WWF

PL

RAPORT

2020

Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii

Raport Fundacji WWF Polska

DOSTĘPNE I PRZYSZŁE FORMY MAGAZYNOWANIA ENERGII

Opracowanie na zlecenie
Fundacji WWF Polska

Warszawa 2020

Raport został przygotowany przez zespół:

Adrian Chmielewski, Politechnika Warszawska, Wydział Samochodów i Maszyn Roboczych, Instytut Pojazdów i Maszyn Roboczych, Zakład Napędów Wielośródłowych, 02-524 Warszawa, **adrian.chmielewski@pw.edu.pl**

Jakub Kupecki, Instytut Energetyki, Zakład Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych, ul. Augustówka 36, 02-981 Warszawa, **jakub.kupecki@ien.com.pl**

Łukasz Szabłowski, Politechnika Warszawska, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa, Instytut Techniki Cieplnej, ul. Nowowiejska 21/25 00-665 Warszawa, **lukasz.szablowski@pw.edu.pl**

Karol Jan Fijałkowski, Centrum Nowych Technologii Uniwersytetu Warszawskiego, ul. Banacha 2c, 02-097 Warszawa, **k.fijalkowski@cent.uw.edu.pl**

Jakub Zawieska, Szkoła Główna Handlowa, Instytut Infrastruktury Transportu i Mobilności, ul. Madalinskiego 6/8, 02-513 Warszawa

Krzysztof Bogdziński, Politechnika Warszawska, Instytut Pojazdów i Maszyn Roboczych, 02-524 Warszawa, **krzysztof.bogdzinski@pw.edu.pl**

Poszczególne rozdziały zostały przygotowane przez:

- *Streszczenie:* Adrian Chmielewski, Łukasz Szabłowski, Krzysztof Bogdziński, Karol Jan Fijałkowski, Jakub Kupecki
- *Spis definicji:* Adrian Chmielewski, Łukasz Szabłowski, Krzysztof Bogdziński, Karol Jan Fijałkowski, Jakub Kupecki
- *Wykaz skrótów:* Adrian Chmielewski, Łukasz Szabłowski, Karol Jan Fijałkowski, Jakub Kupecki
- *Wprowadzenie:* Tobiasz Adamczewski, Oskar Kulik, WWF Polska
- *Wstęp:* Adrian Chmielewski, Łukasz Szabłowski, Karol Jan Fijałkowski, Jakub Zawieska, Krzysztof Bogdziński, Jakub Kupecki
- *Elektrownie szczytowo-pompowe (PHS):* Adrian Chmielewski, Łukasz Szabłowski, Karol Jan Fijałkowski
- *Magazyny sprężonego powietrza (CAES):* Łukasz Szabłowski, Adrian Chmielewski
- *Magazyny ciekłego powietrza (LAES):* Łukasz Szabłowski
- *Bezwładniki energii kinetycznej (FES):* Adrian Chmielewski, Karol Jan Fijałkowski
- *Chemiczne magazyny energii – wodór (H2):* Jakub Kupecki, Karol Jan Fijałkowski, Adrian Chmielewski
- *Chemiczne magazyny energii – inne produkty PtG:* Jakub Kupecki, Karol Jan Fijałkowski
- *Ogniwa galwaniczne (BES):* Adrian Chmielewski, Karol Jan Fijałkowski, Jakub Zawieska
- *Ogniwa przepływowe (VRFB):* Adrian Chmielewski, Karol Jan Fijałkowski
- *Cewki nadprzewodzące (SMES):* Adrian Chmielewski, Karol Jan Fijałkowski
- *Superkondensatory (UC):* Adrian Chmielewski
- *Materiały zmiennofazowe (PCM/stopione sole MS):* Adrian Chmielewski, Karol Jan Fijałkowski
- *Zasobniki ciepła (nisko-, średnio-, wysokotemperaturowe) i chłodu (TES):* Łukasz Szabłowski
- *Podsumowanie:* Adrian Chmielewski, Łukasz Szabłowski, Krzysztof Bogdziński, Karol Jan Fijałkowski, Jakub Kupecki
- *Bibliografia:* Adrian Chmielewski, Łukasz Szabłowski, Krzysztof Bogdziński, Karol Jan Fijałkowski, Jakub Zawieska, Jakub Kupecki

Propozycja cytowania:

Chmielewski A., Kupecki J., Szabłowski Ł., Fijałkowski K.J., Zawieska J., Bogdziński K., Kulik O. i Adamczewski T., *Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii*, wyd. Fundacja WWF Polska, ISBN: 978-83-60757-55-0, 2020.

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie **6**

Streszczenie **8**

Spis definicji **32**

Wykaz skrótów **36**

1. Wstęp **39**

1.1. Europejska polityka 39

1.2. Przegląd technik magazynowania energii 40

2. Elektrownie szczytowo-pompowe (PHS) **50**

2.1. Wstęp 50

2.2. Perspektywa rozwoju PHS oraz wpływ na środowisko 53

2.3. Ograniczenia surowcowe 55

2.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność 55

2.5. Poziom kosztów przechowywania energii w PHS 57

2.6. Główne zastosowania PHS 60

2.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla PHS 60

3. Magazyny sprężonego powietrza (CAES) **61**

3.1. Wstęp 61

3.2. Perspektywa rozwoju CAES oraz wpływ na środowisko 63

3.3. Ograniczenia surowcowe 63

3.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność 63

3.5. Poziom kosztów przechowywania energii w CAES 64

3.6. Główne zastosowania CAES 65

3.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla CAES 65

4. Magazyny ciekłego powietrza (LAES) **67**

4.1. Wstęp 67

4.2. Perspektywa rozwoju LAES oraz wpływ na środowisko 69

4.3. Ograniczenia surowcowe 70

4.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność 70

4.5. Poziom kosztów przechowywania energii w LAES 70

4.6. Główne zastosowania LAES 72
4.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla LAES 72

5. Bezwładniki energii kinetycznej (FES) 74
5.1. Wstęp 74
5.2. Perspektywa rozwoju FES oraz wpływ na środowisko 75
5.3. Ograniczenia surowcowe 77
5.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność 77
5.5. Poziom kosztów przechowywania energii w FES 78
5.6. Główne zastosowania FES 79
5.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla FES 79

6. Chemiczne magazyny energii – wodór (H_2) 81
6.1. Wstęp – wodór: produkcja, magazynowanie, wykorzystanie 81
6.2. Perspektywa rozwoju oraz wpływ na środowisko 91
6.3. Ograniczenia surowcowe 95
6.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność 98
6.5. Poziom kosztów przechowywania energii 100
6.6. Główne zastosowania 105
6.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla wodoru 106

7. Chemiczne magazyny energii – inne produkty PtG 110
7.1. Wstęp 110
7.2. Perspektywa rozwoju instalacji wytwarzania SNG oraz wpływ na środowisko 112
7.3. Ograniczenia surowcowe 113
7.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność 113
7.5. Poziom kosztów przechowywania energii 113
7.6. Główne zastosowania 114
7.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla SF 114

8. Ogniwa galwaniczne (BES) 116
8.1. Wstęp 117
8.2. Perspektywa rozwoju BES oraz wpływ na środowisko 122
8.3. Ograniczenia surowcowe 125
8.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność 126
8.5. Poziom kosztów przechowywania energii w BES 126
8.6. Główne zastosowania BES 130
8.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla BES 131

9. Ogniwa przepływowe (VRFB) 134
9.1. Wstęp 134
9.2. Perspektywa rozwoju VRFB oraz wpływ na środowisko 136

9.3. Ograniczenia surowcowe 137
9.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność 137
9.5. Poziom kosztów przechowywania energii w VRFB 137
9.6. Główne zastosowania VRFB 138
9.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla VRFB 139

10. Cewki nadprzewodzące (SMES) 140

10.1. Wstęp 140
10.2. Perspektywa rozwoju SMES oraz wpływ na środowisko 141
10.3. Ograniczenia surowcowe 142
10.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność 142
10.5. Poziom kosztów przechowywania energii w SMES 143
10.6. Główne zastosowania SMES 144
10.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla SMES 144

11. Superkondensatory (UC) 146

11.1. Wstęp 146
11.2. Perspektywa rozwoju UC oraz wpływ na środowisko 148
11.3. Ograniczenia surowcowe 149
11.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność 149
11.5. Poziom kosztów przechowywania energii w UC 150
11.6. Główne zastosowania UC 151
11.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla UC 151

12. Materiały zmiennofazowe (PCM/stopione sole MS) 152

12.1. Wstęp 152
12.2. Perspektywa rozwoju PCM/MS oraz wpływ na środowisko 153
12.3. Ograniczenia surowcowe 154
12.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność 155
12.5. Poziom kosztów przechowywania energii w PCM/MS 155
12.6. Główne zastosowania PCM/MS 156
12.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla PCM/MS 158

13. Zasobniki ciepła (nisko-, średnio-, wysokotemperaturowe) i chłodu (TES) 160

13.1. Wstęp 160
13.2. Perspektywa rozwoju TES oraz wpływ na środowisko 163
13.3. Ograniczenia surowcowe 164
13.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność 164
13.5. Poziom kosztów przechowywania energii w TES 164
13.6. Główne zastosowania TES 165
13.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla TES 166

Podsumowanie **167**

Bibliografia **178**

Spis rysunków **190**

Spis tabel **192**

Aneks 1 – CAPEX i OPEX w perspektywie roku 2030 ..... **194**

Aneks 2 – wykorzystane zależności do oszacowania LCOS oraz ACC **196**

WPROWADZENIE

Zmiana klimatu i drastyczna utrata różnorodności biologicznej to prawdopodobnie największe wyzwania XXI wieku. By uchronić nas oraz przyszłe pokolenia od katastrofalnych skutków tych procesów, a także zatrzymać wymieranie gatunków konieczne jest osiągnięcie neutralności klimatycznej na świecie najpóźniej do połowy wieku. Z tego względu niezbędna jest między innymi zmiana sposobu, w jaki pozyskujemy energię. Musimy zaprzestać spalania paliw kopalnych, wycinania lasów na biomasę czy pod uprawy roślin energetycznych, jak i tamowania rzek. Zdajemy sobie sprawę, ze skali tego wyzwania: zmiany źródeł zasilania, dynamicznego rozwoju najmniej szkodliwych odnawialnych źródeł energii oraz bilansowania sieci elektroenergetycznych.

Od początku dyskusji na temat transformacji energetycznej zawsze dochodzimy do miejsca, w którym pojawia się pytanie o pracę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w przypadku wysokich udziałów niestabilnych źródeł OZE. Stąd przyjrzeliśmy się dostępnym i rozwijanym technologiom magazynowania energii, które pomogą nam w budowie zeroemisyjnego miksu energetycznego, przyjaznego dla klimatu i różnorodności biologicznej.

Wierzymy, że niniejszy raport ukazujący dostępne i rozwijane technologie magazynowania energii będzie nie tylko aktualnym podsumowaniem rozwoju technologicznego, ale też istotnym elementem w dyskusji o dekarbonizacji gospodarki. W raporcie tym przedstawiono kluczową rolę, jaką pełnią i będą pełnić magazyny energii oraz przedstawiono najważniejsze technologie magazynowania, wraz ze wskazaniem technologii najbardziej perspektywicznych w poszczególnych obszarach.

Zachęcamy też Państwa do zapoznania się ze skróconą wersją raportu:

https://www.wwf.pl/aktualnosci/raport-magazynowanie-energii

Zapraszamy do lektury!

Tobiasz Adamczewski
Dyrektor Działu Ochrony Przyrody
WWF Polska

Oskar Kulik
Specjalista ds. polityki klimatyczno-środowiskowej
WWF Polska

STRESZCZENIE

Niniejszy dokument stanowi przegląd wybranych technologii magazynowania energii. Analiza, bazująca na literaturze naukowej i branżowej, prezentuje perspektywę rozwoju i główne wyzwania związane z tymi właśnie technologiami. Rozwój magazynów umożliwiających przechowywanie i oddawanie energii w sposób dynamiczny jest niezbędnym elementem przyszłej gospodarki neutralnej klimatycznie. Analiza uwzględnia aspekty środowiskowe i ekonomiczne, stanowiące niekiedy realne bariery wdrożenia nowych rozwiązań w odpowiedniej skali.

W Unii Europejskiej przyjęte zostały cele ogólne i szczegółowe dotyczące ograniczenia emisji CO_2. Zmiana klimatu oraz energia to elementy wzajemnie ze sobą powiązane. Przetworzenie oraz wykorzystanie energii stanowi w sumie ok. 79%[11] unijnych emisji CO_2, z czego największa ich część przypada na sektory dostaw energii i transportu. W celu przeciwdziałania zmianie klimatu niezbędne jest przejście z systemu scentralizowanego, opartego na paliwach kopalnych, na system zdecentralizowany, wykorzystujący energię ze źródeł rozproszonych i odnawialnych, a także równocześnie prowadzenie termomodernizacji budynków, odpowiednie zarządzanie gospodarką materiałową (w obiegu zamkniętym) oraz optymalizacja logistyki (z przełożeniem na sektor transportu, z którego pochodzi ok. 900 $MtCO_2eq$ w całej Unii Europejskiej).

Wykorzystanie technologii magazynowania energii pozwoli elastycznie reagować na zwiększony udział w krajowej sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii, o ograniczonej przewidywalności charakterystyki pracy.

Korzystanie z energii z zasobów odnawialnych przyczyni się do zmniejszenia emisji CO_2 związanych z energetyką, ciepłownictwem, a także transportem lądowym i wodnym. Zastosowanie perspektywicznych technologii magazynowania energii umożliwi także zmianę transportu drogowego, w szczególności poprzez rozwój elektromobilności (m.in. floty pojazdów elektrycznych) oraz transportu niskoemisyjnego opartego na paliwach alternatywnych, w mniejszym stopniu oddziałując na środowisko. Ponadto, zastosowanie nowoczesnych technologii pozwoli na zmniejszenie zużycia paliw kopalnych i obniżenie ceny energii elektrycznej, a także zmniejszenie kosztów sezonowego oraz dobowego ogrzewania i chłodzenia budynków.

Obecnie dostępnych jest wiele technologii magazynowania energii, a kolejne znajdują się w fazie badań i rozwoju. Zaliczyć należy do nich m.in.: elektrownie szczytowo-pompowe (PHS), magazynowanie sprężonego powietrza (CAES), magazynowanie ciekłego powietrza (LAES), bezwładnikowe magazyny energii (FES), ogniwa elektrochemiczne (BES) oraz ogniwa przepływowe (VRFB), superkondensatory (UC), cewki nadprzewodzące (SMES), magazyny energii chemicznej, m.in. wodoru (H_2), systemy magazynowania energii cieplnej, do których zaliczane są materiały zmiennofazowe i stopione sole (PCM/MS) oraz zasobniki ciepła (TES). Poniżej zestawiono zastosowania dla wymienionych technik magazynowania energii.

Biorąc po uwagę kluczową rolę tego czynnika, w niniejszym raporcie skupiono się na kosztach magazynowania energii w ramach poszczególnych technologii. W poniższej tabeli zaprezentowano techniczne charakterystyki magazynów energii elektrycznej oraz porównanie różnych typów technik magazynowania energii pod względem kosztów.

Charakterystyki techniczne [9,10,25,30,31,32,73]									Koszty [26,28,39,40]		
Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/poziom gotowości technologicznej (TRL)[1]	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszty kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
PHS (elektrownie szczytowo-pompowe)	0.5-2	30-5 000	h – m-ce	40-60	1-24 h	10 000-35 000	~70–85	Dojrzała/ wdrożona	750-4300	5-85	~0.0005 USD/kWh, ~3-8 USD/kW/rok
FES (bezwładniki/koła zamachowe)	20-80	0.1-20	s – min	15-20	1 s – 15 min	~20 000-10 000 000	~89– 95	Wczesna komercja/ wdrożona	250-650	1 000-10 000	0.0015-0.004 USD/kWh, ~6.5-20 USD/kW/rok
Duże CAES (magazyny sprężonego powietrza)	2-6	≥300	h – m-ce	20-40	1-24 h+	8 000-17 000	~42–54 (~70% dla A-CAES)[13]	Skomercjalizowana /wdrożona (dla A-CAES: rozwijana/TRL-9)	400-880	2-120	~0.003-0.004 USD/kWh, 3-15 USD/kW/rok
LAES (magazyny ciekłego powietrza)	80–120	15–400	min – h	30+	1-24 h+	7 000-17 000	55–62	Rozwijana/ TRL-9	800-1 800	200-450	0.003-0.004 USD/kWh, 19-25 USD/kW/rok
UC/EDLC (superkondensatory/ kondensatory z podwójną warstwą)	2-6	~0-0.5	s – h	5-15	ms – 1 h	50 000-1 000 000	~ 84–97	Skomercjalizowana/wdrożona	25-450	3000-14 000	<0.001 USD/kWh, <0.001 USD/kW/rok
SMES (cewki nadprzewodzące)	0.2-6	0.1-10	ms – h	20-30	≥30 min	od 10 000	~95–97	Rozwijana/TRL-9	200-489	5 000-72 000	~0.001 USD/kWh, 16-18.5 USD/kW/rok
TES (zasobniki ciepła)	15-80	0.1-300	min – d	5-30	1-24 h+	-	50–90	Skomercjalizowana /wdrożona	100-400	3-130	120 USD/kW/rok (sumarycznie koszty stałe i zmienne przeliczone na koszty stałe)

[1] R.F. Beims, C.L. Simonato, V.R. Wiggers, Technology readiness level assessment of pyrolysis of trygliceride biomass to fuels and chemicals, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 2019, 521–529.

Charakterystyki techniczne [9,10,25,30,31,32,73]									Koszty [26,28,39,40]		
Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/poziom gotowości technologicznej (TRL)[1]	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszty kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
PCM/MS	147.7-200	do 50MW	h	do 25	h	>1 000 000[2]	60–97[3]	Wczesna komercja/TRL-9, silnie rozwijana	1 000-3 800[4]	16-220[5,]	112 USD/kW/rok (sumarycznie koszty stałe i zmienne przeliczone na koszty stałe)[6]
PtG (power-to-gas)	500-3 000	0-50	h – m-ce	5-20	s – 24 h+	1 000 – 50 000+	~25–70	Rozwijana/TRL-9	500-3 000	2-15	0.0019-0.0153 USD/kW/rok
H_2+FC (ogniwa paliwowe z wodorem)	500-3 000	0-50	h – m-ce	5-20	s – 24 h+	1 000-20 000	~20–55	Rozwijana/TRL-9	2000-5 500	2-35	15-46 USD/kW
Li-ion (litowo-jonowe)	150-500	0-100	min – d	5-15	min – h+	1 000-10 000	~75–97	Rozwijana/TRL-9 (wdrożona i skomercjalizowana)	200-900	176-900	~9-10 USD/kW/rok, ~0.003-0.004 USD/kWh
PbA (akumulatory kwasowo-ołowiowe)	50-90	0-40	min – d	5-15	min – h+	500-1 300	~70–84	Dojrzała/wdrożona	300-700	75-500	~8-20 USD/kW/rok, ~0.001-0.002 USD/kWh/rok
NiCd (akumulatory niklowo-kadmowe)	60–150	~0-0.5	min – d	10-20	min – h+	20 000-25 000	~60–83	Skomercjalizowana/wdrożona	500-1 500	400-1 500	~12-20 USD/kW/rok, ~0.0012-0.002 USD/kWh

[2] G. Cáceres, K. Fullenkamp, M. Montané, K. Naplocha, A. Dmitruk, Encapsulated Nitrates Phase Change Material Selection for Use as Thermal Storage and Heat Transfer Materials at High Temperature in Concentrated Solar Power Plants, *Energies*, 10, 2017, 1318, doi:10.3390/en10091318.

[3] H. Nazir, M. Batool, F.J. Bolivar Osorio, M. Isaza-Ruiz, X. Xu, K. Vignarooban, P. Phelan, Inamuddin, A.M. Kannan, Recent developments in phase change materials for energy storage applications: A review, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 129, 2019, 491–523.

[4] Z. Wang, S. Sun, X. Lin, C. Liu, N. Tong, Q. Sui, Z. Li, A remote integrated energy system based on cogeneration of a concentrating solar power plant and buildings with phase change materials, *Energy Conversion and Management*, 187, 2019, 472–485.

[5] B.C. Zhao, M.S. Cheng, C. Liu, Z.M. Dai, Thermal performance and cost analysis of a multi-layered solid-PCM thermocline thermal energy storage for CSP tower plants, *Applied Energy*, 178, 2016, 784–799.

[6] J. Lizana, M. de-Borja-Torrejon, A. Barrios-Paduraa, T. Auerb, R. Chacartegui, Passive cooling through phase change materials in buildings. A critical study of implementation alternatives, *Applied Energy*, 254, 2019, 113–658.

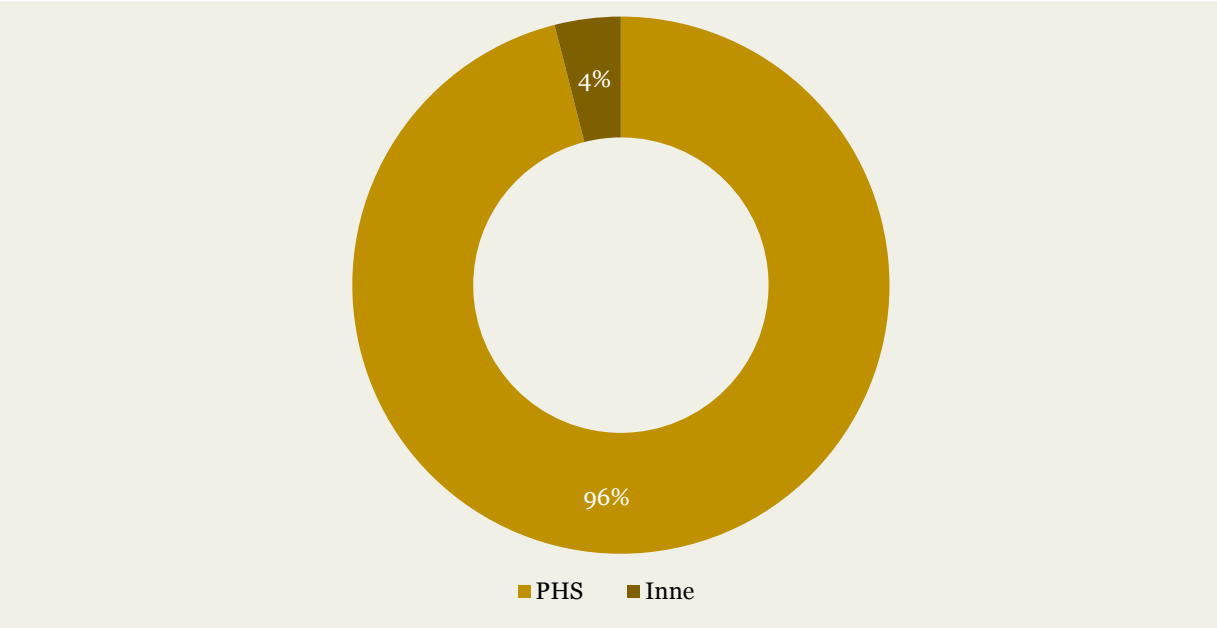
Charakterystyki techniczne [9,10,25,30,31,32,73]									Koszty [26,28,39,40]		
Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/poziom gotowości technologicznej (TRL)[1]	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszty kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
NaS (baterie sodowo-siarkowe)	150–250	0.5-35	min – d	10-15	min – h+	4 500-25 000	~75–90	Dojrzała/wdrożona	350-3 000	300-800	~20-80 USD/kW/rok, ~0.0035 USD/kWh
VRFB (baterie przepływowe typu redoks)	16–33	0.02-30	min – d	5-10	min – h+	120 000+	~65–85	Rozwijana/TRL-9	600-1 500	150-1 000	~12-15 USD/kW/rok, ~0.001-0.002 USD/kWh
ZnBr (baterie przepływowe cynkowo-bromowe)	30–60	0.05-30	min – d	5-10	min – h+	2 000+	~65–80	Rozwijana/TRL-9	200-2 500	150-500	~12-16 USD/kW/rok, ~0.001-0.0015 USD/kWh

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

Europejski sojusz na rzecz akumulatorów (ogniw), wsparcie badań, rozwoju oraz innowacji na rzecz technologii magazynowania energii – stanowią podstawy polityki Unii Europejskiej, opierające się na aktach prawnych regulujących m.in. rynki energii elektrycznej oraz niskoemisyjnego systemu transportowego, ze szczególnym uwzględnieniem rozwoju elektromobilności oraz związanego z tym rozwoju infrastruktury eksploatacyjnej. W poniższej tabeli zaprezentowano główne zastosowania technologii magazynowania energii.

Rola	Zastosowanie	PHS (elektrownie szczytowo-pompowe)	CAES (magazyny sprężonego powietrza)	LAES (magazyny ciekłego powietrza)	FES (bezwładniki)	Li-ion (ogniwa litowo-jonowe)	PbA (ogniwa kwasowo-ołowiowe)	NaS (baterie sodowo-siarkowe)	VRFB (wanadowe ogniwa przepływowe)	H_2 (wodór)	SMES (cewki nadprzewodzące)	UC (superkondensatory)	PCM (materiały zmiennofazowe)	MS (stopione sole)	TES (zasobniki ciepła)
Uelastycznienie działania sieci elektro-energetycznej	Magazynowanie sezonowe (wolne rozładowanie)	▲	▲	▲						▲					
	Magazynowanie dobowe (dzienne), przesunięcie szczytu zapotrzebowania na moc – podaż godzinowa	▲	▲	▲		▲	▲	▲	▲	▲					
	Usługi wsparcia sieci (stabilizacja napięcia, odpowiedź częstotliwościowa) – szybka reakcja				▲			▲			▲	▲			
	Gospodarstwa domowe (prosumenci)				▲	▲	▲		▲	▲		▲			
Transport drogowy i spedycja. Wymagania: lekkie, wysoka gęstość energii, wysokie napięcie	Pojazdy samochodowe, m.in.: elektryczne, autobusy zeroemisyjne, pojazdy hybrydowe typu Plug-in				▲	▲				▲		▲			
	Autonomiczna infrastruktura off-grid oparta na OZE wspierająca rozwój elektromobilności (obszary międzymiastowe, parki krajobrazowe, Natura 2000 etc.)					▲			▲	▲		▲			
Lotnictwo i żegluga morska. Wymagania: wysoka gęstość energii, wysokie napięcie	Autonomiczne, zeroemisyjne jednostki pływające oparte na energii z OZE					▲				▲					
	Nisko- oraz zeroemisyjne lotnictwo bazujące na rozwiązaniach OZE, m.in. elastyczne PV					▲				▲		▲			
	Rozwój morskiej infrastruktury ładowania	▲	▲												
Bezpieczeństwo energetyczne w mikrosieciach	Ograniczenie strat przesyłu na obszarach o niskiej gęstości zaludnienia					▲	▲	▲	▲			▲			
	Zapewnienie jakości zasilania. Ochrona odbiorców przed krótkotrwałą utratą mocy, zmianą napięcia zasilania bądź częstotliwości na obszarach o niskiej gęstości zaludnienia				▲	▲	▲		▲			▲			
	Zapewnienie niezawodności zasilania w energię elektryczną (ograniczenie skutków blackoutu), szybkie przywrócenie zasilania na obszarach konfliktów zbrojnych oraz klęsk żywiołowych (m.in. powodzi, tornad, pożarów)				▲	▲	▲	▲	▲	▲		▲			
Działanie systemu ciepłowniczego	Dobowe magazynowanie ciepła												▲	▲	▲
	Sezonowe magazynowanie ciepła														▲

Elektrownie szczytowo-pompowe (PHS) stanowią ponad 96%[7] globalnych zdolności magazynowania energii elektrycznej (o łącznej mocy ponad 168 GW[8], stan na koniec 2017).



Do innych technologii zaliczono magazyny ciepła, które stanowią 3,3 GW, magazyny elektrochemiczne stanowiące 1,9 GW oraz mechaniczne, które stanowią 1,6 GW.

