

CZĘŚĆ III DZIEŁA: OBECNE BARIERY
REGULACYJNE I PROPOZYCJE ZMIAN REGULACJI
PRAWNYCH W ZAKRESIE MAGAZYNOWANIA
ENERGII (Z WYŁĄCZENIEM MAGAZYNOWANIA
ENERGII ELEKTRYCZNEJ)

SPORZĄDZONEGO DLA:
MINISTERSTWA KLIMATU I ŚRODOWISKA

Sfinansowano ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej pochodzących z opłat rejestracyjnych, na zamówienie Ministerstwa Klimatu i Środowiska.



Narodowy Fundusz
Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej

Wersja dokumentu z dnia: 12.12.2022 r.

Spis treści

Skróty.....	3
Podstawa prawna.....	5
1. Wstęp – główne bariery regulacyjne i działania legislacyjne.....	7
2. Formy magazynowania energii (z wyłączeniem energii elektrycznej) – wodór i ciepło.....	13
3. Obecne bariery regulacyjne dla magazynów wodoru i ciepła.....	19
3.1. <i>Przyłączenie do sieci.....</i>	<i>21</i>
3.2. <i>Obowiązek uzyskania koncesji lub wpisu do rejestru.....</i>	<i>24</i>
3.3. <i>Taryfy.....</i>	<i>25</i>
3.4. <i>Udział w systemach wsparcia.....</i>	<i>25</i>
3.5. <i>Inne.....</i>	<i>29</i>
3.6. <i>Podsumowanie barier regulacyjnych.....</i>	<i>31</i>
4. Propozycje zmian prawnych w zakresie magazynów energii (z wyłączeniem energii elektrycznej).....	33
4.1. <i>Wytyczne dla różnych kategorii nośników energii (wodoru i ciepła).....</i>	<i>33</i>
4.2. <i>Magazyny i sposób wykorzystania „zielonego” wodoru wytwarzanego przez prosumenta/mikroinstalację w różnych sektorach gospodarki (przemysł, transport, elektroenergetyka, gazownictwo).....</i>	<i>43</i>
4.3. <i>Propozycja zasad rozliczeń przy magazynowaniu i wykorzystaniu wodoru i ciepła </i>	<i>44</i>
5. Spis tabel.....	50
6. Spis rysunków.....	51

Skróty

ZASTOSOWANE SKRÓTY I OZNACZENIA	
ACER	Agency for the Cooperation of European Regulators
BAT	Best Available Technique (Najlepsza Dostępna Technika)
B+R	Badania i Rozwój
CEER	Council of European Energy Regulators
CH4 z OZE	metan pochodzenia odnawialnego
CSIRE	Centralny System Informacji Rynku Energii
CVC	Corporate Venture Capital
DUB	Dostawca Usług Bilansowania
DSR	Demand Side Response
ECRB	Energy Community Regulatory Board
EE	Energia elektryczna/elektroenergetyczny
EU ETS	Europejski system handlu uprawnieniami do CO ₂
EPBD	Dyrektywa 2018/844
EPSTE	Zintegrowany strategiczny plan w dziedzinie technologii energetycznych
G2P	Gas to Power
H	Heat (ciepło)
H₂	Hydrogen (wodór)
H2P	Heat to Power
Hydrogen Europe	Europejskie Stowarzyszenie Wodoru i Ogniw Paliwowych
H2	Hydrogen (wodór)
IED	Dyrektywa 2010/75
IEO	Instytut Energii Odnawialnej
IRiEIM	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowej
IRENA	International Renewable Energy Agency
KE	Komisja Europejska
KSE	Krajowa sieć elektroenergetyczna
MEDREG	Mediterranean Energy Regulators
MH	Magazyny ciepła
MH2	Magazyny wodoru
MCH4(z OZE)	Magazyny metanu pochodzenia odnawialnego
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
NIMH₂	Naziemne Instalacje Magazynowania Wodoru
OSD	Operator systemu dystrybucji
OSP	Operator systemu przesyłowego
OZE	Odnawialne źródła energii
PE	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne
PEP2040	Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.
PGIG	Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. - Prawo geologiczne i górnicze
PIMH₂	Podziemna instalacja magazynowania wodoru
PMG	Podziemne Magazyny Gazu
POB	Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie Handlowe
projekt zmRED II	Projekt zmiany RED II
projekt zmEED	Projekt zmiany EED
PSP	Elektrownie szczytowo-pompowe

PURE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
P2CH4 (z OZE)	Power to Green methan (metan pochodzenia odnawialnego)
P2G	Power to Gas
P2H	Power to Heat
RED II	Dyrektywa 2018/2001
RSec	Rozporządzenie Ministra Gospodarki ws. szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych
RtOZE	Rozporządzenie Ministra Energii ws. szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci
TES	Thermal Energy Storage
TPA	Third Party Access
UC74	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii
UC99	Ustawa o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii
UD/P	Umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych/przesyłowych
uCHP	Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji
UoP	Umowa o przyłączenie
uOZE	Ustawa o odnawialnych źródłach energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
US	Umowa Sprzedaży
USEF	Universal Smart Energy Framework
UTES	Underground Thermal Energy Storage
UUG	Umowa Użytkowania Górniczego i obowiązek zakupu prawa geologicznego
VC	Venture Capital
TiE	Techniczne i Ekonomiczne
WP	Warunki Przyłączenia
WTiE	Warunki Techniczne i Ekonomiczne

Podstawa prawna

- [1] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej („**Rozporządzenie 2014/943**”),
- [2] Dyrektywa PE i Rady (UE) 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany Dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia Dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE („**EED**”),
- [3] Dyrektywa 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 („**Dyrektywa 2019/944**”),
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych („RED II”),
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych („**Dyrektywa 2014/94**”),
- [6] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r.,
- [7] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca Dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814,
- [8] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola),
- [9] Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dnia 19 maja 2021 r. w sprawie europejskiej strategii w zakresie wodoru (2020/2242(INI)) (2022/C 15/06),
- [10] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno – Społecznego i Komitetu Regionów, Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu z dnia 08.07.2020 r.,
- [11] Komunikat Komisja Europejska do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno – Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego (2015) 6317 final, 2015 r.,
- [12] Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru (2021/0425/COD),
- [13] Projekt zmiany RED II z dnia 4 lipca 2021 r. COM (2021) 557 final, 2021/0218 (COD) („**projekt zmRED II**”),
- [14] Projekt zmiany EED z dnia 4 lipca 2021 r. COM (2021) 558 final, 2021/0203(COD) („**projekt zmEED**”),
- [15] Projekt Rozporządzenia Parlamentu i Rady w sprawie rynków wewnętrznych gazów ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru (2021/0424/COD),
- [16] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne („**PE**”),
- [17] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii („**uOZE**”),
- [18] Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw,
- [19] Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw,
- [20] Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji („**uCHP**”),
- [21] Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw („**uSMiKJP**”),
- [22] Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy („**uRM**”),
- [23] Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. - Prawo geologiczne i górnicze („**PGG**”),

- [24] Rozporządzenie Ministra Gospodarki ws. szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych z dnia 15 stycznia 2007 r.,
- [25] Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii („**UC74**”),
- [26] Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw z dnia 24 lutego 2022 r. („**UC99**”),
- [27] Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw („**UC110**”),
- [28] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 maja 2017 r. ws. szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci.
- [29] Ustawa z dnia z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (jt. Dz. U. z 2022 r., poz. 403, ze zm., dalej: „**uBIO**”)
- [30] Ustawa z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (jt. Dz. U. z 2022 r., poz. 143, ze zm., dalej: „**uPA**”).

1. Wstęp – główne bariery regulacyjne i działania legislacyjne

Magazynowanie energii ma stanowić jedną z form wsparcia w rozwijaniu odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz ma fundamentalne znaczenie w zapewnieniu bezpieczeństwa, stabilności i elastyczności w całym systemie energetycznym. Magazynowanie oznacza odłożenie w czasie końcowego zużycia energii elektrycznej (EE), również w formie przekształcenia jej w inną postać energii, umożliwiającą jej późniejsze ponowne przekształcenie w EE ewentualnie wykorzystanie w postaci alternatywnego nośnika. Magazyn ma dać możliwość przechowywania zgromadzonych nadwyżek wytwarzania energii elektrycznej (EE) w instalacji OZE w celu odroczenia możliwości zużycia energii zarówno na potrzeby własne lub w celu pokrycia zapotrzebowania na EE w krajowej sieci elektroenergetycznej (KSE).

KE w Europejskim strategicznym planie w dziedzinie technologii energetycznych (EPSTE) z 2015 r. zwróciła uwagę na osiągnięcie ekonomicznej opłacalności przechowywania energii jako na warunek sukcesu polityki klimatycznej. Dyrektywa 2002/91/WE (EPBD) wprowadziła obowiązek wyposażenia budynków mieszkalnych w funkcje sterowania magazynowaniem energii przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). Ma to na celu zwiększenie efektywności systemu energetycznego, racjonalne zarządzanie zużyciem EE i stymulację aktywizacji odbiorców. Dyrektywa 2018/01 (RED II) rozwinęła wsparcie prosumentów, obligując państwa członkowskie do nienakładania na nich niepotrzebnych ograniczeń. RED II stworzyła podstawy modernizacji sektora OZE, wyznaczając cel w postaci osiągnięcia neutralności klimatycznej do roku 2050. Projekt zmiany Dyrektywy RED II (projekt zmRED II) zakłada 40% udziału energii z OZE w miksie energetycznym oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 r. Niezbędna dla realizacji tych celów jest popularyzacja magazynowania energii w celu stabilizacji systemu energetycznego. Upowszechnienie magazynów energii na wewnętrznym rynku energii wprowadzają: rozporządzenie 2019/943 oraz Dyrektywa 2019/944, regulujące kwestie odpowiednio rynku hurtowego i eksploatacji sieci oraz rynku detalicznego. Przepisy te zobligowały państwa członkowskie do stworzenia otoczenia regulacyjnego dla agregacji, aktywnego odbioru i obywatelskiej społeczności energetycznej. Rada Europejskich Regulatorów Energii (CEER) wskazuje 6 głównych celów i kierunków przekształceń europejskiego systemu energetycznego, które zostały przedstawione na poniższym rysunku.

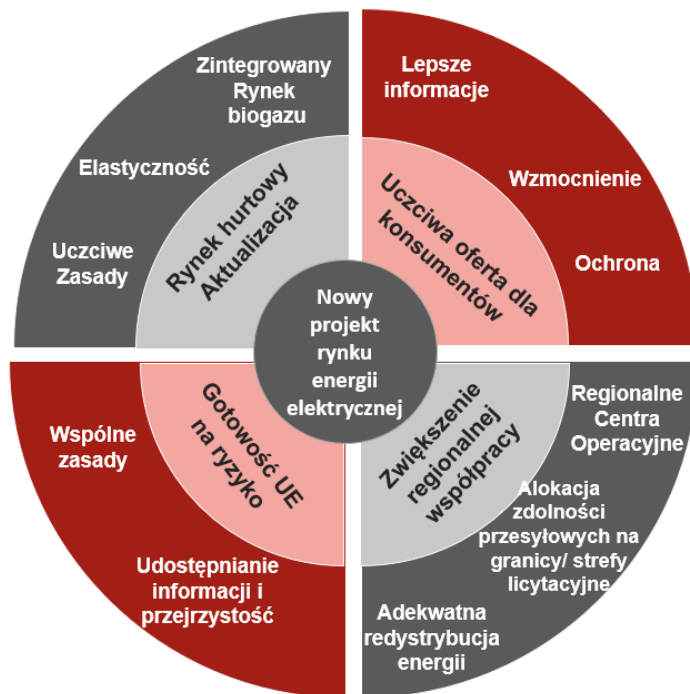
Rysunek 1 Główne obszary celów i kierunków przekształceń europejskiego systemu energetycznego.



Źródło: Opracowanie na podstawie danych z Raportu „CEER 2022-2025 Strategy Empowering Consumers for the Energy Transition”.

Główne kierunki podobnie przedstawia schemat elementów nowego projektu rynku energii, opracowany przez CEER-ECRB-MEDREG.

Rysunek 2 Nowy projekt rynku energii.



Źródło: 2nd Trilateral CEER-ECRBMEDREG Workshop: Clean Energy Package – consumers in Focus, Ivan Pearson, 2019.

Kluczowe dla urzeczywistnienia przedstawionych celów będzie wykorzystanie różnych form magazynowania energii. Zastosowanie magazynów energii w domowych instalacjach OZE znacząco wzmocni pozycję prosumentów względem OSD i pozwoli im na aktywne uczestnictwo w rynku. Nadwyżki energii nie będą musiały być oddawane do sieci, mogą zostać zmagazynowane oraz wykorzystane z opóźnieniem na własny użytek. Inwestycje w magazynowanie energii przez prosumentów mają odegrać istotną rolę w zwiększeniu podmiotowości prosumentów i równoważeniu bilansowania rynku energii, w szczególności przy udziale agregatorów, będących niejako pośrednikami między odbiorcami energii, dostawcami, podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie oraz OSD i OSP. Znaczenie ich działalności dla postulowanych zmian w systemie energetycznym oraz modele jej wykonywania zostały scharakteryzowane w części II niniejszego Działu.

Regulacje unijne rozważają rozwój usług elastyczności (w tym magazynowania i agregacji) w ramach modelu rynku energii elektrycznej (EE) przez wprowadzenie odpowiednich zmian przede wszystkim do regulacji systemu elektroenergetycznego (KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny). Poniżej na schemacie przedstawiamy możliwe formy magazynowania energii: magazynowania wodoru (MH₂) i magazynowania ciepła (MH). Dotychczasowy stan rozwoju technologii MH₂/MH nie uzasadniał stworzenia dedykowanych regulacji, ponieważ z uwagi na ograniczenia biznesowe i techniczne mogły one funkcjonować jedynie w formie wykorzystania na potrzeby własne, natomiast skala ilości energii (bez znaczenia na formę EE/H₂/H) nie zmieni tych uwarunkowań, dlatego jedyną formą regulacji jakie mogą się pojawić to jest konwersja energii w różnych kierunkach (szerszy opis zamieszczamy w rozdziale 4.1 poniżej):

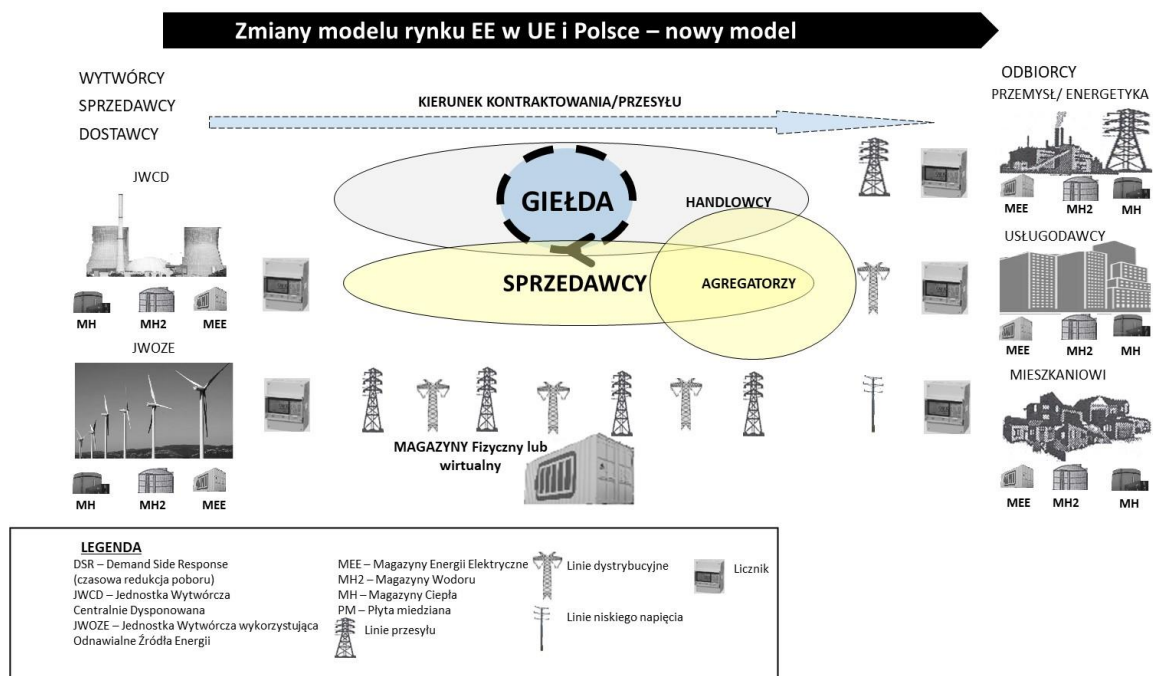
- P2X – (Power-to-X, X oznacza różne formy energii, produkty lub substytuty wodoru lub ciepła, np. powietrze, spiętrzenie wody, koło zamachowe lub inne formy energii), w tym:
 - P2H2 (Power-to-Hydrogen/H₂),
 - P2H (Power-to-Heat/H),
 - w raporcie skupiamy się na opisie H₂ i H, ponieważ ilości energii wytwarzanej przez prosumenta lub w mikroinstalacji nie uzasadniają gromadzenia energii w innej formie,
- X2P – (X-to-Power lub EE – energia elektryczna, X oznacza różne formy energii, produkty lub substytuty wodoru lub ciepła, np. powietrze, spiętrzenie wody, koło zamachowe lub inne formy energii), w tym:
 - H22P (H₂-to- Power/EE) – obecnie jest już możliwe, straty energii (70%) i koszty inwestycji przy konwersji P2H₂ i H22P są tak duże, że nie ma uzasadnienia technicznego i ekonomicznego (patrz szerszy opis w rozdziale 4.1 i 2), tylko w wyjątkowych przypadkach będzie to możliwe. W takich przypadkach pojawia się uzasadnienie regulacji warunków dostępu do rynku EE dla EE przetworzonej z H₂ – patrz opis w rozdziale 2 i 3 oraz na rysunku 3 poniżej),
 - P2H (Power-to-Heat/H) – obecnie jest już możliwe, natomiast nie ma uzasadnienia technicznego (za małe ilości H i duże straty energii cieplnej, którą lepiej wykorzystać do ogrzewania na potrzeby własne niż do ponownej konwersji na EE) i ekonomicznego (patrz szerszy opis w rozdziale 4.1 i 2). W zakresie potrzeb własnych wykorzystania H, przewidujemy możliwość lokalnego wykorzystania H we wspólnym budynku, np. ramach wspólnoty energetycznej, bez włączania do publicznej sieci ciepłowniczej z uwagi na brak uzasadnienia technicznego (jakość i strata ciepła) i ekonomicznego (wysokie koszty OPEX). W takich przypadkach pojawia się uzasadnienie regulacji warunków dostępu do rynku EE dla EE niezbędnej na potrzeby własne przy wykorzystaniu H na potrzeby własne – patrz opis w rozdziale 2 i 3 oraz na rysunku 3 poniżej),
 - w raporcie skupiamy się na opisie H₂ i H, ponieważ ilości energii wytwarzanej przez prosumenta lub w mikroinstalacji nie uzasadniają gromadzenia energii w innej formie.

