamiczna ocena zdolności przesyłowych sieć może wspierać efektywne wykorzystywanie istniejących sieci i zmniejszyć zapotrzebowanie na ich rozbudowę.
- 8 Łączenie sektorów znacznie zwiększy całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną. Będzie to wymagało inwestycji i planowania, szczególnie dla rozbudowy sieci. Od samego początku powinna być wdrażana technologia *big data*. Niezbędne jest zlokalizowanie coraz większej ilości informacji o rozproszonych źródłach w chmurze krajowej.
- 9 Elektryfikacja sektora ciepłownictwa wymaga głębokiej modernizacji wysokotemperaturowych sieci, ale również skoordynowanych działań w zakresie efektywności energetycznej. Optymalne wykorzystanie nowego programu unijnego „Renovation Wave” oraz programów krajowych „Czyste Powietrze”, „Mój Prąd” i „Słoneczne Dachy” jest kluczowe dla utrzymania ciepłownictwa systemowego poza metropoliami.
- 10 Wzrost zużycia zielonego wodoru spowoduje powstanie problemu lokalizacji produkcji i transportu, co będzie miało konsekwencje zarówno dla sieci energetycznej, jak i gazowej. Ogromne inwestycje w rozbudowę sieci przesyłowej związanej z rozwojem farm wiatrowych na morzu mogą okazać się zbędne, jeżeli wytwarzana energia elektryczna przy głównych punktach odbioru na lądzie będzie konwertowana w zielony wodór, a przesył i dystrybucja wodoru nastąpi przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury sieci gazowej.

RYS. 5.1 **SIEĆ CIEPŁOWNICZA, OGRZEWNICTWO I ŁĄCZENIE SEKTORÓW** - METROPOLIA, NP. WARSZAWA-CENTRUM



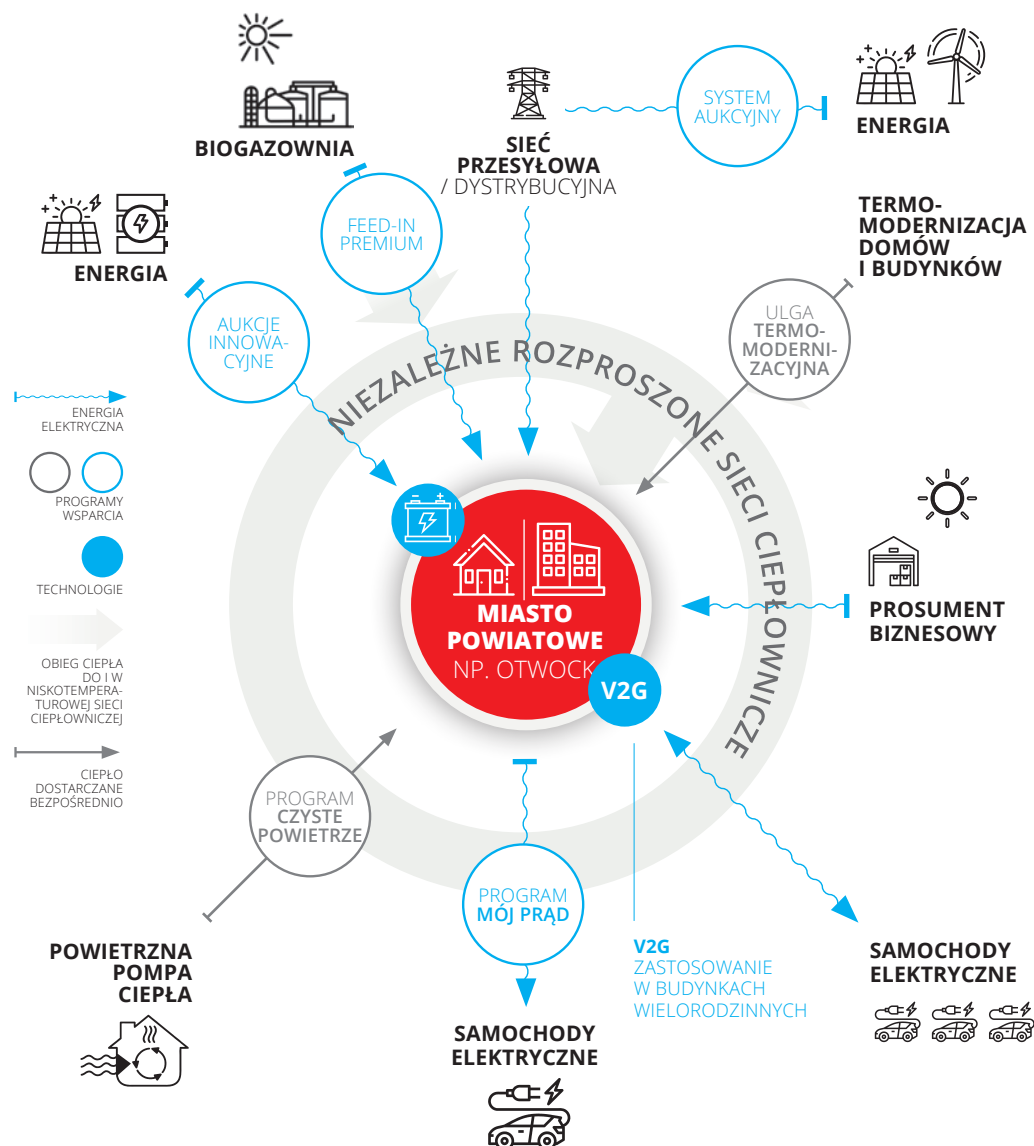
Źródło: opracowanie własne

RYS. 5.1.1 **OGRZEWNICTWO I ŁĄCZENIE SEKTORÓW** - DZIELNICA
DOMÓW JEDNORODZINNYCH NP. WARSZAWA WAWER



Źródło: opracowanie własne

RYS. 5.1.2 **SIEĆ CIEPŁOWNICZA, OGRZEWNICTWO
I ŁĄCZENIE SEKTORÓW** - MIASTO POWIATOWE,
NP. OTWOCK



Źródło: opracowanie własne

5.2. Kompleksowe wsparcie prosumentów/gospodarstw domowych w zakresie łączenia sektorów

System upustów oraz *net meteringu*, pomimo początkowych zastrzeżeń, od momentu wejścia w życie odpowiednich zmian w ustawie o OZE w połowie 2019 r. – łącznie ze wsparciem inwestycyjnym dla fotowoltaiki dachowej w ramach programu rządowego „Mój Prąd” – okazał się ogromnym sukcesem. Kwota alokacji w wysokości 1 mld zł już została wyczerpana. Program promuje instalacje fotowoltaiczne o mocy 2-10 kW i jest przeznaczony na cele mieszkaniowe. Tym samym kontynuacja tego programu jest pożądana, a dalsza alokacja środków konieczna.

Głównym powodem opłacalności jest „magazynowanie energii w sieci” ze współczynnikiem 0,8 dla gospodarstw domowych i 0,7 dla prosumentów biznesowych. Magazynowanie to jest technicznie zabezpieczone przez wydolność KSE. Dopóki KSE dysponuje źródłami bilansującymi, system upustów nie jest zagrożony. Jednak w perspektywie 2026 r. system upustów, tzn. magazynowanie energii w sieci, może stać się zbyt dużym obciążeniem dla systemu. Dlatego dane instalacji prosumenckich powinny być od początku przetwarzane w chmurze krajowej, aby na bieżąco monitorować obciążenie systemowe. W niedalekiej przyszłości program „Mój prąd” powinien również wspierać magazyny energii, co pozwoliłoby zastąpić system opustów.

