

Warszawa, 6 czerwca 2024 r.

Biała Księga Transformacji Energetycznej Francusko-Polskiej Izby Gospodarczej (CCIFP)

Dokument wypracowany przez Komitet ESG ds. Transformacji Energetycznej CCIFP

A.	SEKTOR ELEKTROENERGETYCZNY	2
	1. Dostęp do sieci elektroenergetycznej, linia bezpośrednia i cable pooling	2
	2. Umowy CPPA - zniesienie barier regulacyjnych	5
	3. Wsparcie dla magazynów energii elektrycznej	6
	4. Kwestie planistyczne dotyczące instalacji OZE	6
	5. Modyfikacja systemu aukcyjnego	6
	6. Uproszczenie procedur administracyjnych, celem przyspieszenia procesu rozwoju inwestycji w sektorze OZE	7
	7. Wsparcie dla dużych biometanowni, a w dalszej perspektywie - inwestycji wodorowych	7
	8. Stworzenie strategii i możliwości rozwoju technologii wychwytywania i składowania CO ²	7
	9. Rozwój sektora energetyki jądrowej	7
	10. Zapasy i instalacje do podziemnego magazynowania paliw	8
B.	SEKTOR PRZEMYSŁOWY	8
	11. Ochrona odbiorców przemysłowych	8
	12. Wspieranie dużych odbiorców energii w ich dążeniu do większej autonomii energetycznej	9
	13. Docenianie wysiłków przedsiębiorstw w dążeniu do zwiększenia efektywności energetycznej	9
	14. Wsparcie elastyczności strony popytowej	10
C.	CIEPŁOWNICTWO	10
	15. Wzrost efektywności energetycznej na drodze zmniejszenia wymaganej temperatury wody	10
	16. Zmiana systemu taryfowego	11
	17. Postulowane zmiany związane z zazielenieniem ciepłownictwa	11
	18. Weryfikacja stref klimatycznych i zdefiniowanych dla nich temperatur obliczeniowych	12
	19. Uwolnienie pełnego potencjału metanu (gazu kopalnianego) w kogeneracji dla ciepłownictwa	12
	20. Zmiany dotyczące kogeneracji	12
D.	KONSUMENTY INDYWIDUALNI	12



E.	GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO	13
F.	MOBILNOŚĆ I ELEKTRYFIKACJA GOSPODARSTW DOMOWYCH	14
	21. Miasta, gminy, samorządy	14
	22. Kampanie informacyjne w partnerstwie publiczno-prywatnym	14
	23. Zaopatrzenie w wodę gospodarstw domowych	15

Rekomendowane rozwiązania i kierunki zmian:

A. SEKTOR ELEKTROENERGETYCZNY

Decentralizacja sektora energetycznego, zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną, w szczególności wytworzona w instalacjach OZE, implementacja strategii w zakresie zeroemisyjności oraz polityk ESG - to tylko część obszarów mających kluczowy wpływ na kierunek rozwoju polskiej energetyki.

Rosnące zainteresowanie budową nowych źródeł wytwórczych, również przez podmioty zamierzające wytwarzać energię elektryczną na własne potrzeby, rozwój nowych technologii oraz implementacja nowych modeli biznesowych przekładają się na pilną potrzebę podjęcia działań o charakterze legislacyjnym. Pamiętać należy także o wdrożeniu rozwiązań, które zapewnią bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej oraz usprawnią funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego. Powyższe kwestie będą wymagać istotnych nakładów inwestycyjnych związanych z modernizacją oraz rozbudową infrastruktury sieciowej.

1. Dostęp do sieci elektroenergetycznej, linia bezpośrednia i cable pooling

Rosnąca liczba odmów wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej to obecnie jedna z największych barier rozwoju energetyki. Istotne jest zatem podjęcie działań umożliwiających sprawne przyłączanie do sieci instalacji OZE, magazynów energii czy instalacji hybrydowych.

Koniecznym jest zapewnienie, by liczba negatywnie rozpatrzonych wniosków o przyłączenie w danym okresie i w poszczególnych rejonach energetycznych była uwzględniana w planach rozwoju sieci. Dodatkowo warto podjąć dyskusję na temat wysokości nakładów finansowych na rzecz rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych przez operatorów.

Istotnym z tej perspektywy problemem jest również nazbyt swobodny sposób interpretowania przez operatorów przesłanek odmowy określenia warunków przyłączenia z uwagi na brak warunków technicznych lub ekonomicznych, brak ujednoczonych zasad wykonywania ekspertyz wpływu instalacji objętych wnioskiem na system elektroenergetyczny oraz fakt utajniania przez Prezesa URE treści tych ekspertyz w postępowaniach skargowych na odmowę wydania warunków. W tym ostatnim zakresie, z uwagi na ograniczone zasoby ludzkie tego organu oraz liczbę składanych skarg, czas prowadzenia postępowania tego rodzaju jest nieproporcjonalnie długi, co powoduje, że nawet w przypadku pozytywnego rozstrzygnięcia, istniejące na moment składania skargi zdolności są często już rozdysponowane, a podmioty którym bezpodstawnie odmówiono wydania warunków mogą jedynie ubiegać się o odszkodowanie.

Na wzmiankę zasługuje również praktyka szerokiego wykorzystania przez operatorów możliwości braku wypłaty rekompensat z tytułu nierynkowego redysponowania. Zgodnie z art. 9c ust. 7g PE do rekompensaty uprawnieni są wyłącznie ci wytwórcy, którzy w umowach przyłączeniowych mają



zawarte zapisy dotyczące gwarancji niezawodności dostaw energii elektrycznej, przy czym znacząca większość zawieranych w ostatnich latach umów takich postanowień nie zawiera, a niejednokrotnie - wprost przewiduje brak możliwości uzyskiwania rekompensat.

Cable pooling i potrzeba dalszej optymalizacji możliwości wykorzystania istniejących mocy przyłączeniowych

Cable pooling, czyli mechanizm współdzielenia jednego przyłączenia przez dwie lub więcej różnych instalacji OZE stał się możliwy poprzez przyjęcie ustawy z 17 sierpnia 2023 roku o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Identyfikowaną barierą pozostaje brak jednolitego podejścia operatorów systemów elektroenergetycznych w Polsce.

Część licznych wątpliwości praktycznych związanych ze stosowaniem przepisów dot. *cable pooling*u rozstrzygnął Prezes URE, poprzez wydanie informacji nr 15/2024 z dnia 25 marca 2024 r. Jest to niewątpliwie pożądany krok w dobrym kierunku, jednak niestanowiąca źródła powszechnie obowiązującego prawa informacja posiada jedynie ograniczone znaczenie formalne i nie eliminuje ryzyka zróżnicowanego stosowania omawianych przepisów przez operatorów.