Przeznaczone są głównie do pracy na dużą skalę dziennie i sezonowo, wspierając przy tym działanie sieci elektroenergetycznej. Zdolność magazynowania PHS wahać się może od 100 MW (instalacje na małą skalę) do 3 GW (instalacje dużej skali). W Europie średnia zdolność magazynowania instalacji PHS wynosi ok. 300 MW (średnia miesięczna konwersja energii elektrycznej z PHS wynosi blisko 3450 GWh dla krajów grupy EU28[9,10]), której odpowiada koszt inwestycyjny ok. 650 milionów EUR[11] (bez gruntów), natomiast z gruntami koszt nowej instalacji szacowany jest na ok. 1 miliard EUR (~3 300 USD/kW). Sprawność magazynowania energii w PHS wynosi do 85%. Do roku 2030 spodziewany jest ponad 10-krotny wzrost układów PHS na rynku, do poziomu 2,34 TWh. Według danych IRENA[12] w 2030 r. PHS będzie stanowiło od 45% do 51% na globalnym rynku magazynowania energii.

[7] International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Power Generation Costs in 2017, 124.

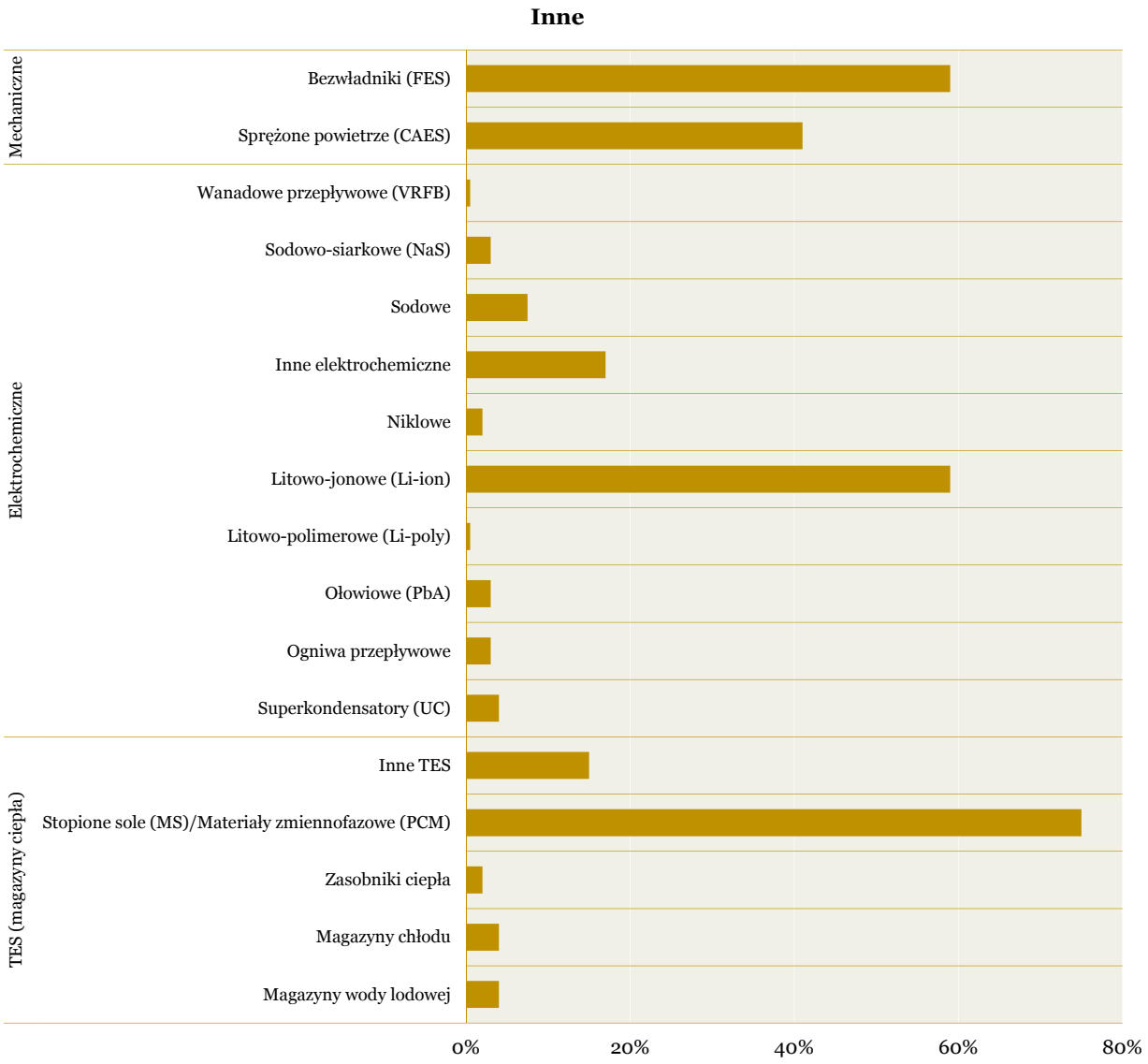
[8] S.F.M. Manwaring, Pumped Storage Report, National Hydropower Association's Pumped Storage Development Council, Washington 2018.

[9] I. Kougias, S. Szabó, Pumped hydroelectric storage utilization assessment: Forerunner of renewable energy integration or Trojan horse?, *Energy*, 140, 2017, 318–329.

[10] Eurostat, Infrastructure – electricity – annual data (nrg_113a), Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg 2017.

[11] European Court of auditors, EU support for energy storage, Briefing Paper, April 2019.

[12] IRENA, Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030, 2017.



Rekomenduje się elektrownie szczytowo-pompowe (PHS) do zastosowań przy magazynowaniu energii średnio- oraz długoterminowym, a także sezonowym, w celu uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej. Technika dojrzała. Wysoki potencjał rozwoju podwodnego PHS (StEnSea) w Polsce w Morzu Bałtyckim.

Potencjalni interesariusze to m.in.: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

Układy ze sprężonym powietrzem (CAES) do tej pory nie są powszechnie stosowaną techniką magazynowania energii. Obecnie na świecie istnieją tylko dwa układy CAES dużej mocy: McIntosh (110 MWe) w USA w stanie Alabama i Huntorf (321 MWe) w Niemczech[87]. Planowana jest budowa instalacji CAES

o mocy 1 000 MW Western Energy HUB w stanie Utah w USA[88]. Podobnie jak PHS, układy CAES przeznaczone są do magazynowania energii elektrycznej na dużą skalę w celu wsparcia działania sieci elektroenergetycznej. Koszty inwestycyjne dużej elektrowni CAES wynoszą 400–800 USD/kW mocy zainstalowanej i 2–120 USD/kWh pojemności magazynu (w zależności od tego, czy mamy do czynienia ze zbiornikiem naturalnym, czy sztucznym). Sprawność procesu przechowywania energii w diabatycznych (z wymianą energii w postaci ciepła z otoczeniem) układach CAES wynosi do 54%[51,86], przykładem jest tutaj instalacja CAES w McIntosh w USA o mocy 110 MWe. W układach adiabatycznych sprawność może przekroczyć 70%[13].

Rekomenduje się magazyny sprężonego powietrza (CAES) do zastosowań przy magazynowaniu energii w celu średnio- oraz długoterminowego uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej (podobnie jak w przypadku PHS). Wysoki potencjał rozwoju w Polsce północnej ze względu na występowanie znacznej ilości wysadów solnych[89].

Potencjalni interesariusze to m.in.: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań. Układy CAES są rozwijane m.in. na Politechnice Warszawskiej, Politechnice Śląskiej oraz Akademii Górniczo-Hutniczej.

Układy magazynowania energii wykorzystujące ciekłe powietrze (LAES) to stosunkowo nowa technologia magazynowania energii. Obecnie na świecie zbudowane są tylko dwa takie układy. Pierwszy z nich powstał w 2011 r.[94] w Londynie, a następnie przeniesiony został na teren Uniwersytetu w Birmingham[93]. Jest to układ badawczy o mocy 350 kW i pojemności 2,5 MWh[94]. Drugi układ ma moc 5 MW i pojemność 15 MWh. Został wybudowany w 2018 r. w Bury w pobliżu Manchesteru w Wielkiej Brytanii[94] i jest to obecnie największy układ LAES na świecie. Podobnie jak PHS i CAES, układy LAES przeznaczone są do magazynowania energii elektrycznej na dużą skalę, wspierając przy tym działanie sieci elektroenergetycznej. Koszty inwestycyjne układu LAES o mocy 100 MW wynoszą 1000–1800 USD/kW mocy zainstalowanej i 250–450 USD/kWh pojemności magazynu[97]. Sprawność adiabatycznych układów LAES może osiągnąć 60%[97].

Rekomenduje się magazyny ciekłego powietrza (LAES) do zastosowań przy magazynowaniu energii średnio- oraz długoterminowym w celu uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej. Magazynowanie sezonowe jest tu niewskazane z uwagi na stosunkowo wysokie koszty inwestycyjne układów LAES. Na tym etapie rozwiązanie jest drogie w porównaniu do alternatyw, m.in. CAES, PHS. Technologia znajduje się obecnie w fazie badań.

Potencjalni interesariusze to m.in.: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań. Układy LAES są rozwijane m.in. na Politechnice Warszawskiej.

[13] A. Sciacovelli, Y. Li, H. Chen, Y. Wu, J. Wang, S. Garvey & Y. Ding, Dynamic simulation of Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES) plant with integrated thermal storage – Link between components performance and plant performance. *Applied Energy*, 185, 2017, 16–28.

Bezwładnikowe magazyny energii (FES) to technika, która została skomercjalizowana. Obecnie na świecie można spotkać wiele instalacji opartych na FES[100], które stabilizują pracę elektrowni wiatrowych, m.in. w Coral Bay w Australii czy Marsabit w Kenii. Układy FES pełnią także funkcję stabilizacyjną pracy sieci elektroenergetycznej, umożliwiając większą penetrację OZE w systemie elektroenergetycznym. Przykładem zastosowania układu FES do stabilizacji częstotliwości[100] przy zwiększonym udziale energii ze źródeł odnawialnych jest New York Independent System Operator (NYISO) w Stephentown w stanie Nowy Jork w USA. W obiekcie zastosowane zostało koło zamachowe o mocy 20 MW. Podobny zeroemisyjny układ o mocy 20 MW wybudowano w Hazle Township w Pensylwanii. Układy FES posiadają wysoką sprawność sięgającą 95% oraz żywotność do 20 lat, a liczba cykli pracy wynosi do 10 milionów. Układy FES posiadają niską gęstość wolumetryczną energii, do 80 Wh/L, przez co znalazły zastosowanie głównie podczas reakcji pierwotnej w celu zapewnienia stabilności działania sieci przy nagłych zmianach częstotliwości i napięcia. Koszty inwestycyjne układu FES o mocy 10 MW wynoszą 250–350 USD/kW mocy zainstalowanej i 3 000–10 000 USD/kWh pojemności magazynu. Najwyższą gęstość energii posiadają wysokoobrotowe bezwładniki FES (prędkość obrotowa powyżej 10 000 obr./min), gdzie wirnik wykonany jest z włókna węglowego, gęstość energii wynosi do 100 Wh/kg[109]. W perspektywie do roku 2025 spodziewany jest ponad dwukrotny wzrost udziału FES na rynku do poziomu ponad 2 GW[14].

Rekomenduje się bezwładnikowe magazyny (FES) do zastosowań w układach hybrydowych, m.in. z ogniwami paliwowymi, elektrochemicznymi (np. Li-ion), przepływowymi, superkondensatorami, małymi CAES oraz niskotemperaturowymi układami mikrokogeneracyjnymi. Układy FES znalazły także zastosowanie w systemach KERS/ERS (ang. *Kinetic Energy Recovery System / Energy Recovery System*) m.in. w bolidach formuły F1, hybrydowych układach napędowych pojazdów, układach napędowych pojazdów elektrycznych. Układy FES mogą znaleźć zastosowanie przy magazynowaniu energii ze źródeł odnawialnych (szczególnie elektrowni wiatrowych). Należy także zwrócić uwagę, że obecnie nie ma regulacji prawnych, w tym w Polsce, dotyczących wykorzystania FES z odnawialnymi źródłami energii, szczególnie w zastosowaniach prosumenckich na masową skalę. Wysoki potencjał rozwoju w Polsce – wsparcie dla rozwoju infrastruktury eksploatacyjnej dla pojazdów z napędem hybrydowym i elektrycznym.

Potencjalni interesariusze to m.in.: budownictwo (w tym prosumenci), transport drogowy. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań, technologia ta rozwijana jest m.in. na Politechnice Warszawskiej, Akademii Górniczo-Hutniczej, Politechnice Poznańskiej.

Wodór (H_2) to najlżejszy pierwiastek chemiczny, który w postaci czystej jest materiałem o niezwykle wysokiej gęstości energii, około trzykrotnie większej w porównaniu z benzyną i gazem ziemnym, oraz około pięciokrotnie wyższej w porównaniu z węglem kamiennym. Obecnie wodór jest wykorzystywany głównie jako surowiec przemysłowy, ale w ostatnich latach obserwuje się wzrost jego wykorzystania jako materiału energetycznego. Potencjalnie wodór może stanowić podstawowy i powszechny nośnik energii w przypadku rozwoju tzw. gospodarki wodorowej, która zakłada stopniowe odejście od wykorzystania paliw kopalnych na rzecz rozwiązań bezemisyjnych, charakteryzujących się znacząco wyższą sprawnością wytwarzania energii. Wykorzystanie wodoru jako materiału magazynującego energię jest praktycznie nieograniczone. Może on być stosowany jako magazyn dla zastosowań stacjonarnych oraz transportowych. Z powodzeniem zademonstrowano wytwarzanie wodoru w skali tysięcy ton rocznie w instalacjach produkujących gaz w formie sprężonej i ciekłej. Możliwe jest wytwarzanie wodoru pozbawione

[14] Grandviewresearch, https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/flywheel-energy-storage-market [dostęp: 17.11.2019].

śladu węglowego z zastosowaniem elektrolizerów wody lub pary wodnej (PtG), o ile będą one zasilane z odnawialnych źródeł energii, albo poprzez fotokatalityczny rozkład wody. Magazynowanie wodoru odbywa się głównie metodą wysokociśnieniową z wykorzystaniem kontenerów o ciśnieniu operacyjnym 200, 350 lub 700 barów, które są komercyjnie dostępne w rozwiązaniach stacjonarnych i transportowych. Przechowywanie wodoru możliwe jest również poprzez wzbogacanie gazu ziemnego wodorem na poziomie 5–20% (ang. hydrogen-enriched natural gas), w celu zwiększenia kaloryczności paliwa rozprowadzanego instalacją gazową. Konwersja wodoru do energii elektrycznej lub energii elektrycznej i ciepła odbywa się w ogniwach paliwowych (czysty wodór) lub w klasycznym procesie spalania (czysty wodór lub zmieszany z metanem), a generowana przy tym para wodna stanowi jedyny produkt reakcji. Koszty produkcji wodoru w układach PtG mieszczą się w przedziale 4–10 EUR/kg (0,10–0,25 EUR/kWh), zależnie od struktury i wielkości instalacji. Według IRENA[15] do 2050 r. 8% w końcowym zużyciu energii na świecie będzie stanowił wodór wytwarzany z OZE (19 eksadżuli; 1 EJ=10^{18} J).

W poniższej tabeli zaprezentowano ocenę wpływu na cykl życia dla 1 kg wodoru[16] w zastosowaniu do usług wsparcia sieci.

Kategoria wpływu	Jednostka	Elektroliza jednostkowa	Zestaw ogniw paliwowych	Transport drogowy	Transport promowy	Energia elektryczna/ gaz ziemny	Razem
Zmiana klimatu	kg CO_2 eq	1,78	3,4e-04	1,34e-03	5,23e-04	-9,59	-7,81
Zubożenie warstwy ozonowej	kg CFC-11 eq	1,1e-05	1,39e-10	2,48e-10	3,87e-11	-4,99e-12	1,10e-05
Toksyczność dla ludzi	CTUh	2,1e-06	3,08e-10	4,4e-10	2,86e-11	-5,24e-07	1,58-06
Zakwaszenie	molc H+ eq	6,93e-07	3,2e-06	9,31e-06	2,77e-06	-0,11	-0,11
Eutrofizacja	kg P eq	2,38e-05	5,35e-07	3,63e-06	6,62e-07	-3,15e-05	7,68e-04
Wyczerpywalność zasobów wodnych	Eq m^3 wody	0,1	-7,05e-06	2,07e-07	3,08e-05	0	0,1
Zubożenie zasobów mineralnych, kopalnych i odnawialnych	kg Sb eq	3,46e-07	6,48e-08	8,65e-08	1,43e-09	-1,48e-06	-9,78e-07

[15] IRENA, Global Energy Transformation – A roadmap to 2050, 2019.

[16] G.Z. Allan, S. Pedersen, Life cycle assessment of hydrogen production and consumption in an isolated territory, *Procedia CIRP*, 69, 2018, 529–533.

Poniższa tabela prezentuje ocenę wpływu na cykl życia dla 1 kg wodoru w zastosowaniu do usług transportowych i pojazdów[16].

Kategoria wpływu	Jednostka	Elektroliza jednostkowa	Pojazd hybrydowy	Transport drogowy	Transport promowy	Pojazdy elektryczne	Energia elektryczna, gaz ziemny	Pojazd z silnikiem Diesla	Zużycie oleju napędowego	Razem
Zmiana klimatu	kg CO_2 eq	1,78	3,31	1,34e-03	5,2e-04	-2,9	-15,6	-	-	-13,4
Zubożenie warstwy ozonowej	kg CFC-11 eq	1,1e-05	1,7e-06	2,5e-10	3,9e-11	-2,4e-07	-8,1e-12	-	-	1,2e-05
Toksyczność dla ludzi	CTUh	2,1e-06	1,0e-05	4,4e-10	2,9e-11	-6,3e-06	-8,52-07	-	-	5,1e-06
Zakwaszenie	molc H+ eq	6,9e-07	0,041	9,3e-06	2,8e-06	-0,022	-0,17	-	-	-0,15
Eutrofizacja	kg P eq	2,4e-05	5,4e-03	3,6e-06	6,6e-07	2,9e-04	-5,12e-03	-	-	3e-03
Wyczerpywalność zasobów wodnych	Eq m^3 wody	0,1	-0,023	2,1e-07	3,1e-05	-3,5e-03	0	-	-	0,07
Zubożenie zasobów mineralnych, kopalnych i odnawialnych	kg Sb eq	3,5e-07	2,2e-03	8,7e-08	1,4e-09	-2,1e-03	-2,4e-06	-	-	1,5e-04

Rekomenduje się magazynowanie wodoru (H_2) do zastosowania w sektorze transportowym, sezonowym magazynowaniu energii, uelastycznianiu działania sieci, a także w celu integracji sieci elektroenergetycznej z siecią gazową w myśl koncepcji *sector coupling*. Wysoki potencjał rozwoju w Polsce, zważywszy na fakt, że Polska jest piątym na świecie producentem wodoru, który jest wykorzystywany w przemyśle.

Potencjalni interesariusze to m.in.: spółki gazowe, spółki energetyczne, przemysł petrochemiczny. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań, m.in. w Instytucie Energetyki, Instytucie Maszyn Przepływowych, Politechnice Warszawskiej, Akademii Górniczo-Hutniczej, Politechnice Śląskiej, Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu, Politechnice Gdańskiej.

W przypadku wytwarzania wodoru i jego zatłaczania do sieci gazowej, rozwiązanie takie może być zastosowane, jednakże wymaga odpowiedniej ramy legislacyjnej, w szczególności w zakresie badania jakości wodoru przed jego doprowadzeniem do gazowych rurociągów przesyłowych lub dystrybucyjnych.

Chemiczne magazynowanie energii z wykorzystaniem technik PtX pozwala na syntezę szeregu nośników energetycznych, takich jak syntetyczny gaz ziemny SNG (wytwarzany w instalacjach PtG), syntetyczne paliwa płynne (PtL) lub amoniak (PtA), w procesie konwersji dwutlenku węgla do produktów handlowych z wykorzystaniem wodoru wytworzonego w procesie elektrolizy wody lub pary wodnej.

Ze względu na modułową konstrukcję, instalacje zaliczane do grupy PtX mogą być budowane w skali już od 10 kW do 20 MW. Należy jednak zaznaczyć, iż wielkość instalacji zależna jest od dostępności przyłącza elektrycznego i odpowiednich wolumenów energii elektrycznej do zasilania elektrolizerów. W przypadku układów PtG, PtL oraz PtA limitującym czynnikiem może być dostępność dwutlenku węgla, tlenku węgla lub azotu, które są substratami reagującymi z wodorem w procesie wytwarzania nośników energetycznych w postaci chemikaliów i paliw ciekłych lub gazowych.

Każdy z wytworzonych produktów ma walory energetyczne i stanowi formę magazynu energii. Najszersze zastosowanie może mieć produkcja metanu (SNG), który stanowić może nośnik energii dla systemów energetyki zawodowej, przemysłowej i rozproszonej, a także może stanowić paliwo transportowe dla pojazdów osobowych lub transportu zbiorowego. Instalacje PtX mogą współpracować z sieciami gazowymi, które stają się wówczas jednocześnie systemem magazynowania i dystrybucji paliw syntetycznych, stanowiących medium magazynujące energię. Instalacje PtX pozwalają zastąpić lub uzupełnić magazynowanie energii elektrycznej poprzez wykorzystanie instalacji, w których nakładem prądu elektrycznego wytwarza się ciekłe lub gazowe paliwa. Należy jednak podkreślić, że rozwiązania PtX wymagają systemów przechwytu i składowania do dalszego wykorzystania CO_2, będącego odpadem procesu spalania. W innym przypadku, technologia jest niekompatybilna z tworzeniem gospodarki neutralnej klimatycznie i w tym kontekście nie powinna mieć zastosowania.

Rekomenduje się Power-to-gas/Power-to-X (PtG/PtX) do zastosowania w układach wytwarzania SNG w sektorach m.in.: energetycznym, gazowniczym i transportowym.

Potencjalni interesariusze to m.in. spółki gazowe oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do tworzenia i wdrażania tego typu rozwiązań, m.in. w Instytucie Energetyki, Instytucie Maszyn Przepływowych, Politechnice Warszawskiej, Akademii Górniczo-Hutniczej, Politechnice Śląskiej, Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu. Obecnie na świecie, w tym także w Polsce, powstają pierwsze małe badawcze instalacje demonstracyjne, rozwijane m.in. przez PGE Energia Odnawialna, które w kolejnym kroku wymagać będą przeskalowania do wielkości 1 lub 10 MW.

Ogniwa galwaniczne (BES) to dobrze poznana metoda magazynowania energii elektrycznej w postaci połączonych ze sobą materiałów elektrodowych, wykazujących wzajemną różnicę potencjałów. Obecnie na rynku znajdują się akumulatory (ogniwa wtórne, wielokrotnego użytku) głównie trzech typów: kwasowo-ołowiowe (**PbA**), niklowo-wodorkowe (**NiMH**) oraz litowo-jonowe (**Li-ion**), a do niedawna popularne akumulatory niklowo-kadmowe (**NiCd**) są wycofywane z powodu konieczności wykorzystania kadmu, charakteryzującego się wysoką toksycznością. Rynek uzupełniają baterie (ogniwa pierwotne, jednorazowe) trzech głównych typów: cynkowo-manganowe, alkaliczne oraz litowe. Każdy z wymienionych tutaj typów ogniw galwanicznych ma swoje zalety, co sprawia, że istnieją zastosowania zarezerwowane dla każdego z nich. Ogniwa PbA są stosowane jako akumulatory rozruchowe w pojazdach z silnikami spalinowymi, posiadają wysoką recyklowalność (do 99%). Ogniwa NiMH najczęściej zasilają lampy błyskowe i są stosowane w napędach pojazdów hybrydowych. Akumulatory Li-ion są stosowane głównie przy magazynowaniu dobowym/dziennym, w elektronice osobistej i przemysłowej, transporcie (m.in. pojazdach elektrycznych, np. Tesla). Akumulatory te posiadają wysoką gęstość energii (obecnie do 250 Wh/kg) i sprawność do 97% oraz żywotność do 10 tysięcy cykli. Od 2010 r. widoczny jest trend spadkowy kosztów magazynowania z wykorzystaniem ogniw Li-ion. W perspektywie 2050 r. koszt magazynowania energii LCOS w całym cyklu życia dla ogniw Li-ion szacowany jest poniżej 95 USD/MWh (a prognozowany koszt inwestycyjny – poniżej 75 USD/kWh). Ogniwa Li-ion poddawane są recyklingowi do 80%.

W poniższej tabeli przedstawiono obecny oraz przyszły potencjał produkcji ogniw litowo-jonowych w Europie[17]. Między rokiem 2020 a 2028 budowę fabryki ogniw litowo-jonowych o łącznej pojemności energetycznej 35 GWh zadeklarowała także Tesla.

Kraj produkcji	Nazwa przedsiębiorstwa	Pojemność energetyczna [GWh]	Siedziba
Obecnie działające obiekty			
Węgry	Samsung SDI Co Ldt	2	Korea Południowa
Wielka Brytania	Nissan	1,4-1,5	Japonia
Francja	Bollore SA	0,5	Francja
Niemcy	Leclanche GmbH	0,1	Szwajcaria
Francja	SAFT	0,06 (3)	Francja
Finlandia	European Batteries Oy	0,03	Finlandia
Niemcy	Custom Cells	0,02	Niemcy
Obiekty w budowie, które mają rozpocząć produkcję do 2021 r.			
Polska	LG Chem Ltd	4 (2019), do 9-12	Korea Południowa
Włochy	SERI (FAAM)	0,2 (2019)	Włochy
Zapowiadane obiekty, które mają rozpocząć produkcję po 2021 r.			
Szwecja	NorthVolt AB	8 (2020), 32 (2023)	Szwecja
Węgry	SK Innovation	7,5 (2022)	Korea Południowa
Niemcy	CATL	14 (2022)	Chiny

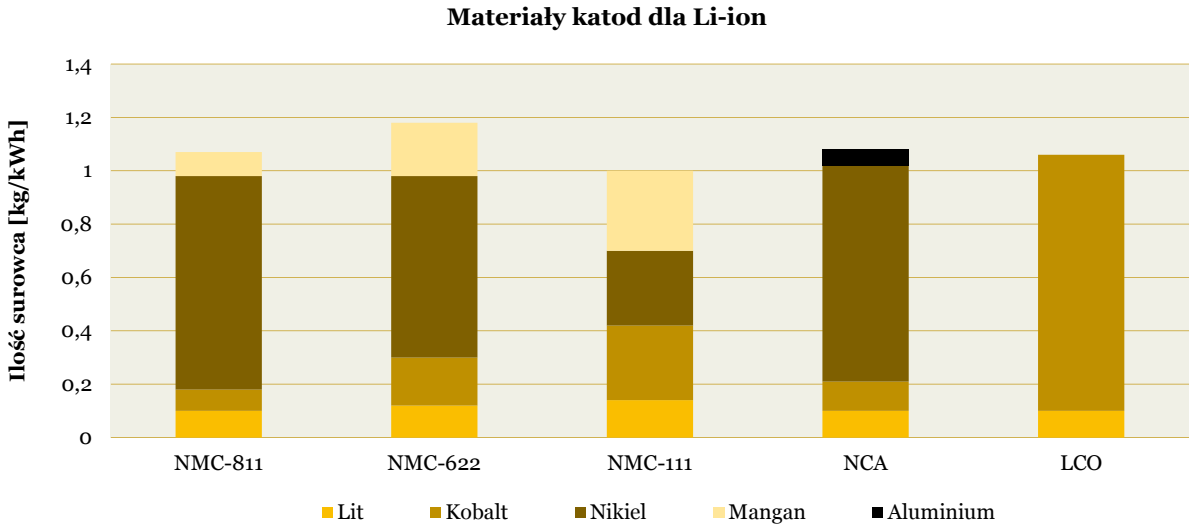
Kluczowymi surowcami do produkcji ogniw litowo-jonowych są: lit, kobalt, nikiel, magnez oraz aluminium. W poniższej tabeli zestawiono najczęściej stosowane materiały katod w akumulatorach litowo-jonowych oraz potencjalne zastosowanie rynkowe[17].

Główne materiały katod	Główne zastosowanie
Niklowo-manganowe z tlenkiem kobaltu (Nickel Manganese Cobalt oxide; NMC)	Pojazdy elektryczne, stacjonarne magazynowanie – usługi wsparcia sieci elektroenergetycznej, inne (hulajnogi, rowery, urządzenia medyczne)
Niklowo-kobaltowe z tlenkiem aluminium (Nickel Cobalt Aluminum oxide; NCA)	Pojazdy elektryczne, stacjonarne magazynowanie – usługi wsparcia sieci elektroenergetycznej, inne (urządzenia medyczne)
Litowe z tlenkiem kobaltu (Lithium Cobalt Oxide; LCO)	Urządzenia elektroniczne
Litowe z tlenkiem manganu (Lithium Manganese Oxide; LMO)	Elektronarzędzia, urządzenia medyczne
Litowo-żelazowo-fosforanowe (Lithium Iron Phosphate; LFP)	Pojazdy elektryczne, autobusy zeroemisyjne, stacjonarne magazynowanie – usługi wsparcia sieci elektroenergetycznej

[17] EU Joint Research Centre, EU JRC Science for policy report: Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications, 2018.