Zgodnie z poradnikiem „Budynki bez rachunków” program „Mój Prąd” jest szczególnie uzasadniony przy łączeniu z programem „Czyste Powietrze”, który wspiera ogrzewnictwo dla gospodarstw domowych. Program „Czyste Powietrze” jest obecnie największym programem termomodernizacyjnym w Europie, obejmującym w planach termomodernizację z wymianą kotłów na paliwa stałe w 3 mln z 5,5 mln budynków jednorodzinnych w Polsce. Adresatami programu są właściciele lub współwłaściciele jednorodzinnych budynków mieszkalnych. Mogą oni wnioskować o dotację lub pożyczkę przeznaczoną na wymianę źródła ciepła oraz prace związane z termomodernizacją. Panele fotowoltaiczne i pompy ciepła są idealnym uzupełnieniem, a przy uprzedniej termomodernizacji budynku można wybrać odpowiednie urządzenia, nie tylko dla nowych energooszczędnych budynków mieszkalnych, ale również dla budynków remontowanych. Program „Czyste Powietrze” obecnie obejmuje wsparciem nie tylko rozwiązania najwyższej klasy efektywności energetycznej, tj. zeroemisyjne pompy ciepła i kotły na pellet, ale również technologie oparte na paliwach kopalnych. Program w pierwszej i drugiej edycji, która zacznie obowiązywać od 15 maja 2020 r., obejmie wsparciem również kotły węglowe, kotły gazowe, kotły olejowe i kotłownie gazowe. Maksymalny poziom finansowania, przy nieporównywalnych kosztach urządzeń oraz ich wkładu do gospodarki zeroemisyjnej, może być kwestionowany, ponieważ urządzenia najwyższej

klasy efektywności energetycznej mają otrzymywać identyczny poziom dofinansowania w drugiej edycji programu – 60 proc. Niemniej podłączenie do sieci gazowej lub kotłownia gazowa w budynkach bez przyłącza gazowego, mają otrzymywać najwyższy poziom dofinansowania – 75 proc. Mając na uwadze założenia drugiej edycji programu, można wywnioskować, iż ostatnie środki z perspektywy budżetowej 2014-2020 zostaną wykorzystane m.in. do gazyfikacji polskiego ogrzewnictwa. Nowa perspektywa budżetowa 2021-2027 w istocie zamknie taką możliwość.

Około połowa urządzeń grzewczych wskazanych w ok. 35 000 wnioskach złożonych do marca 2020 r., w ramach pierwszej edycji programu „Czyste Powietrze”, a odnoszących się do nowych budynków, stanowi urządzenia korzystające z odnawialnych źródeł energii, tj. różnego typu pompy ciepła (łącznie 32 proc.) oraz kotły na biomasę/pellet (17 proc.). Około 43 proc. złożonych wniosków o dofinansowanie, to wnioski o dofinansowanie kondensacyjnych kotłów gazowych. Kompletnie niezrozumiałe natomiast w kontekście obowiązujących warunków technicznych dla budownictwa, jest to, że aż 6 proc. wniosków dotyczy dofinansowania kotłów węglowych. W przypadku pomp ciepła typu powietrze/woda podana liczba wniosków stanowi ponad 25 proc. urządzeń sprzedanych w Polsce w roku 2019, a w przypadku gruntowych pomp ciepła (typu solanka/woda) – prawie 40 proc. Jeżeli chodzi o kotły na biomasę/pellet, liczba wniosków odnoszących się do tej technologii stanowi około 7 proc. szacowanej łącznej liczby sprzedanych kotłów na biomasę/pellet w 2019 r. W przypadku kondensacyjnych kotłów gazowych jest to około 5 proc. szacowanej sprzedaży tych urządzeń w minionym roku.

W przypadku istniejących budynków jednorodzinnych, 68 proc. urządzeń grzewczych wskazanych w 80 000 wnioskach złożonych w ramach pierwszej edycji programu „Czyste Powietrze” do marca 2020 r. stanowią urządzenia korzystające z paliw kopalnych, czyli głównie kotły gazowe (47 proc.) oraz kotły na węgiel (21 proc.). Około 31 proc. złożonych wniosków o dofinansowanie to wnioski o dofinansowanie kotłów na drewno (22 proc.) i pompy ciepła (9 proc.).

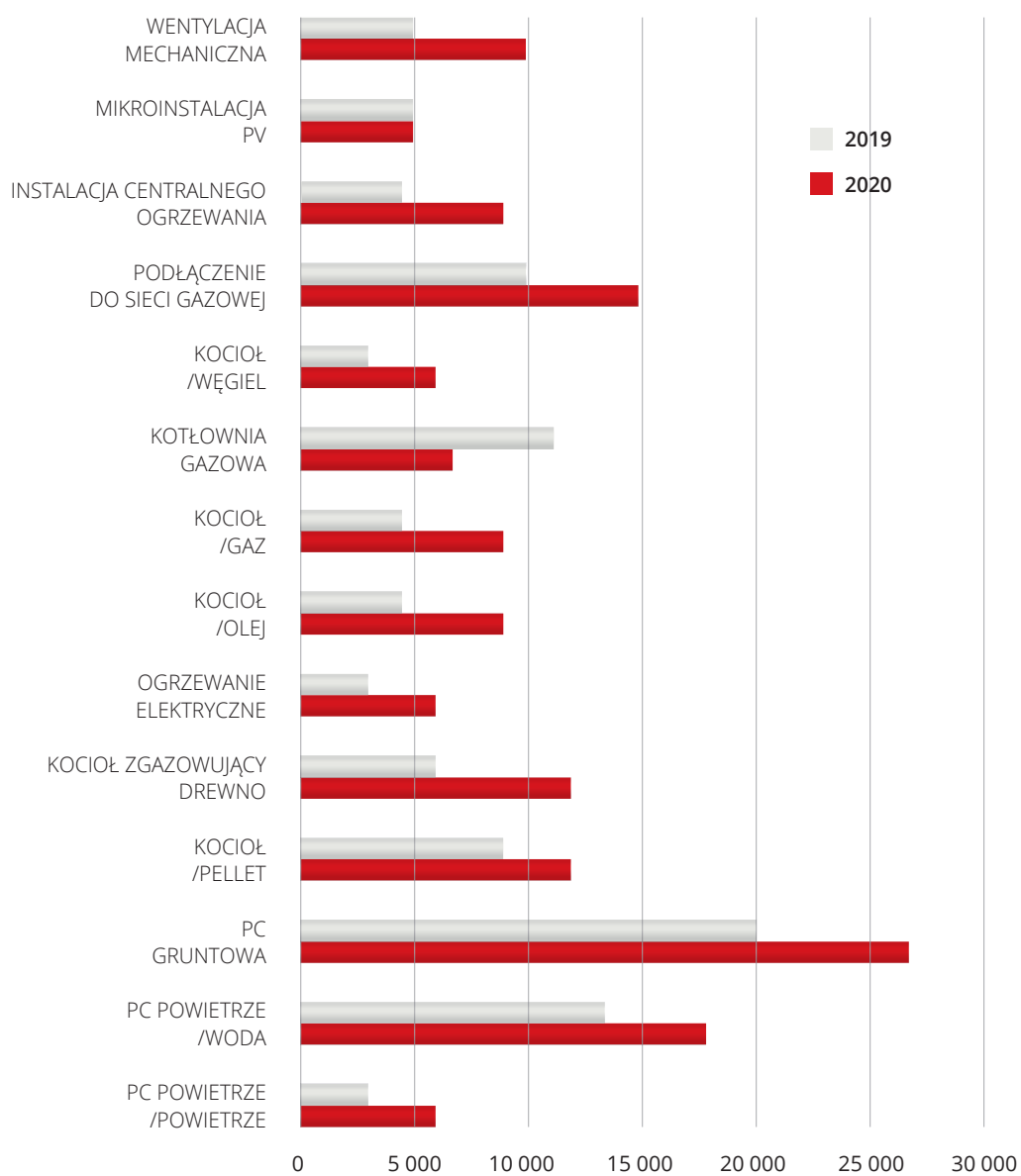
W kontekście drugiej edycji programu priorytetowego „Czyste Powietrze” Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz założeń realizacji znacznego udziału ciepła z OZE w gospodarstwach domowych do 2030 r. (ponad 30 proc.), Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła („**PORT PC**”) przygotowała dwa scenariusze elektryfikacji ogrzewania w budynkach jednorodzinnych w Polsce do 2030 r. Scenariusz optymistyczny wydaje się być scenariuszem realistycznym, bowiem zakłada realizację polityki dekarbonizacji UE w zakresie urządzeń grzewczych w budynkach nowych i istniejących, podjęcie działań zmierzających do objęcia pomp ciepła wsparciem finansowym w przypadku nowych budynków jednorodzinnych (np. ulga podatkowa w nowych budynkach, współpraca z bankami, zmiany w prawie budowlanym) oraz również wprowadzenie dedykowanych taryf dla pomp ciepła (np. w systemie 20 godzin ta-

niej energii, 4 godziny droższej lub szersze zastosowanie taryfy G13). W tym scenariuszu łączna liczba pracujących w Polsce pomp ciepła w 2030 r. w budynkach jednorodzinnych, wynosić będzie ponad 2 mln sztuk, z czego liczba pomp ciepła przeznaczonych do pracy w instalacji centralnego ogrzewania to około 1,5 mln sztuk. Łączna wartość produkowanej energii z OZE przez pompy ciepła w Polsce w 2030 r. wynosić będzie ok. 33 PJ/rok, a maksymalna moc elektryczna do pracy pomp ciepła wynosić będzie ok. 3 GW, maksymalna moc grzewcza ok. 8 GW. Roczne zużycie energii elektrycznej przez pompy ciepła w 2030 r. wynosić będzie 5,5 TWh.