Przyjęte przepisy dotyczące *cable pooling*u wymagają zmian, także w nieco szerszym zakresie.

Przewidziany w obecnych przepisach brak możliwości korzystania z systemu wsparcia przez instalacje współdzielące przyłączenie (z wyłączeniem instalacji OZE, która została przyłączona do sieci jako pierwsza) utrudnia finansowanie inwestycji. Zgodnie z obecnymi przepisami, dla instalacji OZE współdzielących przyłącze wydawane są wspólne warunki przyłączenia, jednakże każda z instalacji musi posiadać własny punkt pomiarowy. Tym samym nie ma praktycznego uzasadnienia, dla którego kolejne instalacje przyłączane w danym miejscu przyłączenia na zasadzie *cable pooling*u miałyby nie posiadać możliwości partycypacji w systemach wsparcia.

Kolejną barierę stanowi brak możliwości przyłączenia magazynów energii w ramach *cable pooling*u. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, na zasadzie *cable pooling*u, do sieci elektroenergetycznej można przyłączyć wyłącznie dwie lub większą liczbę instalacji OZE. Magazyny energii, które nie stanowią części instalacji służących do wytwarzania energii elektrycznej z OZE, nie mogą zatem korzystać z dobrodziejstw *cable pooling*u (zarezerwowanego wyłącznie dla instalacji OZE).

Przepisy dot. linii bezpośredniej i zasadność ich zmiany

Odnosząc się do wprowadzonych regulacji w zakresie linii bezpośredniej konieczna jest dyskusja nad wysokością opłaty solidarnościowej. Obecne stawki opłat związanych z linią bezpośrednią wpływają negatywnie na atrakcyjność tego typu projektów.

Mimo że linia bezpośrednia zakłada brak korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego, a co za tym idzie, brak opłat typowo związanych ze świadczeniem usług dystrybucji, ustawodawca objął energię elektryczną dostarczaną linią bezpośrednią narzutami mającymi na celu uwzględnienie partycypacji podmiotów korzystających z linii bezpośredniej w kosztach utrzymania systemu elektroenergetycznego.

Wydzielony odbiorca, z wyjątkiem wydzielonego odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej, albo przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, do którego energia elektryczna jest dostarczana z jednostki wytwórczej linią bezpośrednią w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do jego własnych obiektów, w tym urządzeń lub instalacji, podmiotów będących jego jednostkami



podporządkowanymi w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 42 ustawy o rachunkowości lub do odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń lub instalacji tego przedsiębiorstwa, za energię elektryczną dostarczoną linią bezpośrednią, wnosi do przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, do sieci którego ten odbiorca lub to przedsiębiorstwo są przyłączone:

- opłatę solidarnościową, odpowiadającą udziałowi tego podmiotu w kosztach stałych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej, w części niepokrytej innymi składnikami taryfy dystrybucyjnej/przesyłowej, zależną od ilości energii dostarczanej tą linią bezpośrednią oraz
- opłatę na pokrycie kosztów utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, zależną od ilości energii dostarczanej tą linią bezpośrednią.

Szczegółowe zasady obliczania powyższych opłat mają zostać określone w rozporządzeniu w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Prawo energetyczne wskazuje jednak, że ich wysokość nie może przekraczać iloczynu ilości energii elektrycznej dostarczonej za pośrednictwem linii bezpośredniej i odpowiednio:

- połowy wysokości składnika zmiennego stawki sieciowej w przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz
- stawki opłaty na pokrycie kosztów utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii w przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub przesyłowej elektroenergetycznej,

o których mowa w tym rozporządzeniu, przewidzianych w taryfie danego operatora systemu elektroenergetycznego, przeznaczonych dla grupy taryfowej, do której jest zaliczany wydzielony odbiorca.

W zakresie tych dwóch opłat wprowadzono również przepisy przejściowe, mające zastosowanie do czasu wydania stosownego rozporządzenia określającego dokładny sposób ich obliczania, które przewidują stosowanie ww. stawek w maksymalnej wysokości.

Przykładowo, na podstawie stawek obowiązujących dla grupy taryfowej B23 w PGE Dystrybucja S.A - Oddział Warszawa opłaty solidarnościowa wyniosłaby (wartości netto):

- w zakresie połowy wysokości składnika zmiennego:
 - 37,62 zł/MWh w szczycie przedpołudniowym;
 - 67.20 zł/MWh w szczycie popołudniowym;
 - 12.26 zł/MWh w pozostałych godzinach doby;
- w zakresie stawki jakościowej - 24,21 zł/MWh.

Niezależnie od powyższych opłat, energia dostarczana linią bezpośrednią będzie również obciążona opłatami OZE, kogeneracyjną i mocową. Obecnie (w roku 2024) stawka opłaty OZE wynosi 0,00 zł/MWh, opłaty kogeneracyjnej wynosi 6,18 zł/MWh. Z kolei, jeśli chodzi o opłatę mocową, to jej stawka w przypadku odbiorców biznesowych, wynosi aż 126,70 zł/MWh i jest naliczana w odniesieniu do energii elektrycznej pobranej z sieci (a w analizowanym przypadku - dostarczonej linią



bezpośrednią) w wybranych godzinach doby (w dni robocze od 7:00 do 21:59). Odbiorcy biznesowi mogą korzystać z ulgi / reparametryzacji opłaty mocowej, o ile ich profil poboru jest stosunkowo płaski, tzn. pobór w godzinach szczytowych i pozaszczytowych jest do siebie zbliżony. I tak, obniżka opłaty mocowej wynosi:

- 83% dla odbiorców o różnicy pomiędzy zużyciem w godzinach szczytowych i pozaszczytowych nie większej niż 5%;
- 50% dla odbiorców o różnicy pomiędzy zużyciem w godzinach szczytowych i pozaszczytowych nie większej niż 10% oraz
- 17% dla odbiorców o różnicy pomiędzy zużyciem w godzinach szczytowych i pozaszczytowych nie większej niż 15%.