Katody niklowo-manganowo-kobaltowe (NMC-111) są stosowane w pojazdach elektrycznych, m.in.: Nissan Leaf, BMW i3, GM Chevrolet Bolt, oraz aplikacjach pamięci masowej, np. Powerwall Tesli. Obecnie przedsiębiorstwa, m.in. LG Chem BYD, SK innovation, zmniejszają zapotrzebowanie na kobalt poprzez wprowadzanie na rynek bogatych w nikiel katod NMC-811. Po 2025 r. upatrywane jest zastąpienie NMC-111 przez NMC-811. Kolejnym typem są katody niklowo-kobaltowe z tlenkiem aluminium, które zużywają o 65% mniej kobaltu niż NMC-111. Katody tego typu są produkowane przez Panasonic dla pojazdów elektrycznych marki Tesla. W latach 2011-2017 na rynku pojazdów elektrycznych ogniwa NMC stanowiły 53%, 46% stanowiły ogniwa NCA, natomiast LFP stanowiły pozostałą część rynku. W 2018 r. na rynku autobusów 88% stanowiły akumulatory LFP, pozostałą część – akumulatory NMC. Oczekiwane jest, że do 2028 r. katody NMC będą stanowiły 42%, a LFP 58% na rynku autobusów elektrycznych.

Na poniższym rysunku zaprezentowano strukturę surowców na katody, m.in.: NMC-111, NMC-622, NMC-811, NCA oraz LCO, wyrażoną w kilogramach, którą odniesiono do pojemności energetycznej wyrażonej w kWh.



Szacuje się, że do roku 2028 ogniwa Li-ion stanowić będą ponad 1,2 TWh na globalnym rynku, z czego zastosowanie ogniw w pojazdach elektrycznych wyniesie 1 TWh, w elektronice – 0,15 TWh, natomiast 0,1 TWh – w stacjonarnym magazynowaniu energii. Do roku 2040 oczekiwane jest pojawienie się blisko 600 milionów pojazdów elektrycznych na świecie[17]. Należy także dodać, że ogniwa stosowane w pojazdach po utracie 30% pojemności znajdą zastosowanie na rynku magazynów stacjonarnych, co w perspektywie do 2040 r. stanowić może nawet do 1,3 TWh.

W poniższej tabeli przedstawiono zestawienie światowej produkcji[46,18,19,20,21,22] litu, kobaltu, grafitu oraz ich rezerw geologicznych, ekonomicznie uzasadnionych do wydobycia.

[18] Graphite price, http://www.northerngraphite.com/about-graphite/graphite-pricing/ [dostęp: 02.11.2019].

[19] Manganium production, https://www.metalbulletin.com/Article/3856454/World-manganese-ore-production-hit-20mln-tonnes-in-2018-IMnI.html [dostęp: 02.11.2019].

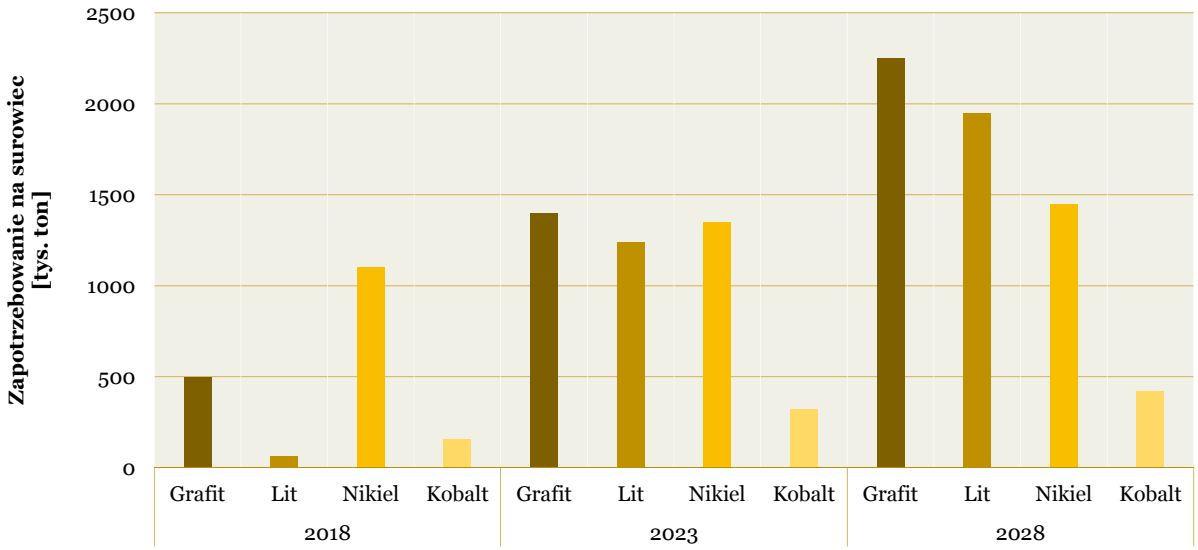
[20] Nickel price, https://markets.businessinsider.com/commodities/nickel-price [dostęp: 02.11.2019].

[21] Nickel reserves, https://seekingalpha.com/article/4246690-top-5-nickel-producers-smaller-producers-consider [dostęp: 02.11.2019].

[22] Manganese reserves, https://www.statista.com/statistics/264953/global-reserves-of-magnesium-by-major-countries/ [dostęp: 02.11.2019].

Nazwa surowca	2018		Światowe rezerwy [w tys. ton]
	Produkcja [w tys. ton]	Cena [USD/t]	
Kobalt	158,1	72 923	6 569
Lit	61,8	14 656	13 919
Grafit	895,6	1 200	306 700
Nikiel	2 300	15 355	81 000
Mangan	2 007	2 060	7 092 000

Na poniższym rysunku zaprezentowano zapotrzebowanie surowcowe do produkcji ogniw litowo-jonowych w perspektywie do roku 2028, obejmujące m.in. grafit, lit, nikiel i kobalt. W ciągu najbliższych 10 lat spodziewany jest ogromny wzrost zapotrzebowania na wszystkie kluczowe surowce w związku z oczekiwanym ponad sześciokrotnym wzrostem produkcji ogniw Li-ion z 290 GWh w 2018 r. do spodziewanych 1859 GWh w 2028 r.



Rekomenduje się ogniwa litowo-jonowe (Li-ion) przede wszystkim do zastosowania przy magazynowaniu dobowym/dziennym, w transporcie drogowym – w szczególności w pojazdach z napędem hybrydowym i elektrycznym. Technologia znajduje również zastosowanie w usługach wsparcia sieci (uelastycznienie działania sieci), lotnictwie i żegludze. W celu wydłużenia żywotności ogniw są łączone równolegle z superkondensatorami i OZE, m.in. ogniwami PV (zwiększona zostaje zdolność rozruchu w niskich/ujemnych temperaturach baterii Li-ion). Bardzo wysoki potencjał rozwoju w Polsce, szczególnie w sektorze transportu, usług wsparcia sieci i elektronice przemysłowej.

Potencjalni interesariusze to m.in.: transport drogowy (użytkownicy EV), spedycja, koncerny paliwowe (autonomiczne, off-grid, oparte na odnawialnych źródłach stacje ładowania pojazdów elektrycznych – wsparcie infrastruktury eksploatacyjnej dla EV), prosumenci. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań, m.in. na Politechnice Warszawskiej, Akademii Górniczo-Hutniczej, Politechnice Wrocławskiej, Uniwersytecie Warszawskim.

Rekomenduje się ogniwa kwasowo-ołowiowe/kompozytowe PbA/CLAB przede wszystkim do magazynowania sezonowego oraz dobowego, w sektorach m.in. transportu (pojazdy i maszyny robocze z napędem klasycznym opartym o silniki spalinowe), budownictwa (prosumenckie gospodarstwa domowe), lotnictwa oraz żeglugi. W celu wydłużenia żywotności ogniw, podobnie jak w przypadku Li-ion, są one łączone równolegle z superkondensatorami oraz OZE, m.in. ogniwami PV (zwiększona zostaje zdolność rozruchu w niskich/ujemnych temperaturach PbA/CLAB). Należy podkreślić, że CLAB posiadają wyższą gęstość energii niż PbA, przez co mogą znaleźć zastosowanie w pojazdach z napędem hybrydowym.

Potencjalni interesariusze to m.in.: transport drogowy (użytkownicy pojazdów z silnikami spalinowymi), spedycja, prosumenci. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań. Akumulatory CLAB są rozwijane m.in. na Uniwersytecie Warszawskim.

Baterie sodowo-siarkowe (NaS) to przede wszystkim zastosowanie przy uelastycznieniu działania sieci elektroenergetycznej oraz dobowym/dziennym magazynowaniu energii. Akumulatory NaS są rozwijane m.in. w Akademii Górniczo-Hutniczej.

Potencjalni interesariusze to m.in.: operatorzy sieci dystrybucyjnych, Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE).

Wanadowe ogniwa przepływowe (VRFB) to specyficzny typ akumulatorów elektrochemicznych, nieposiadający klasycznych stałych elektrod, tylko oddzielone od siebie elektrolity (anolit i katolit), których składniki ulegają reakcjom utleniania i redukcji (redoks). Elektrolity przechowywane są na zewnątrz celi elektrochemicznej i są przez nią pompowane podczas pracy ogniwa. Zużyte elektrolity można zregenerować przy użyciu tej samej instalacji. Ogniwa przepływowe mają tę zaletę, że ich moc i pojemność może być w łatwy sposób kontrolowana za pomocą odpowiedniego doboru elektrolitów, a ich kształt i rozmiar można dostosować do konkretnego urządzenia. Głównym zastosowaniem akumulatorów przepływowych są usługi wsparcia sieci oraz dobowe magazynowanie energii elektrycznej. Akumulatory przepływowe pracują z wydajnością ok. 85% i posiadają bardzo długą żywotność sięgającą 10 lat lub 120 000 cykli pracy, znacznie przewyższającą żywotność klasycznych ogniw galwanicznych, m.in.: Li-ion (do 10 000 cykli), PbA (do 1000 cykli) czy CLAB (do 1500 cykli). Koszty inwestycyjne dla ogniwa wanadowego to 600–1200 USD/kW mocy zainstalowanej oraz 150 do 1000 USD/kWh (przy produkcji 1 sztuki do zastosowań specjalnych wynosi 1000 USD/kWh, w przypadku produkcji masowej 150 USD/kWh). W perspektywie roku 2024[23] spodziewany jest intensywny, ponad dwukrotny wzrost udziału ogniw przepływowych na globalnym rynku, do poziomu ponad 1 GWh. W perspektywie roku 2027 Bushveld Minerals prognozuje wzrost udziału ogniw przepływowych na globalnym rynku do poziomu 27,5 GWh[24].

[23] Na podstawie danych od Sumitomo Electric, UniEnergy Technologies, Gildemeister, Primus Power, redT Energy Storage, EnSync Energy Systems, China Local Manufacturers Covered, Dalian Rongke Power: Marketintellica, https://www.marketintellica.com/report/MI97555-global-redox-flow-battery-industry-market [dostęp: 04.11.2019].

[24] Bushveld Minerals & Bushveld Energy: http://www.bushveldminerals.com/wp-content/uploads/2018/11/Energy-Storage-Vanadium-Redox-Flow-Batteries-101.pdf [dostęp: 03.11.2019].

Rekomenduje się wanadowe ogniwa przepływowe (VRFB) do zastosowania w usługach wsparcia sieci oraz dobowym magazynowaniu energii elektrycznej przy współpracy z OZE i infrastrukturą do ładowania pojazdów z napędem czysto elektrycznym. VRFB ma duży potencjał do uzyskania założonych celów zeroemisyjnych gospodarek, m.in. Niemiec. Wysoki potencjał rozwoju w Polsce.

Potencjalni interesariusze to m.in.: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD), koncerny paliwowe (rozwój autonomicznych, off-grid, opartych na odnawialnych źródłach stacji ładowania pojazdów elektrycznych – wsparcie infrastruktury eksploatacyjnej dla EV). Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań, m.in. na Politechnice Warszawskiej, Akademii Górniczo-Hutniczej.

Układy oparte o cewki nadprzewodzące (SMES) gromadzą energię elektryczną w polu magnetycznym. W wyniku obniżenia temperatury, materiał uzwojenia cewki osadzony w matrycy miedzianej lub aluminiowej ulega przemianie fazowej do fazy nadprzewodzącej (np. niobek tytanu, $NbTi_2$, poniżej 9,2 K), a zmagazynowany prąd może krążyć w cewce nadprzewodzącej[246,247]. Główne zastosowanie SMES to uelastycznienie usług sieciowych, m.in.: stabilizacja napięcia w mikrosieciach z OZE (np. elektrownie wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne). Szybki czas reakcji (rzędu milisekund) i wysoka gęstość mocy sprawiają, że układy SMES mogą znaleźć zastosowanie przy tzw. zimnym rozruchu, podobnie jak bezwładniki FES oraz superkondensatory, m.in. w układach zasilania awaryjnego, laserach, a także w obciążeniach indukcyjnych – przy ograniczeniu plazmy w reaktorach syntezy termojądrowej[249]. Układy SMES posiadają wysoką sprawność 95–98%. Głównymi wadami układów SMES są: wysokie samorozładowanie (rzędu 10–15%/dzień), niska gęstość energii (do 6 Wh/L) oraz ryzyko dla zdrowia ludzi przebywających w pobliżu silnego pola magnetycznego. Układy SMES w wyniku wytwarzania wysokiego pola magnetycznego wpływają na działanie znajdujących się w pobliżu urządzeń elektrycznych i elektronicznych. Koszty inwestycyjne plasują się na poziomie 200–500 USD/kW mocy zainstalowanej oraz od 5 000 do 72 000 USD/kWh[47,48,49,50,51].

Rekomenduje się cewki nadprzewodzące (SMES) do zastosowania przy stabilizacji napięcia w mikrosieciach z OZE, m.in. z elektrowniami wiatrowymi. Układy SMES mogą też pełnić funkcje przy reakcji pierwotnej (zapewnienie stabilności działania sieci przy nagłych zmianach częstotliwości i napięcia), podobnie jak bezwładnikowe układy (FES) oraz superkondensatory (UC/EDLC), a także umożliwić szybkie przywrócenie działania elektrowni po wystąpieniu przeciążenia sieci bez dodatkowego zewnętrznego zasilania (zimny rozruch). Ponadto mogą pełnić w przyszłości funkcję ochrony odbiorców przed krótkotrwałą utratą mocy, zmianą napięcia zasilania bądź częstotliwości. Rozwiązanie bardzo drogie, znajduje się w fazie badań, rozwijane m.in. w Instytucie Elektrotechniki, Politechnice Lubelskiej.

Potencjalni interesariusze to m.in.: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD).

Superkondensatory (UC/EDLC) są przykładem magazynu energii, który gromadzi ładunki elektryczne w obrębie podwójnej warstwy elektrycznej (ang. *Electrochemical Double Layer Capacitors*). Jako materiały na elektrody stosowane są węgle przewodzące o strukturze porowatej. Superkondensatory, podobnie jak bezwładniki FES oraz cewki nadprzewodzące SMES, służą do krótkoterminowego magazynowania energii z bardzo krótkim czasem reakcji (od milisekund). Znalazły zastosowanie we wsparciu dla usług sieciowych (przy stabilizacji napięcia i częstotliwości), w transporcie (w układach z silnikami spalinowymi w dużych ciężarówkach są łączone równolegle z akumulatorami lub też zastępują

jeden z akumulatorów w zestawie; przykładem są samochody ciężarowe w Australii). Znalazły też zastosowanie w pojazdach elektrycznych, gdzie łączy się je równolegle z akumulatorami Li-ion, stabilizując ich pracę (obciążenie prądowe). Superkondensatory posiadają wysoką żywotność (do miliona cykli), wysoką sprawność (do 97%), wysoką gęstość mocy (obciążalność prądowa do 2 100 A dla pojedynczego modułu), niskie koszty eksploatacji (~0,005 USD/kWh) i utrzymania (~6 USD/kW/rok). Głównymi ich wadami są: stosunkowo niska gęstość gromadzonej energii (do 5 Wh/kg) w porównaniu z akumulatorami Li-ion (250 Wh/kg), występujące samorozładowanie (~6,25%/miesiąc, 75%/rok), a także wykładnicza zmiana wartości napięcia przy rozładowaniu, co warunkuje zastosowanie układów energoelektronicznych. Koszty inwestycyjne kształtują się na poziomie 25–450 USD/kW mocy zainstalowanej oraz 3 000–20 000 USD/kWh[47,48,49,50,51]. Do roku 2026[25] spodziewany jest wzrost do poziomu do 0,5 GW superkondensatorów na globalnym rynku.

Rekomenduje się superkondensatory (UC/EDLC) do zastosowania we wsparciu dla usług sieciowych, w systemach zasilania awaryjnego, w sektorach transportu, żegludze morskiej i lotnictwie. Obecnie następuje intensywny rozwój hybrydowych magazynów energii, takich jak m.in. układ akumulator-superkondensator stosowany w rozruchu pojazdów lub układ bezwładniki FES-superkondensator stosowany do stabilizacji napięcia w mikrosieciach. Wysoki potencjał rozwoju w Polsce. Polska posiada odpowiednie zaplecze B+R do rozwoju technologii. Badania rozwojowe prowadzone są m.in. na Politechnice Warszawskiej, Akademii Górniczo-Hutniczej, Instytucie Elektrotechniki, Politechnice Lubelskiej.

Potencjalni interesariusze to m.in.: prosumenci, transport drogowy (w szczególności elektromobilność) i spedycja, lokalne klastry energetyczne, żegluga morska, lotnictwo, OSD.

Materiały zmiennofazowe (PCM) to substancje lub mieszaniny substancji wykazujące przejście fazowe w założonym zakresie temperatur, które są w stanie odwracalnie zmagazynować lub uwolnić energię cieplną, ulegając przemianie fazowej. Co bardzo istotne, temperatura materiału zmiennofazowego podlegającego przemianie fazowej pozostaje stała do momentu zakończenia tej przemiany. Ważne, aby ciepło przemiany fazowej było możliwie jak największe, a przewodnictwo cieplne materiału było możliwie jak najmniejsze, ponieważ tylko wówczas materiał zmiennofazowy będzie mógł szybko pochłonąć lub uwolnić znaczną ilość ciepła w temperaturze swojego przejścia fazowego. Główne zastosowanie materiałów zmiennofazowych to budownictwo (materiały konstrukcyjne w postaci paneli lub domieszek do betonów lub cementów), transport (wkłady termiczne przy transporcie substancji chemicznych i leków), przemysł i elektronika (konstrukcje obudów zapewniających stabilizację temperatury układu elektronicznego), turystyka i sport (wkłady termiczne do lokalnego ogrzewania ludzkiego ciała). Średni koszt materiałów zmiennofazowych wynosi 6 EUR/kg. W celu uzyskania różnicy temperatur na poziomie do 6–8°C stosuje się ok. 10 kg materiału PCM na 1 m² standardowego pomieszczenia (dla materiału PCM w postaci mikrokapsułek utajona pojemność cieplna wynosi 110 kJ/kg). Na 1 kWh należy użyć ok. 30 kg materiału PCM (~216 USD/kWh)[26]. Materiały zmiennofazowe posiadają wysoką żywotność, powyżej 1 miliona cykli, sprawność cyklu do 97%, dosyć wysokie koszty inwestycyjne 1 000–3 800 USD/kW (przeliczony z ekwiwalentu ciepła). Dla przykładowego domu w Wielkiej Brytanii[27] poprzez zastosowanie materiałów PCM uzyskano roczną oszczędność ciepła na poziomie 4GJ, co stanowiło osz-

[25] Growth Opportunities for the Global Supercapacitor Market 2017-2026: Trends, Forecast, and Opportunity Analysis, Lucintel, https://www.lucintel.com/supercapacitor-market-2017-2026.aspx [dostęp: 17.11.2019].

[26] Micronal PCM, https://www.maisonpassive.be/IMG/pdf/Micronal_EN.pdf [dostęp: 07.08.2019].

[27] A. Bland, M. Khzouz, T. Statheros, E.I. Gkanas, PCMs for Residential Building Applications: A Short Review Focused on Disadvantages and Proposals for Future Development, *Buildings*, 7, 2017, 78; doi:10.3390/buildings7030078.

czędność na poziomie 15% (261,42 USD/rok). Koszt instalacji z materiałami PCM zintegrowanymi ze ścianami budynku wyniósł 6450 USD. Zwrot z inwestycji bez subsydiów jest szacowany na poziomie 25 lat. W perspektywie do 2022 r.[28] spodziewany jest wzrost do blisko 2,51 GW, natomiast do 2024 r. do blisko 3,3 GW instalacji wykorzystujących PCM/MS oraz skoncentrowaną energię słoneczną.

Rekomenduje się materiały zmiennofazowe/stopione sole (PCM/MS) do zastosowania w budownictwie (dobowe magazynowanie energii), do wspomagania układów z odnawialnymi źródłami energii (poprawa sprawności ogniw fotowoltaicznych, które pracują w wysokich temperaturach), do poprawy sprawności układów kogeneracyjnych opartych na m.in. Organic Rankine Cycle (ORC), w transporcie (chłodzenie pakietu baterii w pojazdach elektrycznych), do chłodzenia/ogrzewania wnętrza pojazdów elektrycznych (wspomaganie pracy pompy ciepła). Wysoki potencjał rozwoju w Polsce, szczególnie w nowym, nisko- lub zeroemisyjnym budownictwie.

Potencjalni interesariusze to m.in.: budownictwo (deweloperzy), przemysł drogowy, zabudowy kontenerowe, pojazdy elektryczne (utrzymanie komfortu cieplnego ogniw elektrochemicznych). Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań, m.in. na Politechnice Warszawskiej, Akademii Górniczo-Hutniczej, w Uniwersytecie Warszawskim, Instytucie Chemii Przemysłowej. Przykładowe wsparcie dla wykorzystania PCM w budownictwie mogłoby zostać poparte równoważnymi programami jak „Czyste powietrze", w szczególności dla budynków nowo powstałych.

Magazynowanie ciepła (TES) jest znaną i bardzo dobrze rozwiniętą technologią znajdującą zastosowanie wszędzie tam, gdzie czas produkcji ciepła nie pokrywa się z zapotrzebowaniem na nie. Najbardziej rozpowszechnionymi rozproszonymi magazynami ciepła są zbiorniki wodne będące elementem domowych instalacji ciepłej wody użytkowej i centralnego ogrzewania. Instalacje te najczęściej ogrzewane są przy pomocy kotłów zasilanych gazem ziemnym, olejem opałowym lub drewnem/węglem. W ostatnich latach coraz częściej spotykanym rozwiązaniem jest również wykorzystanie kolektorów słonecznych do zasilania tego typu instalacji. Kolejną, dość rozpowszechnioną, rozproszoną metodą magazynowania ciepła jest wykorzystanie elektrycznych pieców akumulacyjnych. Z kolei najczęstszym sposobem krótkoterminowego magazynowania ciepła w sieciach ciepłowniczych jest wykorzystanie akumulacyjności samej sieci ciepłowniczej (magazynowanie w złądzie)[29]. Układy do magazynowania ciepła stosowane są zwykle w pobliżu konwencjonalnych elektrociepłowni, umożliwiając produkcję energii elektrycznej przy zmniejszonym zapotrzebowaniu na ciepło. Układy te stosuje się również w połączeniu z ciepłowniami słonecznymi. Z kolei układy do magazynowania chłodu znajdują zastosowanie w przypadku hoteli, budynków użyteczności publicznej, biurowców, centrów handlowych, w magazynach towarów wymagających przechowywania w niskiej temperaturze. Koszty inwestycyjne magazynów ciepła wynoszą 100–400 USD/kW mocy zainstalowanej oraz 3–130 USD/kWh pojemności magazynu (w zależności od zastosowanej technologii – technologie wykorzystujące naturalne warunki geologiczne są dużo tańsze niż zbiorniki sztuczne). Sprawność magazynów TES wykorzystujących wodę wynosi 50–90%[30,31]. Do roku 2025[32] spodziewany jest trzykrotny wzrost udziału TES na rynku w porównaniu do roku 2017 – do poziomu blisko 10 GW.

[28] Global Molten Salt Solar Energy Thermal Storage and Concentrated Solar Power (CSP) Market 2019 by Manufacturers, Regions, Type and Application, Forecast to 2024, https://www.marketandresearch.biz/report/100751/global-molten-salt-solar-energy-thermal-storage-and-concentrated-solar-power-csp-market-growth-2019-2024 [dostęp: 31.12.2019].

[29] M. Kouhia, T. Laukkanen, H. Holmberg & P. Ahtila, District heat network as a short-term energy storage, *Energy*, 177, 2019, 293–303.

[30] M. Kwestarz, Magazynowanie ciepła – rodzaje magazynów, *Czysta Energia*, 12, 2016, 29–35.

Rekomenduje się zasobniki ciepła (TES) do zastosowania przy magazynowaniu ciepła w pobliżu konwencjonalnych elektrociepłowni (umożliwiającym produkcję energii elektrycznej przy zmniejszonym zapotrzebowaniu na ciepło), w połączeniu z ciepłowniami słonecznymi (magazynowanie sezonowe i dobowe). W przypadku magazynów chłodu główne zastosowania to: hotele, budynki użyteczności publicznej, biurowce, centra handlowe, magazyny towarów wymagających przechowywania w niskiej temperaturze. W celu aktywacji prosumentów konieczne wydaje się zastosowanie rozproszonych układów TES. Dzięki temu mogą oni w pełni wykorzystywać potencjał swoich źródeł wytwórczych (odnawialnych lub nieodnawialnych).

Wysoki potencjał rozwoju w Polsce – rozproszone magazyny ciepła. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań, m.in. na Politechnice Warszawskiej, Akademii Górniczo-Hutniczej, w Instytucie Energetyki, Instytucie Maszyn Przepływowych.

Potencjalni interesariusze to m.in.: elektrociepłownie.