Przewidywana skala elektryfikacji ogrzewnictwa dzięki pompom ciepła w domach jednorodzinnych jest znacząca. W powyższym scenariuszu PORT PC jednak nie uwzględniono elektryfikacji ogrzewnictwa w budynkach wielorodzinnych, administracyjnych i komercyjnych. Ponadto, nie uwzględniono efektu zapotrzebowania na energię elektryczną, jakie wygeneruje elektromobilność. Największe miasta w Europie, jak Paryż lub Madryt, zapowiedziały, że nie zezwolą na ruch samochodami z silnikiem diesla po 2025 r. oraz z silnikiem benzynowym po 2030 r. Zgodnie z kalkulacją Bloomberg New Energy Finance już za 2 lata zakup samochodu elektrycznego będzie się bardziej opłacał niż zakup samochodu z silnikiem spalinowym. Polska infrastruktura ładowania na razie jest uboga w obliczu takiej rewolucji sektora transportowego, przy czym za granicą infrastruktura ładowania jest przygotowana tylko do konsumpcji prądu. Dwukierunkowe punkty ładowania umożliwiające pobór energii z pojazdu elektrycznego będą istotnym filarem elastycznego systemu elektroenergetycznego, tym samym ustawodawca powinien odpowiednio ukierunkować rozwój infrastruktury ładowania.

Sterowanie tak istotnym wzrostem zapotrzebowania wymaga inteligentnych technologii – przede wszystkim inteligentnych liczników. Zgodnie z prawem unijnym „inteligentny system opomiarowania” oznacza system elektroniczny, za pomocą którego można mierzyć ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci lub zużycie energii elektrycznej, uzyskując więcej informacji niż w przypadku konwencjonalnego licznika, a także przysyłać i otrzymywać dane na potrzeby informowania, monitorowania i kontroli, przy wykorzystaniu łączności elektronicznej. Niestety, poza siecią dystrybucyjną Energa Operator, inteligentne liczniki są dla wielu odbiorców końcowych nieosiągalne, pomimo że w innych krajach jak np. Szwecja, każdy odbiorca energii posiada taki licznik. W obliczu przyspieszonej transformacji energetycznej, każdy odbiorca końcowy powinien posiadać licznik komunikacji radiowej NB-IoT, tj. umożliwiający zdalny odczyt, wykorzystujący infrastrukturę ogólnodostępną sieci GSM/LTE. Jest to jeden z kilku dostępnych międzynarodowych standardów z dobrymi parametrami zasięgu i energochłonności, który w Polsce zaczęto już wdrażać. Mając na uwadze usprawnienie procesu wdrażania nowego standardu, spółki dystrybucyjne powinny zostać zobowiązane

RYS. 5.2 **FINANSOWANIE URZĄDZEŃ GRZEWczyCH**
W PROGRAMIE „CZyste Powietrze” WYDANIE I I II [ZŁ]



Źródło: NFOŚiGW 2020

do montażu inteligentnych liczników do końca 2023 r.²² Większym problemem wydaje się brak spójnej koncepcji, jakie korzyści mogą wynikać z zastosowania licznika inteligentnego dla operatora sieci, a jakie dla odbiorcy.

Mając na uwadze powyższe wskazać należy, iż następna edycja programu „Czyste Powietrze” powinna wspierać wyłącznie zero-emisyjne urządzenia grzewcze o najwyższej klasie efektywności energetycznej, tj. pompy ciepła i kotły na pellet. Wsparcie działań innych niż inwestycje w wymienione wyżej urządzenia grzewcze, powinny obejmować inteligentne rozwiązania dla budynków, w tym głównie inteligentne liczniki i dwukierunkowe stacje ładowania samochodów elektrycznych przy budynkach wielorodzinnych, ewentualnie w połączeniu ze wsparciem z programu „Mój Prąd”.

5.3. Zmiany regulacyjne w celu promocji prosumentów MŚP

Osiągnięcie celu Net-Zero w 2050 r. nie będzie możliwe, nawet przy wdrożeniu strategii Łączenia Sektorów, dopóki nie zostaną wdrożone odpowiednie regulacje prawne, umożliwiające przedsiębiorcom inwestycje w własne źródła wytwórcze.

W pierwszej kolejności należy wskazać na zasadnicze bariery przy lokalizacji inwestycji OZE, zarówno tych małych, jak i wielkoskalowych jednostek. Zgodnie z ustawą z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, jeżeli na obszarze gminy przewiduje się wyznaczenie obszarów, na których rozmieszczone będą urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii, o mocy przekraczającej 100 kW, a także ich stref ochronnych, związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu, ustala się ich rozmieszczenie w studium oraz w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. Pomimo, iż lokalizacja odnawialnych źródeł energii w zależności od technologii musi spełniać szereg wymogów, które są wnikliwie analizowane w toku postępowań w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację danego przedsięwzięcia (przykładowo normy hałasowe dla elektrowni wiatrowych), ustawodawca wprowadził dodatkowe obostrzenia w tym zakresie na płaszczyźnie planowania przestrzennego. Przy czym podkreślenia wymaga, iż wymogi planistyczne nie mają miejsca w odniesieniu do konwencjonalnych technologii wytwarzania energii, które wprowadzają gazy i pyły do powietrza co bezsprzecznie wymaga strefy ochrony.

Taki stan w znacznym stopniu ogranicza możliwość lokalizacji instalacji OZE, jak np. instalacje fotowoltaiczne lub pompy ciepła większej mocy, bowiem miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego, uchwalone przed wprowadzeniem przedmiotowych

²² Witkowski S. et al., Narrow Band IoT, Smart Grids Polska zeszyt 20 (2/2018), str. 56

regulacji, jeśli wprost nie wskazują na możliwość lokalizacji odnawialnych źródeł energii, a przykładowo odnoszą się do możliwości lokalizacji zabudowy przemysłowej czy produkcyjnej, nie mogą stanowić podstawy lokalizacji takich inwestycji. Zmiana obowiązującego studium oraz miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego wymaga średnio 3-4 lat. Przepisy te są nieproporcjonalne względem funkcji jaką mają spełniać, a ponadto można im przypisać dyskryminacyjny charakter w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii.

Dodatkowo nie można zapominać o wprowadzonej na mocy ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, zasadzie dotyczącej możliwości lokalizacji elektrowni wiatrowych. Ustawa przewiduje, iż lokalizacja elektrowni wiatrowych następuje wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a ponadto wskazuje, iż odległość, w której mogą być lokalizowane i budowane elektrownie wiatrowe m.in. od budynków mieszkalnych oraz form ochrony przyrody i leśnych kompleksów promocyjnych, jest równa lub większa dziesięciokrotności wysokości elektrowni wiatrowej, potocznie zwana „zasadą 10H”. Wprowadzona zasada praktycznie uniemożliwiła realizację nowych projektów farm wiatrowych, bowiem w Polsce brak jest terenów, które spełniałyby stawiane wymogi. Projekty farm wiatrowych, które wygrały aukcje w 2018 i 2019 r. uzyskały pozwolenia na budowę jeszcze na starych zasadach. Obecnie wolumen projektów z pozwoleniami na budowę jest na wyczerpaniu. Bez uwolnienia przepisów w zakresie lokalizacji elektrowni wiatrowych nie można mówić o jakichkolwiek nowych inwestycjach w tym zakresie również przez MŚP.