W powyższym kontekście należy zauważyć, że ustawa o rynku mocy nie przewiduje możliwości „łączenia” PPE sieciowych z punktem dostaw realizowanych za pomocą linii bezpośredniej. W konsekwencji, energia elektryczna dostarczana linią bezpośrednią z PV, z uwagi na jej dostarczanie w godzinach szczytowych, będzie w 100% objęta opłatą mocową (poza weekendami). Jednocześnie, zaspokojenie części popytu danego zakładu na energię elektryczną poprzez bezpośrednie przyłączenie pogorszy profil poboru (w kierunku zwiększonego poboru z sieci poza szczytem) na pozostałych PPE, powodując bądź to mniejszą obniżkę opłaty mocowej bądź też - w ogóle - brak możliwości korzystania z jej obniżonej stawki.

Energia elektryczna dostarczana linią bezpośrednią odbiorcy końcowemu będzie obciążona także obowiązkami w zakresie przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw efektywności energetycznej oraz podatkiem akcyzowym.

Niewątpliwie obecne brzmienie przepisów dot. linii bezpośredniej zniechęca do stosowania tego rozwiązania. Co więcej, poziom opłat związanych z wykorzystaniem linii bezpośredniej jest w Polsce znacząco wyższy niż w przypadku większości innych państw członkowskich UE (w tym zakresie konkurujemy tylko z Węgrami). Przepisy te da się skutecznie „obejść”, jednak w państwie prawa adresaci regulacji nie powinni być zmuszeni do obchodzenia prawa celem skorzystania z rozwiązań które miały promować rozwój przemysłowej energetyki rozproszonej bez podlegania nieproporcjonalnym kosztom z tego tytułu.

2. Umowy CPPA - zniesienie barier regulacyjnych

Dyrektywa RED II nakłada na państwa członkowskie obowiązek usunięcia nieuzasadnionych barier regulacyjnych i administracyjnych w celu upowszechnienia umów CPPA. Poza przyjęciem rozwiązań, które rzeczywiście promować będą wykorzystanie linii bezpośredniej, zasadne z tej perspektywy wydaje się także dostosowanie zasad dotyczących rachunkowości instrumentów finansowych (w zakresie rachunkowości zabezpieczeń), obniżenie barier dostępu do rynku dla odbiorców mniejszych niż największe globalne koncerny (poprzez wprowadzenie systemu gwarancji finansowych) oraz zawieszenia korzystania z systemu aukcyjnego na okres objęty taką umową.

3. Wsparcie dla magazynów energii elektrycznej

Rozwój energetyki rozproszonej jest niemożliwy bez wykorzystania technologii magazynowania energii elektrycznej. Przy obecnych cenach zasobników energii, zastosowanie tej technologii jest nieuzasadnione ekonomicznie. Dlatego też ważną kwestią jest wprowadzenie systemu wsparcia dla magazynów energii elektrycznej oraz przyjęcie kompleksowych rozwiązań, które zwiększą możliwość



świadczenia przez posiadaczy magazynów energii elektrycznej usług elastyczności i usług systemowych. Potrzebna jest także reforma rynku bilansującego.

Warto również wprowadzić rozwiązania w zakresie wsparcia dla jednostek wytwórczych współdziałających z magazynem energii (model źródło OZE + magazyn). Przyjęte rozwiązania mogłyby stanowić odpowiedź na problemy związane z dostępnością mocy przyłączeniowych i przyczynić się do rozwoju energetyki rozproszonej oraz poprawy stabilności sieci elektroenergetycznej.

4. Kwestie planistyczne dotyczące instalacji OZE

Nowelizacja ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw w znaczący sposób utrudniła lokalizowanie nowych instalacji OZE na użytkach rolnych poprzez wymóg uwzględnienia ich w MPZP. Charakter wprowadzonych zmian należy ocenić negatywnie. Zgodnie z dostępnymi analizami obowiązującymi planami zagospodarowania przestrzennego objętych jest jedynie około 31 procent powierzchni kraju, zaś procedura przyjęcia MPZP z reguły trwa kilka lat i nie zawsze kończy się sukcesem. W celu zwiększenia konkurencyjności polskiej energetyki oraz zwiększenia udziału OZE w polskim miksie energetycznym postulujemy o liberalizację zasad lokalizacji nowych źródeł OZE.

W przypadku instalacji wiatrowych należy podkreślić konieczność odejścia od zasady 10h i minimalizację wymaganej odległości od zabudowań do wartości nie większej niż 500 metrów. Dodatkowo postulujemy o dopuszczenie możliwości wykorzystania instrumentu zintegrowanych planów inwestycyjnych przez inwestycje wiatrowe, które bezzasadnie zostały pozbawione tej możliwości. Dopuszczenie realizacji farm wiatrowych na podstawie ZPI korzystnie wpłynie na rozwój branży OZE oraz przyczyni się do poprawy lokalnej infrastruktury.

5. Modyfikacja systemu aukcyjnego

W kontekście zwiększenia udziału OZE w polskim miksie energetycznym należy podejmować nie tylko działania mające na celu przyłączanie nowych jednostek wytwórczych, ale również te, które przyczynią się do utrzymania w systemie funkcjonujących źródeł OZE. Konieczne jest zatem uelastycznienie regulacji w zakresie możliwości przystąpienia do aukcji przez zmodernizowane instalacje OZE (tzw. *repowering*) oraz przedłużenie systemu wsparcia dla instalacji, którym kończy się prawo do korzystania ze wsparcia.

Zasadne wydaje się być również umożliwienie przystąpienia do aukcji OZE projektom w fazie operacyjnej (np. projekty operacyjne wytwarzające energię elektryczną przez okres do 36 miesięcy przed dniem złożenia oferty aukcyjnej).

Aktualizacja definicji instalacji hybrydowych z nowelizacji ustawy o OZE z 2023 roku stanowi pozytywny sygnał dla branży, jednak określone w niej warunki wykluczają - ze względów technicznych - możliwość uznania za taką instalację zespołu urządzeń fotowoltaicznych i wiatrowych. Dodatkowo aukcje dla tego rodzaju instalacji nie są obecnie planowane. Rekomendujemy opracowanie i notyfikację zmienionych zasad wsparcia aukcyjnego dla instalacji hybrydowych Komisji Europejskiej, celem skutecznego wspierania tego rodzaju zespołów instalacji.

6. Uproszczenie procedur administracyjnych, celem przyspieszenia procesu rozwoju inwestycji w sektorze OZE

Ambitne cele określone w planie REPowerEU oraz w dyrektywach RED II oraz RED III wymagają podjęcia zdecydowanych działań. W celu osiągnięcia pożądanych celów dla energetyki konieczne jest



dalsze uproszczenie i skrócenie administracyjnych procedur wydawania zezwoleń dla instalacji OZE, oraz magazynów energii.