Na rysunku 3 poniżej przedstawiamy model funkcjonowania rynku energii w zakresie w jakim MH₂/MH wymagają przyłączenia do KSE w celu wykorzystania EE na potrzeby własne (priorytet przyłączenia do sieci KSE) oraz konwersji P2H₂/P2H w celu buforowania energii (w formie H₂/H) w momencie nadwyżek EE w sieci KSE.

Raport ogranicza się do modelu magazynowania energii przez prosumenta lub pochodzącej z mikroinstalacji, natomiast na rysunku prezentujemy spójną całość modelu energii uwzględniając m.in. magazyny u wytwórców w formie:

- EE jako MEE, których nie opisujemy, jedynie skrótowo w rozdziale 4, żeby przedstawić konieczność spójnego spojrzenia na całość regulacji,
- H2 jako MH2, które dają możliwość konwersji P2H2 i MH2 oraz następnie wykorzystanie H2 na potrzeby własne (np. do tankowania własnego samochodu na H2 – patrz szerszy opis w rozdziałach 2-4) lub nie rekomendowaną możliwość zwrotnej konwersji H22P (patrz szerszy opis w rozdziałach 2-4),
- H jako MH, które dają możliwość konwersji P2H i MH oraz następnie wykorzystanie H na potrzeby własne (np. na cele ogrzewania – patrz szerszy opis w rozdziałach 2-4) lub nie rekomendowaną możliwość wtłoczenia do publicznej sieci ciepłowniczej lub zwrotnej konwersji H2P (patrz szerszy opis w rozdziałach 2-4).

Rysunek 3 Proponowane zmiany modelu rynku energii w zakresie usług magazynowania.



Źródło: Opracowanie Alians Energetyczny, 2021.

Dla rozwoju usług elastyczności konieczne jest umożliwienie (szczegółowe wytyczne zamieszczamy w rozdziale 4.1, natomiast poniżej przedstawiamy elementy, które wymagają regulacji):

- wprowadzenia możliwości wykorzystania mikroinstalacji OZE,
- digitalizacji pomiarów online i rozliczeń w ramach ofert dynamicznych ze zmiennymi cenami rynkowymi,
- wprowadzenia elastyczności zakupów i reakcji po stronie popytu,
- świadczenia usług magazynowania również przez prosumentów,

- elastycznego świadczenia usług agregacji,
- wykorzystania innowacyjnych technologii magazynowania i zarządzania umożliwiających zarządzanie magazynem prosumenta.

Nowy projekt rynku energii powinien uwzględniać możliwości:

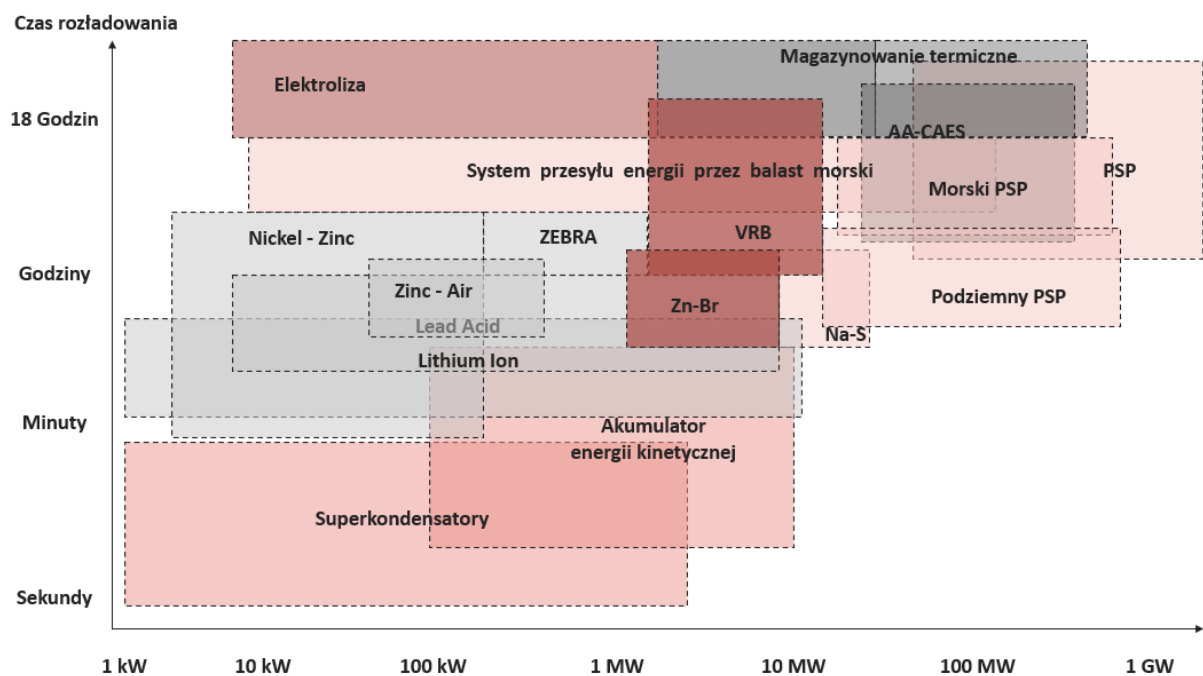
- w obszarze rynku hurtowego:
 - świadczenia usług elastyczności (przy wykorzystaniu agregatora w modelu rynkowym),
 - integracji z rynkiem gazu, w szczególności rynkiem wodoru i biogazu,
 - uwzględniając uczciwe zasady rozliczeń (w szczególności po stronie EE, ponieważ rozliczenie energii (H₂/H) na potrzeby własne nie wymaga regulacji; oraz usług elastyczności w obszarze DSR i rynku mocy),
- w obszarze rynku detalicznego:
 - wprowadzenie informacji online o pomiarach/rozliczeniach i ceny dynamicznej,
 - wzmocnienia uprawnień prosumenta,
 - wprowadzenie ochrony prosumenta przed narzucaniem uciążliwych warunków na etapie przyłączenia lub dystrybucji usług magazynowych oraz przy rozliczeniu na rynku hurtowym i detalicznym.

2. Formy magazynowania energii (z wyłączeniem energii elektrycznej) – wodór i ciepło

Spośród dostępnych technologicznie alternatywnych form magazynowania energii z ekonomicznej perspektywy na pierwszy plan wybijają się magazyny wodoru i ciepła. Na rysunku poniżej przedstawiamy opis różnych technologii magazynów, uwzględniając zamianę energii w wodór (P2H₂) oraz energię w ciepło (P2H). Pozwalają one nie tylko na zwiększenie czasu rozładowania, ale także na utrzymanie większej mocy znamionowej.

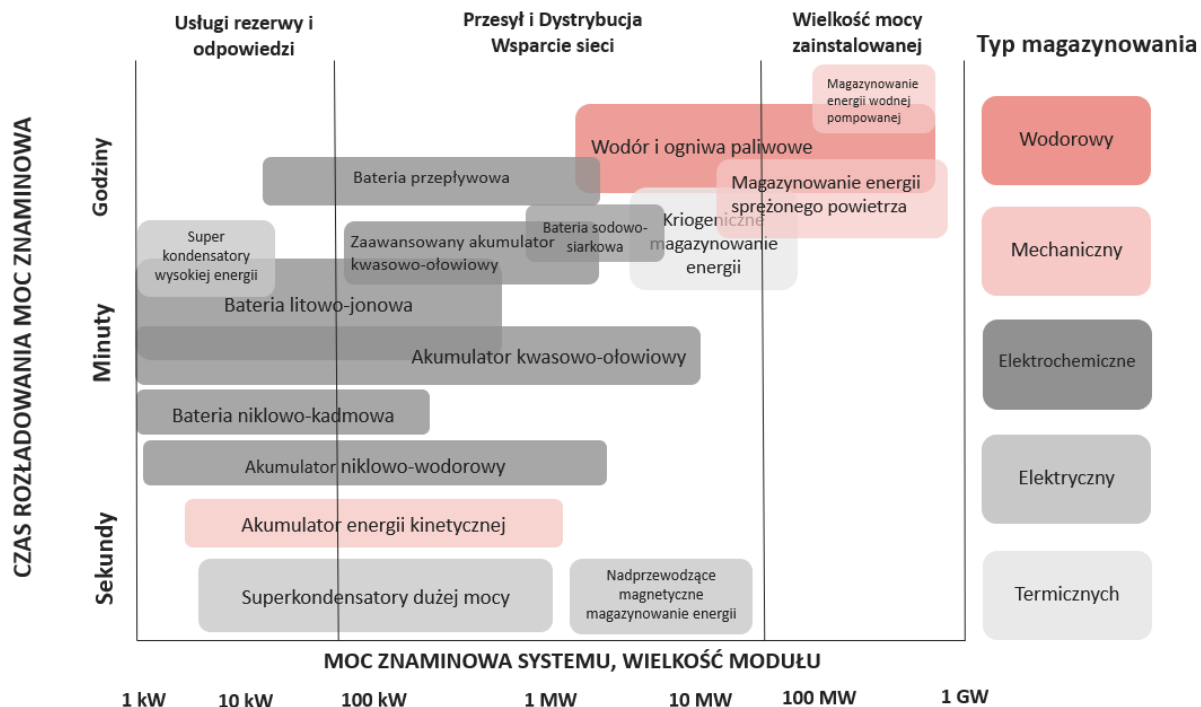
Istnieje wiele możliwości magazynowania energii, dlatego na rysunkach nr 3 i 4 przedstawiamy funkcjonalną możliwość zastosowania różnych technologii magazynowania w różnej wielkości i różnych okresach czasowych (sekundy, minuty, godziny), co ma szczególne znaczenie dla uwarunkowań rynkowych i regulacyjnych ich wykorzystania. Przedstawione rysunki mają charakter funkcjonalny i nie wymieniają wszystkich dostępnych technologii.

Rysunek 4 Wykaz głównych technologii magazynowania energii.



Źródło: Opracowanie na podstawie danych z Raportu KE „Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables”.

Rysunek 5 Wykaz możliwości magazynowania energii nr 2.



Źródło: Na podstawie raportu „Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation” Giorgio Castagneto Gissea, Paul E. Doddsa, Jonathan Radcliffe.

Właściwości magazynów pozwalają traktować je jako przyszłościową alternatywę. Do konkretnych działań na rzecz modernizacji sektora wodorowego wezwali twórcy „Strategii w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu” (Strategia wodorowa) oraz „Europejskiej strategii w zakresie wodoru” (choć na stosowanie wodoru jako paliwa alternatywnego zwrócono uwagę już w Dyrektywie 2014/94), wskazując jednocześnie na niewykorzystane możliwości wodoru jako neutralnego klimatycznie magazynu i nośnika energii. Twórcy Strategii wodorowej zakładają wprowadzenie wspólnego progu w zakresie niskoemisyjności, ujednoczenie terminologii oraz wprowadzenie kryteriów certyfikacji dla wodoru. Promocję wodoru i innych czystych paliw zakłada również „Strategia łączenia sektorów”, czyli jeden z kluczowych dokumentów Europejskiego Zielonego Ładu zakładający elektryfikację ciepłownictwa i transportu oraz większe wykorzystanie czystych paliw. Wciąż brakuje jednak jednolitego aktu prawnego harmonizującego unijną politykę wodorową, jednakże projekt w tym zakresie przedstawiło już Europejskie Stowarzyszenie Wodoru i Ogniwa Paliwowych (Hydrogen Europe).

W kwestii ciepłownictwa modernizację tego sektora zainicjowała „Strategia UE w zakresie ogrzewania i chłodzenia” z 2016 r. Nie wymienia ona magazynów energii wprost, jednak Komitet Regionów w opinii do dokumentu proponuje, by: „zachęcać do inwestycji w technologie ekologiczne i stworzyć warunki do włączenia się sektora prywatnego”, a także wzywa do promocji „zaopatrzenia budynków w energię cieplną i elektryczną

wytworzoną z odnawialnych źródeł energii”¹. Magazyny energii w formie ciepła odgrywają kluczową rolę w realizacji wszystkich tych postulatów, a ponadto sprzyjają integracji sektora ciepłowniczego z całym systemem energetycznym. Traktowanie tych przestrzeni rozłącznie jest istotną przeszkodą w skutecznym realizowaniu polityki klimatycznej z uwagi na fakt znaczącego udziału ciepłownictwa w ogólnej emisji CO₂². Na przyszłościową rolę magazynów ciepła wskazuje także obowiązek nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją ciepła w Dyrektywie RED II, dotyczący oceny potencjału magazynowania i usług bilansujących w sektorze ciepłownictwa. Na magazynach ciepła w większym stopniu koncentruje się wspomniany projekt zmRED II, zakładający wręcz wprowadzenie wymogu uwzględnienia procesu magazynowania ciepła w sieciach ciepłowniczych. Tak, jak w przypadku wodoru, unijna legislacja dotycząca magazynów ciepła ma wciąż charakter fragmentaryczny i niepełny.

Unijne regulacje stały się impulsem do przemian w krajowych systemach energetycznych. Jak wskazuje Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040): „(...) decyzje odnośnie zaostrzenia norm emisyjnych oraz reforma unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS), a także konieczność dostosowania mocy wytwórczych do regulacji środowiskowych (Dyrektywa IED i konkluzje BAT) wpłyną na wzrost kosztów wykorzystania paliw kopalnych dla celów energetycznych”. Konieczność zmian jest podyktowana zatem nie tylko dążeniem do klimatycznej neutralności, ale także ekonomiczną opłacalnością.

W polskim ustawodawstwie można zaobserwować wyraźne dążenie w stronę poprawy standardów regulacyjnych dotyczących magazynu EE. W nowelizacji z maja 2021 r. ujednociono definicje magazynu EE, które dotychczas brzmiały inaczej w trzech różnych ustawach³, a także uznano magazyn za substytut rozbudowy sieci przez OSD i OSP. Planowana nowelizacja ustawy Prawo Energetyczne (PE), UC74 implementująca Dyrektywę 2019/944, ma wprowadzić do krajowego systemu prawnego wiele konkretnych rozwiązań postulowanych przez UE w zakresie m.in. dopuszczalności bycia właścicielem magazynu EE przez OSD i OSP, wprowadzenia oddzielnej, szerokiej definicji magazynu energii czy stworzenie ram regulacyjnych dla udziału w rynku nowych podmiotów takich jak agregatorzy. Na rolę magazynów energii w dysponowaniu mocą instalacji OZE zwrócili uwagę także autorzy projektu zmiany ustawy OZE (uOZE) UC99, postulujący wprowadzenie magazynu energii do definicji instalacji OZE i hybrydowej instalacji OZE jako obligatoryjnego elementu⁴. Warto odnotować jest również znaczący udział prosumentów, którzy odpowiadają za około połowę całości energii wytworzonej z OZE⁵, a którzy są głównymi adresatami popularyzowania magazynów energii. Jednakże tak, jak w przypadku UE, dotychczas w krajowym porządku prawnym powstał kompleksowy projekt regulacji jedynie w zakresie funkcjonowania magazynów EE.

¹ Opinia Europejskiego Komitetu Regionów – Strategia w zakresie ogrzewania i chłodzenia, 2016.

² Według raportu Forum Energii Ciepłownictwo w Polsce. Edycja 2019 ciepłownictwo odpowiadało blisko za ¼ emisji CO₂

³ PE, uOZE, ustawa o rynku mocy

⁴ Art. 2 pkt. 11a i 13 UC99

⁵ Art. 2 pkt. 11a i 13 UC99

W dalszym ciągu brakuje zatem stosownych przepisów dla innych form magazynowania energii⁶. Jak podkreślają autorzy Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2040) kluczowe jest tu sprawiedliwe podejście do transformacji energetycznej, uwzględniające społeczne uwarunkowania i pozycję startową⁷. Opóźnienie w modernizacji polskich przedsiębiorstw energetycznych i ciepłowniczych może doprowadzić do niemożliwości spełnienia unijnych wymagań, a tym samym wykluczenia z europejskich mechanizmów wsparcia, jak również ogólnym spadkiem konkurencyjności polskiej energetyki. Bez wątpienia najbardziej efektywną formą przeciwstawienia się tej tendencji będzie stworzenie odpowiednich ram regulacyjnych oraz dofinansowanie inwestycji i operacji w zakresie wytwarzania, dystrybucji i magazynowania wodoru i ciepła.