REKOMENDACJE DLA POLSKI:

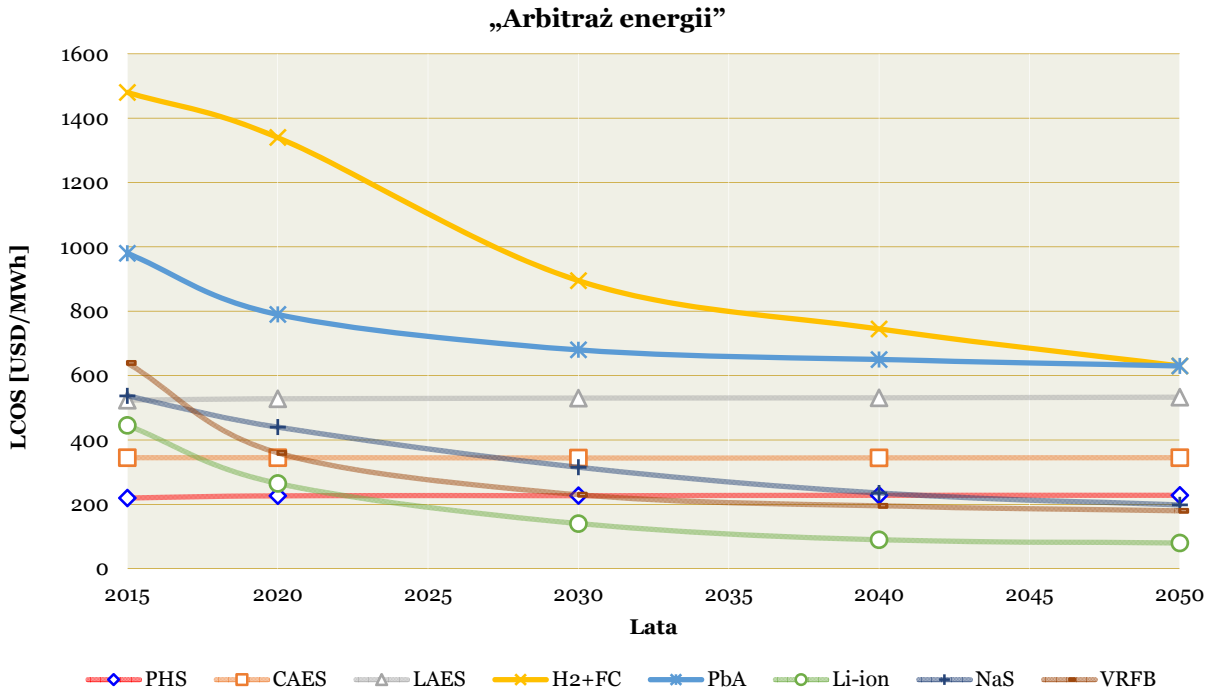
- **Zawarcie w krajowych dokumentach strategicznych informacji o perspektywicznych hybrydowych technikach magazynowania energii**, które posiadają łącznie więcej zalet niż każda z technik z osobna (BES-UC, VRFB-UC, BES-VRFB-UC etc.).
- **Określenie zasad wsparcia dla ww. technik** (z uwzględnieniem oddziaływania na środowisko, m.in. GHG, GWI, oraz cyklu życia), perspektywa gospodarki neutralnej klimatycznie.
- **Postawienie na autonomiczność infrastruktury opartej na magazynowaniu**, m.in. dla rozwoju elektromobilności.
- **Określenie potencjału rozwoju rodzimego rynku dot. recyklingu komponentów magazynów energii** w kontekście gospodarki o obiegu zamkniętym.
- **Określenie wymagań dla aktualnego i przyszłego stanu krajowych zdolności dotyczących organizacji utylizacji i recyklingu wyeksploatowanych komponentów magazynów energii**, m.in. akumulatorów pojazdów elektrycznych.
- **Stymulacja programami bodźcowymi w formie m.in. dotacji** (NFOŚiGW, ARiMR, BGK, PFR), programów na innowacje dla przedsiębiorstw, osób fizycznych etc.
- **Uzyskanie wzrostu bezpieczeństwa energetycznego państwa** poprzez rozwój rozproszonych magazynów energii z poszanowaniem zasobów naturalnych.
- **Określenie strategicznych programów badawczych i rozwojowych w zakresie innowacyjnych i perspektywicznych technologii magazynowania energii**, z położeniem nacisku na hybrydowe magazyny energii (m.in. NCBiR, NFOŚiGW, PFR).

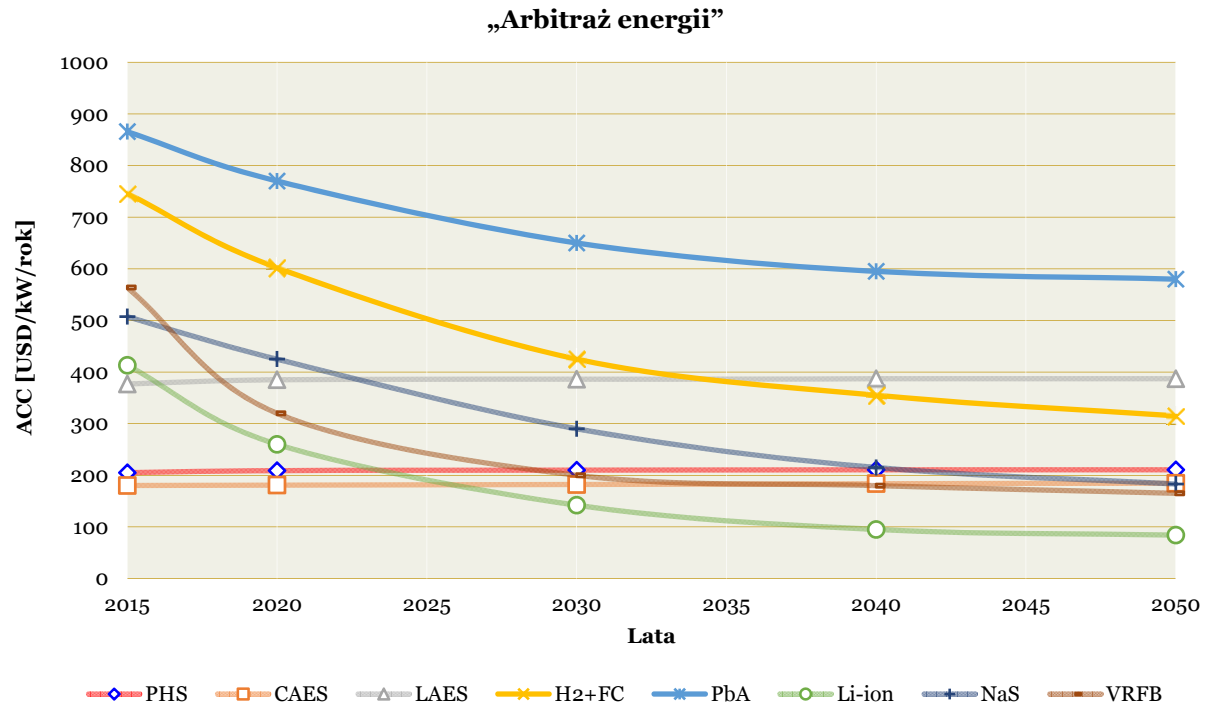
---

[31] I. Dincer, M.A. Ezan, Heat Storage: A Unique Solution for Energy Systems, Springer 2018.

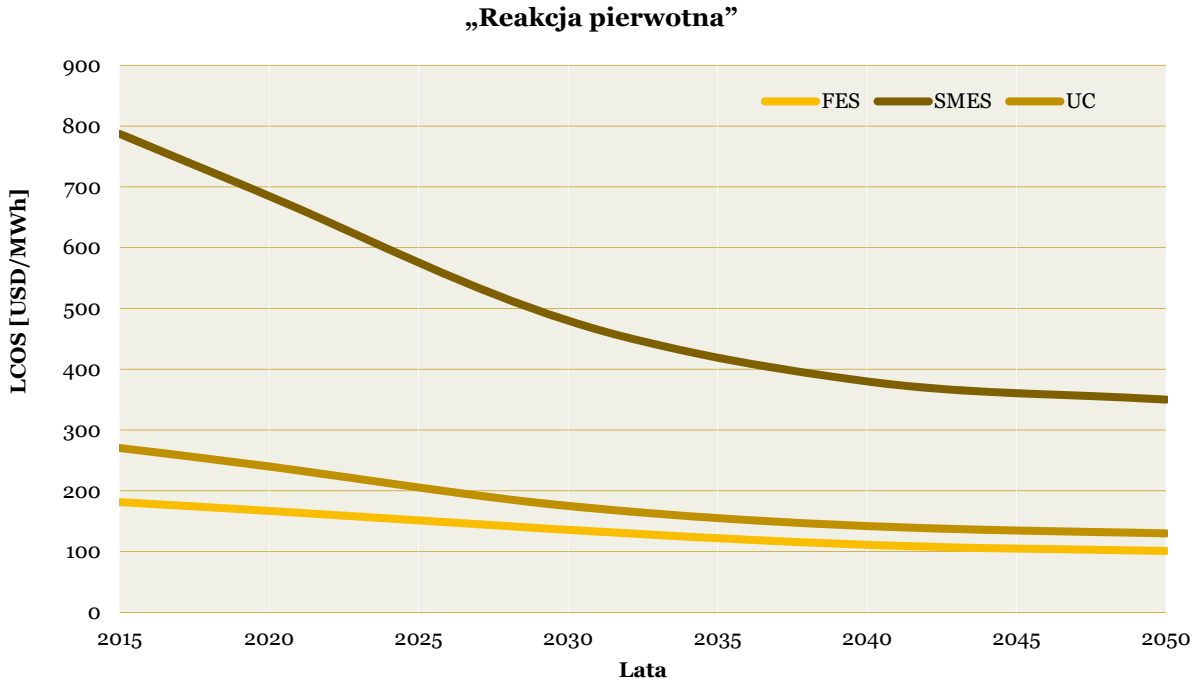
[32] Thermal Energy Storage Market Analysis By Type (Sensible Heat Storage, Latent Heat Storage, Thermochemical Heat Storage), By Technology, By Storage Material, By Application, By End-use, And Segment Forecasts, 2018–2025, https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/thermal-energy-storage-market.

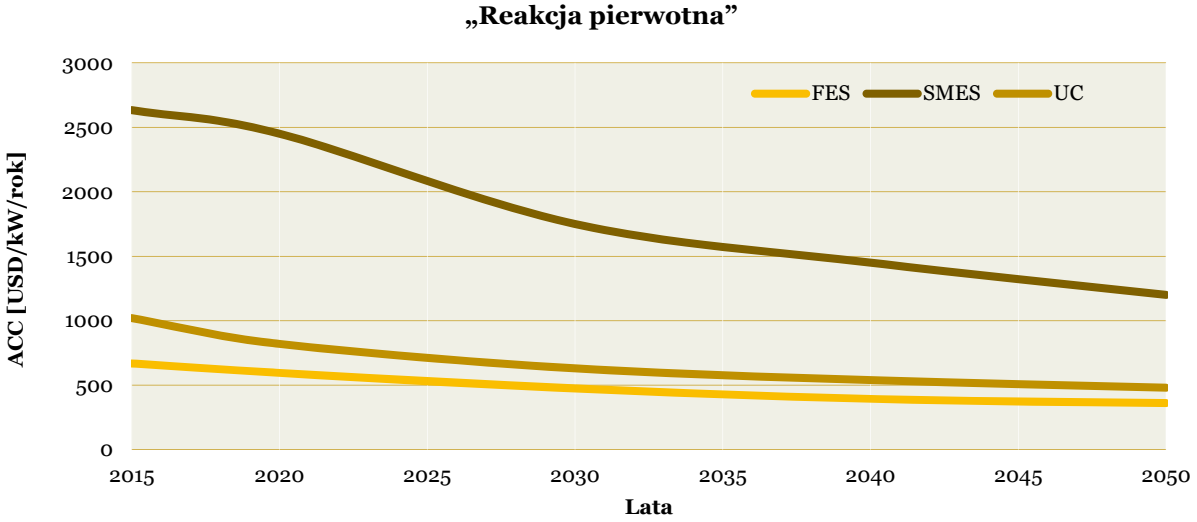
Na poniższych rysunkach zaprezentowane zostały zbiorcze wykresy projekcji zdyskontowanych kosztów magazynowania energii LCOS oraz rocznych kosztów mocy ACC w perspektywie od 2020 do 2050 r. Na szczególną uwagę zasługuje szacowany spadek kosztów dla akumulatorów Li-ion (w perspektywie 2050 r. LCOS poniżej 95 USD/MWh oraz ACC poniżej 90 USD/kW/rok. Poza technikami PHS, LAES, CAES oraz TES prognozowany jest spadek kosztów pozostałych technologii magazynowania energii w perspektywie roku 2050.



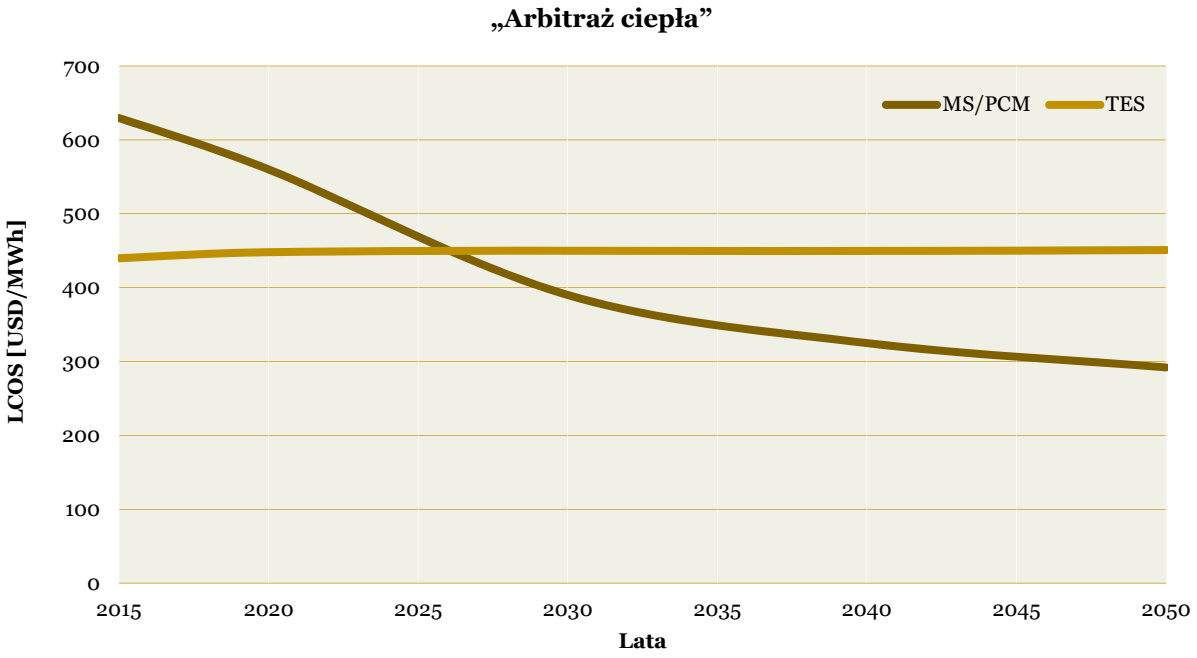


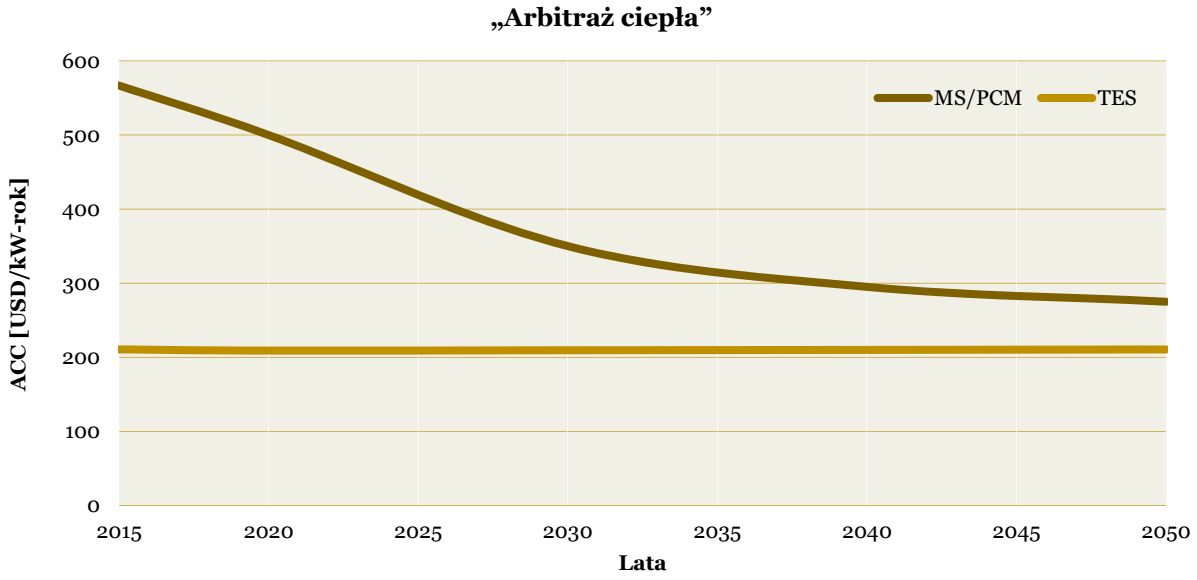
Poniższe rysunki przedstawiają zdyskontowane koszty magazynowania energii LCOS oraz zdyskontowane roczne koszty mocy ACC w zastosowaniu reakcji pierwotnej dla FES, UC oraz SMES. W perspektywie 2050 r. UC oraz FES będą konkurencyjne rynkowo (spadek kosztów o ponad 50%), jednak przewiduje się, że technologia SMES będzie zbyt droga do wdrożenia na rynek.



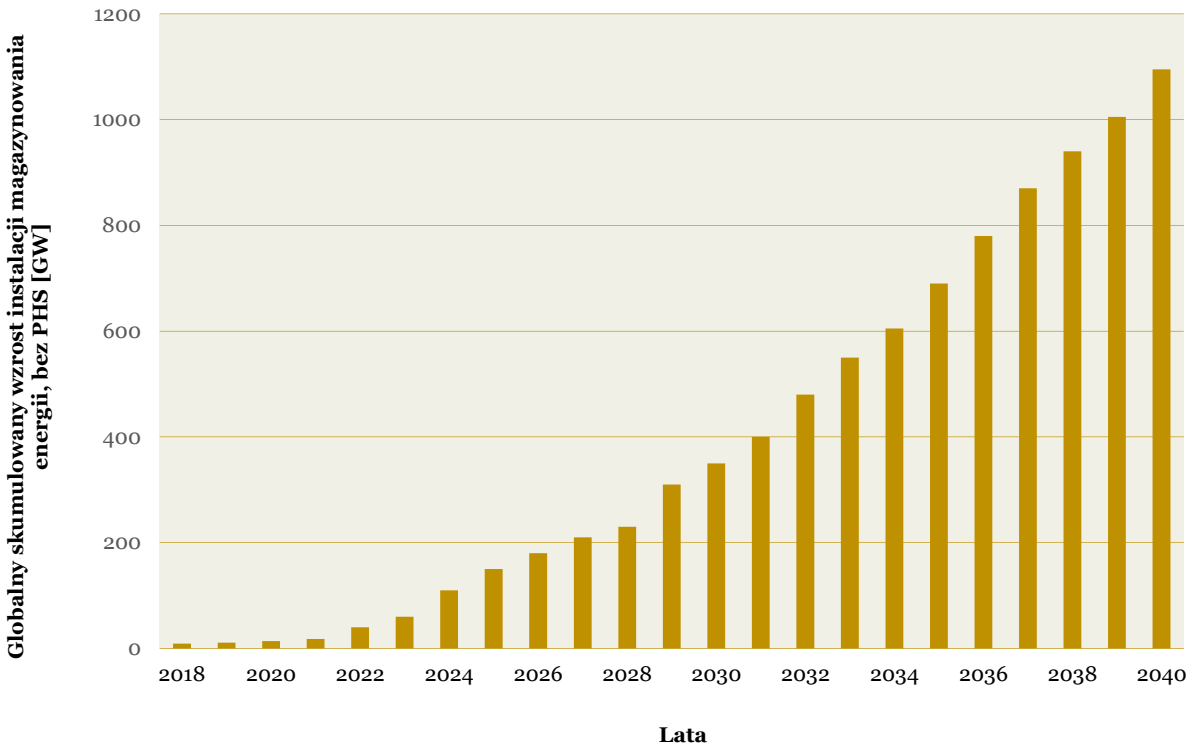


Poniżej zaprezentowano zdyskontowane koszty magazynowania energii LCOS oraz zdyskontowane roczne koszty mocy w zastosowaniu arbitrażu ciepła dla PCM/MF oraz TES. Technologia TES jest konkurencyjna rynkowo i stosowana. W perspektywie 2050 r. nie przewiduje się spadku wartości kosztów. W przypadku PCM/MF w perspektywie 2050 r. widoczny jest spadek LCOS oraz ACC o ponad 50% – ta technologia stanie się konkurencyjna rynkowo w perspektywie 2050 r.





Na poniższym rysunku zaprezentowano globalny skumulowany wzrost zapotrzebowania na magazynowanie energii w perspektywie do 2040 r. z wykluczeniem PHS[33,34,35]; stanowi to 122-krotny wzrost względem roku 2018 (zainstalowane 9 GW/17 GWh). Do 2040 r. prognozowany jest wzrost do poziomu 1095 GW (2850 GWh) mocy zainstalowanej na świecie bez PHS.



Należy stwierdzić, biorąc pod uwagę rozwój techniczno-ekonomiczny technologii magazynowania energii, że świat, w którym produkujemy energię wyłącznie ze słońca i wiatru, w dłuższej perspektywie jest możliwy.

[33] World Energy, https://www.world-energy.org/article/1125.html [dostęp: 01.11.2019].

[34] BloombergNEF, https://about.bnef.com/blog/energy-storage-620-billion-investment-opportunity-2040/ [dostęp: 01.11.2019].

[35] Green Car Congress, https://www.greencarcongress.com/2019/07/20190731-bnef.html [dostęp: 01.11.2019].

SPIS DEFINICJI

Adiabatyczny układ CAES – układ magazynujący energię przy pomocy sprężonego powietrza, który magazynuje również ciepło powstałe w wyniku sprężania, aby potem wykorzystać je w trakcie procesu rozprężania (w trakcie rozładowywania magazynu energii).

Adiabatyczny układ LAES – układ magazynujący energię przy pomocy ciekłego powietrza, który magazynuje również ciepło powstałe w wyniku sprężania, aby potem wykorzystać je w trakcie procesu rozprężania (w trakcie rozładowywania magazynu energii).

Arbitraż ciepła – kupno i przechowywanie energii elektrycznej do produkcji ciepła w niskiej cenie oraz sprzedaż ciepła w wysokiej cenie na rynku hurtowym lub detalicznym.

Arbitraż energii elektrycznej – kupno i przechowywanie energii elektrycznej w niskiej cenie, gdy jest jej za dużo na rynku, oraz sprzedaż w wysokiej cenie na rynku hurtowym lub detalicznym, gdy jest jej ograniczona ilość.

Autobus zeroemisyjny – „autobus wykorzystujący do napędu energię elektryczną wytworzoną z wodoru w zainstalowanych w nim ogniwach paliwowych bądź też wyłącznie silnik, którego cykl pracy nie prowadzi do emisji gazów cieplarnianych lub innych substancji objętych systemem zarządzania emisjami gazów cieplarnianych”[36].

Bezpieczeństwo energetyczne – „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”[38].

Diabatyczny układ CAES – układ magazynujący energię przy pomocy sprężonego powietrza, w którym ciepło powstałe w wyniku sprężania jest oddawane do otoczenia. W trakcie rozładowywania magazynu w układzie tym wykorzystywane jest dodatkowe paliwo w celu podgrzania sprężonego powietrza przed turbiną.

Diabatyczny układ LAES – układ magazynujący energię przy pomocy ciekłego powietrza, w którym ciepło powstałe w wyniku sprężania jest oddawane do otoczenia. W trakcie rozładowywania magazynu w układzie tym wykorzystywane jest dodatkowe paliwo w celu podgrzania powietrza przed turbiną.

Elektrownia węglowa – zakład przemysłowy wytwarzający energię elektryczną wykorzystujący energię spalania węgla kamiennego lub brunatnego.

Grawimetryczna gęstość energii – gęstość energii magazynowana w danej technologii odniesiona do jednostki masy magazynu (przykładowo kWh/kg).

Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii – „stanowi sumę mocy znamionowych czynnych (przy znamionowym współczynniku mocy $\cos\phi_n$) wszystkich urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tej instalacji”[37].

[36] Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych z dnia 11 stycznia 2018.

Magazynowanie energii elektrycznej – wykorzystanie odpowiedniego zestawu metod oraz technologii umożliwiających przechowywanie energii elektrycznej na dużą skalę w celu usprawnienia działania sieci elektroenergetycznej lub niezależności od sieci w przypadku prosumenckich mikroinstalacji off-grid opartych na odnawialnych źródłach energii (OZE) lub bilansowanie sieci oraz popytu/podaży.

Miks energetyczny – struktura produkcji i konsumpcji energii według kryterium nośników energii (m.in. prąd bądź olej napędowy) lub też sposobów wytwarzania. Jest jednym z indeksów przydatnych w badaniu bezpieczeństwa energetycznego.

Moc zainstalowana elektryczna – „należy [ją] rozumieć jako moc znamionową czynną (*rated power, nominal power*) określoną przez producenta, wyrażoną w [W] lub wielokrotnościach tej jednostki ([kW] lub [MW]), osiąganą przy znamionowym współczynniku mocy $\cos\phi_n$"[37].

Odbiorca końcowy – „odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz paliw gazowych zakupionych w celu ich zużycia na potrzeby przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego"[38].

Operator systemu dystrybucyjnego (OSD) – „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi"[38]. W Polsce operatorami OSD są: Energa Operator S.A., Enea Operator S.A., Tauron Dystrybucja S.A., PGE Dystrybucja S.A. oraz INNOGY STOEN Operator Sp. z o.o.

Operator systemu przesyłowego (OSP) – „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi". W Polsce operatorem OSP są Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE)[38].

Paliwa alternatywne – paliwa do napędu silników pojazdów samochodowych bądź jednostek pływających, które stanowią substytut dla paliw pochodzących z ropy naftowej bądź otrzymywanych w procesach jej przetwórstwa (oleju napędowego i benzyny). Do paliw alternatywnych zaliczane są: wodór, biopaliwa ciekłe, paliwa syntetyczne i parafinowe, sprężony gaz ziemny (ang. *Compressed Natural Gas*, CNG), w tym także z biometanu, skroplony gaz ziemny (ang. *Liquid Natural Gas*, LNG), w tym także pochodzący z biometanu, gaz płynny ropopochodny (ang. *Liquefied Petroleum Gas*, LPG).

Pojazd elektryczny (ang. *Battery Electric Vehicle*) – pojazd samochodowy wykorzystujący wyłącznie[39] ładowalne z zewnątrz ogniwa elektrochemiczne, m.in. Li-ion, NiMH, PbA, służące jako

---

[37] Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 60/2017 w sprawie stosowania pojęcia „mocy zainstalowanej elektrycznej", Warszawa, 21 sierpnia 2017.

[38] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, tekst ujednolicony na dzień 23.05.2019.

[39] Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych – przewodnik infograficzny, http://pspa.com.pl/assets/uploads/2018/11/RAPORT_PSPA_Przewodnik_po_ustawie_o_elektromobilnosci.pdf [dostęp: 05.09.2019].

wtórne źródła mocy. Pojazd elektryczny może służyć do transportu osób lub towarów, a także jako mobilny magazyn i źródło energii, tzw. *Vehicle to Grid* (V2G), czyli jako element zintegrowany z siecią elektroenergetyczną. Główna idea mobilnego magazynu energii polega na ładowaniu zestawu ogniw elektrochemicznych w godzinach poza szczytem, gdy cena energii elektrycznej jest niska (najtańsza), oraz późniejszym wykorzystaniu zmagazynowanej energii na potrzeby gospodarstwa domowego lub jej odsprzedaż do sieci elektroenergetycznej, gdy cena jest wysoka.

Pojazd hybrydowy (ang. *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*) – pojazd samochodowy o napędzie spalinowo-elektrycznym, w którym energia elektryczna jest akumulowana w odwracalnym ogniwie elektrochemicznym przez podłączenie do zewnętrznego źródła zasilania[40].

Pojazd napędzany gazem ziemnym – „pojazd samochodowy wykorzystujący do napędu sprężony gaz ziemny lub skroplony gaz ziemny, w tym pochodzący z biometanu”[36].

Pojazd napędzany wodorem – pojazd samochodowy wykorzystujący do napędu energię elektryczną wytworzoną z wodoru w zainstalowanych w nim ogniwach paliwowych[36], m.in. PEMFC (ang. *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*), lub wykorzystujący silnik spalinowy dostosowany do paliwa wodorowego (ang. *Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicle*, HICEV).

Prosument – producent energii elektrycznej będący jednocześnie jej konsumentem. Prosument zużywa energię na własne potrzeby, ale może również ją sprzedawać lub magazynować. Prosument może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej.

Prosument energii odnawialnej – odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną tylko i wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, na własne potrzeby w mikroinstalacji[40].

Punkt ładowania – urządzenie umożliwiające ładowanie pojedynczego pojazdu elektrycznego, pojazdu hybrydowego bądź autobusu zeroemisyjnego, a także miejsce, w którym wymienia się lub ładuje akumulator służący do napędu tego pojazdu[40].

Punkt ładowania o dużej mocy – „punkt ładowania o mocy większej niż 22 kW”[40].

Punkt ładowania o normalnej mocy – „punkt ładowania o mocy mniejszej lub równej 22 kW, z wyłączeniem urządzeń o mocy mniejszej lub równej 3,7 kW zainstalowanych w miejscach innych niż ogólnodostępne stacje ładowania, w szczególności w budynkach mieszkalnych”[40].

Reakcja/odpowiedź pierwotna – zapewnienie stabilności działania sieci przy nagłych zmianach częstotliwości i napięcia poprzez zastosowanie m.in. odpowiednich technologii magazynowania energii.