Obowiązek określenia obszarów przyspieszonego rozwoju OZE określony w Dyrektywie RED III, stwarza szansę na przyspieszenie polskiej transformacji energetycznej. Przepisy dyrektywy o odnawialnych źródłach energii przewidują, że obszary przyspieszonego rozwoju OZE mają zostać wyznaczone najpóźniej do lutego 2026 r. Na takich terenach procedury wydawania zezwoleń na budowę instalacji OZE mają trwać nie więcej niż 12 miesięcy. Mając na uwadze aktualny stan polskiego mixu energetycznego, należy dążyć do wdrożenia obszarów przyspieszonego rozwoju OZE jak najszybciej.

Mimo że wprowadzenie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE nie wyeliminuje wszystkich barier dla nowych inwestycji OZE, ma ono szansę w sposób pośredni korzystnie wpłynąć również na usprawnianie rozbudowy sieci energetycznej czy też planowanie przestrzenne na szczeblu lokalnym.

7. Wsparcie dla dużych biometanowni, a w dalszej perspektywie - inwestycji wodorowych

Należy zatem podjąć pilne działania legislacyjne mające na celu ułatwienie realizacji projektów biogazowych oraz biometanowych. Regulacje dotyczące biometanu zostały wdrożone do polskiego porządku prawnego, co więcej zaimplementowano system wsparcia dla wytwórców biometanu w instalacjach o mocy do 1 MW. Konieczne jest wprowadzenie dedykowanego systemu dla źródeł o większej mocy lub po zebraniu pierwszych doświadczeń z istniejącego systemu - zwiększenie progu mocy. Biometan zagwarantuje Polsce większą niezależność energetyczną, a jednocześnie przyczyni się do dekarbonizacji przemysłu i transportu.

Zmiany w ustawie Prawo energetyczne oraz innych ustawach pod kątem wytwarzania, transportu, magazynowania oraz konsumpcji wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego jako paliwa/nośnika energii (tzw. konstytucja dla wodoru) wciąż nie zostały przyjęte. Niezbędne jest ponowne przedstawienie propozycji zmian, uwzględniających stanowiska branży i kluczowych interesariuszy oraz zmiany w regulacjach UE, szczególnie w dyrektywie RED III, aktach wykonawczych Komisji Europejskiej przyjętych w 2023 r. oraz tzw. pakiecie gazowo-wodorowym. Potrzebny jest również system wsparcia dla inwestycji w wodór niskoemisyjny i odnawialny, na przykład w formie kontraktu różnicowego CfD. Produkcja i wykorzystanie wodoru niskoemisyjnego odnawialnego jest kluczowa dla dekarbonizacji sektorów, w których pełna elektryfikacja jest praktycznie niemożliwa (przemysł rafineryjny, nawozowy, hutnictwo) oraz dekarbonizacji transportu.

8. Stworzenie strategii i możliwości rozwoju technologii wychwytywania i składowania CO2

Technologie CCS i CCU to istotny element systemu redukcji emisji. W celu umożliwienia ich efektywnego rozwoju, konieczne jest wprowadzenie zmian legislacyjnych. Należy ułatwić poszukiwanie lokalizacji na potrzeby CCS i wprowadzić zależnie od lokalizacji różnicowanie wymagań monitoringowych. Za niezbędne uznaje się także uregulowanie kwestii sekwestracji, transportu i magazynowania CO2 w Polsce, szczególnie poprzez wprowadzenie zmian do Prawa geologicznego i górnictwa, aby odblokować potencjał inwestycyjny i umożliwić szybszą dekarbonizację przemysłu.

Konieczne jest opracowanie i wdrożenie kompleksowej krajowej strategii rozwoju, a także przyjęcie odpowiedniego systemu wsparcia. Istotne jest również przyjęcie optymalnych regulacji w zakresie międzynarodowego transportu ciekłego CO2, aby ułatwić polskim producentom dostęp do zbiorników dwutlenku węgla, m.in. na Morzu Północnym.



Warte rozważenia jest także określenie zasad aktywnego wsparcia inwestorów ubiegających się o finansowanie projektów CCS i CCU ze środków unijnych.

9. Rozwój sektora energetyki jądrowej

Według obszernych raportów organizacji takich jak IPCC i IEA, system bezemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej wymaga wdrożenia energetyki jądrowej.

Oprócz inwestycji wielkoskalowych, konieczne jest stworzenie otoczenia regulacyjnego dla wdrożeń technologii typu SMR. Rekomendowane jest przyjęcie rozwiązań znoszących nieproporcjonalne bariery regulacyjne (na przykład w zakresie kwestii środowiskowych czy ustalania stref ochronnych wokół lokalizacji obiektu jądrowego w celu zróżnicowania przypadków małych i dużych elektrowni jądrowych). Dodatkowo, rekomendujemy podjęcie dialogu dotyczącego wsparcia lokowania SMR na terenie dawnych oraz wygaszanych elektrowni konwencjonalnych. Technologia SMR stanowi bezpieczną i przyjazną środowisku alternatywę dla dotychczasowych źródeł wytwórczych, przyczyniając się do osiągnięcia założonych ambitnych celów klimatycznych dla polskiej energetyki.

Lokalizacja nowych źródeł wytwórczych w miejscu wygaszanych pozwoli ograniczyć koszty związane z dostosowaniem i budową nowych sieci przesyłowych jednocześnie z korzyścią wpływając na harmonogram realizowanych inwestycji.

10. Zapasy i instalacje do podziemnego magazynowania paliw

W związku z obecną sytuacją geopolityczną i ekonomiczną, konieczne jest podjęcie działań mających na celu ułatwienie realizacji inwestycji polegających na budowie instalacji do podziemnego i naziemnego magazynowania paliw. Chodzi przede wszystkim o liberalizację przepisów środowiskowych, m.in. w zakresie modyfikacji par. 3 pkt 35 oraz 37 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko. Limity przewidziane w tych przepisach powinny zostać zwiększone, tak aby ułatwić budowę instalacji magazynowania o większych pojemnościach.

Należy także podjąć kroki zmierzające do zwiększenia dostępności oleju napędowego HVO (Hydrogenated Vegetable Oil) wytwarzanego z surowców odnawialnych. Stanowiąc napęd dla silników spalinowych używanych w rolnictwie i transporcie, będzie on ważnym elementem tranzycji na silniki elektryczne. Istotne są także działania mające na celu upowszechnienie paliw alkilatowych do małych urządzeń. Przyczyni się to do zmniejszenia zanieczyszczenia, emisji CO₂ i zależności od ropy. Aby tak się stało, potrzebne jest usprawnienie procesu pozyskiwania pozwoleń na produkcję i dystrybucję tych paliw przez podmioty zagraniczne w Polsce.