Wodór stanowi bardzo uniwersalny nośnik energii i może być magazynowany nawet przez wiele miesięcy w instalacjach naziemnych (NIMH2) lub bardziej ekonomicznych instalacjach podziemnych (PIMH2). Może być wykorzystany zarówno do produkcji EE, jak i jako paliwo, co jest kluczowe dla redukcji emisji CO₂ w transporcie. Jest także niezwykle istotny z uwagi na niemożliwość zelektryfikowania wszystkich gałęzi gospodarki opartych dotychczas na paliwach węglowych, np. hutnictwa. Również skala form eksploatacji wodoru wydaje się być niezwykle szeroka – od przydomowego magazynu energii do elektrowni jądrowych⁸. Z perspektywy celów klimatycznych postulowanym rozwiązaniem jest wodór, wytwarzany w procesie elektrolizy z biomasy lub energii jądrowej. Taki wodór jest następnie przekształcany w metan. Pomimo wielu zalet upowszechnienie tego rozwiązania będzie wiązało się z licznymi inwestycjami. Jak wskazuje Europejska strategia w zakresie wodoru jedynie mniej niż 0,1% wodoru na świecie powstaje w wyniku elektrolizy wody⁹. Należy pamiętać, że proces elektrolizy wymaga znacznych nakładów energii, których pokrycie przez instalacje słoneczne i wiatrowe może być problematyczne. Ponadto odwrócenie procesu i wytworzenie energii z wodoru jest obecnie mało efektywne. Wodór na skalę przemysłową jest zatem wytwarzany głównie w procesie reformingu parowego metanu, wiążącego się z emisją CO₂, jednakże reforming biometanu uznawany jest już za źródło odnawialne. Unijna strategia nie wyklucza przejściowego wykorzystywania tańszych, pochodzących z nieodnawialnych źródeł energii form pozyskiwania wodoru, ale tylko do 2050 r. i z wykorzystaniem metod wychwytu CO₂ w przypadku reformingu zwykłego metanu. Szans na uzupełnienie braków w zakresie infrastruktury upatruje się w ponownym wykorzystaniu części infrastruktury gazu ziemnego¹⁰. Głównym wyzwaniem stojącym przed ustawodawcą jest zatem zapewnienie konkurencyjności wodoru w stosunku do emisyjnych nośników energii.

W tabelach 1 i 2 poniżej przedstawimy opis bilansu korzyści i kosztów wdrożenia technologii P2H2 (Power-to-Hydrogen) i P2H (Power-to-Heat), ponieważ przy wdrożeniu konieczne jest rozważenie kosztów wdrożenia nowych rozwiązań względem możliwych od uzyskania korzyści. Zwracamy uwagę, że brak należytego przygotowania (regulacyjnego

⁶ Transformacja Energetyczna w Polsce. Edycja 2022, Forum Energii, 2022, s. 6.

⁷ Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021, s. 4.

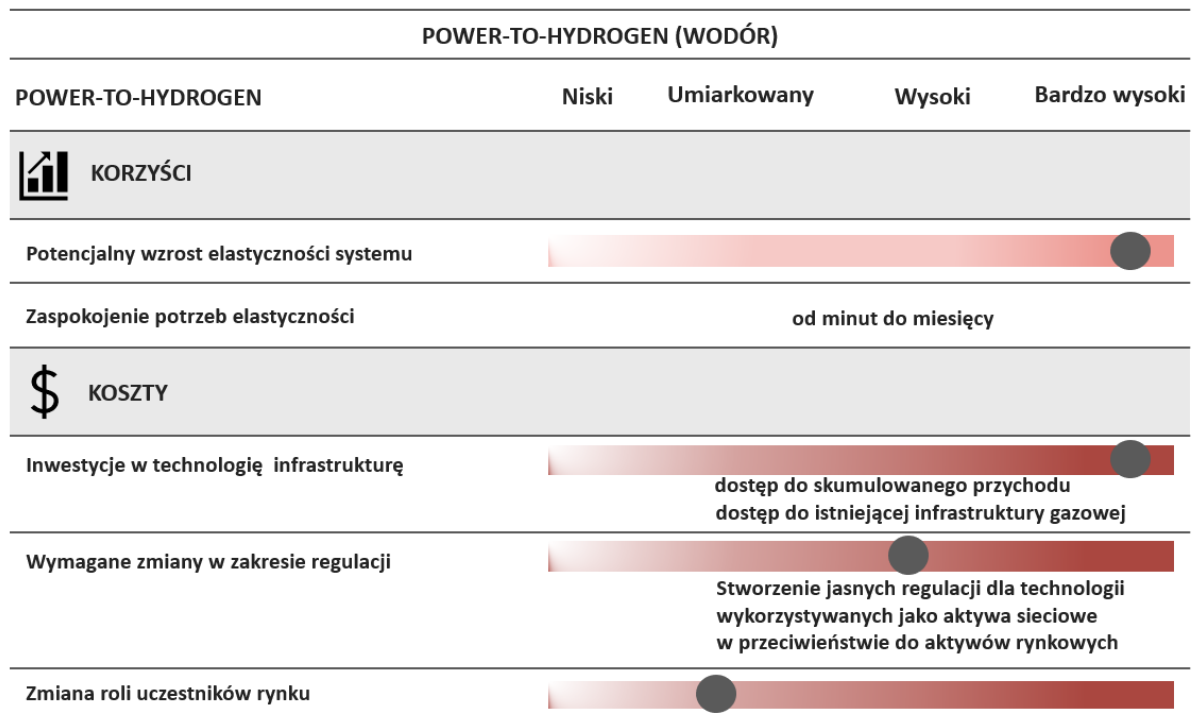
⁸ Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 r. z perspektywą do 2040 r. (projekt), s. 8.

⁹ Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dnia 19 maja 2021 r. w sprawie europejskiej strategii w zakresie wodoru (2020/2242(INI))

¹⁰ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno – Społecznego i Komitetu Regionów, Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu z dnia 08.07.2020

i biznesowego) może oznaczać poniesienie kosztów bez uzyskania korzyści, dlatego proces ten wymaga szczególnej analizy i konsultacji.

Tabela 1 Wodór - bilans zysków i kosztów.



Źródło: *Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables, IRENA 2019.*

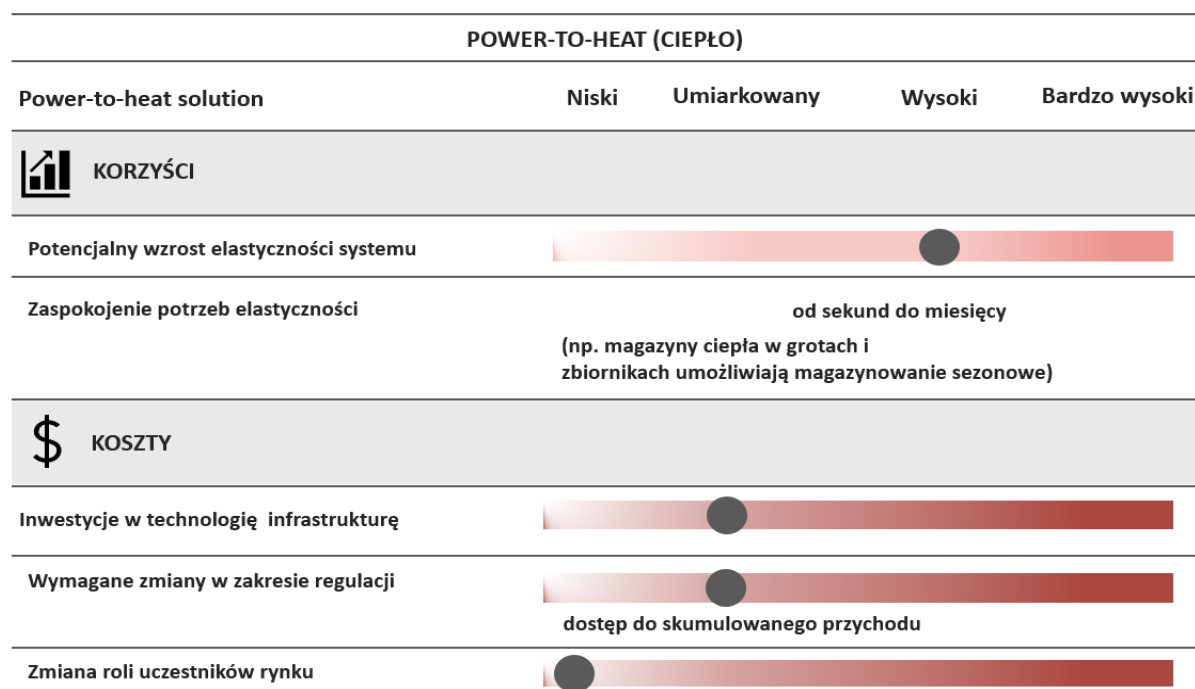
Magazynowanie energii w formie ciepła (magazyny termiczne, TES) wyróżnia się na tle innych form magazynowania niewielkimi kosztami CAPEX (inwestycyjnymi) i OPEX (operacyjnymi) oraz długim okresem magazynowania (magazyny EE mogą zazwyczaj magazynować energię jedynie w okresach krótkoterminowych, a ich żywotność jest ograniczona). Energia elektryczna wytworzona w instalacji OZE jest zmieniana w energię cieplną, a następnie rozprowadzana w budynku za pomocą pompy ciepła. Magazyny ciepła nie oddziałują w szkodliwy sposób na środowisko, co potwierdza *Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko projektu PEP 2040*¹¹. Jak wskazuje Instytut Energii Odnawialnej (IEO) dzięki sezonowym magazynom ciepła „można w pełni wykorzystywać energię z tzw. pogodowo-zależnych OZE oraz ułatwiać eksploatację źródeł geotermalnych, podnieść sprawność (zmniejszyć emisyjność) kotłów na biomasę oraz kotłów węglowych”¹². Instytut dodaje, że transformacja systemu ciepłowniczego, wykorzystująca sezonowe magazyny ciepła z ekonomicznego punktu widzenia stanowi znacznie bardziej

¹¹ *Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko projektu Polska Polityka Energetyczna do 2040 r.*, MKIŚ, s. 202.

¹² *OZE i magazyny ciepła w polskim ciepłownictwie*, Instytut Energii Odnawialnej, 2019, s. 14.

opłacalną alternatywę niż modernizowanie istniejących instalacji węglowych¹³. Ciepło może być magazynowane w formie zasobników wody, zarówno naziemnych, jak i podziemnych. Magazyny podziemne (UTES) z uwagi na wysokie koszty inwestycji są mniej opłacalne z perspektywy ekonomicznej dla prosumentów. Pozwalają one jednak na magazynowanie w postaci wielu różnych nośników: w wodzie, wilgotnej glebie, żwirze, piasku czy w komorach skalnych. Inną, niemniej istotną zaletą magazynów ciepła jest ich wielofunkcyjność: mogą być wykorzystywane do przechowywania zarówno energii, jak i ciepła i chłodu, co czyni z nich rozwiązanie szczególnie wygodne w perspektywie zmian zapotrzebowania konsumentów w zależności od pór roku.

Tabela 2 Ciepło – bilans zysków i kosztów.



Źródło: *Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables*, IRENA 2019.

¹³ Ibidem, s. 21.

3. Obecne bariery regulacyjne dla magazynów wodoru i ciepła

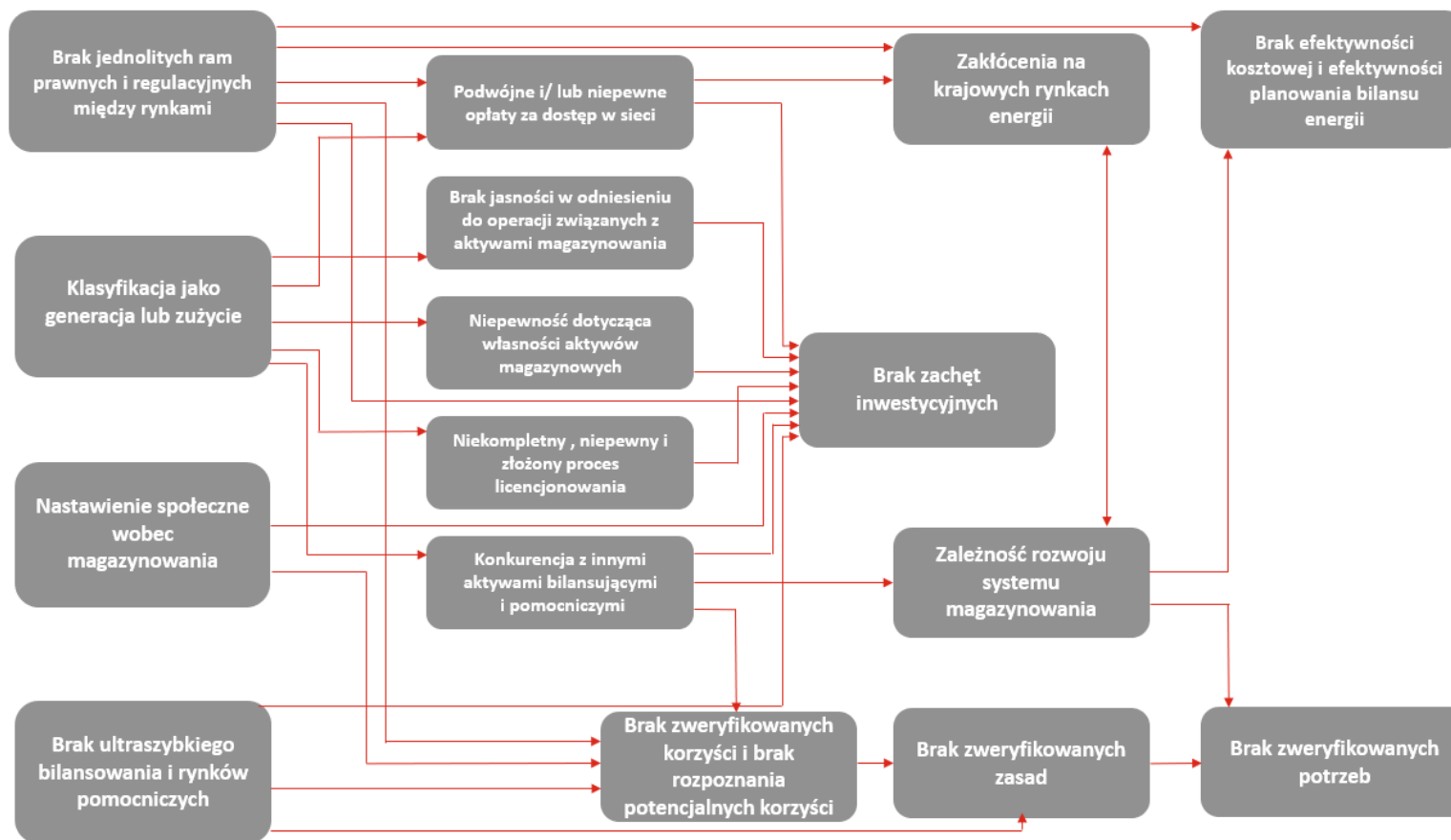
Rozwój magazynowania energii (H₂ i H) jest uzależniony od spójnego systemu wsparcia i warunków rozwoju nowej działalności, które opisujemy w poniższej tabeli oraz w schemacie graficznym. Na wstępie opisujemy kryteria rozwoju magazynowania, w oparciu o które następnie przedstawiamy kluczowe bariery regulacyjne jego rozwoju.

Tabela 3 Kryteria rozwoju magazynowania energii (H₂ i H).

Kryteria rozwoju	Komentarz
Zapotrzebowania na usługi elastyczności na rynku energii elektrycznej oraz w substytucyjnych formach magazynowania wodoru i ciepła.	Konieczne jest zweryfikowanie zapotrzebowania na usługi elastyczności na rynku energii, żeby na tej podstawie wyznaczyć cele regulacyjne do osiągnięcia.
Uwarunkowania konwersji energii – w tym zakresie technologii (P2X, w tym P2H ₂ /P2H oraz X2P, w tym H2P/H2P) oraz produktów/ substytutów (H ₂ /H).	Konieczne jest zweryfikowanie zasad traktowania konwersji energii P2X lub X2P. Na potrzeby magazynowania nie powinna być traktowana jako wytwarzanie lub końcowe zużycie w celu uniknięcia nieuzasadnionego lub podwójnego naliczania opłat lub podatków oraz obowiązku spełniania warunków regulacyjnych, które nie dotyczą magazynowania lub blokują usługi elastyczności.
Uwarunkowania magazynowania energii w formie produktów/substytutów (EE/H ₂ /CH ₄ /H) oraz wykorzystania jako nośnik energii lub paliwo w transporcie.	Konieczne jest zweryfikowanie efektywności kosztowej i bilansów nośników energii w celu wykluczenia zakłóceń na rynku poszczególnych nośników energii. Brak przejrzystych kryteriów oceny i celów struktury magazynowania energii w różnych nośnikach energii uniemożliwia transparentny wybór i wsparcie dla optymalnych możliwości magazynowania w poszczególnych nośnikach energii.
Uwarunkowania świadczenia usług magazynowania, obrotu i wykorzystania EE/H ₂ /H.	Konieczne jest przygotowanie przejrzystych zasad i wymagań regulacyjnych. W tabeli nr 6 w rozdziale 3.6 poniżej przedstawiamy opis barier regulacyjnych dla poszczególnych usług magazynowania i wykorzystania EE/H ₂ /H.
Uwarunkowania funkcjonowania infrastruktury magazynowej H ₂ (na ziemi i pod oraz w formie skroplonej) oraz H (w ramach wykorzystania finalnego i na potrzeby buforowania wytwarzania).	Konieczne jest przygotowanie definicji i zasad zarządzania aktywami magazynowymi. W tabeli nr 6 w rozdziale 3.6 poniżej przedstawiamy opis barier regulacyjnych dla poszczególnych usług magazynowania i wykorzystania H ₂ i H.
Uwarunkowania rozwoju, wsparcia inwestycji i finansowania dla wybranych technologii magazynowania EE/H ₂ /H.	<p>Konieczne jest przygotowanie przejrzystych zasad rozwoju oraz finansowania inwestycji w magazyny energii. W tabeli nr 6 w rozdziale 3.6 poniżej przedstawiamy opis barier regulacyjnych dla poszczególnych usług magazynowania i wykorzystania EE/H₂/H.</p> <p>Na poziomie polityki i regulacji konieczne jest przygotowanie regulacji dotyczących:</p> <ul style="list-style-type: none"> - wsparcia i zachęt do osiągnięcia wymaganych ilości i pojemności magazynowych, - wprowadzenia opisu kryteriów pomocy publicznej dla zielonych inwestycji i ekologicznego systemu finansowania oraz wsparcia na B&R ze wskazaniem wartości i kryteriów wsparcia, - wprowadzenia norm i standaryzacji usług i konwersji, wykorzystania, usuwania barier rozwoju, - zarządzania aktywami, unbundlingu, TPA, cenotwórstwa i zasad tworzenia efektywnych rynków, - zasady pomiaru i rozliczenia oraz dostępu do sieci.