Spółdzielnia energetyczna – spółdzielnia prowadząca działalność na obszarze gminy wiejskiej albo miejsko-wiejskiej bądź też na obszarze nie więcej niż trzech tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą. Przedmiotem działalności spółdzielni energetycznej jest wytwarzanie energii elektrycznej, biogazu bądź ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej, biogazu bądź ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV bądź sieci dystrybucyjnej gazowej lub też sieci ciepłowniczej[40].

Stacja ładowania – „urządzenie budowlane obejmujące punkt ładowania o normalnej mocy lub punkt ładowania o dużej mocy, związane z obiektem budowlanym, lub wolnostojący obiekt budowlany z zainstalowanym co najmniej jednym punktem ładowania o normalnej mocy lub punktem

[40] Ustawa z dnia 19 lipca 2019 o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, http://g.ekspert.infor.pl/p/_dane/akty_pdf/DZU/2019/157/1524.pdf#zoom=90 [dostęp: 05.09.2019].

ładowania o dużej mocy – wyposażone w oprogramowanie umożliwiające świadczenie usług ładowania, wraz ze stanowiskiem postojowym”[40].

Wolumetryczna gęstość energii – gęstość energii magazynowana w danej technologii odniesiona do jednostki objętości magazynu (przykładowo kWh/L lub kWh/m^3).

Zdyskontowane koszty magazynowania energii LCOS [USD/MWh] – koszty życia odniesione do rocznego rozładowania wyrażonego w wolumenie energii elektrycznej w całym cyklu życia, uwzględniające: koszty inwestycyjne, koszty operacyjne (O&M), koszty wymiany, koszty utylizacji, koszty energii elektrycznej (ładowanie/rozładowanie).

Zdyskontowane koszty mocy (skorygowany koszt mocy – ACC [USD/kW/rok]) – koszty życia odniesione do rocznej mocy zainstalowanej w całym cyklu życia, uwzględniające: koszty inwestycyjne, koszty operacyjne (O&M), koszty wymiany, koszty utylizacji, koszty mocy nominalnej.

WYKAZ SKRÓTÓW

A-CAES	ang. *Adiabatic Compressed Air Energy Storage*, adiabatyczny magazyn energii sprężonego powietrza.
ACP-WDCAS	ang. *Wind diesel hybrid system with adiabatic air compression and storage at constant pressure,* hybrydowy układ turbina wiatrowa-generator z silnikiem diesla z adiabatycznym magazynem sprężonego powietrza przy stałym ciśnieniu.
ARiMR/ ARMA	ang. *The Agency for Restructuring and Modernisation of Agriculture*, Agencja Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa.
ATES	ang. *Aquifer Thermal Energy Storage*, magazyn energii cieplnej w warstwie wodonośnej.
AUD	ang. *Australian dolar*, dolar australijski.
BES	ang. *Battery Energy Storage*, bateryjne zasobniki energii.
BGK	ang. Bank Gospodarstwa Krajowego, Bank Gospodarstwa Krajowego.
BTES	ang. *Borehole Thermal Energy Storage*, magazyn energii cieplnej z odwiertu.
CAES/ C-CAES	ang. *Compressed Air Energy Storage/Conventional Compressed Air Energy Storage*, magazyny energii sprężonego powietrza.
CAPEX	ang. *Capital expenditure*, nakłady inwestycyjne.
CHP	ang. *Combined Heat and Power*, kogeneracja – skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej.
CLAB	ang. *Composite lead-acid battery,* kompozytowy akumulator ołowiowo-kwasowy.
CO	ang. *Carbon monoxide*, tlenek węgla.
CO_2	ang. *Carbon dioxide*, dwutlenek węgla.
CO_2eq	ang. *Carbon dioxide equivalent*, ekwiwalent dwutlenku węgla, podawany w celu łatwiejszego porównania wpływu CO_2 z wpływem innych gazów cieplarnianych na klimat.
CTES	ang. *Cavity Thermal Energy Storage*, wnękowy magazyn energii cieplnej.
D-CAES	ang. *Diabatic Compressed Air Energy Storage*, diabatyczne magazyny energii sprężonego powietrza.
DOE	ang. *US Department of Energy*, Departament Energii Stanów Zjednoczonych.
DSM	ang. *Demand Side Management*, zarządzanie stroną popytową.
DSR	ang. *Demand Side Response*, reakcja strony popytowej.
EDLC	ang. *Electrostatic Double-layer capacitor,* kondensator elektrostatyczny z warstwą podwójną.
EU/UE	ang. *European Union*, Unia Europejska.
EUR	ang. *Euro*, euro.
FC	ang. *Fuel Cells*, ogniwa paliwowe.

FES	ang. *Flywheel energy storage*, bezwładnikowe magazyny energii.
FOM	ang. *Fixed Operation and Maintenance costs*, stałe koszty eksploatacji i utrzymania.
GHG	ang. *Greenhouse gases*, gazy cieplarniane.
GW	ang. *Gigawatt*, gigawat.
GWe	ang. *Electric gigawatt*, gigawat mocy elektrycznej.
HENG	ang. *Hydrogen-Enriched Natural Gas*, gaz ziemny wzbogacony wodorem.
HICEV	ang. *Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicle*, pojazd zasilany wodorowym silnikiem spalinowym.
HTSC	ang. *High-temperature superconductivity*, nadprzewodnictwo wysokotemperaturowe.
IEA	ang. *International Energy Agency*, Międzynarodowa Agencja Energetyczna.
IRENA	ang. *International Renewable Energy Agency*, Międzynarodowa Agencja Odnawialnych Źródeł Energii.
kW	ang. *Kilowatt*, kilowat.
kWe	ang. *Electric kilowatt*, kilowat mocy elektrycznej.
kWh	ang. *Kilowatt-hour*, kilowatogodzina.
LAES	ang. *Liquid Air Energy Storage*, magazyny energii ciekłego powietrza.
LCA	ang. *Life Cycle Assessment*, ocena cyklu życia.
LCO	ang. *Lithium Cobalt Oxide batteries* ($LiCoO_2$), baterie litowo-kobaltowe.
LCOE/LEC	ang. *Levelized Cost of Energy/Levelized Energy Cost*, uśredniony koszt energii elektrycznej.
LCOS	ang. *Levelized Cost of Storage,* zdyskontowane koszty magazynowania energii.
LFP	ang. *Lithium iron phosphate battery*, baterie litowo-żelazowo-fosforanowe ($LiFePO_4$).
LHS	ang. *Latent Heat Storage*, magazynowanie ciepła w przemianach związanych ze zmianą stanu skupienia czynnika.
Li-ion	ang. *Lithium-ion battery,* akumulator litowo-jonowy.
LMO	ang. *Lithium Manganese Oxide*, tlenek litowo-manganowy ($LiMn_2O_4$).
LTO	ang. *Lithium Titanium Oxide*, tlenek litowo-tytanowy (Li_2TiO_3).
LTSC	ang. *Low-temperature superconductivity*, nadprzewodnictwo wysokotemperaturowe.
HES	ang. *Hydrogen Energy Storage*, magazyny wodoru.
MCFC	ang. *Molten Carbonate Fuel Cell*, ogniwo paliwowe ze stopionym węglanem.
$MtCO_2eq$	ang. *Metric ton of carbon dioxide equivalent*, metryczna tona ekwiwalentu CO_2.
MW	ang. *Megawatt*, megawat.
MWe	ang. *Megawatt electrical*, megawat mocy elektrycznej.
MWh	ang. *Megawatt-hour*, megawatogodzina.
MW_t	ang. *Thermal megawatt*, megawat mocy w cieple.
NaS	ang. *Sodium-sulfur battery*, akumulator sodowo-siarkowy.
NER	ang. *Net Energy Ratio*, współczynnik energii netto.
NFOŚiGW	ang. *National Fund for Environmental Protection and Water Management*, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
NiCd	ang. *Nickel-cadmium battery*, akumulator niklowo-kadmowy.

NiMH	ang. *Nickel metal hydride*, akumulator niklowo-wodorkowy.
NMC	ang. *Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide*, tlenek litowo-niklowo-manganowo-kobaltowy.
OPEX	ang. *Operational Expenditure*, koszty operacyjne.
OZE	ang. *Renewable Energy Sources*, Odnawialne Źródła Energii.
P2G/PtG	ang. *Power-to-gas*, magazynowanie energii elektrycznej w postaci energii chemicznej (w formie gazu ziemnego lub wodoru).
PbA	ang. *Lead-acid battery*, akumulator ołowiowo-kwasowy.
PCM	ang. *Phase-Change Material*, materiał zmiennofazowy.
PEFC	ang. *Polymer Electrolyte Fuel Cell*, ogniwo paliwowe z polimerowym elektrolitem.
PEM	ang. *Proton Exchange Membrane*, protonowe ogniwa paliwowe.
PFR	ang. *Polish Development Fund*, Polski Fundusz Rozwoju.
PHS	ang. *Pumped hydro energy storage*, elektrownia szczytowo-pompowa.
PSE S.A.	ang. *Polish Power System*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PV	ang. *Photovoltaic module*, moduł fotowoltaiczny.
SF	ang. *Solar Fuel*, paliwo słoneczne.
SMES	ang. *Superconducting Magnetic Energy Storage*, nadprzewodnikowy zasobnik energii.
SHS	ang. *Sensible Heat Storage*, magazynowanie ciepła jawnego.
SNG	ang. Synthetic Natural Gas, syntetyczny gaz ziemny.
SOE	ang. *Solid Oxide Electrolyzer*, elektrolizer stałotlenkowy.
SOFC	ang. *Solid Oxide Fuel Cell*, stałotlenkowe ogniwo paliwowe.
TES	ang. *Thermal Energy Storage*, magazyn energii cieplnej.
TRL	ang. *Technology Readiness Level*, poziom gotowości technologii.
TTES	ang. *Tank Thermal Energy Storage*, zbiornikowy magazyn energii cieplnej.
TWh	ang. *Terawatt hour*, terawatogodzina.
UC	ang. *Ultracapacitor*, superkondensator.
URE	ang. *Energy Regulatory Office*, Urząd Regulacji Energetyki.
USD	ang. *United States dollar*, dolar amerykański.
VOM	ang. *Variable Operation and Maintenance costs*, zmienne koszty eksploatacji i utrzymania.
VRFB	ang. *Vanadium redox flow batteries*, wanadowe baterie przepływowe typu redoks (od ang. *reduction – oxidation*, redukcja – utlenianie).
WTG	ang. *Wind turbine generator*, turbina wiatrowa.
WWF	ang. *World Wide Fund for Nature*, Światowy Fundusz na rzecz Ochrony Przyrody.
ZnBr	ang. *Zinc-bromine flow battery*, bateria przepływowa cynkowo-bromowa.
Zn-MnO_2	ang. *Zinc manganese oxide battery*, bateria cynkowo-manganowa.

1. WSTĘP

1.1. EUROPEJSKA POLITYKA

Z uwagi na postępującą zmianę klimatu, w 2015 r. 195 krajów odpowiadających wspólnie za 99,75% globalnych emisji gazów cieplarnianych (m.in. dwutlenku węgla, CO_2) podpisało Porozumienie_paryskie[41]. Kraje te zobowiązały się do podjęcia starań w celu długoterminowego utrzymania wzrostu średniej temperatury, nie wyższego niż 2°C powyżej poziomu temperatury sprzed okresu uprzemysłowienia, dążąc do wartości 1,5°C, a także do zahamowania i redukcji emisji gazów cieplarnianych. W Unii Europejskiej przyjęte zostały cele szczegółowe dotyczące emisji CO_2 w perspektywie, odpowiednio[42]:

- do 2020 r. – zmniejszenie emisji CO_2 o 20% w porównaniu z rokiem 1990,
- do 2030 r. – zmniejszenie emisji CO_2 o 40% w porównaniu z rokiem 1990,
- do 2050 r. – zmniejszenie emisji CO_2 o 80% lub nawet 95% w porównaniu z rokiem 1990.

Aktualnie (październik 2019) trwają też dyskusje na poziomie UE nad celem neutralności klimatycznej UE do 2050 r. Powrót tego celu przedstawiono na spotkaniu Rady Europejskiej 12 i 13 grudnia 2019 r. Jednocześnie, w ramach prac nowej Komisji Europejskiej i „Nowego Zielonego Ładu dla Europy", trwa dyskusja nad podwyższeniem celu redukcji emisji gazów cieplarnianych do 50% lub 55% do 2030 r. względem 1990 r.

Zużycie energii i emisja dwutlenku węgla są ze sobą bezpośrednio powiązane i wpływają na zmiany klimatu. W celu przeciwdziałania zmianie klimatu niezbędne jest przejście z systemu scentralizowanego, opartego na paliwach kopalnych, na system zdecentralizowany, wykorzystujący zasoby źródeł odnawialnych w systemach energetyki rozproszonej. Równocześnie duże znaczenie dla poprawy wykorzystania energii w gospodarce światowej ma prowadzenie termomodernizacji budynków, odpowiednia gospodarka materiałami, a także optymalizacja wykorzystania energii w ujęciu całościowym – od wydobycia surowców do zagospodarowania produktów przemian w instalacjach energetycznych. Działania na rzecz stopniowego wdrażania gospodarki o obiegu zamkniętym służą poprawie wykorzystania materiałów krytycznych, których ograniczona dostępność może skutkować drastycznym wzrostem cen wybranych technologii energetycznych lub procesów przemysłowych. Na terenie Unii Europejskiej produkcja, przetwarzanie i wykorzystanie energii odpowiadają za ok. 79% emisji gazów cieplarnianych. Należy podkreślić, iż największa część emisji pochodzi z sektorów transportowego (ok. 900 $MtCO_2eq$), rolniczego, budowlanego oraz ciepłownictwa, co stanowi w sumie 60% emisji CO_2 w całej UE.

W celu przejścia na gospodarkę niskoemisyjną Unia Europejska wyznaczyła wartości docelowe, które określają udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii, wynoszący odpowiednio w perspektywie:

[41] Porozumienie Paryskie (Paris Agreement), ONZ, 2015 (art. 2 par. 1a & art. 4 par. 4).

[42] EEA Report, Trends and projections in Europe 2018. Tracking progress towards Europe's climate and energy targets, 16, 2018, ISSN 1977-8449, 8–13, 14–17.

- do 2020 r. – 20%[43],
- do 2030 r. – 32%[44].

Wartości te obejmują energię pochodzącą ze źródeł odnawialnych, która jest wykorzystywana do m.in. ogrzewania i chłodzenia, w transporcie, wytwarzaniu elektryczności. Należy podkreślić, że przepisy dyrektywy 2009/28/WE nakładają na państwa członkowskie UE obowiązek równoczesnego rozwoju i rozbudowy techniki oraz obiektów pozwalających na magazynowanie energii, głównie w celach: stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego, rozwoju społeczeństwa prosumenckiego, a także rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych dla pojazdów, w szczególności z napędem elektrycznym[45], oraz zwiększenia możliwości przyłączeniowych odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej.

W przypadku transportu Unia Europejska określiła cele szczegółowe dotyczące udziału energii z OZE, wykorzystywanej w transporcie w perspektywie:

- do 2020 r. – 10%[43],
- do 2030 r. – 14%[44].

W latach 2017–2018 energia elektryczna ze źródeł odnawialnych pochodziła głównie z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, a w obu tych sektorach zaobserwowano znaczący wzrost produkcji. W 2017 r. farmy wiatrowe wyprodukowały w sumie 1 128 TWh energii elektrycznej, a w 2018 r. aż 1 270 TWh, co stanowiło przyrost o 12,59% względem roku poprzedniego. Z kolei w instalacjach fotowoltaicznych łączna światowa produkcja energii elektrycznej w 2017 r. wyniosła 453,5 TWh, a w roku następnym wzrosła do 584,6 TWh, co stanowiło wzrost o 28,91% rok do roku[46]. Z uwagi na ograniczoną przewidywalność pracy i dobową zmienność profilu obciążenia OZE, zrównoważony rozwój powinien jednoczenie uwzględniać konieczność wsparcia tych technologii dedykowanymi magazynami energii. To pozwoli na zwiększenie efektywnego rocznego czasu wykorzystania instalacji OZE, a w efekcie wzrost udziału alternatywnych, czystych źródeł energii w ogólnym bilansie energetycznym.

1.2. PRZEGLĄD TECHNIK MAGAZYNOWANIA ENERGII

W literaturze magazyny energii nazywane są też zasobnikami energii. W zależności od typu magazynowanej energii (np. mechaniczna, elektrochemiczna, elektryczna, chemiczna, cieplna) dokonuje się klasyfikacji magazynów energii ze względu na postać magazynowanej energii (tabela 1).

[43] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (par. 13, s. L 140/17).

[44] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (par. 8, s. L 328/83; art. 25, s. L 328/125).

[45] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (par. 23, 27-30, 33, ss. L 307/4 i L 307/5).

[46] BP, Statistical Review of World Energy – all data, 1965-2018, https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html, sheet name: Renewables Generation by source.

Tabela 1. Klasyfikacja rodzajów energii i technik jej magazynowania[47,48,49,50,51]

Techniki magazynowania energii – postaci energii magazynowanej		
Mechaniczna	**Elektrochemiczna**	**Elektryczna**
• Elektrownie szczytowo-pompowe (PHS) • Sprężone powietrze (CAES) • Ciekłe powietrze (LAES) • Koła zamachowe (FES)	• Ogniwa galwaniczne (BES), m.in.: PbA, CLAB, NiMH, Li-ion • Ogniwa przepływowe typu redoks (VRFB)	• Superkondensatory (UC/EDLC) • Cewki nadprzewodzące (SMES)
Chemiczna + ogniwa paliwowe	**Cieplna**	
• Wodór • Gaz syntetyczny (SNG) i syntetyczne paliwa płynne • Ogniwa paliwowe ze zbiornikami sprężonego wodoru, m.in.: PEM, MCFC, SOFC	• Materiały zmiennofazowe (m.in.: PCM, stopione sole) • Niskotemperaturowe zasobniki ciepła (LT-TES) • Wysokotemperaturowe zasobniki ciepła (HT-TES)	

W niniejszym raporcie, przygotowanym na zlecenie Fundacji WWF Polska, przedstawione zostały najistotniejsze sposoby magazynowania energii z uwzględnieniem m.in.: zasad ich działania, wpływu na środowisko, ograniczeń surowcowych i technologicznych towarzyszących ich rozwojowi, skalowalności technologii oraz barier technologicznych, głównych wskaźników techniczno-ekonomicznych, w tym poziomu kosztów przechowywania energii. W niniejszym opracowaniu przedstawiono m.in.:

1. Elektrownie szczytowo-pompowe (PHS),
2. Magazynowanie sprężonego powietrza (CAES),
3. Magazynowanie ciekłego powietrza (LAES),
4. Bezwładniki energii kinetycznej (FES),
5. Wodór jako chemiczny magazyn energii oraz ogniwa paliwowe (m.in.: PEM, MCFC, SOFC),
6. Chemiczne magazyny energii, obejmujące instalacje Power-to-X (PtX), w których wytwarzany jest metan (PtN), paliwa płynne (PtL) lub amoniak (PtA),
7. Ogniwa elektrochemiczne (BES), m.in.: litowo-jonowe (Li-ion), niklowo-wodorkowe (NiMH), kwasowo-ołowiowe (PbA, CLAB), sodowo-siarkowe (NaS),
8. Ogniwa przepływowe, m.in. wanadowe ogniwa przepływowe typu redoks (VRFB),
9. Superkondensatory (UC/EDLC),
10. Cewki nadprzewodzące (SMES),
11. Materiały zmiennofazowe akumulujące ciepło (m.in.: PCM, stopione sole),
12. Zasobniki ciepła (m.in.: TES) i chłodu (nisko-, średnio- oraz wysokotemperaturowe).

[47] M.C. Argyrou, P. Christodoulides, S.A. Kalogirou, Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 2018, 804–821.

[48] L. Dusonchet, S. Favuzza, F. Massaro, E. Telaretti, G. Zizzo, Technological and legislative status point of stationary energy storages in the EU, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101, 2019, 158–167.

[49] S. Hajiaghasi, A. Salemnia, M. Hamzeh, Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review, *Journal of Energy Storage*, 21, 2019, 543–570.

[50] M. Aneke, M. Wang, Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review, *Applied Energy*, 179, 2016, 350–377.

[51] J. Wang, K. Lu, L. Ma, J. Wang, M. Dooner, S. Miao, J. Li, D. Wang, Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development, *Energies*, 10, 2017, 991, doi:10.3390/en10070991.

W tabeli 2 zaprezentowano główne, zbiorcze charakterystyki techniczne rozważanych w niniejszym raporcie technik magazynowania energii, m.in.: gęstość energii, zakres mocy, żywotność, trwały czas przechowywania energii, czas rozładowania, liczba cykli pracy, sprawność cyklu, a także dojrzałość technologii (TRL – poziom gotowości technologicznej).

Tabela 2. Techniczne charakterystyki magazynów energii[30,31,51,52,53,54,97]

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
PHS (Elektrownie szczytowo-pompowe)	0,5-2	30-5 000	h – m-ce	40-60	1-24 h	10 000-35 000	~70-85	Dojrzała/wdrożona
FES (Bezwładniki/koła zamachowe)	20-80	0,1-20	s – min	15-20	1 s – 15 min	~20 000-10 000 000	~89-95	Wczesna komercja/wdrożona
Duże CAES (Magazyny sprężonego powietrza)	2-6	≥300	h – m-ce	20-40	1-24 h+	8 000-17 000	~42-54 (~70% dla A-CAES)[13]	Skomercjalizowana /wdrożona (dla A-CAES – rozwijana/TRL-9)
LAES (Magazyny ciekłego powietrza)	80-120	15-400	min – h	30+	1-24 h+	7 000-17 000	55-62	Rozwijana/TRL-9
UC/EDLC (Superkondensatory/kondensatory z podwójną warstwą)	2-6	~0-0,5	s – h	5-15	mS – 1 h	50 000-1 000 000	~ 84-97	Skomercjalizowana /wdrożona
SMES (Cewki nadprzewodzące)	0,2-6	0,1-10	mSek – h	20-30	≥30 min	od 10 000	~95-97	Rozwijana/TRL-9
TES (Zasobniki ciepła)	15-80	0,1-300	min – d	5-30	1-24 h+	-	50-90	Skomercjalizowana /wdrożona – nie dotyczy
PCM/MS	147,7-200	do 50MW	h	Do 25	h	> 1 000 000[56]	60-97[57]	Wczesna komercja/TRL-9, silnie rozwijana

[52] A.R. Dehghani-Sanija, E. Tharumalingam, M.B. Dusseault, R. Fraser, Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, 2019, 192–208.

[53] M.S. Guney, Y. Tepe, Classification and assessment of energy storage systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 2017, 1187–1197.

[54] P. Nikolaidis, A. Poullikkas, Cost metrics of electrical energy storage technologies in potential power system operations, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 25, 2018, 43–59.

[55] R.F. Beims, C.L. Simonato, V.R. Wiggers, Technology readiness level assessment of pyrolysis of trygliceride biomass to fuels and chemicals, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 2019, 521–529.

[56] G. Cáceres, K. Fullenkamp, M. Montané, K. Naplocha, A. Dmitruk, Encapsulated Nitrates Phase Change Material Selection for Use as Thermal Storage and Heat Transfer Materials at High Temperature in Concentrated Solar Power Plants, *Energies*, 10, 2017, 1318; doi:10.3390/en10091318.

[57] H. Nazir, M. Batool, F.J. Bolivar Osorio, M. Isaza-Ruiz, X. Xu, K. Vignarooban, P. Phelan, Inamuddin, A.M. Kannan, Recent developments in phase change materials for energy storage applications: A review, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 129, 2019, 491–523.

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
PtG (Power-to-gas)	500-3 000	0-50	h – m-ce	5-20	s – 24 h+	1 000-50 000 +	~25-70	Rozwijana/TRL-9
H_2+FC (Ogniwa paliwowe z wodorem)	500-3 000	0-50	h – m-ce	5-20	s – 24 h+	1 000-20 000	~20-55	Rozwijana/TRL-9
Li-ion (Litowo-jonowe)	150-500	0-100	min – d	5-15	min – h+	1 000-10 000	~75-97	Rozwijana/TRL-9 (wdrożona i skomercjalizowana)
PbA (Akumulatory kwasowo-ołowiowe)	50-90	0-40	min – d	5-15	min – h+	500-1 300	~70-84	Dojrzała/wdrożona – nie dotyczy
NiCd (Akumulatory niklowo-kadmowe)	60-150	~0-0,5	min – d	10-20	min – h+	20 000-25 000	~60-83	Skomercjalizowana /wdrożona
NaS (Baterie sodowo-siarkowe)	150-250	0,5-35	min – d	10-15	min – h+	4 500-25 000	~75-90	Dojrzała/wdrożona
VRFB (Baterie przepływowe typu redoks)	16-33	0,02-30	min – d	5-10	min – h+	120 000+	~65-85	Rozwijana/TRL-9
ZnBr (Baterie przepływowe cynkowo-bromowe)	30-60	0,05-30	min – d	5-10	min – h+	2 000+	~65-80	Rozwijana/TRL-9

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

W tabeli 3 zaprezentowano porównanie różnych typów technik magazynowania energii pod względem ich kosztów. Dolny zakres poziomu kosztów odnosi się do skali zakupów wielkoskalowych (zakup hurtowy wielu tysięcy sztuk), natomiast górny zakres dla inwestycji małoskalowych (pojedyncze sztuki).

Tabela 3. Porównanie różnych typów technik magazynowania energii pod względem kosztów[52,54,58,59]

Układ	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
PHS	750-4300	5-85	~0,0005 USD/kWh, ~3-8 USD/kW/rok
Duże CAES	400-880	2-120	~0,003-0,004 USD/kWh, 3-15 USD/kW/rok
Małe naziemne CAES	517-1 550	200-250	Niski
LAES	800-1 800	200-450	0,003-0,004 USD/kWh, 19-25 USD/kW/rok
FES	250-650	1 000-10 000	0,0015-0,004 USD/kWh, ~6,5-20 USD/kW/rok

[58] G.J. Maya, A. Davidson, B. Monahov, Lead batteries for utility energy storage: A review, *Journal of Energy Storage*, 15, 2018, 145–157.

[59] L. Goldie-Scot, A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices, *BloombergNEF*, March 5, 2019, https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/ [dostęp: 28.06.2019].

Układ		Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
TES		100-400	3-130	120 USD/kW/rok (sumarycznie koszty stałe i zmienne przeliczone na koszty stałe)
PCM/MS		1 000-3 800[60]	16-220[61,]	112 USD/kW/rok (sumarycznie koszty stałe i zmienne przeliczone na koszty stałe)[6]
SMES		200-489	5 000-72 000	~0,001 USD/kWh, 16-18,5 USD/kW/rok
VRFB		200-400	500-1 000	13 USD/kW/rok, <0,05 USD/kWh
UC/EDLC		25-450	3000-14 000	<0,001 USD/kWh, <0,001 USD/kW/rok
H_2+FC		2000-5 500	2-35	15-46 USD/kW/rok
PtG		500-3 000	2-15	0,0019-0,0153 USD/kW/rok
BES:	PbA	300-700	75-500	~8-20 USD/kW/rok, ~0,001-0,002 USD/kWh
	Li-ion	200-900	176-900	~9-10 USD/kW/rok, ~0,003-0,004 USD/kWh
	NaS	350-3 000	300-800	~20-80 USD/kW/rok, ~0,0035 USD/kWh
	NiCd	500-1 500	400-1 500	~12-20 USD/kW/rok, ~0,0012-0,002 USD/kWh
	VRFB	600-1 500	150-1 000	~12-15 USD/kW/rok, ~0,001-0,002 USD/kWh
	ZnBr	200-2 500	150-500	~12-16 USD/kW/rok, ~0,001-0,0015 USD/kWh

Bardzo ważnym aspektem jest także porównanie kosztów LCOE/LEC (ang. *Levelized Cost of Electricity / Levelized Electricity Cost*) stosowanych dla tradycyjnego wytwarzania energii m.in. z generatorem Diesla, elektrownią atomową, olejem opałowym, gazem ziemnym, jak również układami hybrydowymi, m.in.: ACP-WDCAS (ang. *Wind Diesel Hybrid System with Adiabatic Air Compression and Storage at constant pressure*), PV+BES, PV+CSP, w tym także z samym magazynowaniem z wykorzystaniem m.in. VRLA/Pb, Li-ion, VRFB etc. W tabeli 4 przedstawiono szacowane koszty LCOE dla różnych źródeł wytwarzania i magazynowania energii. Najwyższe koszty LCOE wynoszące od 450 USD/MWh do nawet 2 400 USD/MWh występują przy przetwarzaniu energii za pomocą generatorów opartych na silnikach Diesla, przy jej przesyle na duże odległości. W przypadku PHS koszt LCOE wynosi od 15 USD/MWh do 230 USD/MWh, natomiast w przypadku elektrowni wiatrowej onshore wynosi od 56 USD/MWh do 65 USD/MWh.