Niezależnie od istotnych ograniczeń natury planistycznej, rozwój inwestycji OZE jest skutecznie hamowany przez brak odpowiednich rozwiązań systemowych zachęcających, ale przede wszystkim umożliwiających, przedsiębiorcom inwestycje we własne duże źródła wytwórcze. Na przeszkodzie inwestycji w źródła wytwórcze typu *behind-the-meter* (tzn. za licznikiem) stoi szereg obowiązków, które ustawodawca nakłada na wytwórcę i sprzedawcę energii elektrycznej niezależnie od skali faktycznie wykonywanej działalności w tym zakresie. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne nie rozróżnia bowiem dużych przedsiębiorstw energetycznych, których głównym przedmiotem działalności jest wytwarzanie, dystrybucja, czy obrót energią elektryczną, od przedsiębiorstw (zakładów przemysłowych), których podstawowa działalność gospodarcza jest skoncentrowana na całkiem innym kierunku, a wytwarzanie energii jest jedynie ich działalnością poboczną, często niekonieczną dla wykonywania podstawowej działalności. W związku z powyższym zakłady produkcyjne mimo woli uzyskują status przedsiębiorstw energetycznych, co z kolei wiąże się z szeregiem obowiązków nieproporcjonalnych do rozmiaru prowadzonej w tym zakresie działalności gospodarczej.

Rozwiązaniem powyższego problemu miały być tzw. zamknięte systemy dystrybucyjne, których wprowadzenie jest obecnie procedowane w projekcie nowelizacji Prawa energetycznego. Niemniej, proponowane zmiany, choć mogą ograniczyć pewne obowiązki operatorów systemów dystrybucyjnych, nie odpowiadają potrzebom przedsiębiorców, które istotnie zarysowały się w ostatnich latach na rynku. Podobnie negatywnie należy ocenić obecne regulacje w zakresie możliwości skorzystania z budowy linii bezpośredniej, która z założenia miała umożliwić zaopatrzenie w energię elektryczną jej odbiorcom w sytuacji braku dostępu do sieci, co również nie stanowi istoty obecnego problemu.

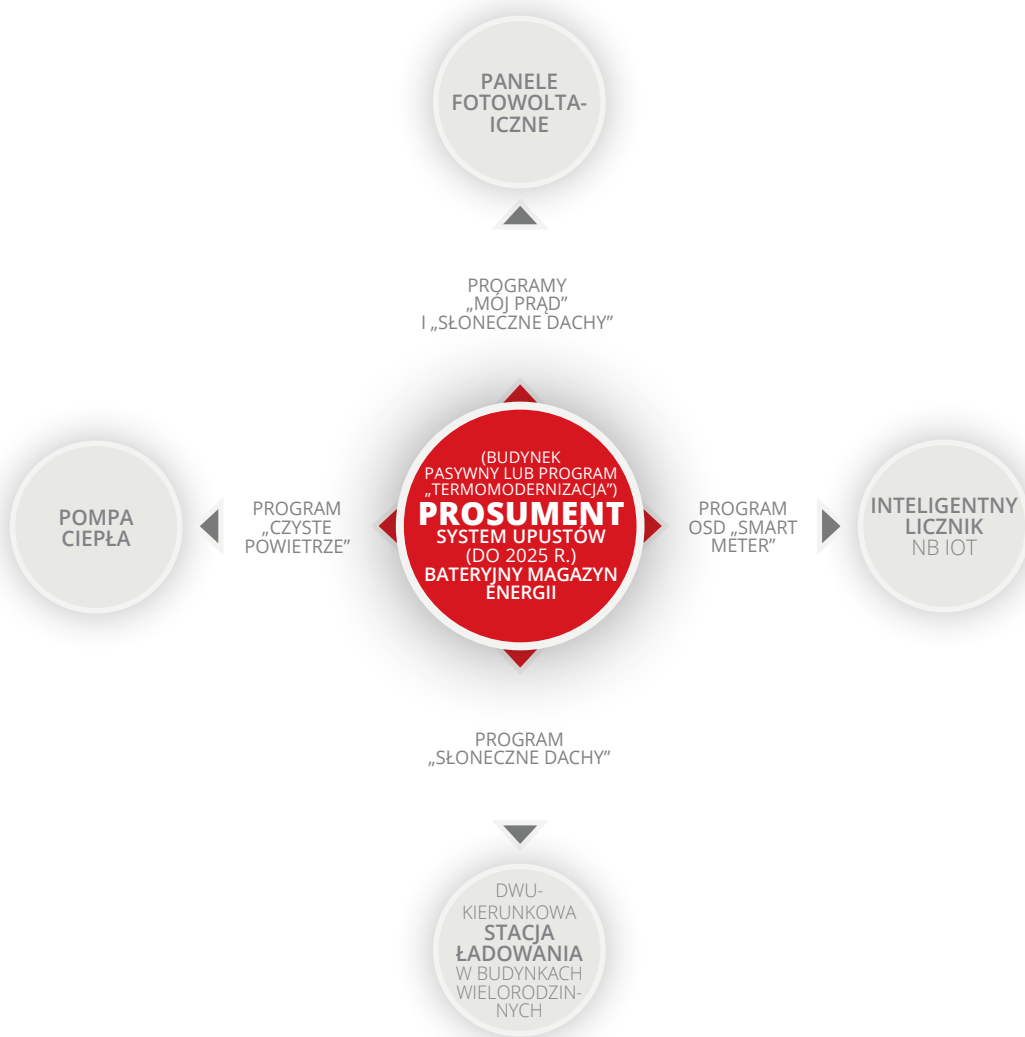
Koncepcja łączenia sektorów oparta na rozproszonych źródłach wytwórczych, głównie elektrowniach wiatrowych i fotowoltaice, nie będzie mogła funkcjonować z powodzeniem, jeżeli nie zostanie umożliwiony aktywny rozwój prosumentów biznesowych, tj. przedsiębiorców zainteresowanych inwestycjami we własne źródła wytwórcze, bądź chętnych do wynajęcia, leasingu lub jakiegokolwiek innej formy udostępnienia im jednostek wytwórczych, produkujących energię elektryczną głównie na własne potrzeby, ale jednocześnie sprzedających jej nadwyżki do sieci, do której pozostają nadal przyłączeni, lub odsprzedających ją innym przedsiębiorcom zlokalizowanym w sąsiedztwie, co idealnie wpisuje się chociażby w koncepcję specjalnych stref ekonomicznych. Ustawodawca zdaje się nie dostrzegać potencjału takiej koncepcji. Na próżno można szukać rozwiązań systemowych, które umożliwiłyby takie inwestycje. Niemniej, kierunek działań w tym zakresie został już nakreślony przez ustawodawcę unijnego, który w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED 2) przewidział instytucję prosumenta energii odnawialnej, tj. odbiorcę końcowego, który wytwarza energię odnawialną na własne potrzeby oraz, który może magazynować lub sprzedawać samodzielnie wytworzoną energię elektryczną, pod warunkiem że w przypadku prosumenta energii odnawialnej niebędącego gospodarstwem domowym, działania te nie stanowią jego podstawowej działalności handlowej lub zawodowej. Zgodnie z przyjętymi regulacjami państwa członkowskie mają zapewnić, by prosumenci energii odnawialnej mieli prawo wytwarzać energię odnawialną, również na własne potrzeby, przechowywać i sprzedawać swoje nadwyżki produkcji, w tym poprzez umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej, za pośrednictwem dostawców energii elektrycznej i poprzez ustalenia w zakresie partnerskiego (ang. *peer-to-peer*) handlu. Jednocześnie nie podlegając dyskryminacyjnym lub nieproporcjonalnym procedurom i opłatom oraz opłatom sieciowym, nieodzwierciedlającym kosztów w odniesieniu do energii elektrycznej, którą pobierają z sieci, lub którą do sieci wprowadzają, oraz nie podlegając dyskryminującym lub nieproporcjonalnym procedurom i wszelkim opłatom w odniesieniu do samodzielnie wytworzonej energii elektrycznej z OZE, pozostającej w ich obiektach. Ponad-

to dyrektywa RED 2 przewiduje zapewnienie, aby prosumenci energii indywidualnej zachowali swoje prawa i obowiązki jako odbiorcy końcowi. Jednocześnie dyrektywa przewiduje, iż strona trzecia może być właścicielem instalacji prosumenta energii odnawialnej lub może zarządzać taką instalacją w zakresie instalacji, eksploatacji, w tym pomiarów, oraz konserwacji, pod warunkiem że podlega ona instrukcjom prosumenta energii odnawialnej.