Na rysunku poniżej przedstawiamy opis barier regulacyjnych dla magazynów energii elektrycznej, wodoru i ciepła.

Rysunek 6 Bariery rozwoju magazynów energii elektrycznej, wodoru i ciepła.



Źródło: Opracowanie Alians Energetyczny.

Proces rozwoju nowych technologii magazynowania wymaga wdrożenia jednolitych i stabilnych ram regulacyjnych, które wprowadzą odpowiednią klasyfikację magazynowania (wykluczając przypisanie do generacji - co powoduje brak jasności w odniesieniu procesu licencjonowania; i zużycia - co powoduje podwójne naliczane opłat sieciowych; oraz zakłóca konkurencję z innymi aktywami bilansującymi). Powoduje to zakłócenia na rynku energii i brak wymaganych zachęt inwestycyjnych. Obok wymagań regulacyjnych konieczne jest prawidłowe zweryfikowanie potrzeb i korzyści na rynkach bilansujących i pomocniczych dla bezpieczeństwa działania systemu energetycznego, uwzględniających koszty i efektywność bilansu energii.

W tym zakresie w tabeli nr 3 powyżej przedstawiliśmy komentarz w podziale na wybrane kluczowe kryteria rozwoju usług elastyczności zwracając uwagę na konieczność kompleksowego podejścia do: weryfikacji zapotrzebowania na usługi elastyczności, uwarunkowań konwersji energii P2X i X2P oraz magazynowania energii w formie produktów/ substytutów (EE/H₂/CH₄/H) uwzględniając możliwość wykorzystania jako nośnik energii lub paliwo w transporcie, uwarunkowania funkcjonowania infrastruktury magazynowej H₂/H, uwarunkowania rozwoju, wsparcia inwestycji i finansowania dla wybranych technologii magazynowania EE/H₂/H. Dodatkowo w rozdziale 3 przedstawiamy opis kluczowych wybranych barier dla rozwoju magazynów wodoru i ciepła, natomiast propozycję ich rozwiązań przedstawiliśmy w rozdziale 4, w szczególności w pkt. 4.1 (dla spójności przekazu opisaliśmy również bariery dla magazynowania energii elektrycznej, ponieważ zagadnienia te łączą się zgodnie z opisem na rysunku nr 3 i 8).

Natomiast poniżej przedstawimy, opis kluczowych barier regulacyjnych w podziale na: przyłączenie do sieci (zarówno EE, gazowo-wodorowej i ciepłowniczej), obowiązki koncesyjne, zasady taryfikacji, dostęp do systemów wsparcia rozwoju magazynowania i inne bariery. Rozdział kończymy podsumowaniem tabelarycznym barier regulacyjnych.

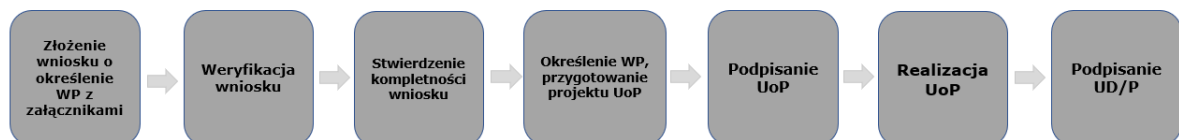
3.1. Przyłączenie do sieci

W dyskursie nad instalacjami OZE, w tym magazynami energii, rozważa się dwa warianty w kontekście przyłączenia do sieci – on-grid oraz off-grid. Model pierwszy zakłada pracę instalacji OZE na własne potrzeby prosumenta, a w okresach mniejszej zdolności wytwórczej instalacji pobór energii z sieci. Z kolei nadwyżki EE wytworzone przez instalację OZE są przechowywane w magazynie i następnie zużywane, gdy bieżąca produkcja energii jest niewystarczająca lub sprzedawane i wprowadzane do sieci. W tym wariantcie, gdzie sieć pełni rolę pomocniczą względem instalacji wspieranej przez magazyn, prosument ma bezpieczniejszą pozycję i pewność dostępu do energii przez cały rok, nawet w okresach wytwarzania przez instalację zbyt małej jej ilości. Spoczywają jednak na nim obowiązki przyłączeniowe i rozliczeniowe. Z kolei model off-grid zakłada pełną autonomiczność prosumenta, który dzięki wykorzystaniu instalacji połączonej z magazynem energii jest w stanie sam w pełni zrealizować swoje zapotrzebowanie. Obecnie jednak prosumenckie instalacje wytwórcze OZE, nawet przy wykorzystaniu sezonowych magazynów energii, w dalszym ciągu wymagają przeważnie przyłączenia do sieci w celu zaspokojenia potrzeb odbiorcy. Tego wariantu zatem nie stosuje się na ogół w budynkach użytkowanych całorocznie. Większość prosumentów zdecyduje się zatem na model on-grid, jednocześnie

nie przyłączając przydomowego magazynu wodoru lub ciepła do sieci EE, ponieważ zamiana wodoru lub ciepła z powrotem w energię jest obecnie nieefektywnym procesem. Przetworzenie energii w wodór (P2H₂), a następnie wodoru w energię (H₂2P) pozwala w efekcie odzyskać jedynie około 30% początkowego wkładu energii¹⁴. Jennifer Chu z MIT¹⁵ oraz Jin-Kuk Kim, Hyunsoo Son i Seokwon Yun z Uniwersytetu Hanyang¹⁶ wskazują także na wciąż ograniczoną wydajność zdolności przetwarzania ciepła na energię. Dla uniknięcia każdorazowej zamiany wodoru lub ciepła na energię można zainwestować w magazyn EE. Takie rozwiązanie jest jednak drogie i wydłuża znacząco okres zwrotu inwestycji, co sprawia, że na chwilę obecną mogą sobie na nie pozwolić jedynie duże podmioty takie jak OSD.

W przypadku magazynu wodoru można rozważyć przyłączenia do dwóch sieci – elektroenergetycznej i gazowej. W aspekcie prawnym procedura w obu przypadkach jest bardzo zbliżona. Brakuje tu jednak konkretnych regulacji dotyczących bezpośrednio wodoru zarówno na poziomie unijnym, jak i krajowym. Ustawa PE normuje kwestię przyłączy ściśle względem magazynów EE, natomiast wprowadzenie oddzielnej definicji magazynu energii w celu uwzględnienia innych jej nośników jest dopiero planowane w projekcie UC74. Poprzez analogię można zatem założyć odpowiednie stosowanie względem magazynów wodoru przepisów dotyczących innych instalacji, których przyłączenie do sieci unormowano w art. 7 PE. Na podstawie tych przepisów proces przyłączenia do obu sieci można odtworzyć następująco:

Rysunek 7 Procedura przyłączenia magazynu wodoru do sieci EE/gazowej.



Źródło: Opracowanie własne.

Właściciel magazynu musi zatem zgłosić się do przedsiębiorstwa energetycznego w celu określenia warunków przyłączenia (WP) oraz podpisania umowy o przyłączenie (UoP), a następnie odpowiednio umowy o świadczenie usług dystrybucji/przesyłu (UD/P). Aktualnie przydomowe magazyny wodoru z uwagi na warunki techniczne i ekonomiczne (WTiE) nie będą się z reguły kwalifikowały do przyłączenia do sieci EE, ponieważ funkcjonują na skalę własnego zapotrzebowania prosumenta. Rozwiązanie to jest obecnie odpowiednie dla dużych magazynów, a instalacje prosumenckie będą mogły z niego

¹⁴ The Future of Hydrogen Report prepared by the IEA for the G20, Japan Seizing today's opportunities, s. 33.

¹⁵ Turning heat into electricity | MIT News | Massachusetts Institute of Technology.

¹⁶ Jin-Kuk Kim, Hyunsoo Son, Seokwon Yun, Heat integration of power-to-heat technologies: Case studies on heat recovery systems subject to electrified heating, 2021.

korzystać po zwiększeniu efektywności procesu H22P. Dyrektywa 2019/944 obliguje państwa członkowskie do zapewnienia właścicielom magazynów przyłączenia do sieci w rozsądnym terminie po złożeniu wniosku, pod warunkiem, że spełnione są wszystkie niezbędne warunki, takie jak odpowiedzialność za bilansowanie i odpowiedni system opomiarowania. PE w art. 7 ust. 1 zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne także do przestrzegania zasady równoprawnego traktowania i priorytetowego podejścia do instalacji OZE. Zgodnie z art. 7 ust. 2b i 3c właściciele magazynów EE mają obowiązek zawrzeć dodatkowo we wniosku o WP i w UoP parametry magazynu (w szczególności łączną moc zainstalowaną, pojemność, sprawność). Nowelizacja UC74 nie przewiduje tego obowiązku dla innych magazynów energii takich jak MH2 czy MH. Finalnie właściciel magazynu zawiera z przedsiębiorstwem energetycznym umowę o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłu, normującą szczegółowe zasady współpracy i rozliczania energii. Art. 7 ust. 8 pkt 1 zapewnia także preferencyjną stawką opłaty za przyłączenie do sieci EE w wysokości 25% rzeczywistych nakładów w przypadku sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV. W przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej gazowej opłata także wyniesie 25% rzeczywistych nakładów, natomiast zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 1a za przyłączenie do sieci gazowej przesyłowej wyniesie ona już 100% rzeczywistych nakładów. Wymóg pokrycia całości nakładów nie dotyczy instalacji OZE o mocy zainstalowanej nie większej niż 5 MW, za przyłączenie których pobiera się połowę nakładów, oraz mikroinstalacji, które zwolniono z wymogu opłaty całkowicie. Pozwoli na ograniczenie lub wyłączenie tego obowiązku w przypadku większości magazynów prosumenckich.

Ostatnie nowelizacje PE w dużej mierze zabezpieczyły jednak pozycję inwestorów, określając terminy wydania warunków przyłączenia do sieci EE (od 21 do 150 dni w zależności od grupy przyłączeniowej) i gazowej (od 30 do 90 dni w zależności od grupy przyłączeniowej). Niedotrzymanie tych terminów, odmowa wydania WP lub inne nieprawidłowości po stronie przedsiębiorstwa energetycznego zobowiązują je do zwrotu zaliczki. Odmowa zawarcia umowy o przyłączenie instalacji OZE przez przedsiębiorstwo energetyczne wiąże się także z obowiązkiem powiadomienia Prezesa URE oraz podaniem przyczyny odmowy. Art. 7 ust. 1 PE jednak nie przewiduje konkretnej sankcji jakie Prezes URE mógłby nałożyć na przedsiębiorstwo energetyczne w przypadku nadużycia prawa do odmowy.

W przypadku magazynów ciepła przyłączenia dotyczą analogicznie sieci EE i ciepłowniczej, jednak i tutaj koszty ekonomiczne powodują ograniczoną dostępność przyłączenia dla wielu magazynów prosumenckich. Strategia dla ciepłownictwa rozpatruje ten model magazynowania wyłącznie w systemowym kontekście, co nie pozwala oczekiwać wysiłków na rzecz aktywizacji prosumenckich. Z uwagi na sposób działania magazynu ciepła, polegający na przetworzeniu energii uzyskanej z instalacji OZE na ciepło lub chłód oraz możliwości grzewcze magazynu, należy go traktować jako źródło ciepła w rozumieniu PE. Zgodnie z § 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych w procedurze przyłączenia do sieci ciepłowniczej należy odpowiednio stosować przepisy art. 7 dotyczące WP i UoP. Art. 7b ust. 1 zwalnia natomiast z obowiązku przyłączenia do sieci ciepłowniczej obiekty wyposażone w indywidualne źródło ciepła. Z perspektywy odbiorcy korzystne rozwiązanie przewiduje

art. 7 ust. 11, które dopuszcza możliwość zawarcia w umowie o przyłączenie do sieci ciepłowniczej niższych opłat za przyłączenie niż w przypadku sieci EE i gazowej. Wynika to ze specyfiki sieci ciepłowniczych, które mają charakter lokalny. PE w art. 7 ust. 8g3 przewiduje 3-miesięczny termin wydania WP przez przedsiębiorstwo energetyczne, co jest porównywalne z regulacjami dotyczącymi przyłączenia magazynu EE.

Dla wielu prosumentów przyłączenie przydomowego magazynu wodoru lub ciepła do sieci EE może okazać się niemożliwe lub zbyt kosztowne, ponieważ zamiana wodoru lub ciepła z powrotem w energię jest obecnie nieefektywnym procesem. Przetworzenie energii w wodór ($P2H_2$), a następnie wodoru w energię ($H22P$) pozwala w efekcie odzyskać jedynie około 30% początkowego wkładu energii¹⁷. Naukowcy wskazują także na wciąż ograniczoną wydajność zdolności przetwarzania ciepła na energię¹⁸. Wielu prosumentów zdecyduje się zatem magazynować wytworzony wodór w samochodzie i wykorzystywać go do celów transportowych, zamiast sprzedawać do sieci. Przyłączenie do sieci EE wymaga ponadto zakupu magazynu EE. Takie rozwiązanie jest drogie i wydłuża znacząco okres zwrotu inwestycji, jednak jest konieczne z perspektywy realizacji celów Dyrektywy 2019/944. Konieczne więc będzie wsparcie i preferencyjne traktowanie prosumentów będących właścicielami MH2 i MH, co spowoduje zwiększenie ich udziału w sieci.

3.2. Obowiązek uzyskania koncesji lub wpisu do rejestru

W kontekście obowiązków koncesyjnych związanych z magazynowaniem wodoru powinny dotyczyć one tylko dużych magazynów (wielkość do decyzji regulacyjnej). Podstawą dla tworzenia ram regulacyjnych w tym zakresie kluczowe będzie zdefiniowanie pojęcia wodoru. Jeżeli ustawodawca zdecyduje się na uznanie w art. 3 pkt. 3a wodoru za „inny rodzaj paliwa palnego”, a tym samym formę paliwa gazowego, to zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt. 2 lit. b podmiot magazynujący wodór będzie zobowiązany do uzyskania koncesji u Prezesa URE, ale tylko w przypadku magazynowania przyłączonego do sieci gazowej (lub w przyszłości wodorowej), co wynika z definicji instalacji magazynowej zawartej w art. 3 pkt 10a PE. Obowiązek ten nie dotyczy zatem większości przydomowych magazynów wodoru utrzymywanych na własny użytek, ale przedsiębiorstw energetycznych, magazynujących wodór na dużą skalę na potrzeby własne. Pewność potencjalnych inwestorów wymaga jednak odpowiedniego doprecyzowania ww. regulacji.

W przypadku PIMH2 dodatkowym obowiązkiem spoczywającym na właścicielach magazynów wodoru i wynikającym z art. 21 ust. 1 pkt 3 PGiG jest uzyskanie koncesji geologicznej na podziemne, bezzbiornikowe magazynowanie substancji udzielonej przez ministra właściwego do spraw środowiska. Art. 23 ust. 1 pkt. 3 nakłada na organ wydający koncesję obowiązek uzgodnienia jej także z ministrem właściwym ds. gospodarki złożami kopalin. Do prowadzenia działalności w zakresie PIMH2 potrzebne będzie także zawarcie z organem koncesyjnym umowy użytkowania górniczego (UUG), która staje się skuteczna z dniem uzyskania koncesji. Stosunek umowny jest tu związany ze stosunkiem

¹⁷ The Future of Hydrogen Report prepared by the IEA for the G20, Japan Seizing today's opportunities, s. 33.

¹⁸ Turning heat into electricity | MIT News | Massachusetts Institute of Technology

koncesyjnym i wygasa wraz z wygaśnięciem koncesji. Art. 19 ust. 1 PGiG przyznaje użytkownikowi górnictwu także prawo do wykupu nieruchomości lub jej części w zakresie niezbędnym do prowadzenia działalności.

Jak dotąd nie uregulowano nigdzie obowiązków koncesyjnych w ramach działalności magazynowania ciepła.

Zarówno MH2, jak i MH nie objęto także jak dotąd obowiązkami rejestrowymi. Obecna definicja magazynu energii elektrycznej nie uwzględnia magazynowania w postaci innych nośników, więc tym samym magazynu ciepła i wodoru nie dotyczy obowiązek rejestracji magazynów powyżej 50 kW sformułowany w art. 43g ust. 3 PE. Projekt UC74 zakłada wprowadzenie nowej, oddzielnej definicji magazynu energii, nie zaś rozszerzenie definicji magazynu EE. Zatem obowiązek rejestracji nie obejmie MH i MH2.