[60] Z. Wang, S. Sun, X. Lin, C. Liu, N. Tong, Q. Sui, Z. Li, A remote integrated energy system based on cogeneration of a concentrating solar power plant and buildings with phase change materials, *Energy Conversion and Management*, 187, 2019, 472–485.

[61] B.C Zhao, M.S. Cheng, C. Liu, Z.M. Dai, Thermal performance and cost analysis of a multi-layered solid-PCM thermocline thermal energy storage for CSP tower plants, *Applied Energy*, 178, 2016, 784–799.

Tabela 4. Szacowane koszty LCOE dla różnych źródeł wytwarzania i magazynowania energii[83,62,63,64,65,66,67]

Źródło wytwarzania	LCOE [USD/MWh]
Wiatr onshore	56-65
Wiatr offshore	127-170
Panele PV	85-98
PV+BES	440-510
PV+CSP	510-524
Hydro-elektryczne	70-110
Atom	90-120
Gaz ziemny	60-130
Olej opałowy	110-140
Generator Diesla	350-450
Generator Diesla (obszary odległe)	450-2 400
Układ hybrydowy ACP-WDCAS	500-1200
Źródło magazynowania	**LCOE [USD/MWh]**
PHS	15-230
Brayton-CAES	110-210
NaS	250-295
VRFB	430-800
ZnBr	190-880
VRLA/Pb	200-600
FES	350-420
Li-ion	98-360

W tabeli 5 przedstawione zostały przyjęte dane wejściowe dla roku 2015 dla technik pracujących w arbitrażu energii (m.in. PHS, CAES, LAES, H_2+FC, BES), które posłużyły w dalszych rozdziałach do projekcji LCOS oraz ACC w perspektywie roku 2050.

[62] Y. Saada, R. Younes, S. Abboudi, A. Ilinca, Hydro-pneumatic storage for wind-diesel electricity generation in remote sites, *Applied Energy*, 231, 2018, 1159–1178.

[63] U.S Energy Information Administration, 2017.

[64] J.A. Aguilar-Jiménez, N. Velázquez, A. Acuña, R. Cota, E. González, L. González, R. López, S. Islas, Techno-economic analysis of a hybrid PV-CSP system with thermal energy storage applied to isolated microgrids, *Solar Energy*, 174, 2018, 55–65.

[65] M. Obi, S.M. Jensen, J.B. Ferris, R.B. Bass, Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 2017, 908–920.

[66] F. Klumpp, Comparison of pumped hydro, hydrogen storage and compressed air energy storage for integrating high shares of renewable energies – Potential, cost-comparison and ranking, *Journal of Energy Storage*, 8, 2016, 119–128.

[67] IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2018, Abu Dhabi 2019.

Tabela 5. Przyjęte dane wejściowe dla roku 2015 dla technik pracujących w arbitrażu energii[68,69,70]

Nazwa	PHS	CAES	LAES	H_2+FC	PbA	Li-ion	NaS	VRFB
Koszty właściwe mocy [USD/kW]	1 129,2	870,65	1 390	5 420	675	675	660	830
Koszty właściwe energii [USD/kWh]	80	39,15	345	30,5	460	500	700	760
Koszty stałe napraw i utrzymania [USD/kW]	7,54	4,35	20,85	45,50	8	9,5	12	12
Koszty zmienne napraw i utrzymania [USD/kWh]	0,0005	0,0038	0,0038	0	0,0015	0,003	0,0035	0,001
Koszty wymiany mocy wyrażone w [%] kosztów mocy właściwej	0,103	0,1069	0,107	0,302	0	0	0	0
Koszty wymiany energii wyrażone w [%] kosztów energii właściwej	0	0	0	0	0	0	0	0
Okres wymiany [cykle]	7 300	1 460	1 460	15 000	1225	3250	3250	8300
Koszty wycofania z eksploatacji jako [%] całej inwestycji	0	0	0	0	0	0	0	0
Stopa dyskonta [%]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Sprawność podczas realizacji cyklu (ładowania i rozładowania) [%]	0,778	0,4425	0,60	0,42	0,8	0,89	0,82	0,735
Samorozładowanie w [%]	0	0	0	0	0	0	0	0
Cykl życia [cykle]	33 250	16 250	16 250	15 000	1250	3250	5000	8500
Okres trwałości [lata]	55	30	30	15	10	10	14	13
Czas budowy [lata]	2,5	1,5	1,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Głębokość rozładowania dla danego cyklu [-]	1	1	1	1	0,94	0,92	0,96	1
Rozmiar w [kW]	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000
Czas rozładowania [godziny]	4	4	4	4	4	4	4	4

Tabela 6 przedstawia przyjęte dane wejściowe dla roku 2015 dla technik pracujących w reakcji pierwotnej (m.in. FES, SMES oraz UC/EDLC), które posłużyły w dalszych rozdziałach do projekcji LCOS oraz ACC w perspektywie roku 2050.

[68] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes, I. Staffell, Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies, *Joule*, 3(1), 2019, 81–100.

[69] Lifetime cost of electricity storage: https://energystorage.shinyapps.io/LCOSApp/?fbclid=IwAR0YxhhfoqhzFSO8gfdNm3qB_qZCb1LRaf_SsPnueyH4dk5vhkguCVfbODA [dostęp: 02.07.2019].

[70] Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies, https://figshare.com/articles/Projecting_the_future_levelized_cost_of_electricity_storage_technologies_dataset/7330931 [dostęp: 02.07.2019].

Tabela 6. Dane wejściowe dla roku 2015 dla technik pracujących w reakcji pierwotnej[68,69,70]

Nazwa	FES	SMES	UC/EDLC
Koszty właściwe mocy [USD/kW]	640	830	80[266]
Koszty właściwe energii [USD/kWh]	5 400	760	14000
Koszty stałe napraw i utrzymania [USD/kW]	6,6	12	0
Koszty zmienne napraw i utrzymania [USD/kWh]	0,0015	0,001	0
Koszty wymiany mocy wyrażone w [%] kosztów mocy właściwej	0,31	0	0
Koszty wymiany energii wyrażone w [%] kosztów energii właściwej	0	0	0
Okres wymiany [cykle]	22 500	8 300	70 000
Koszty wycofania z eksploatacji jako [%] całej inwestycji	0	0	0
Stopa dyskonta [%]	0,08	0,08	0,08
Sprawność podczas realizacji cyklu (ładowania i rozładowania) [%]	0,89	0,735	0,91
Samorozładowanie w [%]	0	0	0
Cykl życia [cykle]	145 000	8 500	500 000
Okres trwałości [lata]	17,5	13	15
Czas budowy [lata]	0,5	0,5	0,5
Głębokość rozładowania dla danego cyklu [-]	1	1	1
Rozmiar w [kW]	10 000	100 000	10 000
Czas rozładowania [godziny]	0,5	4	0,5
Ilość cykli rocznie [cykle/rok]	8 285	300	8 285
Koszty ładowania [USD/kWh]	0,05		

Tabela 7 przedstawia przyjęte dane wejściowe dla roku 2015 dla technik pracujących w arbitrażu ciepła (m.in. PCM/MS oraz TES), które posłużyły w dalszych rozdziałach do projekcji LCOS oraz ACC w perspektywie roku 2050.

W ostatnich latach obserwuje się jednak wzrost udziału energii elektrycznej produkowanej w oparciu o energię odnawialną oraz spadek kosztów jej wytwarzania. Całkowita moc wszystkich turbin wiatrowych zainstalowanych na całym świecie do końca 2017 r. osiągnęła 539 291 MW[71]. Ok. jednej dziesiątej tego (ok. 52 552 MW) dodano w 2017 r., nieco więcej niż w 2016 r., kiedy to 51 402 MW trafiło do sieci. Jest to trzecia co do wielkości wartość nowej mocy w systemie elektroenergetycznym, jaką kiedykolwiek zainstalowano w ciągu jednego roku (poza rekordowymi latami 2015 i 2014). Liczby te przekładają się na tempo wzrostu (ok. 10%), a zainstalowana moc odpowiada ponad 5% światowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Tymczasem w Europie największy udział w nowo zainstalowanej mocy w 2017 r. (ponad 55%) mają farmy wiatrowe, zarówno lądowe, jak i morskie[72]. Rysunek 1 prezentuje strukturę udziału różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej w nowo zainstalowanych mocach w roku 2017. Rysunek 2 przedstawia nowo zainstalowane źródła energii odnawialnej w roku 2017. W rzeczywistości, źródła energii o niestabilnym charakterze pracy wymagają sprzężenia z magazynami energii o wystarczającej pojemności, w przeciwnym razie produkcja nie ma szans odpowiedzieć na zmienny po-

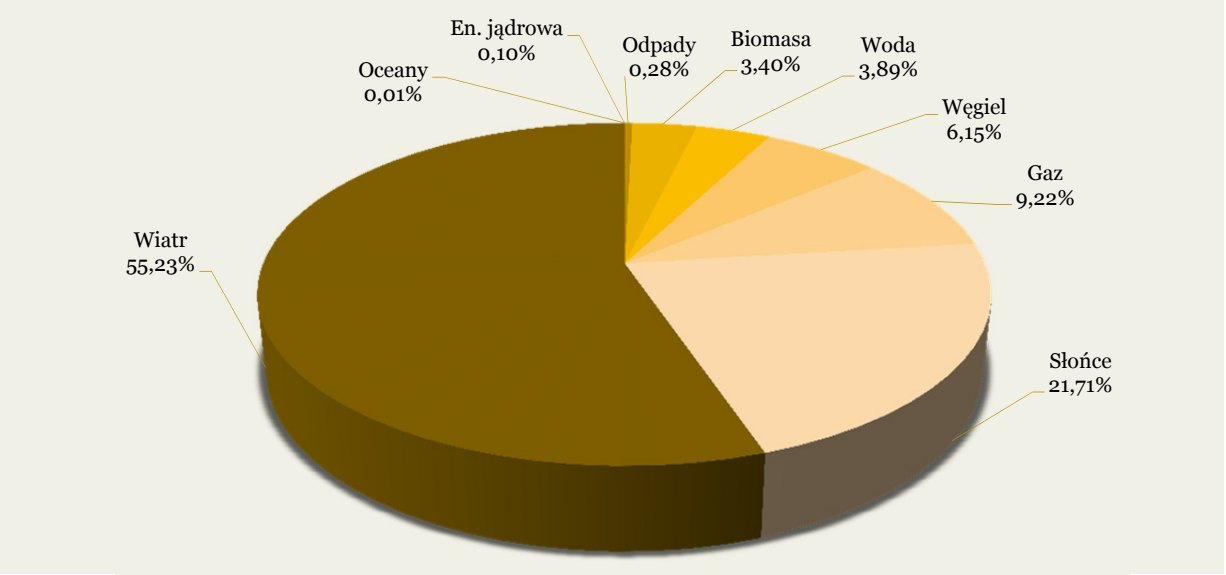
[71] World Wind Energy Association, https://wwindea.org/blog/2018/02/12/2017-statistics/ [dostęp: 18.07.2019].

[72] D. Fraile, A. Mbistrova, Wind in power 2017 – Annual combined onshore and offshore wind energy statistics, 2018.

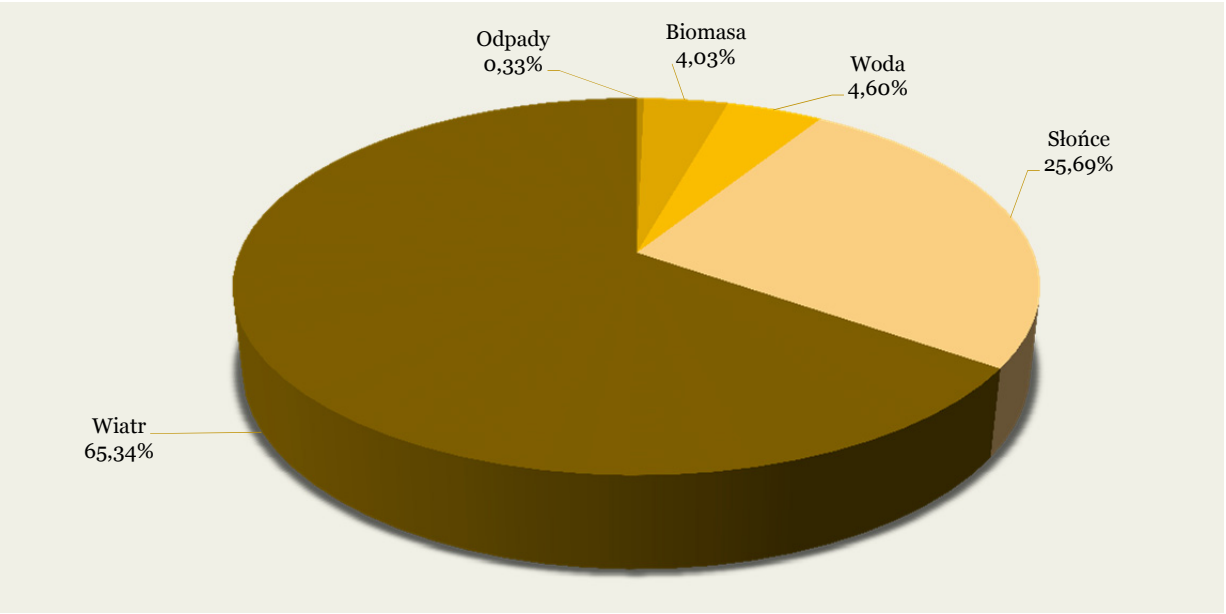
pyt. Wobec tego faktu, produkcja energii elektrycznej w turbinach wiatrowych i elektrowniach słonecznych albo musi zostać ograniczona, albo powinien zostać zapewniony właściwy sposób magazynowania wytworzonej energii elektrycznej, przykładowo w postaci paliw chemicznych w technologii power-to-gas.

Tabela 7. Przyjęte dane wejściowe dla roku 2015 dla technik pracujących w arbitrażu ciepła[68,69,70]

Parametry technologiczno-ekonomiczne	PCM	TES
Koszty właściwe mocy [USD/kW]	3 500	250
Koszty właściwe energii [USD/kWh]	216	68
Koszty stałe napraw i utrzymania [USD/kW]	112	120
Koszty zmienne napraw i utrzymania [USD/kWh]	0	0 uwzględnione w kosztach stałych
Koszty wymiany mocy wyrażone w [%] kosztów mocy właściwej	0	0,1069
Koszty wymiany energii wyrażone w [%] kosztów energii właściwej	0	0
Okres wymiany [cykle]	100 000	1 460
Koszty wycofania z eksploatacji jako [%] całej inwestycji	0	0
Stopa dyskonta [%]	0,08	0,08
Sprawność podczas realizacji cyklu (ładowania i rozładowania) [%]	0,75	0,7
Samorozładowanie w [%]	0	0,43
Cykl życia [cykle]	500 000	16 250
Okres trwałości [lata]	25	30
Czas budowy [lata]	0,5	1,5
Głębokość rozładowania dla danego cyklu [-]	1	1
Rozmiar w [kW]	100 000	100 000
Czas rozładowania [godziny]	4	4
Ilość cykli rocznie [cykle/rok]	300	300
Koszty ładowania [USD/kWh]	0,05	0,025



Rys. 1. Struktura technologii w nowych mocach wytwórczych zainstalowanych w roku 2017[72]



Rys. 2. Obecna struktura (dane za rok 2017) źródeł OZE w Europie[72]

Każda z wymienionych technik magazynowania energii została opisana w oddzielnym podrozdziale, a na końcu każdego z nich przedstawiono rekomendację dla głównego obszaru zastosowań danej techniki magazynowania energii, jej wad i zalet, skalowalności, ograniczeń surowcowych, barier technologicznych, wpływu na środowisko z uwzględnieniem cyklu życia LCA (ang. *Life Cycle Assessment*), śladu węglowego oraz kosztów magazynowania energii w całym cyklu życia w odniesieniu do energii i mocy rozpatrywanego magazynu energii.

2. ELEKTROWNIE SZCZYTOWO-POMPOWE (PHS)

Techniczne charakterystyki układów **PHS**

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/ Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
PHS (Elektrownie szczytowo-pompowe)	0,5-2	30-5 000	h – m-ce	40-60	1-24 h+	10 000-35 000	~70-85	Dojrzała/wdrożona – nie dotyczy

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

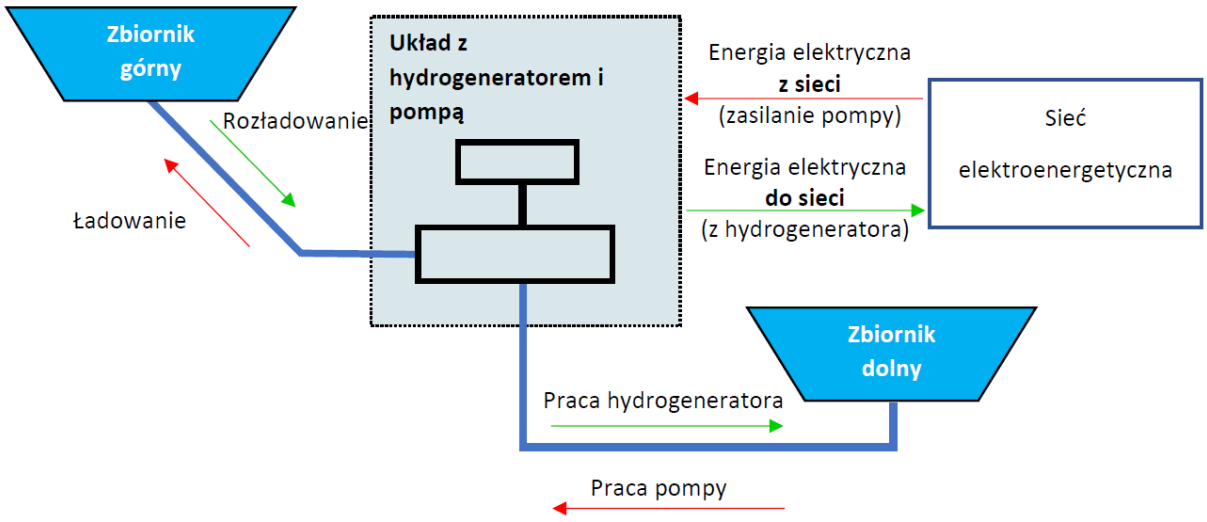
Koszty układów **PHS**

Układ	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
PHS	750–4 300	5-85*	~0,0005 USD/kWh, ~3-8 USD/kW/rok

*w zależności od ukształtowania terenu (zbiorniki naturalne są dużo tańsze niż sztuczne)

2.1. WSTĘP

Najpopularniejszymi zasobnikami energii na świecie są elektrownie szczytowo-pompowe (ang. *Pumped hydro energy storage*, PHS). PHS wykorzystują energię potencjalną różnicy poziomu wód znajdujących się na różnych wysokościach. Elektrownia szczytowo-pompowa zbudowana jest z dwóch zbiorników wodnych umieszczonych na różnych wysokościach (rys. 3). Podczas wytwarzania energii elektrycznej woda przelewana jest pomiędzy zbiornikami poprzez turbiny, które wytwarzają energię elektryczną. Występują dwa stany pracy PHS: rozładowanie oraz ładowanie. W stanie rozładowania (wytwarzania energii elektrycznej, która jest wprowadzana do sieci elektroenergetycznej) woda przepływa ze zbiornika położonego wyżej (tzw. zbiornik górny) do zbiornika dolnego poprzez turbiny sprzęgnięte z hydrogeneratorem, które zamieniają energię mechaniczną na energię elektryczną. W stanie ładowania woda pompowana jest do zbiornika górnego ze zbiornika dolnego przez te same turbiny, przy czym energia elektryczna do zasilania pompy pochodzi z sieci elektroenergetycznej.



Rys. 3. Zasada działania elektrowni szczytowo-pompowej – opracowanie własne

Sprawność procesu przechowywania energii w obecnych elektrowniach szczytowo-pompowych przekracza 80%, dochodzi do 85%[73] (sprawność ta uwzględnia zarówno proces pompowania wody do górnego zbiornika, jak i wytwarzania energii elektrycznej w trakcie opróżniania tego zbiornika).

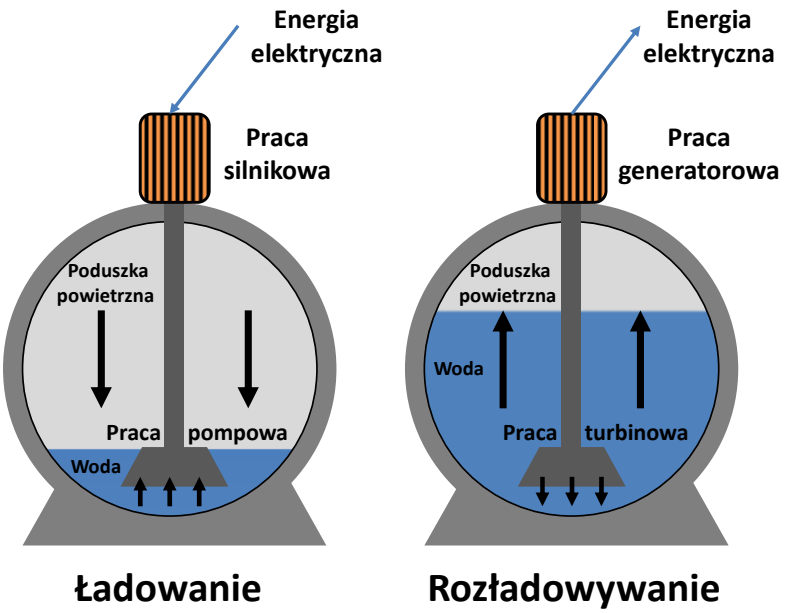
Ograniczeniem PHS są uwarunkowania naturalne, ponieważ nie wszędzie występuje możliwość budowy takiego zbiornika.

Niekonwencjonalny sposób magazynowania energii z użyciem technologii PHS opracowano w ramach projektu StEnSea, przewidującego magazynowanie energii na morzu (ang. *Storing Energy at Sea*)[74]. Projekt ten przewiduje montaż na dnie morza sferycznych zbiorników wyposażonych w pompy. Ładowanie układu polega (rys. 4) na aktywnym wypompowaniu wody ze zbiorników. Z kolei rozładowanie układu polega na ponownym wpuszczeniu wody do zbiorników, która wlewając się porusza turbinę i generuje energię elektryczną. Układy tego typu są możliwe do zastosowania w rejonach nadmorskich, gdzie zwykle brakuje naturalnych formacji pozwalających na wybudowanie klasycznych elektrowni szczytowo-pompowych.

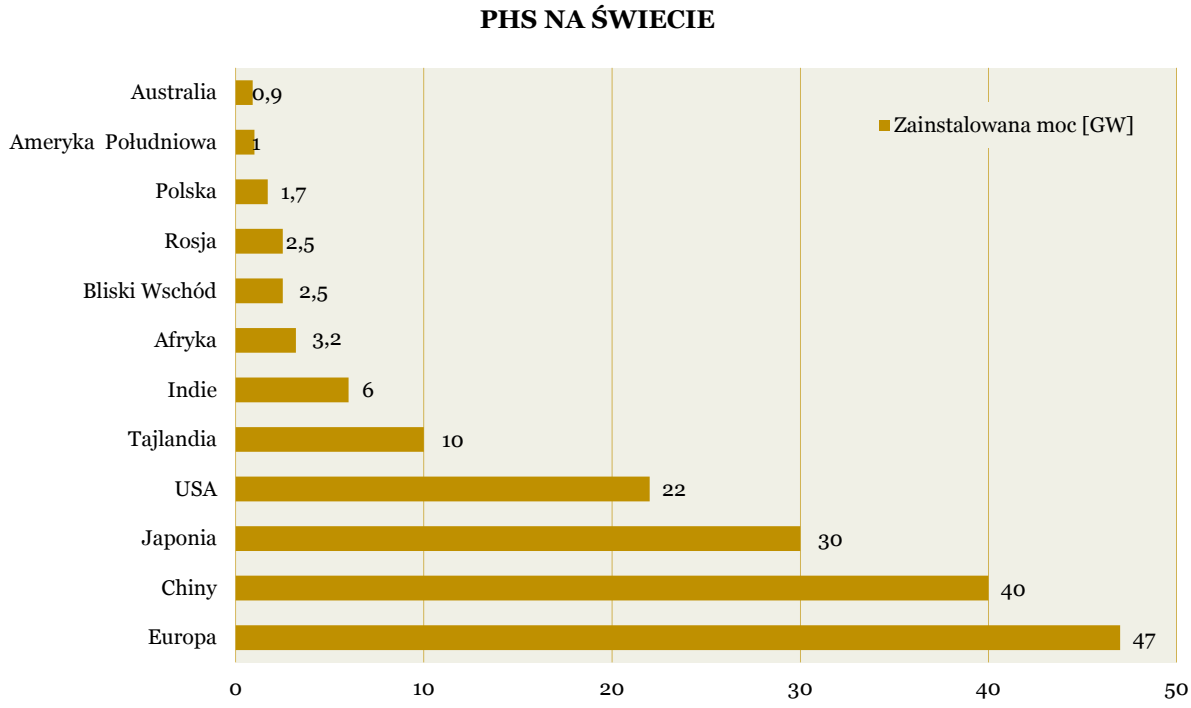
Elektrownie szczytowo-pompowe to najczęściej spotykane magazyny energii elektrycznej na świecie, jest ich ok. 400 (działających lub w trakcie budowy) o łącznej mocy ponad 160 GW (rys. 5), z czego 36 posiada maszyny elektryczne (hydrogeneratory) o zmiennej prędkości obrotowej (w 2018 r. 17 z nich pracowało, natomiast 19 było w trakcie budowy)[73].

[73] M. Manwaring, Pumped Storage Report, National Hydropower Association's Pumped Storage Development Council, Washington 2018.

[74] M. Puchta, J. Bard, C. Dick, D. Hau, B. Krautkremer, F. Thalemann & H. Hahn, Development and testing of a novel offshore pumped storage concept for storing energy at sea – StEnSea, *Journal of Energy Storage*, 14, 2017, 271–275.



Rys. 4. Zasada działania i uproszczony schemat budowy dolnego zbiornika elektrowni szczytowo-pompowej w technologii StEnSea[75]



Rys. 5. Elektrownie szczytowo-pompowe na świecie[8]

[75] A.H. Slocum, G.E. Fennell, G. Dundar, B.G. Hodder, J.D. Meredith & M.A. Sager, Ocean renewable energy storage (ORES) system: Analysis of an undersea energy storage concept, *Proceedings of the IEEE*, 101(4), 2013, 906–924.

2.2. PERSPEKTYWA ROZWOJU PHS ORAZ WPŁYW NA ŚRODOWISKO

Elektrownie szczytowo-pompowe mogą zajmować wiele kilometrów kwadratowych i wymagają również linii przesyłowych do połączenia z odbiorcami energii elektrycznej. Podobnie jak w przypadku tradycyjnych projektów hydroenergetycznych, elektrownie szczytowo-pompowe muszą uwzględniać kwestie środowiskowe związane z projektem. Oddziaływanie na środowisko w przypadku PHS ocenia się w taki sam sposób, jak w przypadku wszystkich inwestycji w infrastrukturę[76], za pomocą m.in. analiz cyklu życia (LCA), której wyniki zaprezentowano na rysunku 6, czy analiz oddziaływania na środowisko.

Z punktu widzenia emisji CO_2 elektrownie szczytowo-pompowe mogą być traktowane w dwojaki sposób. Same PHS nie emitują dwutlenku węgla, ale energia używana do napędzania pomp w trakcie napełniania górnego zbiornika może pochodzić z elektrowni zasilanych paliwami kopalnymi. Na rysunku 6 przedstawiona została przykładowa analiza porównawcza LCA (ang. *Life Cycle Assessment*) dla trzech typów magazynów energii: PHS, A-CAES oraz C-CAES w Kanadzie[77]. W analizach założono średni miks energetyczny dla Kanady. W roku 2017 kanadyjski przemysł energetyczny przetworzył 652,3 TWh energii elektrycznej. Hydroelektrownie miały największy udział w przetworzeniu (na poziomie 60%), następnie była energia pochodząca z elektrowni jądrowych (na poziomie 15%), energia elektrowni węglowych stanowiła 9%, natomiast energia uzyskana w wyniku przetworzenia gazu/ropy i inne źródła stanowiły 10%. Energia elektryczna z nieodnawialnych hydroelektrowni stanowiła 7%.