Dodatkowo, wartymi zwrócenia na nie uwagi są przepisy Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, które przewidują regulacje w zakresie linii bezpośredniej. Zgodnie z nimi państwa członkowskie powinny przyjąć niezbędne środki umożliwiające wszystkim wytwórcom i przedsiębiorstwom dostarczającym energię elektryczną na ich terytorium, zaopatrywanie linią bezpośrednią ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców, bez poddawania ich nieproporcjonalnym procedurom administracyjnym lub nakładania nieproporcjonalnych kosztów oraz umożliwiające zaopatrywanie, indywidualnie lub wspólnie, linią bezpośrednią wszystkich odbiorców na ich terytorium przez wytwórców i przedsiębiorstwa dostarczające energię elektryczną. Ponadto kryteria dotyczące przyznawania pozwoleń na budowę linii bezpośrednich, ustalone przez państwa członkowskie, powinny być obiektywne oraz niedyskryminacyjne. Jednocześnie zastrzega się, iż państwa członkowskie mogą uzależnić wydanie pozwolenia na budowę linii bezpośredniej od odmowy dostępu do sieci.

Decentralizacja polskiej energetyki oraz rozwój rozproszonych instalacji OZE bez wdrożenia odpowiednich rozwiązań systemowych pozostających w zgodzie z ww. dyrektywami unijnymi są niemożliwe. Polska energetyka powinna otworzyć się na prosumenta biznesowego, który niezależnie od centralnie sterowanego systemu będzie w stanie samodzielnie pokryć swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną bez ponoszenia nadmiernych kosztów. Niestety wysiłki spółek dystrybucyjnych idą w kierunku opracowywania technik i sposobów ograniczania mocy zainstalowanych i generowanych w mikroinstalacjach oraz zrewidowania korzystnych warunków ich przyłączania (na zgłoszenie). Wobec oczekiwanego zmniejszenia wolumenu sprzedanej energii, przy niezmiennych kosztach, podnoszona jest kwestia obarczania prosumentów za konieczność podwyższania opłat taryfowych dla pozostałych odbiorców. Zmiana podejścia do energetyki prosumenckiej (indywidualnej i biznesowej) powinna być obligatoryjnie wpisana do zadań zarządów spółek dystrybucyjnych, tak jak konieczność ograniczania wskaźników SAIDI i SAIFI.

RYS. 5.3 **PROSUMENT W 2025 ROKU**



Źródło: opracowanie własne

5.4. Innowacyjne podejście do aukcji OZE, w celu promocji stabilnych źródeł wytwarzania

System aukcyjny okazał się skutecznym systemem wsparcia w pierwszej kolejności dla instalacji fotowoltaicznych na średnim napięciu, przede wszystkim dla naziemnych instalacji fotowoltaicznych do 1 MW mocy. System ten w 2018 r. okazał się również skutecznym dla wielkoskalowych inwestycji OZE, przede wszystkim farm wiatrowych na lądzie. Warunkiem otrzymania wsparcia polegającego na 15-letniej stabilizacji przychodów z tytułu sprzedaży energii jest wprowadzenie energii do sieci publicznej. Aukcje przeprowadzone w latach 2016-2019 uruchomiły inwestycje w ok. 1,5 GW mocy fotowoltaicznej o wartości ok. 4,5 mld złotych oraz ponad 3 GW mocy energetyki wiatrowej o wartości ok. 15 mld złotych. Jest to jeden z największych programów inwestycyjnych rządu ostatnich lat.

Kontynuacja aukcyjnego systemu wsparcia po 30 czerwca 2021 r. – włącznie ze zniesieniem zasady 10H – będzie służyć przede wszystkim dalszemu rozwojowi energetyki wiatrowej na lądzie i wielkoskalowej energetyki fotowoltaicznej. Notyfikacja kontynuacji tego systemu u Komisji Europejskiej powinna stanowić jedynie formalność. Mając na uwadze, iż proces uzyskiwania decyzji administracyjnych, dokumentów planistycznych i warunków przyłączenia do sieci stanowi kilkuletnią inwestycję obciążoną wysokim ryzykiem, perspektywa wsparcia finansowego dla inwestora powinna być średniookresowa. Dyrektywa RED 2 wymaga od krajów członkowskich ustalenia średnioterminowego harmonogramu dotyczącego oczekiwanego przydziału wsparcia obejmującego co najmniej pięć kolejnych lat. Transpozycja dyrektywy RED 2 do prawa krajowego powinna się odbyć do 30 czerwca 2021 r. Tym samym system wsparcia powinien być kontynuowany do końca 2026 r.

Niemniej zmienna generacja elektrowni wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych wymaga stabilizacji warunków rozwoju. Jednym z głównych powodów wdrożenia rynku mocy była potrzeba stabilizacji KSE przy dalszym rozwoju technologii OZE. Niestety koncepcja rynku mocy promuje przed wszystkim nowo wybudowane lub modernizowane bloki węglowe, tym samym w istocie nie promuje nowych inwestycji OZE. W ramach tego systemu zwiększony został również potencjał usług systemowych typu DSR. Niestety system pomija inwestycje w magazyny energii, które po 2025 r. będą niezbędne do stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego. W związku z rozwojem rynku niesterowalnych źródeł OZE i ich konkurencyjnością w systemie aukcyjnym, Niemcy w 2017 r. wdrożyli tzw. „innowacyjne aukcje” – aukcja taka obejmuje zespół instalacji przyłączonych do jednego punktu przyłączenia, przy czym jedno źródło OZE musi być tzw. „stabilnym” źródłem lub magazynem energii elektrycznej. Pierwsze aukcje od-

będą się w tym roku, a planowany do wykorzystania w 2020 r. wolumen wynosi 650 MW, zaś w 2021 r. 500 MW. Zwycięzca takiej aukcji może przez 20 lat otrzymywać stałą premię rynkową o wartości do 30 Euro/MWh dla technologii OZE z magazynem energii oraz o wartości do 75 Euro/MWh dla kombinacji elektrowni wiatrowych lub fotowoltaiki z inną „stabilną” technologią OZE, np. jednostka kogeneracyjna wykorzystująca paliwo z biomasy lub elektrownia wodna. Stała premia będzie wypłacona niezależnie od przychodów uzyskanych na rynku energii. Wolumen zainstalowanej (maksymalnej) mocy magazynu lub drugiego stabilnego źródła powinien wynosić minimum 25 proc. w stosunku do całkowitej zainstalowanej mocy zespołu instalacji. Istotnym warunkiem dla powodzenia tego mechanizmu jest jednolite podejście do pojęcia „zainstalowanej mocy”, które w polskim systemie wsparcia od momentu jego wprowadzenia jest tematem sporów. Zgodnie z ekspertyzami rynkowymi Enervis już teraz wiadomo, że kombinacje dwóch technologii OZE nie będą konkurencyjnym produktem. Tak samo jak w Polsce zainteresowanie aukcjami dla instalacji biomasowych było niemal zerowe, a ponadto brakuje nowych projektów elektrowni wodnych. Szybki spadek kosztów dla magazynów energii elektrycznej, przede wszystkim dla baterii litowo-jonowych i możliwość uzyskania dodatkowych dochodów na rynku usług systemowych poza dochodami ze sprzedaży energii elektrycznej, jest atrakcyjną alternatywą dla podmiotów inwestujących w elektrownie wiatrowe i wielkoskalowe instalacje fotowoltaiczne. Mobilizacja środków prywatnych inwestorów w celu stabilizacji systemu energii będzie ogromnym sukcesem – w ostatnich latach zarówno w podsektorze energetyki gazowej jak i w podsektorze energetyki biomasowej nie udało się zgromadzić znaczących środków na nowe inwestycje.