3.3. Taryfy

Jak dotąd nie objęto obowiązkiem taryfikacji żadnej formy magazynowania energii i nie jest to planowane w projekcie UC74. Również Dyrektywa 2019/944 nie nakłada na państwa członkowskie wprowadzenia tego wymogu. Każdorazowe zatwierdzanie taryf przez organ regulacyjny po planowanym wprowadzeniu inteligentnego opomiarowania i umów z ceną dynamiczną byłoby fizycznie niemożliwe i znacząco utrudniłoby obrót energią z uwagi na znacznie krótsze okresy rozliczeniowe.

3.4. Udział w systemach wsparcia

Obok zniesienia barier regulacyjnych w ścisłym znaczeniu konieczne jest także stworzenie odpowiednich mechanizmów wsparcia dla innych form magazynowania energii. Kwestie te poruszono w *Polskiej Strategii Wodorowej* oraz w *Strategii dla ciepłownictwa*, głównie jednak w kontekście wsparcia inwestycyjnego. Autorzy *Polskiej Strategii Wodorowej* przemilczeli kwestię kosztów OPEX. Z kolei w *Strategii dla ciepłownictwa* poruszono ten problem¹⁹, jednak nie zaproponowano konkretnych rozwiązań. Aktualnie dostępne mechanizmy wsparcia w dużej mierze koncentrują się na pomocy przedsiębiorcom, a nie prosumentom, dla których magazynowanie energii nie jest formą działalności gospodarczej.

Obie strategie zakładają pobudzenie inwestycji zarówno poprzez wykorzystanie środków krajowych, jak i możliwie najpełniejszy udział w programach unijnych. Pomoc z obu źródeł, szczególnie z unijnego Funduszu Modernizacyjnego, w dużej mierze skoncentrowano w ramach Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Programem skierowanym do obu form magazynowania jest „Nowa Energia”. Zakłada on wsparcie w wysokości odpowiednio 600 mln i 300 mln zł²⁰ dla magazynów wodoru

¹⁹ Strategia dla ciepłownictwa, MKiŚ, 2022, s. 16.

²⁰ Program Priorytetowy. Nowa Energia, s. 1.

i ciepła w formie pożyczek od 1 tys. do nawet do 300 tys. zł dla przedsiębiorców. Uzyskanie wysokich rezultatów wiąże się z premią w postaci umorzenia części pożyczki²¹. Środkiem skierowanym bardziej na model B+R jest program „Nowe Technologie w zakresie energii”, gdzie przeznaczona jest w formie dotacji 141,2 mln zł na rozwój magazynowania wodoru i 110,6 mln zł na rozwój magazynowania ciepła²². Inną inicjatywą mającą dodatkowo wesprzeć obie formy magazynowania jest program „Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu”. Przewiduje on wsparcie w formie pożyczki do 100% kosztów kwalifikowanych i dotacji do 50% kosztów kwalifikowanych dla przedsiębiorców wytwarzających energię. Magazyn może zostać uwzględniony w tym mechanizmie wsparcia, jednak tylko jeśli jest zintegrowany z jednostką wytwórczą²³.

Z kolei programem ukierunkowanym na rozwój wodoru w transporcie jest „Wsparcie infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych i infrastruktury do tankowania wodoru”. Nie uwzględnia on jednak budowy magazynów wodoru jako kosztów kwalifikowanych projektu. Polska Strategia Wodorowa zakłada także ustanowienie programu wieloletniego na rzecz wspierania rozwoju technologii wodorowych na lata 2022-2026, w którym na pomoc zostanie przeznaczona 100 mln zł rocznie. Strategia podnosi także postulat opracowywania i sukcesywnego ogłaszania programów finansowania badań w całym zakresie gospodarki wodorem, w oparciu o wyodrębniony fundusz programu POIR+ oraz środki krajowe. Łącznie to kwota około 1 mld zł²⁴. Istotne znaczenie w zakresie wsparcia inwestycji w H₂ będzie mieć także Narodowe Centrum Badań i Rozwoju realizujące Program Wsparcia Technologii Wodorowych²⁵, korzystający m.in. z: programów strategicznych, pośrednictwa między Programem Operacyjnym Inteligentnego Rozwoju (UE) a beneficjentami, zamówień przedkomercyjnych, partnerstwa innowacyjnego, funduszy VC, CVC i koinwestycyjnych. NFOŚiGW ma w planach także program „Wodoryzacja gospodarki”. Wiele instrumentów w zakresie wsparcia rynku wodoru przewidziano również na poziomie europejskim. Jednym z celów Funduszu Sprawiedliwej Transformacji, którego budżet wyniesie 17,5 mld euro, będzie wsparcie różnych form magazynowania energii²⁶. Grupa programów skierowanych do sektora wodorowego Next Generation EU, InvestEU, Cohesion Policy, CEF - Connecting Europe Facility Energy, Transport, Innovation Fund, Horizon Europe na rozwój transportu, dystrybucji i magazynowania wodoru przeznaczona w sumie 65 mld euro²⁷. W poniższej tabeli przedstawiono wykaz mechanizmów wsparcia dla MH₂.

²¹ Program Priorytetowy. Nowa Energia, s. 4, 5.

²² Portal gov.pl (www.gov.pl)

²³ Program Priorytetowy. Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu, s. 4.

²⁴ Polska Strategia Wodorowa, MKiŚ, s. 43.

²⁵ Polska Strategia Wodorowa, MKiŚ, s. 44-46.

²⁶ Wniosek Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji

²⁷ Polska Strategia Wodorowa, MKiŚ, s. 46.

Tabela 4 Wykaz mechanizmów wsparcia dla MH2.

Nazwa programu	Okres funkcjonowania	Forma pomocy	Beneficjent	Warunki
Nowa Energia	2020-2025	Pożyczka: -od 1 tys. do 100 tys. (od mikro- do średnich przedsiębiorstw) -od 2 tys. do 300 tys. (dla dużych przedsiębiorstw) W sumie 600 tys. zł na magazyny wodoru.	Przedsiębiorcy	Min. Wartość przedsięwzięcia 2 tys. zł. Spełnienie kryterium innowacyjności rozwiązania.
Nowe technologie w zakresie energii	2020-2029	100% dofinansowania na prace badawcze dla jednostek naukowych. Od 40% do 100% dofinansowania dla przedsiębiorców w zależności od fazy projektu i wielkości przedsiębiorstwa.	Konsorcjum (jednostki naukowe, przedsiębiorcy)	Przeprowadzenie studium wykonalności techniczno-ekonomicznej, badań przemysłowych, eksperymentalnych prac rozwojowych, prac wdrożeniowych.
Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu	2022-2030	Dotacja lub pożyczka do 100 tys. zł.	Przedsiębiorcy	Realizacja wskaźników osiągnięcia celu, np. zmniejszenie emisji CO ₂ .
Wodoryzacja gospodarki	W przygotowaniu			

Źródło: Opracowanie własne

W przypadku magazynów ciepła wspomniana PEP 2040 wyznacza cel „popularyzacji”²⁸ tej formy magazynowania energii, nie wskazując konkretnych środków do jej osiągnięcia. Propozycję w tym zakresie przedstawia Strategia dla ciepłownictwa, rozważająca wprowadzenie minimalnego zwrotu inwestycji w OZE w sektorze ciepłownictwa. Obok wspomnianych programów skierowanych do obu form magazynowania energii, wsparcie dla magazynów ciepła przewiduje program „Mój prąd”. Skierowany jest do prosumentów, którzy mogą zyskać do 5 tys. zł na przedsięwzięcie²⁹. Inną zachętą do inwestycji w magazyny ciepła, skierowaną jednak tylko do przedsiębiorców jest program „Energia Plus” umożliwiający otrzymanie pożyczki w wysokości 85% kosztów kwalifikowanych³⁰. Do przedsiębiorstw ciepłowniczych skierowano także program „Ciepłownictwo powiatowe”. Warunkiem pożyczki w wysokości 100% kosztów kwalifikowanych lub dotacji do 50% kosztów kwalifikowanych jest zintegrowanie MH z jednostką wytwórczą. Na nieco wąską grupę beneficjentów ukierunkowano program „Agroenergia”, który pozwala uzyskać dofinansowanie w sektorze rolnym na magazyn ciepła zintegrowany ze źródłem energii.

²⁸ Polityka Energetyczna Polski do 2040 r, MKiŚ 2021, s. 72, 74.

²⁹ Program priorytetowy Mój Prąd

³⁰ Program Priorytetowy Energia Plus

Pomimo inicjatyw takich jak ta, pomoc w tym zakresie koncentruje się raczej na ciepłe systemowym, nie zaś przydomowych magazynach ciepła.

Wykaz mechanizmów wsparcia dla MH przedstawiono w tabeli 5 poniżej.

Tabela 5 Wykaz mechanizmów wsparcia dla MH.

Nazwa projektu	Okres funkcjonowania	Forma wsparcia	Beneficjenci	Warunki
Nowa Energia	2020-2025	Pożyczka: -od 1 tys. do 100 tys. (od mikro- do średnich przedsiębiorstw) -od 2 tys. do 300 tys. (dla dużych przedsiębiorstw) W sumie 600 tys. zł na magazyny wodoru.	Przedsiębiorcy	Min. wartość przedsięwzięcia 2 tys. zł. Spełnienie kryterium innowacyjności rozwiązania.
Energia Plus	2019-2025	Pożyczka w wysokości 85% kosztów kwalifikowanych.	Przedsiębiorcy	Zintegrowanie magazynu z jednostką wytwórczą.
Nowe technologie w zakresie energii	2020-2029	100% dofinansowania na prace badawcze dla jednostek naukowych. Od 40% do 100% dofinansowania dla przedsiębiorców w zależności od fazy projektu i wielkości przedsiębiorstwa.	Konsorcjum (jednostki naukowe, przedsiębiorcy)	Przeprowadzenie studium wykonalności techniczno-ekonomicznej, badań przemysłowych, eksperymentalnych prac rozwojowych, prac wdrożeniowych.
Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu	2022-2030	Dotacja lub pożyczka do 100 tys. zł	Przedsiębiorcy	Realizacja wskaźników osiągnięcia celu, np. zmniejszenie emisji CO ₂
Mój Prąd	2021-2023	Dotacja do 5 tys. zł	Prosumenci	Dofinansowaniu podlegają mikroinstalacje fotowoltaiczne oraz dodatkowe urządzenia służące do magazynowania ciepła, których zakup i montaż nie został zakończony przed dniem 01.02.2020 r.
Ciepłownictwo Powiatowe	2019-2025	Dotacja – 50% kosztów kwalif. Pożyczka – 100% kosztów kwalif.	Przedsiębiorcy	Rozbudowa lub modernizacja istniejących instalacji produkcyjnych lub urządzeń przemysłowych, prowadzące do zmniejszania zużycia surowców pierwotnych.

Agroenergia	2019-2027	Dla mocy instalacji $10 < kW \leq 30$ do 20% kosztów kwalifikowanych (do 15 tys. zł). Dla mocy instalacji $30 < kW \leq 50$ do 13% (do 25 tys. zł).	Rolnicy	Zamówienie lub zakup urządzeń (pomp ciepła, magazynów i innych instalacji), a także zawarcie umowy na ich montaż lub zlecenie tego montażu w innej formie.
-------------	-----------	--	---------	--

Źródło: Opracowanie własne.

3.5. Inne

Międzynarodowe organizacje takie jak ACER, czy IRENA w niezależnych raportach wskazały również bariery regulacyjne wymykające się powyższej klasyfikacji. Wynikają one w dużej mierze z nieuwzględnienia w całościowym spojrzeniu na krajowe systemy energetyczne najnowszych technologii, jakie oferuje obecnie rynek i świat nauki.

Zarówno w przypadku magazynów wodoru, jak i ciepła podstawowym problemem jest brak definicji legalnych. W raporcie ACER Regulatory Treatment of Power-To-Gas zwraca się uwagę na zharmonizowanie terminologii odnoszącej się do sieci elektroenergetycznej i sieci gazowej³¹. W przypadku wodoru jest to niezwykle istotne z uwagi na potrzebę integracji obu tych sektorów w celu stworzenia odpowiedniego otoczenia dla rynku wodoru. Problem ten widoczny jest w związku brakiem definicji wodoru i magazynu wodoru oraz warunków przyłącza do sieci elektroenergetycznej i gazowej, gdzie magazyn wodoru nie został uwzględniony w zakresie warunków przyłączenia do sieci energii elektrycznej oraz nie ma rozstrzygnięcia w zakresie warunków przyłączenia do sieci gazowej, a to jest kluczowe do rozstrzygnięcia kwestii potencjalnych obowiązków, analogicznie w przypadku koncesji lub rejestru takiej formy działalności. Jak wskazują twórcy Polskiej Strategii Wodorowej nie wiadomo też, czy wodór obejmuje przepisy dotyczące zasad TPA, czyli dostępu stron trzecich do sieci oraz unbundlingu, czyli rozdziału działalności dystrybucyjnej od wytwórczej i sprzedaży energii do odbiorców końcowych³². Odpowiednie rozgraniczenie pojęć będzie miało fundamentalne znaczenie dla wykorzystania dotychczasowych sieci gazowych do transportu wodoru, gdyż brak jasnych przepisów mógłby doprowadzić do tzw. subsydiowania skrośnego, czyli naliczania opłat odbiorcom za korzystanie z sieci, do której nie są podłączeni³³. ACER zwraca także uwagę na potrzebę stałego monitorowania rynku przez regulatorów i okresowego aktualizowania regulacji, co można uznać za postulat, który może być zastosowany do wszelkich form uczestnictwa w rynku energii³⁴. Zapewni to z jednej strony poczucie pewności inwestorów, z drugiej zaś dostosowanie do aktualnych potrzeb. Stałego monitorowania rynku wymaga także odpowiednie zabezpieczenie konkurencyjności i walka z monopolami, szczególnie w zakresie transportu wodoru³⁵. ACER zwraca szczególną uwagę na wspierającą rolę OSP wobec rynku, polegającą także m.in. na określaniu odpowiednich lokalizacji dla instalacji wodorowych, w tym magazynowania. Trzeba mieć na uwadze, że transformacja wodorowa jest możliwa jedynie przy udziale niezależnych inwestorów i to ich udział w rynku stanowi priorytet w kontekście tworzenia otoczenia regulacyjnego.

W kontekście magazynowania ciepła głównym problemem również jest brak systemowego podejścia i pełnej świadomości możliwych zastosowań tej technologii. System wsparcia IRENA wskazuje na niską świadomość potencjału MH zarówno w sektorze publicznym, jak i u inwestorów³⁶, a także ogólny brak pomysłu na rolę magazynów ciepła w przyszłym, pozbawionym węgla miksie energetycznym³⁷. Wskazuje się tu na tzw. myślenie silosowe³⁸, polegające na oddzielnym ujmowaniu sektora energetycznego i sektora ciepłowniczego. Prowadzi to do dysharmonii poszczególnych polityk, które mogą wchodzić ze sobą w konflikt. Do takiego efektu może przykładowo doprowadzić traktowanie kogeneracji na paliwach kopalnych nie jako przejściowego rozwiązania zmniejszającego aktualną emisję CO₂, ale długotrwałej polityki, która choć korzystna teraz, może blokować rozwój zeroemisyjnego ciepłownictwa w dłuższej perspektywie. W przypadku funkcjonowania sieci ciepłowniczej nie można też traktować magazynów ciepła jako elementu obowiązkowego każdej jednostki wytwórczej, jak przewidziano to w programie „Ciepło Powiatowe”, gdyż inwestycja w taki magazyn nie zawsze jest konieczna i opłacalna.

³² Polska Strategia Wodorowa, MKiŚ, s. 38.

³³ When and How to Regulate Hydrogen Networks?, ACER, 2021, s. 7.

³⁴ Ibidem, s. 4.

³⁵ Ibidem.

³⁶ Innovation Outlook. Thermal Energy Storage, IRENA 2020, s. 107.

³⁷ Ibidem, s. 108.

³⁸ Ibidem, s. 32.

3.6. Podsumowanie barier regulacyjnych

Poniżej przedstawiamy podsumowanie barier regulacyjnych dla magazynów EE/H2/H u prosumenta:

Tabela 6 Podsumowanie barier regulacyjnych dla magazynów EE/H2/H u prosumenta.

Typ bariery/typ magazynu	Magazyn EE	Magazyn H2	Magazyn H
Przyłączenia	<ul style="list-style-type: none"> - brak priorytetu przyłącza dla MHEE do KSE - brak uzasadnienia do zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci magazynu EE - WP i UoP nie uwzględniają netowania mocy dla odbioru i magazynowania 	Brak priorytetu przyłącza dla MH2 z możliwością konwersji P2EE i przyłączenia do sieci EE. Przyłączenie MH2 i P2EE napotyka na bariery regulacyjne opisane w kolumnie po lewej stronie dla MEE.	MH nie powinny dotyczyć warunki regulacyjne przy buforowaniu i wykorzystaniu H na własne lub lokalne potrzeby grzewcze.
Koncesje	Wpis do rejestru magazynów prowadzonego przez URE. Koncesja jest wymagana dla magazynów o mocy zainstalowanej >10 MW.	2 koncesje geologiczna i handlowa dla IMH2 i konieczność zawarcia UUG.	Brak regulacji.
Taryfy	Brak taryfy.	Obowiązek zatwierdzenia taryfy na MH2.	Brak taryfy.
Dostęp do rynku hurtowego	Brak możliwości dostępu z uwagi na ograniczenia możliwości pomiaru online, rozliczenia co 15 min., na jednym PPE dla kilku umów (dystrybucji, sprzedaży, usług elastyczności) i kilku podmiotów w obu kierunkach przepływu EE i usług elastyczności	<p>Brak rynku i regulacji dla rynku hurtowego, zgodnie z obecną definicją H2 jest jednym z gazów wchodzących w skład paliwa gazowego (dlatego wymaga wyodrębnienia).</p> <p>Brak regulacji dotyczących wprowadzenia do obrotu (wprowadzenie do obrotu jako paliwo w transporcie wymaga badania i certyfikatu jakości).</p> <p>Brak uzasadnienia TiE do tworzenia rynku hurtowego dla MH2 dla prosumenta, w przypadku magazynowania większych IMH2 wymagane są w/w koncesje, taryf, RŚUM i TPA, bez ustalenia zasad pomiaru, rozliczenia, zawierania umów (magazynowania, transportu, sprzedaży, usług elastyczności) dla usług magazynów H2.</p>	Brak uzasadnienia TiE do tworzenia rynku hurtowego dla H.