W tabeli 8 przedstawiono energię wejściową oraz na wyjściu z układu elektrowni szczytowo-pompowej PHS, konwencjonalnego magazynu sprężonego powietrza C-CAES oraz adiabatycznego magazynu sprężonego powietrza A-CAES. Współczynnik energii netto NER jest zdefiniowany jako stosunek całkowitej wyprodukowanej (wyjściowej) energii przez dany magazyn do całkowitej energii włożonej (wejściowej) do układu przez cały okres magazynowania (w tym energia włożona podczas budowy, eksploatacji oraz utrzymania).

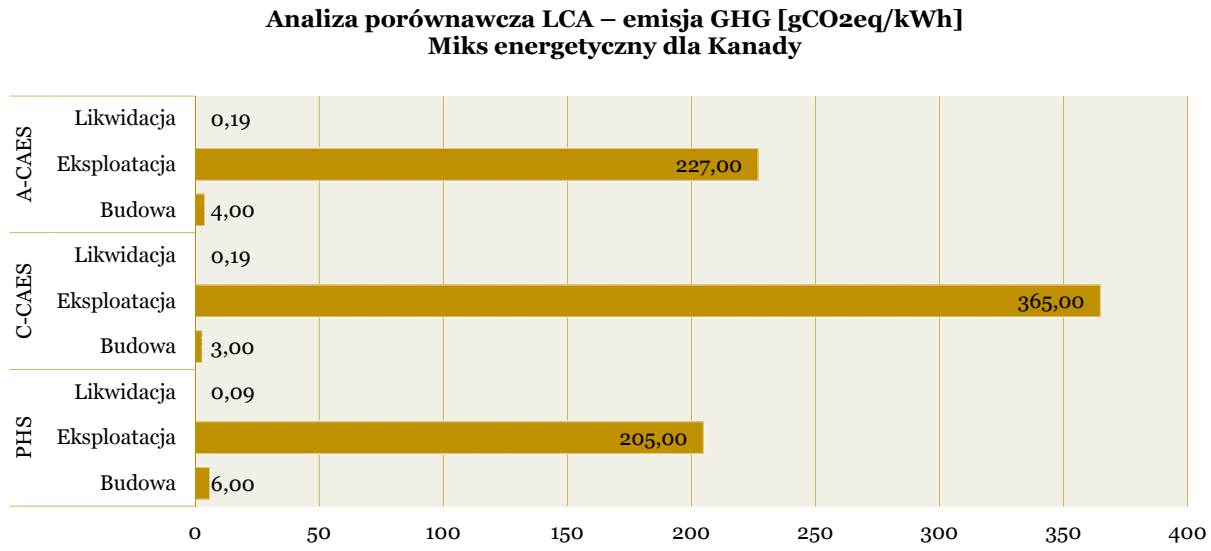
---

[76] Overcoming the barriers to pumped storage hydropower, http://www.entura.com.au/overcoming-the-barriers-to-pumped-storage-hydropower/ [dostęp: 09.06.2019].

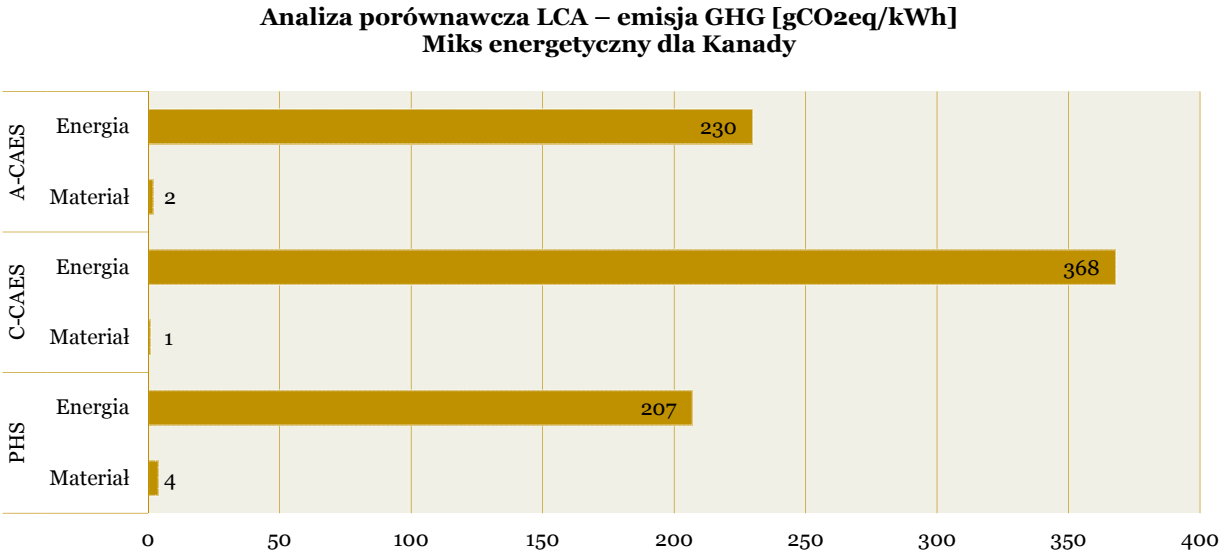
[77] S. Kapila, A.O. Oni, E.D. Gemechu, A. Kumar, Development of net energy ratios and life cycle greenhouse gas emissions of large-scale mechanical energy storage systems, *Energy*, 170, 2019, 592–603.

W analizach LCA:

- Dla PHS: rozważono zbiorniki o objętości 18 400 m^3, wysokość każdego zbiornika wynosiła 30 m, objętość materiału ziemnego do utworzenia zbiornika stanowiła 10% objętości zbiornika, pozostały materiał skalny usuwano za pomocą dynamitu (0,73 g dynamitu pozwalało na wysadzenie 1 kg skały), usuwany materiał był transportowany ciężarówkami z napędem klasycznym (silnik Diesla), zużycie energii przez samochód oszacowano na 3 MJ/tona urobku/km, urobek wywożono na odległość 50 km. Wymiary zapory: 35x50 m zbiornik górny, 25x40 m zbiornik dolny (całkowite zużycie betonu wynikało z wymiarów geometrycznych zapory). Wydajność pompy 118 MW (pompa zbudowana była w 50% ze stali węglowej, 45% stal nierdzewna oraz 5% miedzi, sprawność 0,91 w trakcie pompowania, 0,9205 w fazie pracy generatorowej, wydajność 40 m^3/s, prędkość przepływu wody 5 m/s), wielkość turbogeneratora – 465 MW (sprawność generatora 0,984, dzienny czas pracy 12 h). W analizach założono wycinkę lasu pod budowę PHS (średnio las pochłania 2,5 tony CO_2/rok/akr, co odpowiadało 6,25 tony CO_2/rok/hektar).
- Dla C-CAES: rozważono 3 sprężarki o mocy 17,25 MW, 17,57 MW oraz 17,89 MW ze współczynnikiem sprężenia 4:1. Moc turbin: 28 MW, 53 MW. Zbiornikiem sprężonego powietrza była kawerna/grota/jaskinia solna, do której wywiercono otwór za pomocą wiertnicy. Z jaskini wypompowano wodę w celu uzyskania odpowiedniej objętości groty. W wydrążonych otworach zainstalowano rury o średnicy 16”-48” (materiał: stal węglowa oraz stal nierdzewna), przestrzeń między rurami zabetonowano. Zastosowano wymienniki ciepła (temperatura pracy poniżej 200°C, materiał stal węglowa oraz aluminium.
- Dla A-CAES: rozważono 2 sprężarki o mocy znamionowej 39,69 MW oraz 45,36 MW, stopień sprężenia 13:1. Moc turbin: 27 MW i 33 MW. Materiał na wymienniki ciepła – stal nierdzewna. Zbiornik identyczny jak w C-CAES.



(a)



(b)

Rys. 6. Analiza porównawcza LCA emisji GHG uwzględniająca: a) etapy budowy, eksploatacji, likwidacji, b) wytworzenia energii i materiałów, odpowiednio dla A-CAES, C-CAES oraz PHS[77].

Tabela 8. Energia na wejściu i wyjściu oraz NER dla PHS, C-CAES oraz A-CAES[77]

Magazyn energii	Gaz ziemny [kWh]	Energia elektryczna na wejściu [kWh]	NER [-]	Energia elektryczna na wyjściu [kWh]	Całkowite/sumaryczne starty energii [kWh]
PHS	-	1 413	0,78	1 107	306
C-CAES	632	1 151	0,54	969	814
A-CAES	-	1 021	0,70	705	316

Elektrownia szczytowo-pompowa ma o ponad 75% niższą emisję gazów cieplarnianych niż C-CAES (należy podkreślić, że w C-CAES występuje zasilanie gazem ziemnym turbiny gazowej)[77] oraz ponad 10% niższą emisję niż A-CAES w przeliczeniu na kilowat. W zależności od etapu w cyklu życia występuje różna emisja GHG, najwyższa jednak jest podczas etapu eksploatacji (rys. 6a) oraz podczas procesu wytworzenia energii i wytwarzania materiałów (rys. 6b).

Możliwe jest też użycie elektrowni szczytowo-pompowych do bilansowania nierównomierności produkcji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

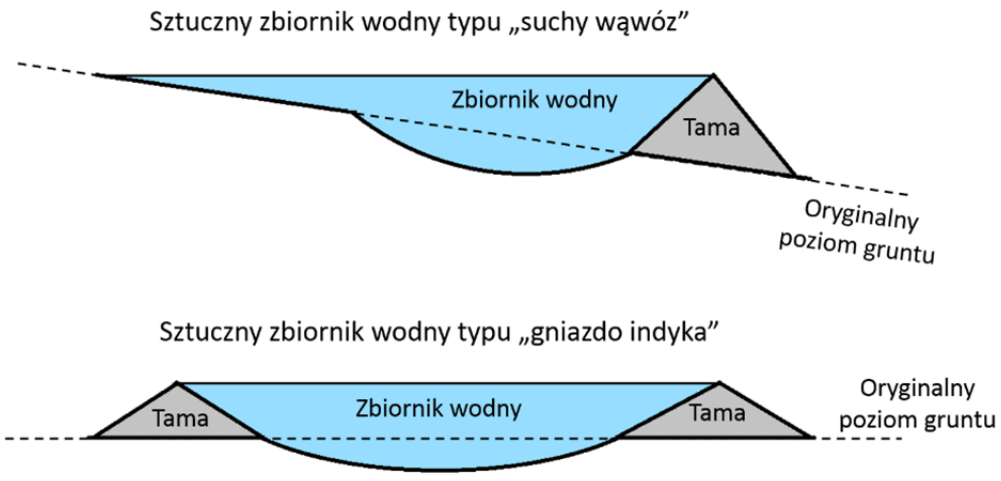
Analiza na bazie miksu energetycznego Kanady, gdzie hydroelektrownie (statystycznie bezemisyjne) stanowią 60%, ukazuje, że technologia PHS ma całkowitą emisję 211,09 gCO2eq/kWh, gdzie zdecydowana większość emisji w cyklu życia ma miejsce na etapie eksploatacji. Przy dekarbonizacji sektora wytwarzania energii elektrycznej emisje te będą dalej maleć.

2.3. OGRANICZENIA SUROWCOWE

W przypadku budowy elektrowni szczytowo-pompowych nie wykorzystuje się na większą skalę rzadkich surowców. Jedynym surowcem ograniczającym budowę PHS jest woda (jej dostępność), a także różnica w wysokościach zbiorników z wodą (dolnego oraz górnego)[78].

2.4. BARIERY TECHNOLOGICZNE ORAZ SKALOWALNOŚĆ

Proces budowy elektrowni szczytowo-pompowej może trwać od 3 do 5 lat[8], a cały proces inwestycyjny – więcej niż 4–5 lat. Z powodu skomplikowania inwestycji czas oczekiwania na pozwolenie na budowę elektrowni PHS jest dwa razy dłuższy niż w przypadku elektrowni słonecznych czy gazowych[73].



Rys. 7. Typy potencjalnych lokalizacji zbiorników elektrowni szczytowo-pompowych – opracowanie własne

[78] S. Karhinen, H. Huuki, Private and social benefits of a pumped hydro energy storage with increasing amount of wind power, *Energy Economics*, 81, 2019, 942-959, doi.org/10.1016/j.eneco.2019.05.024.

„Gniazdo indyka” znajduje się na stosunkowo płaskim terenie, który otoczony jest zaporą nasypową. Przykładem takiego terenu jest górny zbiornik elektrowni wodnej Presenzano.

Inne możliwe miejsca do wykorzystania pod budowę elektrowni szczytowo-pompowych to np. stare odkrywki górnicze. W Polsce dolnym zbiornikiem mogłaby być odkrywka powstała po kopalni Bełchatów. Do budowy górnego zbiornika należałoby wykorzystać tereny położone powyżej.

Możliwe jest też użycie wody morskiej do pracy elektrowni szczytowo-pompowej. Morze lub ocean będzie wówczas górnym zbiornikiem. Jako przykład można tu podać teren zlokalizowany w Zatoce Spencera na południu Australii.

Elektrownie szczytowo-pompowe wymagają znacznego kapitału na rozwój. Minimalizacja kosztów budowy i eksploatacji jest kluczem do pomyślnego rozwoju projektu. Wybór odpowiedniego miejsca to kwestia znalezienia lokalizacji o odpowiedniej topografii, źródła wody oraz lokalizacji w obrębie sieci przesyłowej.

Stosunkowo nowym podejściem do projektowania elektrowni szczytowo-pompowych jest zlokalizowanie zbiorników na obszarach, które są fizycznie oddzielone od istniejących systemów rzecznych. Projekty te nazywane są elektrowniami szczytowo-pompowymi o zamkniętym obiegu, ponieważ mają one minimalny lub żaden wpływ na istniejące systemy wód powierzchniowych.

Perspektywiczne obszary do budowy elektrowni szczytowo-pompowych daleko od rzek to przykładowo: „suchy wąwóz" (and. *dry-gully*) i „gniazdo indyka" (ang. *turkey's nest*)[79], przedstawione na rysunku 7. W „suchym wąwozie" mamy do czynienia z łagodnym żlebem znajdującym się w pobliżu szczytu wzgórza, które jest w stanie zatrzymać pewną ilość wody, wykorzystując istniejący teren jako główną część zapory. Typowym przykładem tego typu lokalizacji jest górny zbiornik elektrowni wodnej Presenzano we Włoszech.

Pomimo tego, że elektrownie szczytowo-pompowe mają na ogół znacznie mniejszy wpływ na środowisko niż klasyczne elektrownie wodne[11], miejsca naturalnej topografii o cechach idealnych do budowy PHS (wysokie, strome zbocza lub klify) posiadają zwykle duże walory przyrodnicze bądź są drogimi gruntami prywatnymi bądź mają wysoką wartość społeczną.

Duże możliwości zwiększenia liczby potencjalnych lokalizacji układów PHS niesie ze sobą technologia StEnSea, w której dolny zbiornik zlokalizowany jest na dnie górnego zbiornika[74].

Oprócz wyżej wymienionych kryteriów lokalizacji elektrowni szczytowo-pompowej istotna jest również różnica poziomów między górnym a dolnym zbiornikiem (im większa, tym więcej energii można zmagazynować w tej samej objętości). W przypadku podwodnego magazynu PHS (StEnSea) odpowiednikiem różnicy poziomów jest głębokość górnego zbiornika.

2.5. POZIOM KOSZTÓW PRZECHOWYWANIA ENERGII W PHS

Koszty budowy i eksploatacji elektrowni szczytowo-pompowych zależą od wielu parametrów[80]:

- Topografii terenu: określa ona możliwą wielkość inwestycji, osiąganą wysokość podnoszenia pomp/turbin (wartość związana ściśle z różnicą poziomów), długość rurociągów pomiędzy górnym a dolnym zbiornikiem.
- Warunków geologicznych zapór, zbiorników wodnych i poboru wody: dla różnych typów tam i zbiorników warunki geologiczne fundamentów tych obiektów są bardzo istotne dla prawidłowego projektu instalacji. Typ i kształt tamy jest bezpośrednio związany z warunkami terenu i stabilnością zbiornika wodnego – zwłaszcza gdy planowana jest duża dzienna zmienność poziomu wody. Niemożliwe jest oszacowanie kosztów inwestycji bez wizji lokalnej terenu.
- Warunków geologicznych do budowy rurociągów wodnych i jednostek wytwórczych: nowe projekty elektrowni szczytowo-pompowych chętnie uwzględniają podziemne stacje z ciągami wodnymi w formie wałów i tuneli. Jest to głównym ryzykiem wymagającym podziemnych badań w fazie projektowej.
- Zagadnień środowiskowych i zgód: te kwestie bywają znacznie niedocenione. Ograniczenia dotyczące środowiska nie mogą być zidentyfikowane bez odpowiedniego przeglądu i mapowania. Warstwy GIS (ang. *Geographic information system*) dla obiektów ochrony przyrody i dziedzictwa kulturowego muszą być wykorzystane na etapie badań przesiewowych mających wytypować miejsca potencjalnych inwestycji.
- Ryzyka powodzi: ryzyko powodzi dla zapór rzecznych będzie miało bezpośredni wpływ na kategorię zapory, co ostatecznie spowoduje dodatkowe koszty zapory i struktur jej towarzyszących.

W związku z czym istnieje znaczące ryzyko, że bardzo łatwo jest zarówno przeszacować, jak i niedoszacować koszty.

---

[79] Ramka opracowana na podstawie: B. Lu, M. Stocks, A. Blakers, K. Anderson, Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage, *Applied Energy*, 222, 2018, 300–312.

[80] Hydro-Electric Corporation, Pumped Hydro Cost Modelling, Entura, Australia, Cambridge 2018.

Koszty inwestycyjne CAPEX elektrowni szczytowo-pompowej o mocy zainstalowanej ok. 1 000 MW mogą wynosić od 1 700 USD/kW do 2 500 USD/kW (koszt ten nie uwzględnia nabywania gruntów i kosztów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, które mogą się bardzo różnić w zależności od położenia inwestycji)[73]. Dla elektrowni o mniejszej mocy jednostkowy koszt inwestycyjny będzie wyższy[73].

Dla elektrowni szczytowo-pompowych można stosować jedynie stałe (*FOM*) koszty OPEX[80]. Przykładowo koszty te (tab. 9) dla elektrowni zlokalizowanych w Australii wynoszą 9 660 USD/MW/rok[80]. Koszty zmienne (*VOM*) są niskie[80], pomijalnie małe.

Tabela 9. Szacowane koszty FOM i VOM[80,81,82,83]

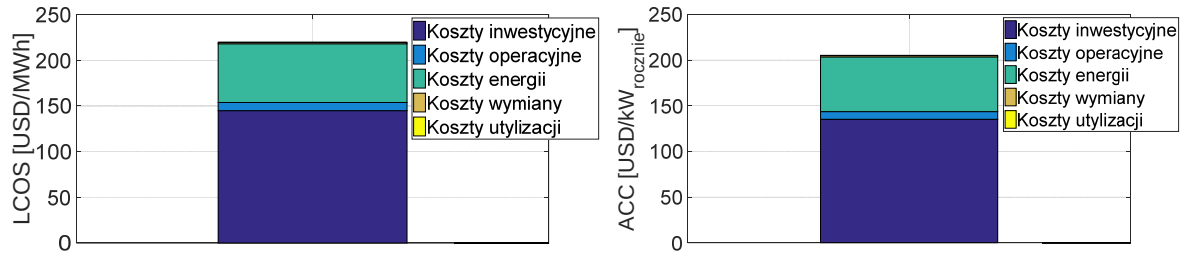
	FOM, USD/MW/rok	VOM, USD/MWh	Razem USD/MW/rok, przy założeniu współczynnika pojemności 0,25
Razem – dane dla elektrowni wodnych i szczytowo-pompowych	-	10,18	32 320
Elektrownie szczytowo-pompowe	3 450-6 335,58	0,29-3,45	10 110-15 950

Na rysunku 8a przedstawiono LCOS dla PHS z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, likwidacji. Na rysunku 8b przedstawiono LCOS w perspektywie 2015-2050 (jego wartość nie przekracza 230 USD/MWh dla PHS pracującego w arbitrażu energii). Obecna cena PHS jest konkurencyjna rynkowo, dwukrotnie niższa w porównaniu do technologii LAES oraz CAES.

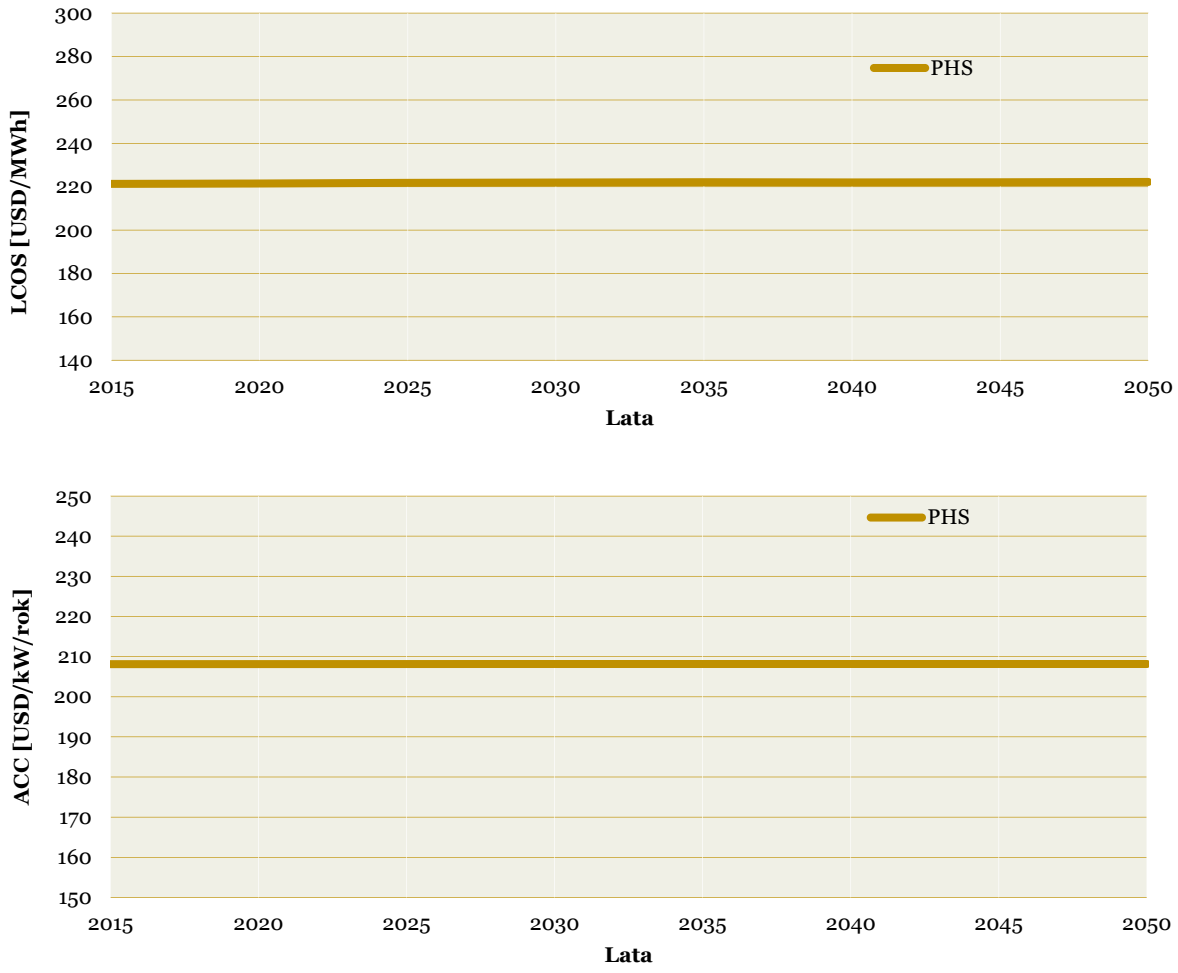
[81] US Energy Information Administration, Electric Power Annual 2016, 2017, revised 2018.

[82] Australian Energy Market Operator, Integrated System Plan modelling assumptions, 2018.

[83] DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA, September 2016.



(a)



(b)

Rys. 8. a) LCOS & ACC magazynu PHS z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015–2050.

2.6. GŁÓWNE ZASTOSOWANIA PHS

Głównym zastosowaniem elektrowni szczytowo-pompowych są[11] usługi usprawniające działanie sieci:

1. W cyklu dobowym (dzienne magazynowanie energii) – w celu przesunięcia zapotrzebowania w szczycie (szczyt przedpołudniowy oraz popołudniowy w przypadku dni roboczych)[84].
2. W cyklu sezonowym (sezonowe magazynowanie energii).
3. Uelastycznienie działania sieci (szybka odpowiedź/reakcja przy nagłych zmianach zapotrzebowania na energię – zarządzanie i reakcja strony popytowej DSM/DSR na dużą skalę[8].
4. Możliwość stabilizacji pracy sieci przy większym udziale odnawialnych źródeł energii (fotowoltaika, wiatr)[8].
5. Ograniczenie konwencjonalnych rezerw mocy[8].

2.7. KONKLUZJE: ZALETY, WADY I REKOMENDACJE DLA PHS

Zalety technologii[85]:

- przeznaczona do magazynowania energii elektrycznej na dużą skalę przy współpracy z siecią elektroenergetyczną, powyżej 100 MW, łatwa skalowalność technologii (przy dostępnym odpowiednim ukształtowaniu terenu),
- wysoka żywotność, powyżej 20 lat,
- wysoka gęstość mocy,
- możliwość dostarczania energii od kilku godzin do kilkunastu dni,
- korzystny wpływ na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej poprzez m.in.: regulację częstotliwości, napięcia i mocy biernej w systemie.

Wady technologii:

- relatywnie duża objętość zbiorników wodnych (gęstość energii zależna od wysokości słupa wody),
- ograniczona możliwość stosowania (ograniczenia geograficzne wynikające z konieczności występowania różnicy poziomów zbiorników wodnych). Należy także dodać, że występują ograniczenia środowiskowe dotyczące obszarów chronionych, które cechują się dużymi walorami estetycznymi, m.in. parki krajobrazowe, obszary Natura 2000 etc.
- niska częstotliwość działania (magazynowanie energii).

Rekomendacja do zastosowań przy magazynowaniu energii średnio- oraz długoterminowym, a także sezonowym, w celu uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej. Technika dojrzała. Wysoki potencjał rozwoju podwodnego PHS (StEnSea) w Polsce w Morzu Bałtyckim.

Potencjalni interesariusze to m.in. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

[84] Polskie Sieci Elektroenergetyczne – zapotrzebowanie na energie, https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/zapotrzebowanie-mocy-kse [dostęp: 30.06.2019].

[85] Lazard, Lazard's levelized cost of storage analysis – version 4.0, November 2018, https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf [dostęp: 13.06.2019].