Również ustawa o OZE przewiduje definicję instalacji hybrydowej, niemniej regulacja ta została stworzona wyłącznie dla kombinacji dwóch technologii OZE, a w konsekwencji zrezygnowano z notyfikacji systemu wsparcia dla tego typu instalacji. Przy notyfikacji przedłużenia systemu wsparcia aukcyjnego Ministerstwo Klimatu nie powinno powtórzyć błędów Ministerstwa Energii w tym zakresie. Polski ustawodawca nie powinien narzucać inwestorom z sektora energetyki wiatrowej lub fotowoltaiki obowiązku inwestycji w instalacje biomasowe lub biogazownie, ale pozwolić im samodzielnie decydować co do kierunku stabilizacji generacji, przede wszystkim w baterijne magazyny energii. Mobilizacja prywatnego kapitału do stabilizacji KSE będzie jednym z największych wyzwań polskiej elektroenergetyki w następnych latach, zatem jasne i przewidywalne kryteria przy wprowadzeniu rynku usług systemowych będą niezmiernie istotne. Innowacyjne aukcje dla instalacji OZE do 2 MW na przykładzie niemieckiego systemu wsparcia, tj. łącznie z magazynem energii, mogłyby z powodzeniem zastąpić aukcje dla instalacji fotowoltaicznych i małych turbin wiatrowych z mocą do 1 MW.

RYS. 5.4 **INNOWACYJNE AUKCJE**



Źródło: opracowanie własne

Dlatego definicja hybrydowej instalacji OZE powinna zostać odpowiednio zmodyfikowana, tak aby umożliwić innowacyjne aukcje na wzór tych niemieckich już od 2021 r. Należy przy tym uwzględnić również, iż rynek mocy zabezpiecza dostęp do pełnej mocy rezerwowej wyłącznie do 2024 r., a od 2026 r. większość modernizowanych bloków węglowych straci wsparcie. Dlatego równoległe wprowadzenie usług systemowych i pomocniczych zgodnie z dyrektywą UE w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej jest niezbędne.

5.5. Elektryfikacja ciepłownictwa systemowego

Właściwe zaadresowanie roli budownictwa w procesie transformacji energetycznej jest niezwykle ważne z uwagi na bardzo duży potencjał redukcji emisji, co stanowi pokłosie dużych opóźnień modernizacyjnych ciepłownictwa i ogrzewnictwa. Podkreślenie potencjału leżącego w efektywnym budownictwie jest spójne z nową inicjatywą unijną „Renovation Wave” realizowaną w ramach Europejskiego Zielonego Ładu. Podstawą tej idei jest efektywność energetyczna, zatem intensyfikacja wsparcia dla termomodernizacji w budynkach wielorodzinnych oraz promowanie nowego budownictwa pasywnego, jak i plus-energetycznego w budynkach wielorodzinnych jest niezmiernie istotne. Należy przy tym mieć na względzie, iż właściciele, najemcy lokali mieszkalnych w danej

wspólnocie, czy też spółdzielni mieszkaniowej, są bardziej zainteresowane oszczędnościami w zakresie zużycia energii oraz wyborem energii zeroemisyjnej, aniżeli właściciele lokali przeznaczonych na wynajem. Z tego też względu odpowiednie regulacje prawne powinny zapewniać właścicielom, faktycznym użytkownikom lokali mieszkalnych realny wpływ na decyzje podejmowane w zakresie zapotrzebowania na energię.

Większa efektywność energetyczna budynków jest podstawą do gruntownej zmiany podejścia w zakresie ciepłownictwa systemowego. W miastach poniżej 250 000 mieszkańców nieefektywne sieci ciepłownicze są standardem, przy czym również w miastach do 500 000 mieszkańców nieefektywne sieci nie są rzadkością. Na podstawie przeprowadzanych aukcji rynku mocy, aukcji OZE dla kogeneracji z biomasy i zgłoszonych projektów do indywidualnej notyfikacji jednostek wysokosprawnej kogeneracji, można wyciągnąć wniosek, że szansa na zmianę statusu tych sieci z obecnym podejściem regulatorów jest zerowa, bowiem brakuje chętnych do inwestycji w nowe źródła tego typu. Warunki ekonomiczne, rozwój demograficzny, ale również warunki klimatyczne wskazują na to, że mało elastyczne, wysokotemperaturowe ciepłownictwo systemowe zasilane przez konwencjonalną energetykę jest nie do uratowania – poza metropoliami.

Dlatego ustawodawca powinien natychmiast zmienić swoje podejście. Przyszłością zbiorowych dostaw ciepła są niskotemperaturowe rozproszone systemy ciepłownicze, zasilane pompami ciepła. Zakres możliwości wykorzystania pomp ciepła rośnie wraz z postępem technologicznym tych urządzeń. Dyrektywa RED 2 załącznik VII wskazuje, że pompy ciepła korzystające z energii z otoczenia (aero-, hydro-, lub geotermalnej) są klasyfikowane jako urządzenia korzystające z odnawialnych źródeł energii. W związku z tym istnieje możliwość uzyskania wsparcia dla modernizacji sieci ciepłowniczych i budowy sieci niskotemperaturowych zgodnie z dyrektywą o efektywności energetycznej. Wydaje się, że rynek producentów pomp ciepła rozpoznał potrzeby polskiego rynku ogrzewnictwa i ciepłownictwa przed administracją rządową. Warto zwrócić uwagę na planowane przez światowych potentatów produkujących urządzenia grzewcze, w tym roku inwestycje w produkcję pomp ciepła w Polsce. Na początku 2020 r. Toshiba Carrier Corporation ogłosiła utworzenie nowej spółki produkcyjnej w Gnieźnie. Wspólne przedsięwzięcie *joint venture* pomiędzy Toshiba Corporation a Carrier Corporation to inwestycja na poziomie ponad 100 mln zł w nową fabrykę sektora HVAC. Produkcja urządzeń klimatyzacyjnych i pomp ciepła rozpocznie się na przełomie 2020 i 2021 r. Również firma Viessmann ogłosiła jesienią 2019 r. budowę linii produkcyjnej pomp ciepła w Polsce w 2020 r. Obecnie już firma Viessmann rozpoczęła produkcję pomp ciepła typu solanka/woda w Legnicy i planuje tam rozpocząć produkcję pomp ciepła typu powietrze/woda na przełomie 2020 i 2021 r. Zgodnie z szacunkami PORT PC w sektorze produkcji, instalacji i serwisu pomp ciepła będzie w 2030 r. w Polsce zatrudnionych

ok. 20 tys. osób. PORT PC szacuje, że duży potencjał rozwoju rynku produkcji dla krajowych producentów pomp ciepła stanowią gruntowe pompy ciepła, o mocy grzewczej powyżej 50 kW, które mogą zasilać systemy ciepłownicze.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej powinien wspierać miasta i gminy, które zamierzają wdrożyć powyższe rozwiązania. Wsparcie inwestycyjne dla dużych pomp ciepła jest niezbędne, aby przekonać samorządy do podejmowania tego typu przedsięwzięcia. Wraz z inwestycjami w duże pompy ciepła konieczna jest modernizacja sieci ciepłowniczych oraz wdrożenie inteligentnego sterowania źródeł i odbiorców. Ponadto niezbędne jest zapewnienie dostępu do taniej energii elektrycznej. Dlatego ustawodawca powinien promować tę technologię i zwolnić energię elektryczną zakupioną w celu zasilania pomp ciepła z szeregu opłat (opłata mocowa, opłata przejściowa, opłata OZE, opłata kogeneracyjna, akcyza), pod warunkiem, że nabywana energia pochodzi (bilansowo) ze źródeł OZE.

W tym kontekście aktywizacja spółdzielni energetycznych jest niezbędna. Spółdzielnie energetyczne mogą być idealnym partnerem biznesowym dla przedsiębiorstw ciepłowniczych w celu zakupu taniej lokalnej energii elektrycznej, np. bez opłaty jakościowej, ale również przy zakupie ciepła odpadowego lub ciepła ze źródeł szczytowych, jak biogazownie. Definicja spółdzielni energetycznych, zgodnie z ustawą o OZE jest dość elastyczna. Zgodnie z art. 38c Ustawy o OZE, spółdzielnia energetyczna działa na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub sieci dystrybucyjnej gazowej lub ciepłowniczej, zaopatrujących w energię elektryczną, biogaz lub ciepło wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni, których instalacje są przyłączone do sieci danego operatora lub do danej sieci ciepłowniczej, ale niezrozumiałym ograniczeniem jest wymóg wytwarzania energii wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni lub jej członków.