<p>Dostęp do rynku detalicznego</p>	<p>Bariery regulacyjne takie same jak w przypadku rynku hurtowego powyżej, ponadto:</p> <ul style="list-style-type: none"> - nadmiarowe wymagania regulacyjne dla rynku detalicznego (nieuzasadnione naliczanie opłat detalicznych i dystrybucyjnych), - ograniczenia regulacyjne przy pomiarze i rozliczeniu EE i usług elastyczności, - ograniczenia możliwości zawarcia kilku umów (dystrybucji, sprzedaży, usług elastyczności) przez kilka podmiotów na jednym PPE w obu kierunkach przepływu EE i usług elastyczności. 	<p>Bariery regulacyjne takie same jak w przypadku rynku hurtowego powyżej, ponadto:</p> <ul style="list-style-type: none"> - nadmiarowe wymagania regulacyjne dla rynku detalicznego (nieuzasadnione naliczanie opłat detalicznych i dystrybucyjnych), - ograniczenia regulacyjne przy pomiarze i rozliczeniu EE i usług elastyczności, - ograniczenia możliwości zawarcia kilku umów (dystrybucji, sprzedaży, usług elastyczności) przez kilka podmiotów na jednym PPE w obu kierunkach przepływu EE i usług elastyczności. 	<p>Brak uzasadnienia TiE do tworzenia rynku detalicznego dla MH.</p>
<p>Legenda: EE – Energia Elektryczna</p>	<p>UD – umowa o świadczenie usług dystrybucji UoP – Umowa o przyłączenie UP – umowa o świadczenie usług przesyłu</p>	<p>URE – Urząd Regulacji Energetyki US – umowa sprzedaży</p>	<p>WP – warunki przyłączenia WTiE – warunki techniczne i ekonomiczne</p>

Źródło: Opracowanie własne.

4. Propozycje zmian prawnych w zakresie magazynów energii (z wyłączeniem energii elektrycznej)

Rozdział opisuje propozycję zmian regulacji w zakresie magazynów energii (innych niż energia elektryczna - EE), skupiając się na magazynach wodoru (H₂) i ciepła (H), które mogą funkcjonować u prosumenta. Skala działalności prosumenta wytwarzającego EE w OZE wskazuje na niewielkie wartości energii w formie:

- EE wytwarzanej instalacji OZE, która może zostać zmagazynowana w małym magazynie EE na potrzeby prosumenta, zużyta przez prosumenta lub oddana do KSE (Krajowej Sieci Elektroenergetycznej). Magazynowanie EE nie jest przedmiotem tego opracowania, dlatego tego nie opisujemy,
- H₂, który w procesie konwersji P2H₂ może zostać przekształcony z EE w H₂. H₂ może być zmagazynowany w małym magazynie H₂ na potrzeby prosumenta, zużyty do tankowania samochodu prosumenta. W obu przypadkach mamy do czynienia z działaniem na potrzeby własne, co nie oznacza formy działalności gospodarczej wymagającej rozważenia regulacji, która nie ma uzasadnienia przy tak małej skali działalności. Dodatkowo z uwagi na małą ilość H₂, nie ma uzasadnienia technicznego i ekonomicznego wprowadzania obowiązku przyłączenia lub odbioru H₂ przez sieć publiczną (gazową lub H₂), ponieważ nakłady inwestycyjne na zapewnienie jakości i pomiar znacząco przewyższają korzyści,
- H, który w procesie konwersji P2H może zostać przekształcony z EE w H. H może być zmagazynowany w małym magazynie H (np. bufor ciepła) na potrzeby prosumenta, zużyty do ogrzewania lub chłodzenia prosumenta. W obu przypadkach mamy do czynienia z działaniem na potrzeby własne, co nie oznacza formy działalności gospodarczej wymagającej rozważenia regulacji, która nie ma uzasadnienia przy tak małej skali działalności. Dodatkowo z uwagi na małą ilość H, nie ma uzasadnienia technicznego i ekonomicznego wprowadzania obowiązku przyłączenia lub odbioru H przez sieć publiczną (ciepła), ponieważ nakłady inwestycyjne na zapewnienie jakości i temperatury znacząco przewyższają korzyści.

Mając na uwadze przedstawione uwarunkowania poniżej przedstawimy opis wytycznych regulacyjnych dla różnych kategorii nośników energii (wodoru i ciepła).

4.1. Wytyczne dla różnych kategorii nośników energii (wodoru i ciepła)

W zakresie wytycznych dla MH₂ i MH należy pamiętać, że regulacje, szczególnie te nakładające obowiązki, nie są konieczne, jeżeli nie wymagają tego cele klimatyczne, stabilność i zbilansowanie systemu energetycznego czy ochrona konkurencji i konsumentów. Wprowadzenie nowych form magazynowania wymaga zapewnienia bezpieczeństwa technicznego, co w szczególności dotyczy MH₂. Rozwój tych form magazynowania należy stymulować przede wszystkim poprzez edukację, projekty typu B+R (szczególnie te mające na celu zwiększenie ekonomicznej dostępności technologii),

czy dofinansowanie inwestycji. Należy w tych sektorach utrzymywać możliwie najszerszy zakres swobody inwestorów w celu ich jak największej partycypacji w zielonej transformacji energetycznej.

Punktem wyjścia będzie tu nie tylko wprowadzenie definicji magazynu energii odpowiadającej Dyrektywie 2019/944, ale także rozszerzenie w miarę technicznych i ekonomicznych możliwości ulg i przewidzianych dla magazynów EE na inne formy magazynowania energii. Ma to znaczenie chociażby w przypadku ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, gdzie uwzględnienie wodoru jako paliwa pozwoli na stworzenie dodatkowych ułatwień dla małych jednostek kogeneracji wykorzystujących wodór. Taką propozycję można znaleźć w projekcie nowelizacji UD280 PGiG. Przewidziano w nim nienakładanie opłat za prowadzenie działalności w zakresie PIMH2, co stanowi istotną zachętę dla przedsiębiorców do inwestycji w sektor wodorowy.

W kwestii przyłączeń do sieci należy przede wszystkim mieć na uwadze warunki techniczne i ekonomiczne konkretnej inwestycji. Realizacja celów zakładanych w Dyrektywie 2019/944 takich jak aktywny udział konsumentów i wysoka efektywność systemu energetycznego wymagają jednak przyłączenia magazynów energii do sieci. Nie ma też obecnie konieczności rozbudowywania procedury przyłączenia. W przypadku prosumentów wyposażonych w magazyny energii, którzy są w stanie w pełni zaspokoić własne zapotrzebowanie lub podmiotów, dla których przyłączenie wiązałoby się ze znaczącymi kosztami należałoby się raczej powstrzymać od nałożenia obowiązku przyłączenia, co postulowano w Strategii dla ciepłownictwa³⁹. Należy także odpowiednio dostosować terminy i opłaty przyłączeniowe dla MH2 i MH, gdyż stosowanie tu zasad ogólnych przewidzianych w art. 7 PE byłoby nieodpowiednie z uwagi na korzyści płynące z tego typu inwestycji dla systemu energetycznego. Ponadto należy wprowadzić bardziej klarowne mechanizmy weryfikacji przez Prezesa URE odmowy udzielenia decyzji o przyłączeniu. Takie regulacje pozwolą na większe włączanie się do sieci prosumentów będących właścicielami MH2 i MH, szczególnie, gdy dzięki rozwojowi technologii G2P i H2P, stanie się to ekonomicznie bardziej opłacalne.

W zakresie obowiązków rejestrowych i koncesyjnych, jak wskazuje Polska Strategia Wodorowa, należy przede wszystkim sprecyzować art. 32 PE w celu uniknięcia wątpliwości dotyczących wymogu koncesji dla magazynowania wodoru⁴⁰. Obowiązek uzyskania koncesji geologicznej dla dużych scentralizowanych PIMH2 należy uznać za zasadny z uwagi na znaczną ingerencję takich inwestycji w środowisko. W przypadku koncesji handlowej na magazynowanie kluczowe powinno być kryterium wielkości magazynu, niezależnie od tego czy jest to instalacja naziemna czy podziemna. W określeniu kryterium wielkości magazynu należy się kierować wpływem na środowisko i rynek energii. Prosumenci będą jednak z reguły korzystać z małych MH2, zatem obowiązki koncesyjne ich nie dotkną. Obowiązki nie powinny obejmować także MH2 wykorzystywanych do celów technologicznych i produkcyjnych, z uwagi na ich znaczącą rolę w rozwoju tego sektora.

³⁹ Strategia dla ciepłownictwa, MKiŚ, 2022, s. 48.

⁴⁰ Polska Strategia Wodorowa, MKiŚ, s. 38.

Jak dotąd nie wprowadzono żadnych obowiązków rejestrowych dla magazynów energii innych niż magazyny energii elektrycznej i należy przy tym pozostać.

Jak już wspomniano, zarówno na poziomie unijnym, jak i krajowym nie przewidziano dotychczas obowiązku taryfikacji dla magazynów energii. Wprowadzenie taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE znacząco ograniczyłoby swobodę rynku. Ceny taryf, przy wprowadzeniu inteligentnych systemów opomiarowania, mają ponadto charakter dynamiczny, odpowiadający rzeczywistemu zużyciu i sytuacji rynkowej, co uniemożliwia ich każdorazową akceptację przez organ regulacyjny.

W kwestii mechanizmów wsparcia dla MH2 i MH podstawowym problemem jest skierowanie pomocy głównie do przedsiębiorców (w przypadku MH2 niemal wyłącznie), z pominięciem prosumenckich instalacji magazynowych. Z jednej strony takie dotacje przyczyniają się do „popularyzacji” magazynowania na rynku energii i stymulują rozwój technologiczny, z drugiej natomiast same w sobie nie przybliżają Polski do celów określonych w Dyrektywie 2019/944 takich jak aktywny udział konsumentów i decentralizacja systemu energetycznego.

Zasady unbundlingu i TPA w większości przypadków nie będą miały zastosowania w kontekście MH2 i MH z uwagi na ograniczone możliwości techniczne i ekonomiczne. Jedynie w przypadku dużych PIMH2 i NIMH2 można mówić o celowości takich regulacji. Dla magazynów termicznych nie będą miały one jednak zastosowania w ogóle, ze względu na lokalną specyfikę sieci ciepłowniczych. Z tego samego powodu nie ma sensu wprowadzania instrukcji lub regulaminów dla MH, a obowiązek zatwierdzenia instrukcji przez Prezesa URE można rozważać jedynie w przypadku dużych scentralizowanych PIMH2.

W zakresie obowiązków sprawozdawczych powinno się je przede wszystkim ograniczyć do funkcji wymogu partycypacji w systemach wsparcia. W przypadku MH2 powinny one dotyczyć emisyjności, a jeśli chodzi o MH efektywności energetycznej. Ponadto należy wprowadzić obowiązki sprawozdawcze dla dużych scentralizowanych PIMH2 jednak w ograniczonym w zakresie w stosunku do innych podziemnych magazynów gazu (PMG).

Tabela 7 Podsumowanie propozycji regulacji w zakresie MH2 dla prosumentów i mikroinstalacji.

Kluczowe uwarunkowania działalności handlowej	Wymagania regulacyjne UE (obecne)	Wymagania regulacyjne PL (obecne)	Proponowane regulacje UE/PL
definicja H2	brak regulacji	brak regulacji	W uOZE [17] wprowadzenie definicji H2 z mechanizmem certyfikacji śladu węglowego zgodnie z wytycznymi UE.
definicja CH4 z OZE	brak regulacji	brak regulacji	W uOZE [17] wprowadzenie definicji CH4 z OZE z mechanizmem certyfikacji śladu węglowego zgodnie z wytycznymi UE.
definicja i klasyfikacja MH2	brak regulacji	brak regulacji	W PE [16] i uOZE [17] wprowadzenie definicji MH2 oraz klasyfikacja jako magazyn, a nie zużycie własne, brak rozliczenia opłat i podatków od wykorzystania na potrzeby własne.
definicja i klasyfikacja MCH4 z OZE	brak regulacji	brak regulacji	W PE [16] i uOZE [17] wprowadzenie definicji MCH4 (z OZE) oraz klasyfikacja jako magazyn, a nie zużycie własne, brak rozliczenia opłat i podatków od wykorzystania na potrzeby własne.
standaryzacja jakości H2	brak regulacji	brak regulacji	udział przedstawicieli PL w pracach UE w zakresie standaryzacji jakości H2 oraz w uOZE [17] i uBIO [29] wypracowanie krajowego systemu certyfikacji jakości oraz wypracowanie w rozporządzeniach wykonawczych do PE [16] norm krajowych dostosowanych do lokalnej jakości.
standaryzacja jakości CH4 z OZE	brak regulacji	brak regulacji	udział przedstawicieli PL w pracach UE w zakresie standaryzacji jakości i certyfikacji CH4 z OZE, wypracowanie w uOZE [17] i uBIO [29] krajowego systemu certyfikacji jakości oraz wypracowanie w rozporządzeniach wykonawczych do PE [16] i uSMiKJP [21] norm krajowych dostosowanych do lokalnej jakości.
pomiar ilości i jakości H2	brak regulacji	brak regulacji	udział przedstawicieli PL w pracach UE nad pomiarem ilości H2 oraz wypracowanie w rozporządzeniach wykonawczych do PE [16] norm krajowych dostosowanych do lokalnej jakości, brak obowiązku pomiaru ilości i jakości online dla H2 wykorzystywanego do potrzeb prosumenta oraz na potrzeby własne, ograniczenie regulacji do zapewnienia zasad bezpieczeństwa (BHP i PPOŻ). Standaryzacja przeliczników i przyjęcie wspólnej jednostki do rozliczenia (w rozporządzeniach wykonawczych do PE [16] i uSMiKJP [21]).
pomiar ilości i jakości CH4 z OZE	brak regulacji	brak regulacji	zastosowanie zasad obowiązujących dla gazu ziemnego (rozporządzenia wykonawcze do PE [16] i uSMiKJP [21]).
rozliczenie ilości H2	brak regulacji	brak regulacji	Wprowadzenie w uPA [30] i rozporządzeniach wykonawczych do PE [16] i uSMiKJP [21], standaryzacji przeliczników i przyjęcie wspólnej jednostki do rozliczenia w kg lub m3 lub kWh (przy rozliczaniu oraz naliczaniu podatków i paropodatków) – brak stosowania różnych jednostek.

rozliczenie ilości CH4 z OZE	brak regulacji	brak regulacji	Uproszczenie w uPA [30] i rozporządzeniach wykonawczych do PE [16] i uSMiKJP [21] zasad obowiązujących dla gazu ziemnego, standaryzacja przeliczników i przyjęcie wspólnej jednostki do rozliczenia w kg lub m3 lub kWh (przy rozliczaniu i naliczaniu podatków i paropodatków) – brak stosowania różnych jednostek.
koncesja geologiczna PMG	brak regulacji	Koncesja na PIMH2 (nie NIMH2) i UUG	W PE [16] brak koncesji dla prosumentów dla NIMH2. W PGG [23] wprowadzenie koncesji i UUG dla PIMH2.
koncesja handlowa na magazynowanie H2	brak regulacji	PIMH2 i NIMH2 - brak regulacji	W PE [16] utrzymanie braku koncesji dla prosumentów dla małych NIMH2/PIMH2 oraz wprowadzenie koncesjonowania dla dużych NIMH2/PIMH2 (wielkość do ustalenia) z wyłączeniem magazynowania na cele produkcyjne i technologiczne.
przyłącze do sieci EE	brak regulacji	według potrzeb, WP, UoP, UD/P	W PE [16] wprowadzenie priorytetu przyłącza - wydania WP i zawarcia UoP i UD/P w zakresie przyłącza i dostarczania EE na potrzeby własne MH2 po spełnieniu WTiE.
przyłącze do sieci gazowej/H2	brak regulacji	według potrzeb, WP, UoP, UD/P	W PE [16] wprowadzenie priorytetu przyłącza - wydania WP i zawarcia UoP i UD/P w zakresie przyłącza do sieci gazowej i odbioru H2 z MH2 po spełnieniu WTiE.
TPA	brak regulacji	brak regulacji	W PE [16] utrzymanie braku obowiązku stosowania TPA dla MH2 u prosumentów lub dla H2 pochodzenia z mikroinstalacji. Wdrożenie negocjowanego TPA tylko dla dużych NIMH2/PIMH2 (wielkość do ustalenia).
unbundling	brak regulacji	brak regulacji	UE proponuje wprowadzenie regulacji unbundlingu. W PE [16] rekomendujemy zwolnienie z unbundlingu prosumenckich MH2 i dla MH2 dla H2 pochodzenia z mikroinstalacji. Zastosowanie w PE [16] unbundlingu wyłącznie do dużych scentralizowanych PIMH2 (wielkość do ustalenia).
Instrukcja/Regulamin Świadczenia Usług	UE nie przewiduje IRiEIM	brak regulacji	UE nie przewiduje obowiązku posiadania IRiEIM. Rekomendujemy w PL w PE [16] zastosowanie IRiEIM przez PURE tylko dla dużych scentralizowanych PIMH2 (wielkość do ustalenia).
taryfa na usługi magazynowania H2	brak regulacji	brak regulacji	UE nie przewiduje regulacji taryfowej. Rekomendujemy w PE [16] zastosowanie wyłączenia z regulacji cenowej i zatwierdzenia taryf przez PURE.
obowiązki sprawozdawcze	brak regulacji	brak regulacji	UE nie przewiduje obowiązków sprawozdawczych dla MH2. Rekomendujemy w PL w PE [16] i uOZE [17] utrzymanie obowiązków sprawozdawczych jedynie w przypadku ubiegania się o korzystanie z mechanizmów wsparcia oraz dla dużych scentralizowanych PIMH2 (w ograniczonym zakresie w stosunku do obecnych PMG).
systemy wsparcia do CAPEX dla MH2	brak regulacji	mechanizmy wsparcia opisane w tabeli 4 powyżej	Proponujemy utrzymanie w PL systemów wsparcia opisanych w tabeli 4 powyżej, wraz z możliwością ich rozszerzenia na P2H2/P2CH4 z mikroinstalacji i MH2/MCH4 u prosumenta wykorzystywane na potrzeby tankowania własnych samochodów na H2/CH4 z OZE.