B. SEKTOR PRZEMYSŁOWY

Sytuacja geopolityczna, wysokie ceny surowców, liczne zmiany prawne oraz polityka klimatyczna to główne wyzwania stojące przed sektorem przemysłowym.

Posiadanie silnego przemysłu gwarantuje strategiczną autonomię państwa i wpływa na bezpieczeństwo gospodarcze. Sprostanie temu wyzwaniu nie będzie możliwe bez odpowiednio zaprojektowanej polityki przemysłowej, która stanowi zabezpieczenie przed wstrząsami gospodarczymi i wspiera konkurencyjność przedsiębiorstw.

Przemysł to, obok rolnictwa i sektora usług, jedna z trzech podstawowych gałęzi gospodarki narodowej. Według danych OECD w ciągu ostatniej dekady wartość produkcji przemysłowej na osobę w Polsce wzrosła o 85%, a udział przemysłu w PKB systematycznie rośnie, co stanowi fenomen na tle innych, nawet wysoko zindustrializowanych państw Unii Europejskiej. Dlatego wsparcie przemysłu,



szczególnie sektorów zagrożonych ucieczką emisji (*carbon leakage*) na drodze do dekarbonizacji stanowi jedno z najpilniejszych wyzwań państwa w obecnej dekadzie.

11. Ochrona odbiorców przemysłowych

Kryzys na rynku surowców skutkuje wzrostem ryzyka dla dużych przedsiębiorstw produkcyjnych. Rekomendowane jest dokonanie zmian w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu zmiennego przez rozszerzenie katalogu odbiorców chronionych (par. 4 ust. 1 rozporządzenia) o odbiorców przemysłowych o dużym znaczeniu dla funkcjonowania innych gałęzi gospodarki.

Celem dostosowania systemu ulg dla odbiorców energochłonnych do *Wytycznych KE w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią (CEEAG 2022)* należy przyspieszyć prace legislacyjne dot. rządowego projektu UD41.

Dodatkowo, zasadne wydaje się wprowadzenie tzw. cen pomostowych dla najbardziej energochłonnych sektorów przemysłu, cechujących się wysoką ekspozycją na konkurencję międzynarodową.

12. Wspieranie dużych odbiorców energii w ich dążeniu do większej autonomii energetycznej

Sektor przemysłowy to główny odbiorca energii elektrycznej. Należy zatem wprowadzić zachęty dla dużych odbiorców przemysłowych do tego, aby samodzielnie inwestowali w rozwój źródeł odnawialnych. Wytwarzanie energii elektrycznej na własne potrzeby zmniejszy obciążenie krajowego systemu elektroenergetycznego oraz przyczyni się do poprawy pracy sieci.

13. Docenianie wysiłków przedsiębiorstw w dążeniu do zwiększenia efektywności energetycznej i wdrożenia zasad gospodarki obiegu zamkniętego

Zwiększenie efektywności energetycznej i dążenie do gospodarki obiegu zamkniętego stoją w centrum unijnych polityk na rzecz czystej i konkurencyjnej gospodarki Europy. Część przedsiębiorców wdraża rozwiązania w zakresie efektywności i GOZ kosztem własnej konkurencyjności, również na rynku wewnętrznym. Istotne jest zatem nadanie wagi ich działaniom w przestrzeni publicznej, np. poprzez odpowiednie kampanie społeczne.

Dobrym pomysłem byłoby uwzględnienie kategorii efektywności energetycznej i wdrożenia zasad gospodarki obiegu zamkniętego (np. plany *buy-back*, czy prowadzenie serwisów naprawczych) w przetargach publicznych jako przykładu postępowania dla całości przemysłu i dużych przedsiębiorstw.

Koniecznym jest również przyjęcie rozwiązań, które skutkowałyby usprawnieniem rozpatrywania wniosków o wydanie świadectw efektywności energetycznej (tzw. białych certyfikatów). Przedłużający się proces wydawania białych certyfikatów zniechęca podmioty do uczestnictwa w systemie efektywności energetycznej i inwestowania w przedsięwzięcia proefektywnościowe. Rozwiązaniem może być, między innymi, przyznanie URE wsparcia merytorycznego (biegłych) w ocenie wniosków.

System uzyskiwania świadectw efektywności energetycznej wymaga szeregu zmian. Po pierwsze, należy uprościć procedury wydawania świadectw przez URE, tak aby przyspieszyć proces ich wydawania. Po drugie, zmodyfikować zasady uiszczania opłaty zastępczej. Po trzecie, przenosić koszty realizacji obowiązków poprawy efektywności energetycznej w taryfach przedsiębiorstw energetycznych i wreszcie rozszerzyć katalog przedsięwzięć przynoszących efekty w zakresie poprawy



efektywności energetycznej, tak aby w pełni uruchomić potencjał projektów poprawy efektywności energetycznej.

14. Wsparcie elastyczności strony popytowej

Polski system elektroenergetyczny w perspektywie najbliższych lat będzie coraz trudniejszy do zbilansowania. Z jednej strony będzie to efektem zwiększania ilości pogodozależnych źródeł OZE w systemie. Z drugiej efektem wycofywania sterowalnych jednostek węglowych i niewystarczającego uzupełniania tych zasobów innymi sterowalnymi zasobami. W związku z tym prognozowany jest realny spadek mocy dyspozycyjnych w perspektywie najbliższych 15 lat. Jednym z narzędzi wspierających bilansowanie systemu jest elastyczność strony popytowej. Konieczne jest podjęcie działań w celu poprawy opłacalności inwestycji w rozwiązania zwiększające taką elastyczność u odbiorców końcowych energii. Potrzebna jest reforma taryf dystrybucyjnych zwiększająca różnice w cenach dystrybucji w poszczególnych okresach doby. Konieczne jest także wprowadzanie rozwiązań powodujących zwiększenie korelacji pomiędzy stanem systemu a cenami energii. Szybsze wprowadzenie liczników ze zdalnym odczytem dla odbiorców przemysłowych w taryfach C będzie również pomocne.

C. CIEPŁOWNICTWO

Polski sektor ciepłowniczy jest wyjątkowy w skali europejskiej z uwagi na swoje scentralizowanie. Niesie to ze sobą specyficzne wyzwania, w szczególności w zakresie jego modernizacji i zazielenienia.