Zgodnie z Ustawą o OZE, spółdzielnia energetyczna musi spełnić łącznie następujące warunki: (1) prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą, (2) liczba jej członków jest mniejsza niż 1000 oraz (3) w przypadku gdy przedmiotem jej działalności jest wytwarzanie: (a) energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70 proc. potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków oraz nie przekracza 10 MW, (b) ciepła, łączna moc osiągalna cieplna nie przekracza 30 MW lub (c) biogazu, roczna wydajność wszystkich instalacji nie przekracza 40 mln m³.

Obecna definicja wydaje się być sprzeczna z wymogami dyrektywy RED 2, która powinna zostać wdrożona do prawa krajowego do 30 czerwca 2021 r. Art. 22 dyrektywy wymaga, aby państwa członkowskie zapewniły, że społeczności energetyczne, działające w zakresie energii odnawialnej będą miały prawo do:

1. produkcji, zużycia, magazynowania i sprzedaży energii odnawialnej, w tym w drodze umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej,
2. podziału, w ramach danej społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej, energii odnawialnej wyprodukowanej przez jednostki produkcyjne będące własnością tej społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej, (...),
3. dostępu – w sposób niedyskryminacyjny – do wszystkich odpowiednich rynków energii, zarówno bezpośrednio, jak i za pośrednictwem koncentracji.

Ponadto państwa członkowskie ustanawiają ramy pozwalające na promowanie i ułatwianie rozwoju społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej. Ramy te zapewniają między innymi, że m.in.:

1. usunięte zostaną nieuzasadnione bariery regulacyjne i administracyjne dla społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej,
2. operator danego systemu dystrybucyjnego będzie współpracować ze społecznościami energetycznymi, działającymi w zakresie energii odnawialnej w celu ułatwienia transferów energii w ramach społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej,
3. społeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej nie będą podlegały dyskryminacyjnemu traktowaniu w odniesieniu do ich działalności, praw i obowiązków jako odbiorcy końcowi, producenci, dostawcy, operatorzy systemu dystrybucyjnego lub jako inni uczestnicy rynku,
4. udział w społecznościach energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej będzie otwarty dla wszystkich konsumentów, w tym gospodarstw domowych o niskich dochodach lub w trudnej sytuacji,

5. dostępne będą narzędzia ułatwiające dostęp do finansowania i informacji,
6. udzielane będzie wsparcie regulacyjne oraz wsparcie na rzecz budowania potencjału dla organów publicznych w umożliwianiu powstawania i tworzeniu społeczności energetycznych, działających w zakresie energii odnawialnej, w tym w pomaganiu władzom w bezpośrednim uczestnictwie,
7. powstaną przepisy gwarantujące równe i niedyskryminujące traktowanie konsumentów, którzy uczestniczą w społeczności energetycznej, działającej w zakresie energii odnawialnej.

W kontekście koncepcji łączenia sektorów, spółdzielnia powinna móc działać w sektorze elektroenergetycznym oraz ciepłowniczym, nawet przy wykorzystaniu lokalnej sieci biogazu do zasilania szczytowych źródeł ciepła bez dostępu – w sposób niedyskryminacyjny – do wszystkich odpowiednich rynków energii. Wydaje się, że polski ustawodawca nie był przygotowany na takie przypadki. Spółdzielnia energetyczna jest zmuszona do rozliczenia się w ramach systemu upustów ze sprzedawcą zobowiązanym, z mniej atrakcyjnym współczynnikiem rozliczenia na poziomie 0,6. Nadwyżką ilości energii elektrycznej wprowadzonej do elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej, dysponuje wyłącznie sprzedawca zobowiązany. Rynek spółdzielni energetycznych został sztywno uregulowany i nie zapewnia jej członkom swobody biznesowej. Polski ustawodawca ugiął się wobec chęci utrzymania istniejących struktur biznesowo-regulacyjnych, szczególnie po stronie spółek dystrybucyjnych.

Priorytetem powinno być dostosowanie obecnych możliwości spółdzielni energetycznej, zawartej w Ustawie o OZE, do wymogów dyrektywy RED 2, co pozwoliłoby przyspieszyć transformację energetyczną oraz zachęcić prywatny kapitał do inwestycji w rozproszoną energetykę. W tym kontekście warto wspomnieć, że spółdzielnia nie jest zwyczajną formą organizacyjną obrotu gospodarczego, w związku z tym zabezpieczenie kredytów inwestycyjnych może stanowić spore wyzwanie. Dlatego też BGK powinien uruchomić program gwarancji dla spółdzielni energetycznych, aby stymulować tego typu inwestycje.

RYS. 5.5 DZIAŁANIA NA RZECZ **ELEKTRYFIKACJI CIEPŁOWNICTWA**



Źródło: opracowanie własne



SPIS WYKRESÓW

- RYS. 1.1 **Zakładany przez Europejski Zielony Ład poziom redukcji gazów cieplarnianych w UE w roku 2030**
Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.
str.12
- RYS. 1.2 **Poglądowy schemat koncepcji łączenia sektorów**
Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.
str. 13
- RYS. 1.3 **Potencjał redukcji emisji gazów cieplarnianych na skutek „łączenia sektorów”**
Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.
str. 15
- RYS. 1.4 **Prognozowana zmiana zapotrzebowania na energię elektryczną w koncepcji łączenia sektorów**
Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.
str. 16
- RYS. 1.5 **Sektory możliwe do objęcia koncepcją łączenia sektorów**
Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.
str. 19
- RYS. 1.6 **Efekt synergiczny łączenia sektorów na przykładzie pomp ciepła**
Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.
str. 21
- RYS. 1.7 **Efektywność elektryfikacji w celu wytwarzania energii ciepłej**
Źródło: Imperial College London “analysis of alternative UK heat decarbonisation pathways”, 2018
str. 24
- RYS. 1.8 **Elastyczne rozwiązania koncepcji łączenia sektorów**
Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.
str. 27
- RYS. 1.9 **Typowy profil zapotrzebowania dziennego w 2050 roku zimą i latem na skutek łączenia sektorów**
Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.
str. 28
- RYS. 2.1 **Reguły kluczowe UE dla transformacji sektora elektroenergetycznego**
Źródło: opracowanie własne
str. 30
- RYS. 2.2 **Taksonomia - system jednolitej klasyfikacji działalności podmiotów systemów finansowych**
Źródło: opracowanie własne
str. 40
- RYS. 3.1 **Harmonogram unijnych inicjatyw regulacyjnych w 2020 i 2021 roku**
Źródło: opracowanie własne
str. 51
- RYS. 4.1 **Model kontynuacyjny i innowacyjny rozwoju elektroenergetyki w Polsce**
Źródło: opracowanie własne
str. 55
- RYS. 4.2 **Wyniki aukcji rynku mocy w roku 2018 i 2019 (aukcje główne) [MW]**
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE
str. 57

- RYS. 4.3 **Aktualne koszty wytwarzania energii elektrycznej na świecie i konkurencyjność technologii**
Źródło: Bloomberg NEF, "Scale-up of Solar and Wind Puts Existing Coal, Gas at Risk", 04/2020
str. 60
- RYS. 4.4 **Możliwy wzrost mocy zainstalowanej w OZE do roku 2030**
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych niemieckiego ministerstwa gospodarki
str. 61
- RYS. 4.5 **Koszty i oszczędności transformacji sektorów energii do 2050 r. według kalkulacji IRENA**
Źródło: IRENA, „Global Renewables Outlook. 2020”, kwiecień 2020
str. 63
- RYS. 4.6 **Filary transformacji sektorów energii do roku 2050 zgodnie z IRENA**
Źródło: IRENA, „Global Renewables Outlook. 2020”, kwiecień 2020
str. 67
- RYS. 4.7 **Kluczowe czynniki do uwzględnienia w procesie budowy polityki energetycznej nakierowanej na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw w obliczu transformacji energetycznej**
Źródło: opracowanie własne
str. 69
- RYS. 4.8 **Usługa systemowa regulacji częstotliwości w Australii Południowej**
Źródło: opracowanie własne
str. 75
- RYS. 4.9 **Schemat zadań sieci elektroenergetycznych i gazowych**
Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020
str. 77
- RYS. 4.10 **Podejście UE do cyberbezpieczeństwa**
Źródło: Komisja Europejska
str. 78
- RYS. 5.1 **Sieć ciepłownicza, ogrzewnictwo i łączenie sektorów - metropolia, np. Warszawa**
Źródło: opracowanie własne
str. 81
- RYS. 5.1.1 **Ogrzewnictwo i łączenie sektorów - dzielnica domów jednorodzinnych, np. Warszawa Wawer**
Źródło: opracowanie własne
str. 82
- RYS. 5.1.2 **Sieć ciepłownicza, ogrzewnictwo i łączenie sektorów - miasto powiatowe, np. Otwock**
Źródło: opracowanie własne
str. 83
- RYS. 5.2 **Finansowanie urządzeń grzewczych w programie „Czyste Powietrze” wydanie I i II [zł]**
Źródło: NFOSiGW 2020
str. 87
- RYS. 5.3 **Prosument w 2025 roku**
Źródło: opracowanie własne
str. 92
- RYS. 5.4 **Innowacyjne aukcje**
Źródło: opracowanie własne
str. 95
- RYS. 5.5 **Działania na rzecz elektryfikacji ciepłownictwa**
Źródło: opracowanie własne
str. 100