<p>systemy wsparcia OPEX dla MH2</p>	<p>brak regulacji</p>	<p>brak regulacji</p>	<p>Proponujemy w PL w uOZE [17] wprowadzenie systemów wsparcia do OPEX przy konwersji P2H2 z OZE oraz P2CH4 z OZE (w szczególności z mikroinstalacji lub instalacji prosumenckich), ale bez obowiązku wtłoczenia do sieci gazowej lub wodorowej, np. z możliwością sprzedaży na rynku lub wykorzystywane na potrzeby tankowania własnych samochodów na H2/CH4 z OZE).</p> <p>W przypadku mikroinstalacji lub z instalacji prosumenckich proponujemy w uOZE [17] systemem wsparcia w ramach, którego URE będzie przyznawać premię za obniżenie śladu węglowego u prosumenta, dla których Zarządca Rozliczeń będzie wypłacał premię uzależnioną od wielkości redukcji śladu węglowego.</p> <p>W przypadku dużych instalacji P2H2 z OZE oraz P2CH4 z OZE proponujemy w uOZE [17] systemem oparty o mechanizm CFD (Contract For Difference, kontrakt na różnicę), w ramach którego w systemie aukcyjnym będą wybierane projekty, dla których Zarządca Rozliczeń będzie dopłacał różnicę między ceną kontraktową i ceną zaofertowaną w aukcji. Proponujemy przeprowadzenie odrębnej analizy w celu wskazania do czego zostanie odniesiona cena kontraktowa.</p>
---	-----------------------	-----------------------	--

Źródło: Opracowanie własne.

Legenda:

EE – Energia Elektryczna
H2 – Wodór

IRiEIM – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowej
MH2 – magazyn wodoru

UUG – umowa użytkownika górniczego
WP – warunki przyłączenia
WTiE – warunki techniczne i ekonomiczne

NIMH2 – Nziemne Instalacje Magazynowania Wodoru
PIMH2 – Podziemne Instalacje Magazynowania Wodoru
PMG – Podziemne Magazyny Gazu

PURE – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
TPA – Third Party Access
UD/P – Umowa o świadczenie usług dystrybucji/przesyłu
UoP – umowa o przyłączenie

Tabela 8 Podsumowanie propozycji regulacji w zakresie MH dla prosumentów i mikroinstalacji.

Etap działalności handlowej	Wymagania regulacyjne UE (obecne)	Wymagania regulacyjne PL (obecne)	Proponowane regulacje UE/PL
definicja H z OZE	brak regulacji	brak regulacji	W uOZE [17] wprowadzenie definicji H z OZE z uwzględnieniem mechanizmu certyfikacji śladu węglowego zgodnie z wytycznymi UE.
definicja i klasyfikacja MH z OZE	brak regulacji	brak regulacji	W PE [16] i uOZE [17] wprowadzenie definicji MH z OZE oraz klasyfikacja jako magazyn nie zużycie własne, brak rozliczenia opłat i podatków od wykorzystania na potrzeby własne.
standaryzacja jakości H z OZE	brak regulacji	brak regulacji	udział przedstawicieli PL w pracach UE nad standaryzacją jakości i certyfikacji H z OZE. W uOZE [17] i uBIO [29] proponujemy wypracowanie krajowego systemu certyfikacji jakości oraz wypracowanie w rozporządzeniach wykonawczych do PE [16] norm krajowych dostosowanych do lokalnej jakości.
pomiar ilości i jakości H z OZE	brak regulacji	brak regulacji	w rozporządzeniach wykonawczych do PE [16] proponujemy zastosowanie zasad pomiaru ilości obowiązujących dla ciepła, uwzględniając w uOZE [17] system certyfikacji dla redukcji śladu węglowego w UE dla H z OZE.
rozliczenie ilości H	brak regulacji	brak regulacji	W PE [16] proponujemy zastosowanie zasad rozliczenia obowiązujących dla ciepła, brak obowiązku rozliczenia ilości i jakości dla H wykorzystywanego na potrzeby własne.
koncesja handlowa na magazynowanie H	brak regulacji	brak regulacji	W PE [16] proponujemy utrzymanie wyłączenia z wymogu koncesyjnego.
przyłącze MH z OZE do sieci EE	brak regulacji	według potrzeb, WP, UoP, UD/P	W PE [16] proponujemy wprowadzenie priorytetu przyłącza MH z OZE (WP, UoP, UD/P) w zależności od WTiE.
przyłącze do sieci ciepłowniczej	brak regulacji	Magazyny ciepła zintegrowane ze źródłem: WP, weryfikacja WT, UoP, US	W PE [16] proponujemy utrzymanie braku priorytetu przyłącza (WP, UoP, UD/P) z uwagi na brak WTiE, wprowadzenie priorytetu przyłącza dla dużych MH w zależności od WTiE.
TPA	brak regulacji	brak regulacji	W PE [16] utrzymanie braku regulacji ze względu na brak uzasadnienia TiE.

Unbundling	brak regulacji	brak regulacji	UE nie rekomenduje wprowadzenia obowiązku unbundlingu w systemie ciepłowniczym. W PE [16] proponujemy utrzymanie braku regulacji ze względu na braku uzasadnienia TiE.
Instrukcja/Regulamin Świadczenia Usług	UE nie przewiduje IRiEIM	brak regulacji	W PE [16] proponujemy utrzymanie braku regulacji ze względu na brak uzasadnienia TiE.
taryfa na usługi magazynowania H	brak regulacji	brak regulacji	UE nie przewiduje regulacji cenowej (taryfikacji), w PE [16] proponujemy utrzymanie wyłączenie MH z obowiązku taryfikacji.
obowiązki sprawozdawcze	brak regulacji	brak regulacji	UE nie zaleca wprowadzenia obowiązków sprawozdawczych. W uEE proponujemy wprowadzenie obowiązków sprawozdawczych tylko w zakresie efektywności energetycznej i jedynie dla podmiotów ubiegających się o udział w systemach wsparcia w uOZE [17].
systemy wsparcia do CAPEX dla MH	brak regulacji	mechanizmy wsparcia opisane w tabeli 5 powyżej	Proponujemy utrzymanie w PL systemów wsparcia opisanych w tabeli 5 powyżej, wraz z możliwością ich rozszerzenia na P2H/ P2H z OZE z mikroinstalacji i prosumenckich MH/MH z OZE wykorzystywanych na potrzeby własne.
systemy wsparcia OPEX dla MH2	brak regulacji	brak regulacji	W uOZE [17] proponujemy w PL wprowadzenie systemów wsparcia do OPEX przy konwersji P2H oraz P2H z OZE (w szczególności z mikroinstalacji lub z instalacji prosumenckich), ale bez obowiązku włączenia do sieci ciepłowniczej z możliwością wykorzystywania na potrzeby własne. Z uwagi na brak możliwości rozwoju rynku H w naszej ocenie preferowanym systemem wsparcia, w ramach którego w URE będzie przyznawać premię za obniżenie śladu węglowego u prosumenta dla których Zarządca Rozliczeń będzie wypłacał premię uzależnioną od wielkości redukcji śladu węglowego.

Źródło: Opracowanie własne

Legenda:

EE – Energia Elektryczna
H – Ciepło
IRiEIM - Instrukcja Ruchu i Eksploatacji

Instalacji Magazynowej
MH – magazyn ciepła
PURE – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

TiE – techniczne i ekonomiczne
TPA – Third Party Access
UD/P – Umowa o świadczenie usług dystrybucji/przesyłu

UoP – umowa o przyłączenie
WP – warunki przyłączenia
WTiE – warunki techniczne i ekonomiczne

Wprowadzenie do systemu energetycznego powyższych zmian powinno wpłynąć na rozwój modelu rynku energii elektrycznej, umożliwiając świadczenie usług elastyczności, co przedstawiamy na rysunku 3.

Do świadczenia usług magazynowania energii wspierających rozwój usług elastyczności na rynku energii elektrycznej (w szczególności EE wykorzystując możliwości konwersji P2X lub X2P) zalecane jest umożliwienie:

- wprowadzenia możliwości szerokiego wykorzystania mikroinstalacji OZE, bez dodatkowych barier dla prosumentów, uwzględniając możliwość zarządzania mocą przyłączenia i magazynu (bez podwójnego naliczania mocy przyłączeniowej na etapie WP/UoP), w uproszczonym modelu kontraktacji, bez koncesji, taryfikacji i opłat związanych z funkcjonowaniem rynku detalicznego (brak klasyfikacji magazynowania jako zużycia finalnego i brak naliczania opłat z tym związanych oraz brak klasyfikowania jako wytwarzanie i obrót, który wymaga koncesji i taryfy),
- digitalizacji pomiarów online i rozliczeń EE i MHEE (nie jest to wymagana w zakresie H2 i H) w ramach ofert dynamicznych ze zmiennymi cenami rynkowymi co 15 min. (równy dostęp do danych pomiarowych EE i MHEE dla agregatora, różnych POB⁴¹/DUB⁴² i prosumenta wraz z możliwością stosowania okresów rozliczeniowych umożliwiających rozliczenie różnic cenowych na rynku bilansującym i rynku spot EE),
- wprowadzenia elastyczności zakupów i reakcji po stronie popytu EE i w trybie online i co 15 min. (możliwość zakupu/sprzedaży i magazynowania EE po konwersji z X2P i P2X), co jest wymagane w zakresie wykorzystania na potrzeby własne H2 i H,
- świadczenia usług magazynowania również przez prosumentów (według ich wyboru krótkoterminowego lub długoterminowego), bez obciążania opłatami detalicznymi, z elastycznym dostępem do PPE przez agregatora, sprzedawcy lub POB/DUB (według wskazania i wyboru prosumenta) do możliwości dostawy/odbioru EE z MHEE lub konwersji P2X lub X2P w celu buforowego wykorzystania MH2 lub MH),
- elastycznego świadczenia usług agregacji przy wykorzystaniu smart metaringu umożliwiającym zarządzanie magazynem prosumenta (Advanced Metering Infrastructure – AMI) z elastycznym dostępem do PPE przez agregatora, sprzedawcy lub POB/DUB (według wskazania i wyboru prosumenta),
- wykorzystania innowacyjnych technologii magazynowania i zarządzania umożliwiającym zarządzanie magazynem prosumenta (Advanced Metering Infrastructure – AMI) nie tylko w postaci EE, ale również H2 (np. na potrzeby

⁴¹ Wprowadzenie możliwości funkcjonowania więcej niż jednego POB lub DUB na PPE u prosumenta jest uzależnione od 2 kluczowych uwarunkowań technicznych:

- dwukierunkowe opomiarowanie online PPE przy wykorzystaniu smart metaringu umożliwiającym zarządzanie magazynem prosumenta (Advanced Metering Infrastructure – AMI) wraz z funkcjonowaniem CSIRE (Centralny System Informacji Rynku Energii)

- zapewnienia bezpieczeństwa technicznego funkcjonowania systemu OSD, który ma ograniczenia techniczne przepływu energii z rozproszonych źródeł OZE i MHEE, dlatego to OSD powinien pełnić rolę podmiotu odpowiedzialnego za zarządzanie siecią i wyznaczenie bezpiecznej ilości EE, która może wpłynąć do sieci OSD ze źródeł OZE i MHEE.

⁴² Dostawca Usług Bilansowania

tankowania własnego samochodu na H2 lub w przyszłości wykorzystana technologii P2X i X2P) i H (np. jako bufor magazynku ciepła na lokalne potrzeby ciepłownicze).

Nowy projekt rynku energii powinien uwzględniając możliwości konwersji P2X lub X2P:

- w obszarze rynku hurtowego EE (nie rekomendujemy tworzenia dodatkowych regulacji na wykorzystania potrzeby własne H2/H oraz MH2/MH):
 - świadczenia usług elastyczności (przy wykorzystaniu agregatora w modelu rynkowym),
 - integracji z rynkiem gazu, w szczególności rynkiem wodoru i biogazu,
 - uwzględniając uczciwe zasady rozliczeń (brak koncesji, taryfy, opłat detalicznych, możliwości agregacji ilości EE i usług elastyczności w obszarze DSR i rynku mocy),
- w obszarze rynku detalicznego EE (nie rekomendujemy tworzenia dodatkowych regulacji na wykorzystania potrzeby własne H2/H oraz MH2/MH):
 - wprowadzenie informacji online o pomiarach/rozliczeniach (w ramach CSIRE, smart metering i AMI) i dynamicznej ceny z elastycznym dostępem do PPE przez agregatora, sprzedawcy lub POB/DUB (według wskazania i wyboru prosumenta),
 - wzmocnienie uprawnień prosumenta (priorytet przyłączenia magazynu do sieci EE w celu zapewnienia dostaw EE na potrzeby własne MHEE/MH2/MH, uprawnienia do wykorzystania AMI, brak koncesji, taryfy, opisanych powyżej opłat detalicznych, ograniczeń pomiaru/rozliczeń na kilka umów kontraktowych i podmiotów: operator, sprzedawca, agregator, POB/DUB na wskazany PPE),
 - wprowadzenie ochrony prosumenta przez narzucaniem uciążliwych warunków na etapie przyłączenia lub dystrybucji usług magazynowych EE oraz przy rozliczeniu na rynku hurtowym i detalicznym (nie ma takiego wymagania dla MH2/MH, ponieważ nie będą przyłączane do sieci gazowo-wodorowej i publicznej sieci ciepłowniczej w zakresie rozliczenia na potrzeby własne).

4.2. Magazyny i sposób wykorzystania „zielonego” wodoru wytwarzanego przez prosumenta/mikroinstalację w różnych sektorach gospodarki (przemysł, transport, elektroenergetyka, gazownictwo)

Zgodnie z wytycznymi KE, regulacje UE odeszły od kolorowania wodoru i wprowadziły podział na wodór niskoemisyjny i odnawialny. W ten sposób regulacje UE promują wskazane źródła wodoru. Wodór od dawna jest wykorzystywany w procesach przemysłowych - w przemyśle chemicznym w procesach redukcji i uwodornienia, w przemyśle rafineryjnym w trakcie hydrowodowania, hydrokrakingu, reformingu, w przemyśle spożywczym w procesach utwardzania, w przemyśle metalurgicznym do redukcji rudy żelaza⁴³, a także w transporcie samochodowym i produkcji energii elektrycznej. Z uwagi na jego wciąż niewykorzystany w pełni potencjał wodór określa się jednak jako „przyszłościowy” nośnik energii. Wodór można wytworzyć albo w niskoemisyjnym procesie reformingu metanu, przy wykorzystaniu mechanizmów wychwytywania CO₂, albo w wyniku elektrolizy wody, co zapewnia zeroemisyjny, tzw. „zielony wodór”. Wodór jako paliwo odnawialne lub niskoemisyjne nie wymusza także konieczności zmian obecnych praktyk gospodarczych. Nie dziwi zatem fakt, że największe gospodarki świata przyjęły już swoje plany i strategie wykorzystania technologii wodorowych.

Wodór jako paliwo w transporcie jest wciąż wykorzystywany tylko na małą skalę. Inwestorzy wykazują jednak zainteresowanie, by zwiększyć skalę produkcyjną, gdyż z perspektywy czasu rozwój technologii wodorowych może być bardzo opłacalnym rozwiązaniem. Zapewnia on bowiem utrzymanie obecnej jakości transportu, przy jednoczesnym realizowaniu celów klimatycznych. Rozwój tej gałęzi sektora wodorowego wymaga jednak inwestycji w infrastrukturę, konieczną do tankowania, a także musi zmierzyć się z obecnie wysokimi kosztami paliw syntetycznych.

Ze względu na uwarunkowania techniczne i ekonomiczne, na poziomie prosumenta i mikroinstalacji, wykorzystanie wodoru jest możliwe przy konwersji EE z OZE na wodór wraz z magazynowaniem wodoru, żeby wykorzystać go następnie do tankowania samochodów wodorowych w przyszłości. Z uwagi małe ilości wodoru po konwersji z EE z mikroinstalacji OZE u prosumenta nie ma uzasadnienia technicznego i ekonomicznego (mała ilość i niska sprawność) do wykorzystania wodoru w różnych sektorach gospodarki:

- w przemyśle (za małą ilość H₂ i niska sprawność konwersji P2H₂ oraz za wysokie koszty logistyki i inwestycji w konwersję P2H₂),
- w elektroenergetyce (za małą ilość H₂ i niska sprawność konwersji P2H₂ oraz za wysokie koszty inwestycji w konwersję P2H₂),
- w gazownictwie (za małą ilość H₂ i niska sprawność konwersji P2H₂ oraz za wysokie koszty logistyki i inwestycji w konwersję P2H₂ oraz dodatkowe problemy z jakością

⁴³ Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku, MKiŚ

H2 i kosztami zapewnienia możliwości włączania małych ilości H2 z instalacji prosumenta do sieci gazowych).