Wyzwania związane z modernizacją i zazielenieniem sektora ciepłowniczego w Polsce są duże. Konieczna jest transformacja energetyczna, która ma na celu ograniczenie emisji CO₂ i innych gazów cieplarnianych. Jednym ze sposobów na osiągnięcie tego celu jest zwiększenie udziału źródeł energii odnawialnej w produkcji ciepła, takich jak biomasa spełniająca kryteria zrównoważonego rozwoju oraz biogaz. Jednakże, ze względu na scentralizowany charakter sektora ciepłowniczego, wdrożenie takich rozwiązań jest skomplikowane i wymaga współpracy różnych instytucji oraz podmiotów, a także zapewnienia odpowiednich i stabilnych ram prawnych zapewniających rozwój w tym obszarze. Tymczasem ciepłownictwo systemowe w Polsce od lat mierzy się z brakiem przewidywalności prawa i reguł rynkowych oraz nadmiernie długimi procedurami administracyjnymi. Pomimo wielu obietnic ze strony rządowej branża wciąż nie doczekała się publikacji *Strategii dla ciepłownictwa*, która pomogłaby planować inwestycje w perspektywie długoterminowej. Systemy wsparcia takie jak aukcje kogeneracyjne są nieefektywne, a z drugiej strony technologie takie jak pompy ciepła czy wykorzystanie ciepła odpadowego praktycznie w ogóle nie są przedmiotem wsparcia. Przystarzały, nieadekwatny do warunków rynkowych system taryfowania ciepła nie uwzględnia całości działań dekarbonizacyjnych w kwalifikowaniu kosztów uzasadnionych, co stanowi poważny hamulec w planowaniu szeroko zakrojonej modernizacji.

15. Wzrost efektywności energetycznej na drodze zmniejszenia wymaganej temperatury wody

Obniżenie minimalnej temperatury wody w systemie ciepłowniczym przełoży się wprost na zmniejszenie zużycia paliw w sektorze ciepłowniczym. Obniżenie wymaganej temperatury o zaledwie 1 stopień Celsjusza to oszczędność rzędu 10% zużycia paliw na potrzeby wytwarzania ciepła systemowego, czyli ok. 2 mln ton węgla rocznie. Takie rozwiązanie zostało już zastosowane we Francji, gdzie w kwietniu 2022 weszło w życie rozporządzenie *Circulaire n° 6343-SG* dotyczące dostosowania warunków ogrzewania budynków stanowiących własność państwa, jego operatorów i jednostek zależnych w celu redukcji zużycia gazu.



16. Zmiana systemu taryfowego

System taryfowy w sektorze ciepłownictwa nie przystaje do dzisiejszych warunków: rosnących cen emisji, paliw i inwestycji. Przeniesienie kosztów zakupu uprawnień do emisji zajmuje ok. 2 lata i oznacza długie okresy strat dla inwestorów. System taryf należy zaktualizować tak, by zachował skuteczność we wspieraniu efektywności kosztowej i odzwierciedlał zmiany w cenach emisji oraz dynamikę rynku ciepła i energii.

Rynek ciepła w Polsce potrzebuje zmian modelu taryfowania, tak aby warunki zatwierdzonej taryfy odpowiadały aktualnej sytuacji rynkowej. Dynamika przenoszenia kosztów wytwarzania i dystrybucji ciepła na taryfę ma znacząco negatywny wpływ na wynik bieżący przedsiębiorstw ciepłowniczych. Taki system nie doprowadzi do rozwoju i transformacji energetycznej. Punktem odniesienia dla propozycji zmian regulacji może być analiza zasad kształtowania taryf w państwach o podobnej strukturze ciepłownictwa systemowego.

Należy rozważyć przygotowanie ram prawnych przynajmniej częściowej liberalizacji rynku ciepła systemowego (opartej na dobrowolności w zastosowaniu określonych zasad zatwierdzania taryf dla przedsiębiorstw). Mechanizmy kontrolne Prezesa URE w zakresie zatwierdzania taryf powinny być realizowane ex-post na żądanie odbiorców końcowych. Zasadne wydaje się także albo opracowanie ujednoliconej metodyki korekty zmiany ceny bez konieczności zatwierdzania przez organ regulacyjny albo wprowadzenie taryfy wstępnej/końcowej - w konsekwencji brak konieczności aktualizowania taryf w ciągu roku.

17. Postulowane zmiany związane z zazielenieniem ciepłownictwa:

Umożliwienie dalszego wykorzystania biomasy: brak jest efektywnego systemu wspierającego stabilnie pracujące źródła wytwórcze wykorzystujące biomasę. Brakuje adekwatnego systemu wsparcia dla energii elektrycznej oraz ciepła z tych źródeł, jak również preferencji dla systemów efektywnych celem zachęcenia spółek ciepłowniczych do transformacji. W tym zakresie ustawa o odnawialnych źródłach energii powinna zostać zrewidowana i zmieniona, ponieważ biomasa w przyszłości będzie stanowić ważny komponent efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych. Transformacja ciepłownictwa systemowego będzie obejmowała modernizację źródeł ciepła oraz sieci ciepłowniczych na wielką skalę. Dlatego istotny jest dobór odpowiednich technologii, które zapewnią w przyszłości transformacja ciepłownictwa systemowego będzie obejmowała modernizację źródeł ciepła oraz sieci ciepłowniczych na wielką skalę. Stąd potrzebne są systemy zachęt wytyczające kierunki transformacji.

Promowanie zielonego ciepła i chłodu: do tej pory zielone ciepło (ciepło z OZE oraz ciepło odpadowe) nie uzyskało dedykowanych mechanizmów wsparcia, rozwijało się głównie na bazie systemu zielonych certyfikatów, który promował produkcję energii elektrycznej z biomasy w jednostkach kogeneracyjnych. Dzisiaj nie da się wypełnić celów dla źródeł odnawialnych bez dedykowanych mechanizmów dla ciepła i chłodu. Dodatkowo, system ten powinien być powiązany z programem transformacji ciepłownictwa. Warto w zakresie projektowania systemów wsparcia inspirować się doświadczeniami francuskimi - Francja ma programy i ustawy bardzo korzystne dla przemysłu, w tym systemy wsparcia sprawiające, że spółki ponoszą znikome koszty dekarbonizacji (ADEME - le Fonds Chaleur). W przypadku ustalania kryteriów naboru oraz wyboru sposobu wsparcia w funduszach dla sektora ciepłowniczego, szczególnie na rzecz systemów ciepłowniczych (utrzymanie/uzyskanie statusu efektywnego energetycznie systemu) należy zmaksymalizować komponent dotacyjny, aby zmniejszyć ryzyko wzrostu zadłużenia przedsiębiorstw i przyspieszyć dekarbonizację aktywów bez ryzyka przeniesienia kosztów na odbiorcę. Ponieważ regulacje unijne w równym stopniu promują wykorzystanie ciepła z OZE oraz ciepła odpadowego, kluczowe jest



zapewnienie odpowiedniego otoczenia legislacyjnego i wsparcia finansowego dla projektów wykorzystujących ciepło odpadowe. Ważne jest przy tym możliwie szerokie definiowanie ciepła odpadowego, które powinno uwzględniać ciepło pochodzące z instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych nie nadających się do recyklingu.