BIBLIOGRAFIA

- Bator, A., Kukułka, W., *Rola konsumenta w transformacji energetycznej*, 2016.
- Bayer, E., Kukułka, W., dr Rączka, J., dr Stoczkiewicz, M., *Założenia rynku mocy w Polsce – analiza prawna i ekonomiczna*, 2016.
- Berkenkamp, M., Gotz, P., Heddrich, M., Lenck, T., *Integracja europejskiego rynku energii – Polska i rozwój w regionie Morza Bałtyckiego*, 2016.
- Bielecki, S., Skoczkowski, T., *Europejskie projekty rozwoju inteligentnych sieci energetycznych. Obraz ogólny i miejsce Polski*, w: Polityka energetyczna, tom 17, zeszyt 4, 2014.
- Bloomberg NEF, *Electrical Vehicle Outlook* 2019.
- Bloomberg NEF, *Hydrogen Economy Outlook* 2020.
- Bloomberg NEF, *Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy*, 2020.
- Chmielniak, T., *Wind and solar energy technologies of hydrogen production – a review of issues*. Polityka Energetyczna. Energy Policy Journal. Tom 22 Zeszyt 4. str. 5-20, 2019.
- Cieciela, C., Ligus, M., *Przez selekcję do skuteczności: Komu opłaca się pompa ciepła i jak celnie wspierać rozwój tego rynku*, Polityka energetyczna, tom 17, zeszyt 4, 2014.
- European Commission, *Mainstreaming RES Flexibility portfolios – Design of flexibility portfolio on at Member state level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables*, 2017.
- Forum Energii, *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*, 2019.
- Forum Energii, *Jak porozumieć się z Brukselą w sprawie finansowania czystego ciepła w Polsce*, 2019.
- Forum Energii, *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego*, 2019.
- Forum Energii, *Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie*, 2020.
- International Energy Agency, *Getting Wind and Sun onto the Grid – A manual for Policy Markets*, w: Insight Series 2017, Paryż 2017.
- International Energy Agency, *Key world Energy statistics*, 2018.
- IRENA, *Hydrogen – a renewable energy perspective*, 2019.
- IRENA, *Global Renewables Outlook*, 2020.
- IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2018*, 2019.

Janeiro, L., Klessmann, C., Wingand, F., Grave, K., *Phasing out economic support to mature renewables? Drivers, barriers and policy options*, 2016.

Kacejko, P., *Inżynieria elektryczna i informatyczna w nowych technologiach elektroenergetycznych*, Monografie vol. 80, Komitet Inżynierii Środowiska PAN, 2011.

Kacejko, P., *Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym*, Wyd. Politechniki Lubelskiej, 2004.

Komisja Europejska, *European Green Deal*, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl

Komorowska, A., Gawlik, L., *Selected aspects of national economy energy efficiency*. Polityka Energetyczna. Energy Policy Journal. Tom 21 Zeszyt 4. str. 43-64, 2018.

Krupa, K., Moskwik, K., *Czas przeobrażenia? Gospodarka a ceny energii (ANALIZA)*, biznesalert.pl, 16.10.2018.

Lawrence, M., Virins, J., *Navigating the Energy transformation – Building a competitive advantage for Energy Cloud 2.0*, 2016.

Liebreich, Michael, *Six design principles for the power markets of the future – a personal view*. Bloomberg New Energy Finance. London, 2017.

Marinaş M-C. et al., *Renewable energy consumption and economic growth. Causality relationship in Central and Eastern European countries*. PLoS ONE 13 (10), 2018.

McKinsey&Company, *Developing offshore wind power in Poland - Outlook and assessment of local economic impact*, 2016.

Mackesen, r., Saint-Drenan, Y., Jost, D., Fritz, R., Asanalieva, N., Widdel, M., Hahler, M., *Bilansowanie przez farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne*, 2017.

Panek, A. [red.], *Strategia modernizacji budynków: mapa drogowa 2050*, 2014.

Polskie Sieci Energetyczne S.A., *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035*, Konstancin – Jeziorna, maj 2016.

Port PC, *Raport rynkowy Port PC 2020*.

Schnell, C., Wasilewska, O., *Perspektywy rozwoju Corporate PPA w Polsce*, 2020.

Schnell, C. [red.], *Mapa drogowa Polskiej elektroenergetyki 2030+*, 2017.

Skillings, S., Lafford, T., *Pulling the Energy Gap – Fulfilling the UK's need for a secure, 21st century power system at least cost*, 2016.

Skoczkowski, T., Bielecki, S., *Problemy rozwoju rozproszonych zasobów energetycznych*, w: Polityka energetyczna, tom 19, zeszyt 2, 2016.

Sowa, S., *The capacity market and its impact on the development of distributed sources*. Polityka Energetyczna. Energy Policy Journal. Tom 22 Zeszyt 4. str. 65-80, 2019.

Wasilewski, M., Kamiński, J., *Elektrownie wirtualne na rynkach mocy i energii – analiza warunków krajowych*, w: Polityka energetyczna, tom 19, zeszyt 1, 2016.

Wisniewski, G. et al., *OZE i magazyny ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych*, *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, numer 5/19, str. 102, 2019.

Wróbel, P., *Czy rynek mocy spełni swoją rolę?*, biznesalert.pl, 5.11.2019.

Wróbel, P., *Pięć unijnych wydarzeń 2019 roku, które zmienią polską elektroenergetykę*, biznesalert.pl, 31.12.2019.

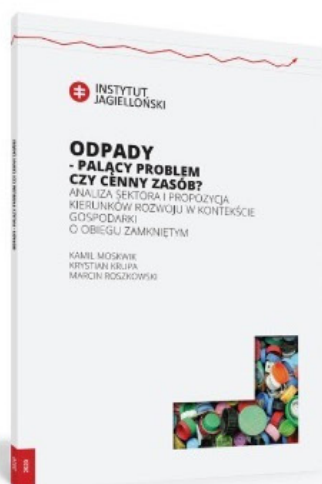
Wróbel, P., *Zielona tarcza antykryzysowa*, biznesalert.pl, 8.4.2020.

Niezależny ośrodek analityczny,
centrum wymiany poglądów
i budowania strategii

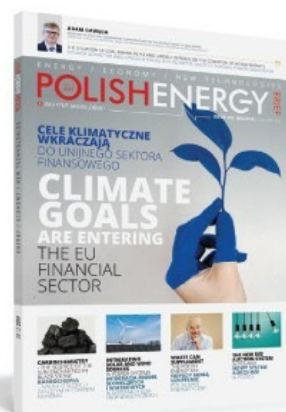
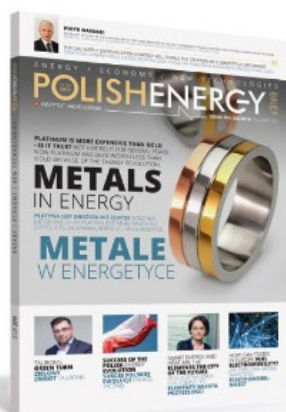


INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI

ANALIZUJEMY I TWORZYMYSY STRATEGIE DLA KLUCZOWYCH SEKTORÓW:



ŚLEDZIMY TRENDY W ENERGETYCE



JESTEŚMY WYDAWCĄ PORTALI BRANŻOWYCH

POLISHBRIEF

BIZNES  ALERT

ZAPRASZAMY:

TAKŻE PRZEZ:

jagiellonski.pl
biuro@jagiellonski.org