4.3. Propozycja zasad rozliczeń przy magazynowaniu i wykorzystaniu wodoru i ciepła

Ze względu na uwarunkowania techniczne i ekonomiczne na poziomie prosumenta i mikroinstalacji wykorzystanie wodoru (H2) przy konwersji EE z OZE na H2 ma uzasadnienie jedynie do magazynowania H2 w celu wykorzystania na potrzeby własne prosumenta do tankowania własnego samochodu na H2. Nie ma uzasadnienia technicznego i ekonomicznego zapewnienia regulacyjnego włączania małych ilości H2 mikroinstalacji prosumenta do publicznej sieci gazowej lub wodorowej (mała ilość, niska sprawność, wysokie koszty inwestycji i logistyki, w tym również problemy z utrzymaniem bezpieczeństwa, w szczególności zabezpieczeniem przez wybuchem lub zapewnieniem wymaganej jakości H2 przy włączaniu do sieci). Z tego względu nie ma uzasadnienia wprowadzania dodatkowych regulacji w zakresie sposobu rozliczenia magazynowania H2 pochodzącego z konwersji EE na H2, ponieważ całość rozliczenia będzie miała miejsce tylko w ramach własnych potrzeb prosumenta. Natomiast ma uzasadnienie stosowanie regulacji dotyczących rozliczenia EE w zakresie stosowania konwersji P2X, X2P i MH2 zapewniających krótkie okresy rozliczenia EE, ponieważ dzięki temu pojawi się możliwość rozliczenia korzyści ekonomicznych funkcjonowania MH2.

Z uwagi na uwarunkowania techniczne i ekonomiczne na poziomie prosumenta i mikroinstalacji wykorzystanie ciepła przy konwersji EE z OZE na ciepło ma uzasadnienie jedynie do magazynowania ciepła w celu wykorzystania na potrzeby własne prosumenta. Nie ma uzasadnienia technicznego i ekonomicznego włączania ciepła do publicznej sieci ciepłowniczej (mała ilość, niska sprawność, wysokie koszty inwestycji i logistyki, w tym również problemy z dużymi stratami ciepła oraz utrzymaniem wymaganej temperatury). Z tego względu nie ma uzasadnienia wprowadzania dodatkowych regulacji w zakresie sposobu rozliczenia magazynowania ciepła (H) pochodzącego z konwersji EE na H, ponieważ całość rozliczenia będzie miała miejsce tylko w ramach własnych potrzeb prosumenta. Natomiast ma uzasadnienie stosowanie regulacji dotyczących rozliczenia EE w zakresie stosowania konwersji P2X, X2P i MH zapewniających krótkie okresy rozliczenia EE, ponieważ dzięki temu pojawi się możliwość rozliczenia korzyści ekonomicznych funkcjonowania MH.

Mając powyższe na uwadze, poniżej przedstawiamy opis wytycznych regulacyjnych Dyrektywy 2019/944 w zakresie możliwości rozliczenia korzyści ekonomicznych funkcjonowania MH2/MH/MEE po stronie rozliczeń EE, gdzie na końcu przedstawiamy podsumowanie naszych propozycji regulacyjnych w tym zakresie.

Transformacja energetyczna będzie miała istotny wpływ na metody rozliczania prosumentów. Ma to szczególne znaczenie w przypadku prosumentów będących właścicielami magazynów energii. Gdy zostaną oni przyłączeni do sieci EE, będą mogli brać czynny udział w rynku energii, nie tylko zaspokajając swoje potrzeby, ale także świadcząc

usługi elastyczności względem systemu elektroenergetycznego. Zainstalowanie MH2 lub MH (w tym MEE) pozwala włączyć się do tych przemian także właścicielom magazynów posługujących się innymi nośnikami energii. Ich udział będzie niezwykle istotny z uwagi na możliwość znacznie dłuższego magazynowania energii niż w przypadku magazynów bateryjnych EE.

W art. 19 Dyrektywa 2019/944 obliguje państwa członkowskie (jeśli te tak postanowią, to także organy regulacyjne) do promowania optymalizacji wykorzystania EE, między innymi przez dostarczanie usług w zakresie zarządzania energią, rozwój innowacyjnych formuł cenowych i wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania, które są interoperacyjne na poziomie modelu danych i warstwy zastosowań. Inteligentne systemy opomiarowania miałyby być połączone z prosumenckimi systemami zarządzania energią (w skład których wchodziłyby magazyny) oraz inteligentnymi sieciami. Wiąże się to z potrzebą cyfryzacji metod rozliczania energii elektrycznej. Art. 18 ust. 3 nakłada na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia, by odbiorcom końcowym oferowano możliwość otrzymywania rachunków i informacji o rozliczeniach w formie elektronicznej oraz elastyczne sposoby dokonywania samej płatności rachunków. Wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania może być jednak uzależnione od analizy kosztów i korzyści. Państwa członkowskie mają obowiązek publikacji minimalnych wymagań dla takich systemów oraz muszą zapewnić ich zdolność do generowania danych wyjściowych na potrzeby konsumenckich systemów zarządzania energią. Jeżeli wprowadzenie inteligentnego systemu opomiarowania zostanie w wyniku oceny kosztów i korzyści ocenione negatywnie, państwa członkowskie zapewniają rewizję oceny przynajmniej co cztery lata.

Przedstawione wymaganie powinno zostać wprowadzone w ramach opomiarowania rozliczeń EE, ponieważ w zakresie wykorzystania na potrzeby własne H2 i H nie ma uzasadnienia wprowadzania inteligentnego opomiarowania online.

W motywie 55 Dyrektywa wskazuje na inteligentne systemy opomiarowania, wprowadzane przez państwa członkowskie na ich terytorium jako na środek zwiększenia partycypacji odbiorców w rynku. Inteligentne systemy opomiarowania pozwalają na dwustronną, zdalną transmisję danych z liczników, umożliwiając w ten sposób komunikację między odbiorcą a sprzedawcą energii w czasie rzeczywistym - możliwy jest przesył danych z licznika do sprzedawcy, ale także od sprzedawcy do licznika. Ponadto wprowadzane systemy nie powinny stanowić przeszkody w zmianie dostawcy (sprzedawcy) i powinny być wyposażone w dostosowane do potrzeb funkcjonalności umożliwiające konsumentom dostęp w czasie zbliżonym do rzeczywistego do danych na temat ich zużycia energii, regulowanie ich zużycia energii oraz oferowanie sieci i przedsiębiorstwom energetycznym ich elastyczności, otrzymywanie za to wynagrodzenia oraz uzyskiwanie oszczędności w postaci niższych rachunków za energię. Zmiany będą korzystne także dla małych przedsiębiorców, którzy dzięki precyzyjnym określeniu zużycia, będą mogli trafnie prognozować zakupy energii.

Przejrzyste zasady rozliczeń i obniżenie cen są jednymi z priorytetów Dyrektywy, z uwagi na ich fundamentalne znaczenie w zwiększeniu partycypacji konsumentów. W motywie 48 Dyrektywa wzywa dostawców, by zwiększyć przejrzystość i poprawić zrozumiałość rachunków, a także zapewnić, by na rachunkach i w informacjach o rozliczeniach w widocznym miejscu umieszczano jedynie informacje niezbędne prosumentom

do dostosowywania ich zużycia energii, porównywania ofert i zmiany dostawcy. W kontekście rozliczeń istotne jest także zalecenie zawarte w motywie 56, by przedpłaty nie stawiały osób z nich korzystających w nieproporcjonalnie mniej korzystnej sytuacji, a różne systemy płatności były niedyskryminacyjne. W motywie 61 Dyrektywa obowiązuje także państwa członkowskie, by stworzyć zachęty dla operatorów systemów dystrybucyjnych dzięki taryfom sieciowym, które nie utrudniałyby elastyczności ani zwiększania efektywności energetycznej w sieci (polski ustawodawca proponuje niewprowadzanie obowiązku taryfikacji w zakresie magazynów EE/H2/H, co według nas powinno zostać utrzymane).

Zgodnie z art. 11 Dyrektywy państwa członkowskie są zobowiązane do zapewnienia ram regulacyjnych umożliwiających dostawcom oferowanie umów z cenami dynamicznymi EE. Wiąże się z tym obowiązek umożliwienia odbiorcom końcowym, którzy mają zainstalowany inteligentny licznik, zwrócenia się do co najmniej jednego dostawcy i każdego dostawcy, który ma ponad 200 tysięcy odbiorców końcowych, o zawarcie umowy z ceną dynamiczną EE. Wiążą się z tym dodatkowe obowiązki dla dostawców, takie jak przekazywanie odbiorcom pełnych informacji na temat korzyści, kosztów i ryzyk związanych z umowami z cenami dynamicznymi EE czy konieczność otrzymania zgody każdego odbiorcy końcowego przed jego przejściem na umowę z ceną dynamiczną EE. Idzie za tym potrzeba walki z nadużyciami oraz prowadzenia monitoringu przez organy regulacyjne w zakresie zmiany sytuacji na rynku i oceny ryzyka, jakie powodować mogą nowe produkty i usługi. Ponadto organy regulacyjne przez okres co najmniej dziesięciu lat od udostępnienia umów z cenami dynamicznymi EE monitorują główne kierunki rozwoju takich umów, szczególnie stopień zmienności cen oraz publikują co roku sprawozdania dotyczące tych kwestii.

Polski ustawodawca zaimplementował do krajowego porządku prawnego dużą część tych zobowiązań w nowelizacji PE z dnia 20 maja 2021 r. Rozliczenie prosumentów oparto wówczas na regule salda, czyli rozliczenie z różnicy między energią pobraną a energią wprowadzoną do sieci, co pozwala odbiorcy na uniknięcie podwójnych opłat. Należy mieć także na uwadze, że znacząco zmniejszy się tu okres rozliczenia. Dotychczas dla instalacji prosumenckich wynosił on zazwyczaj od miesiąca do roku. W projekcie UC74 wprowadzono definicję umów z ceną dynamiczną EE precyzując, że częstotliwość rozliczeń na rynku jest równa okresowi rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2019/943. W praktyce okres ten wynosi 15 minut, co także reguluje rozporządzenie w art. 8 ust. 4. W art. 5 PE dodano także przepisy dotyczące obowiązków informacyjnych o nowych możliwościach na rynku EE nałożonych na sprzedawcę EE względem odbiorcy. Sprzedawca ponadto zobligowany jest informować odbiorcę o kosztach i korzyściach, co jest powodowane ryzykiem wiążącym się ze zmianami cen w umowach z ceną dynamiczną. Co prawda nie nałożono na sprzedawców obowiązku zatwierdzania taryf przez Prezesa URE, co byłoby niemożliwe biorąc pod uwagę tak krótki czas okresów rozliczeniowych, jednak jest on zobligowany do stałego monitorowania sytuacji na rynku cen dynamicznych.

Poniżej w tabeli do poszczególnych grup taryfowych wskazano numery z poszczególnymi kierunkowymi propozycjami regulacyjnymi dla rozliczenia magazynów do uwzględnienia w przepisach i instrukcjach operatorów:

1. Wprowadzenie liczników umożliwiających odczyt online przy odbiorze i dostarczeniu EE do/z sieci KSE (w przypadku prosumenta licznika smart metering zgodnie z wytycznymi Prezesa URE).
2. Wprowadzenie okresów rozliczeniowych 15 min w przypadku wybrania przez odbiorcę dynamicznych mechanizmów rozliczeniowych zarówno dla EE jak i usług elastyczności.
3. Wprowadzenie możliwości rozliczenia na liczniku kilku sprzedawców lub agregatorów oraz kilku POB/DUB (zgodnie z metodami alokacji stosowanymi obecnie przy rozliczeniach gazu ziemnego) w opcji:
 - a) kiedy za rozliczenie odpowiada Operator, do którego sieci jest przyłączony PPE na podstawie alokacji Odbiorcy lub wskazanego przez niego Agregatora / Sprzedawcy / POB / DUB,
 - b) kiedy za rozliczenie odpowiada Operator, do którego sieci jest przyłączony PPE na podstawie alokacji Agregatora / Sprzedawcy / POB / DUB (według wyboru Odbiorcy).

Tabela 9 Wykaz grup taryfowych z odpowiednimi okresami rozliczeniowymi.

Grupa taryfowa Operatora	Rodzaj odbiorcy	Instalacje Prosumenci	Moc umowna [m] [kW]	Napięcie	Liczba stref	Liczba odczytów w roku	Okresy rozliczeniowe	Zlecenia regulacyjne
N23	Biznes		-	Najwyższe	3	12 / 36 lub online	1M lub dekada	1, 2, 3a
A21	Biznes		-	Wysokie	1	12 / 36 lub online	1M lub dekada	1, 2, 3a
A22	Biznes		-	Wysokie	2	12 / 36 lub online	1M lub dekada	1, 2, 3a
A23	Biznes		-	Wysokie	3	12 / 36 lub online	1M lub dekada	1, 2, 3a
B21	Biznes		m > 40	Średnie	1	12 / 36 lub online	1M lub dekada	1, 2, 3a
B22	Biznes		m > 40	Średnie	2	12 / 36 lub online	1M lub dekada	1, 2, 3a
B23	Biznes		m > 40	Średnie	3	12 / 36 lub online	1M lub dekada	1, 2, 3a
B21em	Biznes		m > 40	Średnie	1	12 / 36 lub online	1M lub dekada	1, 2, 3a
B11	Biznes		0 < m <= 40	Średnie	1	12 / 36 lub online	1M lub dekada	1, 2, 3a
B11em	Biznes		0 < m <= 40	Średnie	1	12 / 36 lub online	1M lub dekada	1, 2, 3a
C21	Biznes		m > 40	Niskie	1	12	1M	1, 2, 3a
C22a	Biznes		m > 40	Niskie	2	12	1M	1, 2, 3a
C22b	Biznes		m > 40	Niskie	2	12	1M	1, 2, 3a
C23	Biznes		m > 40	Niskie	3	12	1M	1, 2, 3a
C21em	Biznes		m > 40	Niskie	1	12	1M	1, 2, 3a
C11	Biznes	Mikroinstalacja/Prosument	0 < m <= 40	Niskie	1	1/2/6/12	12M/6M/2M/1M	1, 2, 3b
C12a	Biznes	Mikroinstalacja/Prosument	0 < m <= 40	Niskie	2	1/2/6/12	12M/6M/2M/1M	1, 2, 3b
C12b	Biznes	Mikroinstalacja/Prosument	0 < m <= 40	Niskie	2	1/2/6/12	12M/6M/2M/1M	1, 2, 3b

C13	Biznes	Mikroinstalacja/Prosument	$0 < m \leq 40$	Niskie	3	1/2/6/12	12M/6M/2M/1M	1, 2, 3b
C11em	Biznes	Mikroinstalacja/Prosument	$0 < m \leq 40$	Niskie	1	1/2/6/12	12M/6M/2M/1M	1, 2, 3b
G11	Gosp. dom.	Mikroinstalacja/Prosument	$0 < m \leq 40$	Niskie	1	1/2/6/12	12M/6M/2M/1M	1, 2, 3b
G12	Gosp. dom.	Mikroinstalacja/Prosument	$0 < m \leq 40$	Niskie	2	1/2/6/12	12M/6M/2M/1M	1, 2, 3b
G12as	Gosp. dom.		$0 < m \leq 40$	Niskie	2	1/2/6/12	12M/6M/2M/1M	1, 2, 3b
G12w	Gosp. dom.	Mikroinstalacja/Prosument	$0 < m \leq 40$	Niskie	2	1/2/6/12	12M/6M/2M/1M	1, 2, 3b
G13	Gosp. dom.		$0 < m \leq 40$	Niskie	3	1/2/6/12	12M/6M/2M/1M	1, 2, 3b

Źródło: Opracowanie własne.

5. Spis tabel

Tabela 1 Wodór - bilans zysków i kosztów.	17
Tabela 2 Ciepło – bilans zysków i kosztów.	18
Tabela 3 Kryteria rozwoju magazynowania energii (H2 i H).....	19
Tabela 4 Wykaz mechanizmów wsparcia dla MH2.	27
Tabela 5 Wykaz mechanizmów wsparcia dla MH.	28
Tabela 6 Podsumowanie barier regulacyjnych dla magazynów EE/H2/H u prosumenta.	31
Tabela 7 Podsumowanie propozycji regulacji w zakresie MH2 dla prosumentów i mikroinstalacji.....	36
Tabela 8 Podsumowanie propozycji regulacji w zakresie MH dla prosumentów i mikroinstalacji.....	39
Tabela 9 Wykaz grup taryfowych z odpowiednimi okresami rozliczeniowymi.....	48

6. Spis rysunków

Rysunek 1 Główne obszary celów i kierunków przekształceń europejskiego systemu energetycznego.....	8
Rysunek 2 Nowy projekt rynku energii.	9
Rysunek 3 Proponowane zmiany modelu rynku energii w zakresie usług magazynowania.	11
Rysunek 4 Wykaz głównych technologii magazynowania energii.	13
Rysunek 5 Wykaz możliwości magazynowania energii nr 2.....	14
Rysunek 6 Bariery rozwoju magazynów energii elektrycznej, wodoru i ciepła.	20
Rysunek 7 Procedura przyłączenia magazynu wodoru do sieci EE/gazowej.....	22