18. Weryfikacja stref klimatycznych i zdefiniowanych dla nich temperatur obliczeniowych

Na potrzeby określenia projektowych wartości obciążenia cieplnego systemów ogrzewania budynków do dziś wykorzystywane są temperatury obliczeniowe powietrza zewnętrznego przypisane do stref klimatycznych zdefiniowanych w latach 50-tych ubiegłego stulecia, dla zupełnie innych warunków klimatycznych. Analizy średnich dobowych temperatur zewnętrznych w ostatnich 15 latach nie spadają poniżej 10-12 stopni Celsjusza. Aktualizacja parametrów pozwoliłaby zatem na dobór mniejszych urządzeń w źródłach ciepła przy zwiększonej efektywności ich wykorzystania. Powyższe uzasadnia potrzebę zmiany Rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie oraz opracowania nowych norm krajowych, formalnie uwzględnianych przy obliczaniu zapotrzebowania na moc systemów ogrzewania, chłodzenia, wentylacji i klimatyzacji budynków.

19. Uwolnienie pełnego potencjału metanu (gazu kopalnianego) w kogeneracji dla ciepłownictwa

Po CO², metan jest drugim co do wielkości czynnikiem przyczyniającym się do globalnego ocieplenia. Ma około 25-krotnie większy wpływ na globalny wzrost temperatury niż CO², chociaż rozkłada się też znacznie szybciej. Wykorzystanie metanu do produkcji energii zwiększa bezpieczeństwo górników pracujących w wyrobiskach oraz przyczynia się do ograniczenia emisji metanu do atmosfery, co poprawia jakość życia mieszkańców regionu. Komercyjne wykorzystanie metanu przez producentów ciepła będzie miało pozytywny wpływ na przychody kopalń węgla (CMM) oraz przychody spółki restrukturyzacji kopalń - Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. (AMM) - obie te instytucje potrzebują niezbędnych środków, które mogą być łatwo dostępne poprzez stworzenie rynku dla AMM i CMM. Antycypowana zmiana: Uwzględnienie ciepła wyprodukowanego z metanu kopalnianego (CMM), w tym metanu z opuszczonych kopalń (AMM), w definicji ciepła odpadowego, co przyczyniłoby się do szybszego przejścia na systemy efektywne. Zmiany w polskim prawie można by wzorować na przykładach francuskich. Alternatywą mogłoby być wprowadzenie preferencji dla metanu kopalnianego oraz metanu z opuszczonych kopalni na zasadach analogicznych jak dla OZE, ponieważ jego wykorzystywanie odbywa się realnie na analogicznych zasadach jak wykorzystywanie OZE. Wprowadzenie preferencji dla metanu na zasadach analogicznych do OZE ułatwiłoby wypełnienie obowiązków związanych z ograniczeniem emisji metanu i przyczyniłoby się do szybszego przejścia na systemy efektywne.

20. Zmiany dotyczące kogeneracji

Niezbędne jest utrzymanie w podstawie systemu ciepłowniczego sterowanej jednostki kogeneracji, biorąc pod uwagę zależność pogodową części technologii OZE, w kontekście dotrzymania zmiennej dobowej mocy cieplnej parametrów pracy sieci ciepłowniczej. Zmianą, którą można by stosunkowo szybko wdrożyć jest chociażby zmiana art. 12 Ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w taki sposób, aby skutki decyzji dot. Dopuszczenia do systemu wsparcia w postaci premii gwarantowanej mogły być przenoszone również w przypadku wydzierżawienia lub wynajęcia jednostki, co stanowi powszechną praktykę i jest prawnie dopuszczalne - nie trzeba się legitymować tytułem własności (ale po prostu tytułem prawnym), aby móc uzyskać premię i stąd warto zmienić art. 12 w taki sposób, aby wprost uwzględnił tę przewidzianą prawem możliwość. Warto również doprowadzić do usunięcia barier związanych



z niestandardowymi modelami kogeneracji (np. kogeneracja wykorzystująca glikol czy gazy spalinowe).

System wsparcia wysokosprawnej kogeneracji wymaga uatrakcyjnienia, tak aby realizował założone cele. Przyrost nowych mocy w jednostkach kogeneracyjnych nie jest imponujący, a system wsparcia wysokosprawnej kogeneracji nie osiąga zadowalających rezultatów. Funkcjonowanie mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji znacząco odbiega od prognoz wskazanych w ocenie skutków regulacji. W okresie 2019 - 2022 przyrost nowych mocy zainstalowanych w ramach systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji powinien wynosić 2900 MW. Do końca 2022 r. zakontraktowano jedynie 17,2% zakładanych mocy

D. KONSUMENTCI INDYWIDUALNI

Wprowadzanie zmian wymaga akceptacji społecznej, którą buduje się dzięki podnoszeniu świadomości. Kluczowym jest również zrozumienie samej potrzeby zmian. Polskie społeczeństwo musi mieć dostęp do rzetelnej informacji i być regularnie informowane o tym, jak jako wspólnota zamierzamy funkcjonować w warunkach ograniczonych zasobów i dlaczego oszczędne gospodarowanie zasobami stanowi dziś klucz do bezpiecznej przyszłości.

E. GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO

Konsument indywidualny jest kluczowym ogniwem gospodarki obiegu zamkniętego. Regulacje prawne oraz świadomy konsument są w stanie wywierać znaczący wpływ na projektantów i producentów dóbr, a przez to też tworzyć przewagę konkurencyjną swojego przedsięwzięcia. Kupowanie dóbr materialnych lub usług rodzi powstawanie odpadów, a ich selektywna zbiórka oraz przekazanie do odpowiedniej instalacji czy spalarni jest wykorzystaniem odpadów, jak surowców lecz pochodzących z odpadów, a nie z zasobów naturalnych. Cykle ponownego przetwarzania poszczególnych frakcji odpadów (plastik, papier) są też ograniczone, chociaż wyjątek stanowią opakowania szklane, które można wykorzystywać ponownie bez końca. Odpady, które nie nadają się do ponownego zawrócenia w obiegu i ponownego ich wykorzystania, wymagają odpowiedzialnego zutylizowania na uprawnionych wysypiskach, czy spalarniach. Tych w Polsce jest stanowczo za mało - okazało się to, gdy systemowe uszczelnienie przepływu odpadów w Polsce spowodowało, że bieżąca ilość spalarni nie wystarczająca do obsługi napływających strumieni odpadów. Spalarnie odpadów są bezpiecznym (wysokotemperaturowym) sposobem utylizacji odpadów, a w trakcie procesu spalania odzyskiwana jest energia cieplna zwracana do gospodarki.

Zgodnie z prawem unijnym, Polska ma obowiązek do 2025 osiągnąć poziom 55% recyklingu odpadów, natomiast według danych przesłanych do Komisji Europejskiej poziom recyklingu i przygotowania do ponownego użycia, jaki osiągamy w Polsce, oscyluje około 40%. Nowa strategia Europejskiego Zielonego Ładu wiąże się z koniecznością dokonania głębokiej i szybkiej zmiany nawyków i zachowań konsumentów, aby zmniejszyć ślad środowiskowy. Kluczowa we wzmocnieniu roli konsumentów w procesie zielonej transformacji jest kwestia dostępu do rzetelnych informacji dotyczących aspektów środowiskowych kupowanych produktów i usług oraz odpowiedzialności, za prawidłową segregację i postępowanie z odpadami w każdym gospodarstwie domowym.

Według danych GUS, 27% Polaków wie, jak prawidłowo segregować odpady na 5 frakcji. Potrzeba edukacji jest konieczna w całym spektrum uczestników Gospodarki Obiegu Zamkniętego: projektantów, przedsiębiorców, konsumentów, dzieci, recykerów, samorządowych władz lokalnych. GOZ jest realizacją Celów Zrównoważonego Rozwoju (SDGs) w ramach przyjętej Agendy 2030 ONZ, gdzie aż 5 z 17 Celów dotyczy rozwoju opartego na ponownym wykorzystaniu surowców pochodzących



z odpadów. Dla podniesienia poziomu cyrkularności kluczowe są 3 najważniejsze poziomy hierarchii sposobów postępowania z odpadami (3R):

- ograniczenie ilości odpadów (Reduce)
- ponowne wykorzystanie (Reuse)
- recykling (Recycle)

Podejście 3R można rozwijać o kolejne działania takie jak:

- przemyślenie zakup (Rethink)
- naprawienie sprzętu, przedmiotu (Repaire)
- podejmowanie działania reaktywnie i proaktywnie na problemy dotyczące środowiska, np. udział w ankietach, udzielanie informacji zwrotnej dostawcom usług i towarów (Reaction).

W Gospodarce Obiegu Zamkniętego nie tylko odpady stałe wymagają zagospodarowania ale też, ścieki, i emisje generowane w procesach biznesowych. Komisja Europejska szacuje, że obecnie tylko 12% zasobów w UE pochodzi z odzyskanych materiałów. Tymczasem autorzy raportu ekonomicznego "The Circular Economy - A powerful Force for Climate Mitigation" wskazują, że gospodarka cyrkularna może zmniejszyć emisje pochodzące z przemysłu w UE o 56% do 2025 roku, a to oznacza mniejsze zużycie ograniczonych zasobów naturalnych.

F. MOBILNOŚĆ I ELEKTRYFIKACJA GOSPODARSTW DOMOWYCH

Istotne jest zapewnienie szerokiego wsparcia dla gospodarstw domowych wdrażających rozwiązania proefektywnościowe, a w szczególności takie, które skutkować będą odejściem od wykorzystania paliw kopalnych. Potrzebne jest wprowadzenie szerszego wsparcia dla korzystania z transportu elektrycznego, w tym elektrycznego transportu indywidualnego. W dalszej perspektywie wsparcie powinno objąć także pojazdy wodorowe. Przy elektryfikacji transportu i ogrzewania potrzebne jest wprowadzenie zachęt i norm do stosowania rozwiązań zwiększających elastyczność poboru energii przez te urządzenia.

21. Miasta, gminy, samorzady

Jednostki samorządu terytorialnego powinny być zachęcane do wdrażania rozwiązań pozwalających na lepsze zarządzanie wykorzystaniem energii, takich jak *Internet of Things* i innych narzędzi z obszaru *smart city*.

Jednocześnie gminy i miasta powinny mieć możliwość tworzenia na swoim obszarze specjalnych stref OZE, gdzie inwestorzy mogliby korzystać z uproszczonych i skróconych procedur administracyjnych zakresie budowy instalacji OZE (w szczególności w zakresie planowania przestrzennego oraz obowiązków związanych z oceną oddziaływania na środowisko) oraz z odpowiedniego systemu wsparcia (np. w postaci zwolnień z podatku od nieruchomości).

22. Kampanie informacyjne w partnerstwie publiczno-prywatnym

Czekające nas zmiany wymagają czegoś więcej niż akceptacji społecznej. Potrzebna jest współpraca i chęć ich aktywnego wdrażania. Sektor publiczny powinien aktywnie angażować się w prowadzenie programów edukacyjnych i informacyjnych na temat nowych technologii, w szczególności tych związanych z transformacją energetyczną oraz ochroną klimatu. Konieczne jest również działanie na rzecz wypracowania nowych nawyków konsumenckich, takich jak oszczędzanie energii i lepsze gospodarowanie zasobami.



23. Zaopatrzenie w wodę gospodarstw domowych

Pogarszająca się sytuacja finansowa przedsiębiorstw z branży wodno-kanalizacyjnej wpływa negatywnie na możliwość realizacji celów m.in. z zakresu efektywności energetycznej. Brak rentowności spowoduje konieczność zapewnienia finansowania zewnętrznego. Wpływ na ten stan mają obecne regulacje prawne w zakresie ustalania taryf wodnych w Polsce raz na trzy lata i wydłużona procedura zmiany poziomu taryf u obecnego Regulatora. Skrócenie okresu do roku dałoby przestrzeń do urealnienia kosztów funkcjonowania przedsiębiorstw z uwzględnieniem planowanych inwestycji, przy jednoczesnym zapewnieniu wysokiej jakości wody pitnej. Ponadto zwiększone przychody doprowadzą do polepszenia infrastruktury i zmniejszenia ilości awarii.