3. MAGAZYNY SPRĘŻONEGO POWIETRZA (CAES)

Techniczne charakterystyki układów **CAES**

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/ Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
Duże CAES (Magazyny sprężonego powietrza)	2-6	≥300	h – m-ce	20-40	1-24 h+	8 000-17 000	~42–54	Skomercjalizowana /wdrożona

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

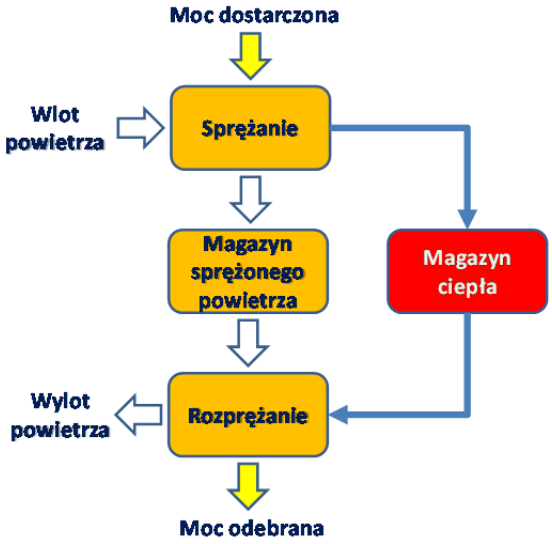
Koszty układów **CAES**

Układ	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
Duże CAES	400–880	2-120*	~0,003-0,004 USD/kWh, 3-15 USD/kW/rok

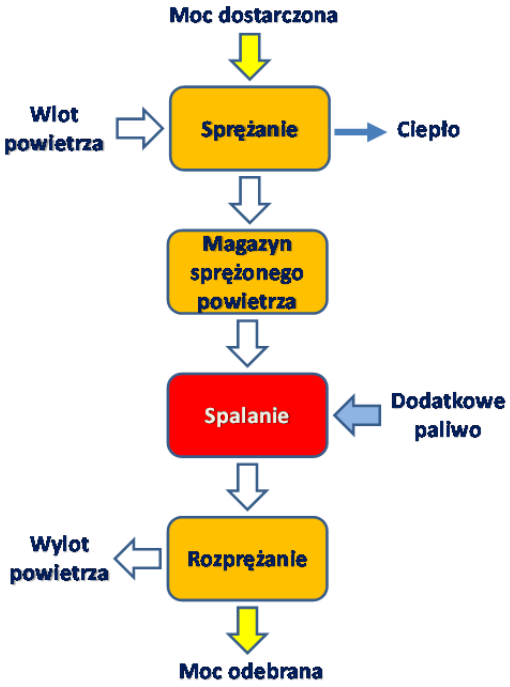
* w zależności od tego, czy mamy do czynienia ze zbiornikiem naturalnym, czy sztucznym

3.1. WSTĘP

Zasadą działania instalacji magazynów sprężonego powietrza CAES (ang. *Compressed Air Energy Storage*) jest wykorzystanie taniej energii elektrycznej (dostępnej poza szczytami zapotrzebowania – np. w nocy bądź w okresach wysokiej generacji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych) do sprężenia powietrza i magazynowania go w zbiornikach o dużej pojemności (np. komory podziemne w postaci kawern skalnych, jaskiń solnych czy kopalń głębinowych). W chwili większego zapotrzebowania na energię elektryczną zmagazynowane sprężone powietrze jest wykorzystywane do rozprężenia go w turbinie i generacji energii elektrycznej. Schemat działania adiabatycznego układu CAES (A-CAES) został pokazany na rysunku 9. W układzie adiabatycznym ciepło wytwarzane w procesie sprężania powietrza jest magazynowane, a następnie wykorzystywane w procesie rozprężania. Dzięki takiemu rozwiązaniu do układu nie potrzeba dostarczać dodatkowego paliwa. Jednakże wszystkie elektrownie CAES na świecie mogące magazynować energię elektryczną na dużą skalę (rys. 10) to układy diabatyczne (wykorzystujące energię chemiczną paliwa do podgrzewania sprężonego powietrza przed turbinami w trakcie rozładowywania magazynu).



Rys. 9. Zasada działania elektrowni A-CAES – opracowanie własne



Rys. 10. Zasada działania elektrowni D-CAES – opracowanie własne

Sprawność procesu przechowywania energii wynosi do 54%[51,86], przykładem jest tutaj elektrownia CAES w McIntosh w USA o mocy 110 MWe.

[86] H. Meng, M. Wang, O. Olumayegun, X. Luo, X. Liu, Process design, operation and economic evaluation of compressed air energy storage (CAES) for wind power through modelling and simulation, *Renewable Energy*, 136, 2019, 923–936.

3.2. PERSPEKTYWA ROZWOJU CAES ORAZ WPŁYW NA ŚRODOWISKO

Obecnie na świecie istnieją tylko dwa układy CAES dużej mocy: McIntosh (110 MWe) w stanie Alabama w USA oraz Huntorf (321 MWe) w Niemczech[87]. Obydwie instalacje są diabatyczne (wykorzystują dodatkowe paliwo). Obecnie prowadzony jest także projekt budowy instalacji CAES o mocy 1 000 MW o nazwie Western Energy HUB w stanie Utah w USA przez konsorcjum Magnum Development i Mitsubishi Hitachi Power Systems. Projekt zakłada współpracę układu CAES z odnawialnymi źródłami energii, m.in. z wiatru (magazynowanie energii elektrycznej wytworzonej w farmach wiatrowych w postaci sprężonego powietrza)[88].

Biorąc pod uwagę emisję CO_2, układy CAES mogą być traktowane w dwojaki sposób. Adiabatyczne układy CAES same nie emitują dwutlenku węgla, ale energia używana do sprężarek z energii elektrycznej może pochodzić z elektrowni zasilanych paliwami kopalnymi. Na rysunku 6 w podrozdziale 2.2. przedstawiona została analiza porównawcza *Life Cycle Assessment* dla trzech typów magazynów energii[77]: PHS, A-CAES oraz C-CAES w Kanadzie.

W tabeli 8 przedstawiono energię wejściową oraz na wyjściu z elektrowni PHS, C-CAES oraz A-CAES. Współczynnik energii netto NER jest niższy zarówno dla A-CAES (tab. 5., NER=0,7), jak i dla C-CAES (tab. 5, NER=0,54) w porównaniu do PHS, gdzie NER jest najwyższy (tab. 5, NER=0,77). NER, jak już uprzednio wspomniano w podrozdziale 2.2. przy omawianiu PHS, jest zdefiniowany jako stosunek całkowitej wyprodukowanej (wyjściowej) energii przez dany magazyn do całkowitej energii włożonej (wejściowej) do układu przez cały okres magazynowania (w tym energia włożona podczas budowy, eksploatacji oraz utrzymania).

Układy C-CAES (gdzie występuje zasilanie gazem ziemnym turbiny gazowej)[77] mają o ponad 75% wyższą emisję gazów cieplarnianych niż PHS w przeliczeniu na kilowat. Także układ A-CAES ma ponad 10% wyższą emisję gazów cieplarnianych niż PHS w przeliczeniu na kilowat. W zależności od etapu w cyklu życia występuje różna emisja GHG, najwyższa jednak jest podczas etapu eksploatacji (rys. 4a, dla C-CAES wynosi 365 gCO_2/kWh) i procesu wytworzenia energii (rys. 4b, dla C-CAES wynosi 368 gCO_2/kWh).

3.3. OGRANICZENIA SUROWCOWE

Podobnie jak w przypadku budowy elektrowni szczytowo-pompowych nie wykorzystuje się rzadkich surowców. Jedynym surowcem/elementem ograniczającym budowę elektrowni typu CAES jest lokalizacja i uwarunkowania geologiczne oraz niższa względem np. PHS sprawność magazynowania, szczególnie w przypadku układu diabatycznego. Sprawność ta uwzględnia również dodatkowe paliwo (gaz ziemny) dodawane do komór spalania części turbinowej.

3.4. BARIERY TECHNOLOGICZNE ORAZ SKALOWALNOŚĆ

Ze względu na ogromną ilość wymaganego powietrza i wynikające z tego ograniczenia finansowe, jedyną opłacalną ekonomicznie możliwością jest dziś wykorzystanie naturalnych zbiorników, takich jak kawerny solne, warstwy wodonośne, wyrobiska kopalni soli, kopalnie wapienia oraz innych minerałów utwo-

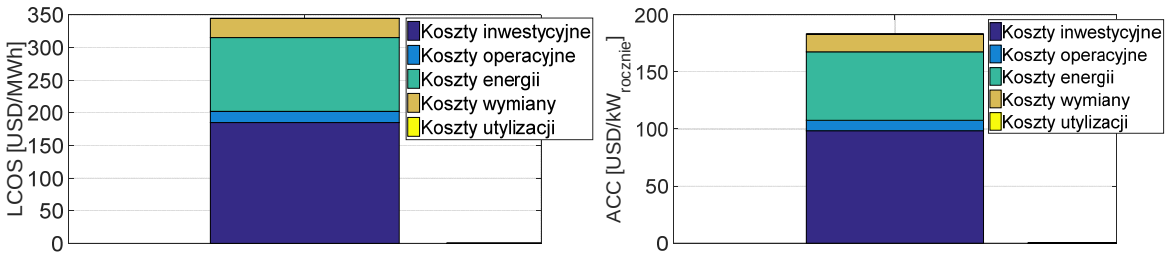
[87] C. Kaldemeyer, C. Boysen, I. Tuschy, Compressed Air Energy Storage in the German Energy System – Status Quo & Perspectives, *Energy Procedia*, 99, 2016, 298–313.

[88] Magnum Compressed Air Energy Storage, https://magnumdev.com/project-information/magnum-caes/ [dostęp: 27.07.2019].

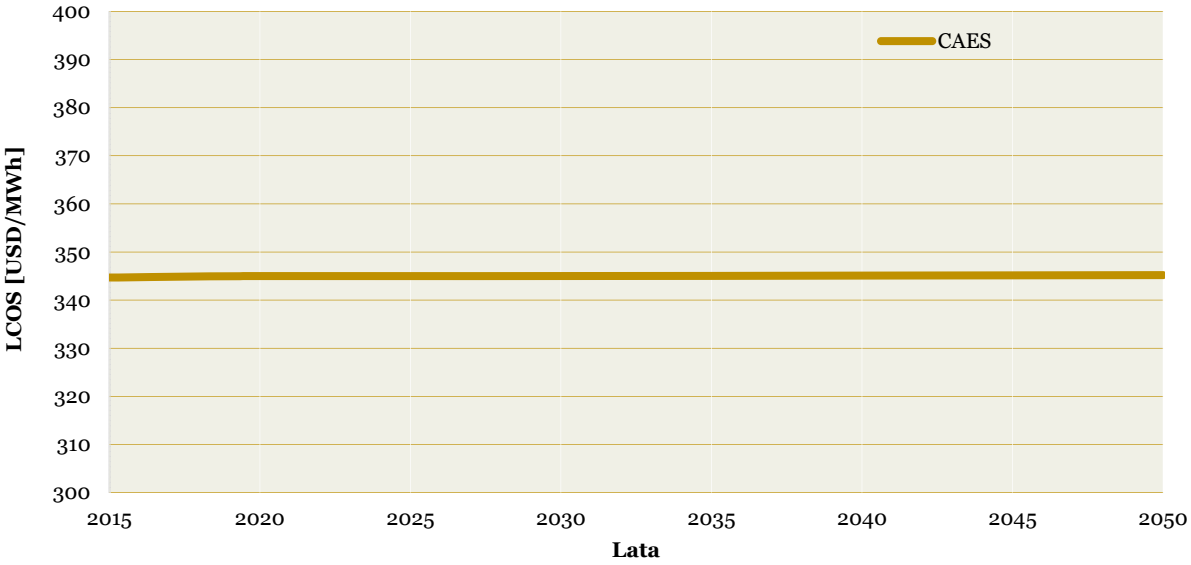
rzonych w strukturze skał twardych, lub nawet wybetonowane zbiorniki na stosunkowo małej głębokości[89].

3.5. POZIOM KOSZTÓW PRZECHOWYWANIA ENERGII W CAES

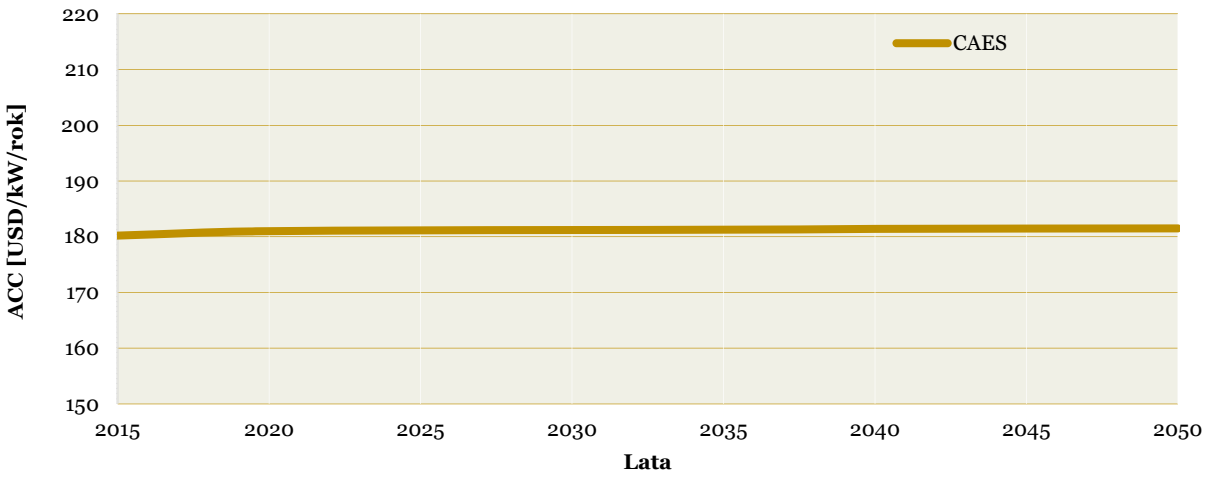
Na rysunku 11a przedstawiono LCOS dla CAES z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, likwidacji. Większość kosztów dla ACC stanowią koszty inwestycyjne wynoszące ok. 186 USD/MWh. Na rysunku 11b przedstawiono LCOS w perspektywie 2015-2050. Wartość LCOS nie przekracza 350 USD/MWh dla CAES pracującego w zastosowaniu arbitrażu energii. W perspektywie roku 2050 widoczny jest nieznaczny wzrost LCOS oraz ACC wynikający ze wzrostu kosztów zakupu nośników energii.



(a)



[89] J. Milewski, K. Badyda, Ł. Szabłowski, Compressed air energy storage systems, *Journal of Power Technologies*, 96(4), 2016, 245–260.



(b)

Rys. 11. a) LCOS & ACC magazynu CAES z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015-2050

3.6. GŁÓWNE ZASTOSOWANIA CAES

Zastosowanie technologii CAES są takie same, jak w przypadku elektrowni szczytowo-pompowych, tzn. polegają na świadczeniu usług usprawniających działanie sieci elektroenergetycznej (od kilku godzin do kilku dni) celem wyrównania krzywej zapotrzebowania na moc z wykorzystaniem arbitrażu energii. Celem zastosowania zarówno PHS, jak również CAES jest także[90]:

1. Zbilansowanie energii po stronie podaży (elektrownie), jak również popytu (odbiorcy).
2. Większa integracja i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii przy współpracy z siecią elektroenergetyczną, a w dłuższej perspektywie dojście do gospodarki niskoemisyjnej (m.in. w Polsce w perspektywie 2030 r. spodziewać się można udziału co najmniej 27% OZE w zużyciu energii elektrycznej[91]).
3. Stabilizacja wytwarzania i poprawa wydajności operacyjnej przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (m.in. elektrownie węglowe).
4. Świadczenie usług szybkiego rozruchu.

3.7. KONKLUZJE: ZALETY, WADY I REKOMENDACJE DLA CAES

Zalety technologii[85]:

- przeznaczona do magazynowania energii elektrycznej na dużą skalę przy współpracy z siecią elektroenergetyczną, ok. 100 MW i powyżej, łatwa skalowalność technologii (przy dostępnej geologii terenu – bliskość wysadów solnych),

[90] Energy Storage Association – Compressed Air Energy Storage, http://energystorage.org/compressed-air-energy-storage-caes [dostęp: 24.07.2019].

[91] Ministerstwo Energii, Polityka Energetyczna Polski do roku 2040 (PEP2040) – projekt w. 1.2 – 23.11.2018, https://www.gov.pl/web/energia/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-zapraszamy-do-konsultacji1 [dostęp: 24.07.2019].

- wysoka żywotność, powyżej 20 lat[92],
- wysoka gęstość mocy,
- możliwość dostarczania energii od kilku godzin do kilku dni,
- korzystny wpływ na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej poprzez m.in.: regulację częstotliwości, napięcia i mocy biernej w systemie.

Wady technologii:

- relatywnie duża objętość zbiorników na sprężone powietrze w celu zapewnienia odpowiedniej gęstości energii,
- ograniczona możliwość stosowania (ograniczenia geologiczne wynikające z konieczności występowania złóż soli, które po wyługowaniu mogą służyć jako naturalny zbiornik na sprężone powietrze),
- niska częstotliwość działania (magazynowanie energii nie częściej niż raz na dobę),
- opieranie się w większości na zasilaniu w energię na bazie gazu ziemnego – powstaje przy tym ryzyko związane ze zmianami cen gazu ziemnego[85].

Rekomendacje do zastosowań przy magazynowaniu energii średnio- oraz długoterminowym w celu uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej (podobnie jak w przypadku PHS). Wysoki potencjał rozwoju w Polsce północnej ze względu na występowanie znacznej liczby wysadów solnych[89].

Potencjalni interesariusze to m.in. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

[92] N. Khan, S. Dilshad, R. Khalid, A.R. Kalair, N. Abas, Review of energy storage and transportation of Energy, *Energy Storage*, 1(3), 2019, 1–49.

4. MAGAZYNY CIEKŁEGO POWIETRZA (LAES)

Techniczne charakterystyki układów **LAES**

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/ Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
LAES (Magazyny ciekłego powietrza)	80-120	15-400	min – h	30+	1-24 h+	7 000-17 000	55-62	Rozwijana/TRL-9

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

Koszty układów **LAES**

Układ	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
LAES	800-1 800	200-450	0,003-0,004 USD/kWh, 19-25 USD/kW/rok

4.1. WSTĘP

LAES to metoda magazynowania energii elektrycznej w ciekłym powietrzu. W trakcie cyklu ładowania takiego magazynu (rys. 12 i rys. 13) energia elektryczna jest wykorzystywana do sprężenia powietrza. Aby zmniejszyć pracę sprężarki, powietrze to jest chłodzone w chłodnicach międzystopniowych. Po sprężeniu następuje dalsze dochłodzenie powietrza w dwóch stopniach. Najpierw w klasycznej chłodnicy przy pomocy wody (lub przy pomocy ochłodzonego uprzednio czynnika z magazynu ciepła – w układach adiabatycznych), a potem w wymienniku zasilanym gazem o temperaturze ok. –190°C, pochodzącym z separatora. Po schłodzeniu powietrze o wysokim ciśnieniu znajduje się już w stanie ciekłym. W celu umożliwienia przechowywania go w zbiornikach o dużej pojemności konieczne jest zredukowanie ciśnienia ciekłego powietrza do okołoatmosferycznego. Proces ten odbywa się poprzez zdławienie na zaworze Joule'a-Thomsona. W wyniku tego oprócz ciśnienia spada również temperatura powietrza, jednakże jego część odparowuje. Tak powstała mieszanina trafia do separatora. Ciekłe powietrze kierowane jest do kriogenicznego zbiornika, natomiast odparowana część wykorzystana jest do schłodzenia powietrza przed zaworem, po czym jest zawracana na wlot do sprężarki (z uwagi na wciąż niską temperaturę), gdzie miesza się ze świeżym powietrzem. Jest to tzw. cykl Linde-Hampsona. Oprócz wspomnianego powyżej układu z zaworem Joule'a-Thomsona stosuje się również układy

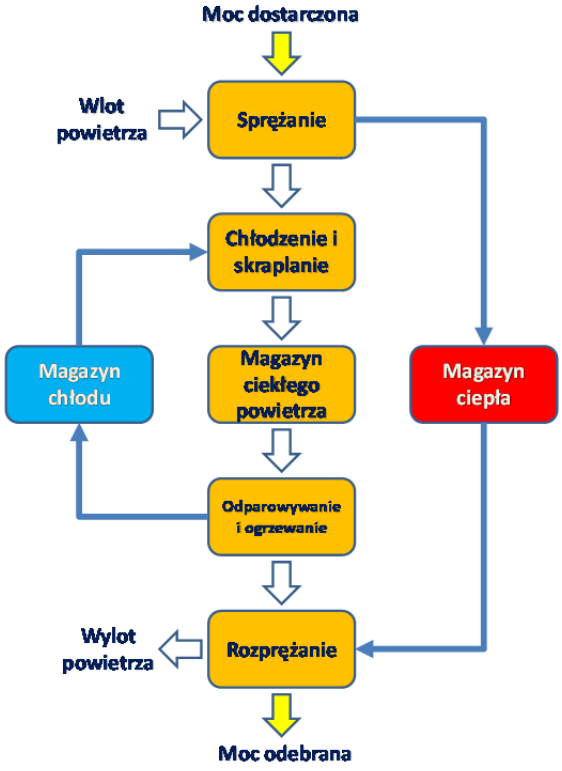
z ekspanderami (wówczas wymagane jest, aby powietrze przed ekspanderem było w stanie gazowym) oraz kombinacje obydwu tych sposobów.

W trakcie rozładowywania magazynu skroplone powietrze jest wypompowywane z kriogenicznego zbiornika. Zadaniem kriogenicznej pompy jest nie tylko transport tego czynnika, ale również podniesienie jego ciśnienia. Następnie ciekłe powietrze jest odparowywane, podgrzewane i kierowane na turbinę gazową, gdzie rozpręża się, wytwarzając energię mechaniczną, która następnie jest przetwarzana w generatorze z powrotem na energię elektryczną. W zależności od konfiguracji układu możliwe jest użycie dodatkowego paliwa (układ z komorą spalania lub inaczej układ diabatyczny – rys. 12), w celu znacznego podniesienia temperatury czynnika przed turbiną (co skutkuje znacznym zwiększeniem mocy całego układu), bądź rozprężanie powietrza bez zastosowania paliwa (układ adiabatyczny).

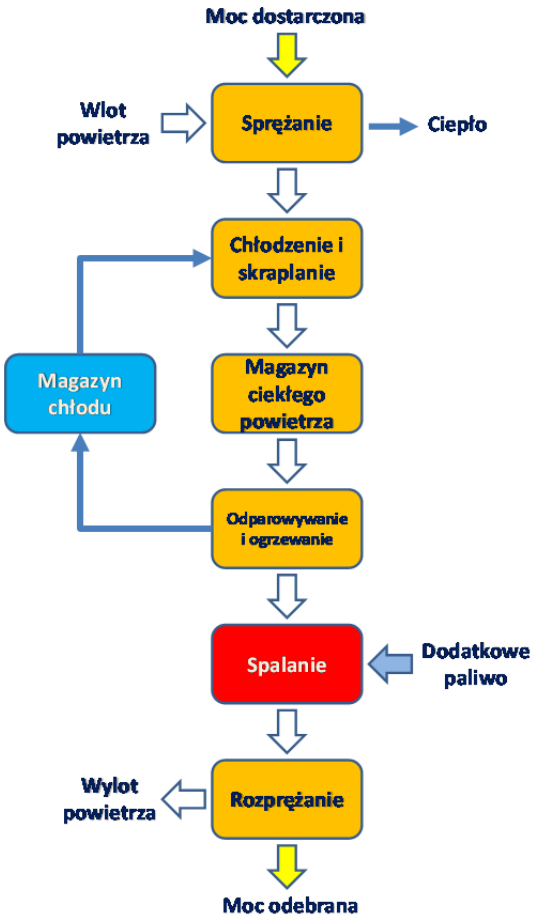
W celu podniesienia sprawności procesu skraplania konieczne jest wykorzystanie tzw. magazynu chłodu. Chłód ten uzyskuje się w trakcie podgrzania i odparowywania ciekłego powietrza w cyklu rozładowywania magazynu LAES.

Magazyn chłodu przyczynia się do poprawy sprawności zarówno w układach z komorą spalania, jak i bez niej.

W układach adiabatycznych (rys. 13) oprócz wspomnianego wyżej magazynu chłodu konieczne jest również zastosowanie magazynu ciepła powstałego w wyniku procesu sprężania powietrza. Ciepło to jest następnie wykorzystywane w cyklu rozładowywania układu LAES. W celu lepszego wykorzystania ciepła z magazynu konieczne jest podzielenie turbiny gazowej (a tym samym procesu rozprężania) na kilka części. Pomiędzy każdą z nich, a także przed pierwszą turbiną powinno się instalować wymienniki ciepła zasilane czynnikiem z magazynu ciepła.



Rys. 12. Zasada działania elektrowni A-LAES – opracowanie własne



Rys. 13. Zasada działania elektrowni d-LAES – opracowanie własne

4.2. PERSPEKTYWA ROZWOJU LAES ORAZ WPŁYW NA ŚRODOWISKO

LAES jest stosunkowo nową technologią magazynowania energii. Obecnie na świecie zbudowane są tylko dwa takie układy. Pierwszy z nich został wybudowany w 2011 r.[96] w Londynie przez firmę Highview Power Storage, a następnie przeniesiony na teren Uniwersytetu w Birmingham[93]. Jest to układ badawczy o mocy 350 kW i pojemności 2,5 MWh[96]. Drugi układ ma moc 5 MW, pojemność 15 MWh i został wybudowany w 2018 r. w mieście Bury w pobliżu Manchester w Wielkiej Brytanii[94] (jest to obecnie największy układ LAES na świecie).

Adiabatyczny układ LAES jest zeroemisyjny i nie ma negatywnego wpływu na środowisko[96]. W budowie instalacji nie są używane na dużą skalę rzadkie metale ani szkodliwe substancje chemiczne, a proces eksploatacji nie powoduje emisji dwutlenku węgla[94]. Układy LAES będą cechować się emisjami zbliżo-

[93] A. Sciacovelli, D. Smith, H. Navarro, Y. Li, Y. Ding, *Liquid air energy storage – Operation and performance of the first pilot plant in the world*, Proceedings of ECOS 2016 – The 29th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, June 19-23, 2016, Portorož, Slovenia.

[94] Highview Power launches world's first grid-scale liquid air energy storage plant, 2018, https://www.highviewpower.com/news_announcement/world-first-liquid-air-energy-storage-plant/ [dostęp: 27.07.2019].

nymi do diabatycznych układów CAES z uwagi na porównywalną sprawność cieplną. Sprawność diabatycznego układu LAES z regeneracyjnym wymiennikiem ciepła może wynosić ok. 55%[95], natomiast sprawność diabatycznego układu CAES (również posiadającego regeneracyjny wymiennik ciepła) pracującego w McIntosh w stanie Alabama (USA) wynosi 54%[51,86].

4.3. OGRANICZENIA SUROWCOWE

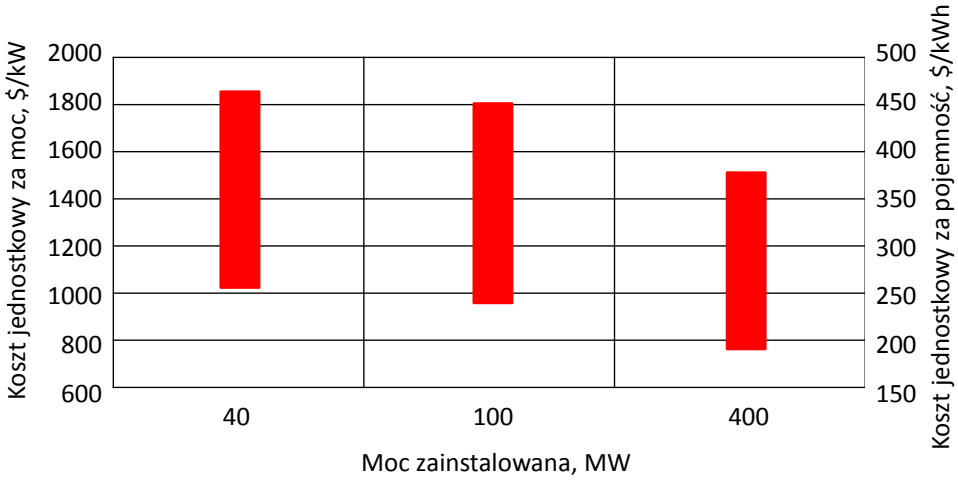
W budowie nie wykorzystuje się na większą skalę rzadkich surowców. Nie ma tu też ograniczeń związanych z lokalizacją, jak w przypadku elektrowni typu CAES[95]. Układ składa się głównie ze stali, która po zakończeniu eksploatacji może zostać poddana procesowi recyklingu[94].

4.4. BARIERY TECHNOLOGICZNE ORAZ SKALOWALNOŚĆ

Technologia LAES jest oparta na gotowych i sprawdzonych w przemyśle kriogenicznym komponentach, których żywotność przekracza 30 lat[96]. W związku z tym jest łatwo skalowalna. Główną barierę stanowią koszty magazynowania energii, które są dla LAES w porównaniu do technologii PHS i CAES ponad dwukrotnie wyższe. Poziom kosztów przechowywania energii w LAES zaprezentowano w podrozdziale 4.5.

4.5. POZIOM KOSZTÓW PRZECHOWYWANIA ENERGII W LAES

Jednostkowe koszty inwestycyjne dla elektrowni LAES maleją wraz ze wzrostem mocy i pojemności magazynu[97], co zostało pokazane na rysunku 14.



Rys. 14. Wpływ wielkości instalacji LAES na koszty inwestycyjne[97]

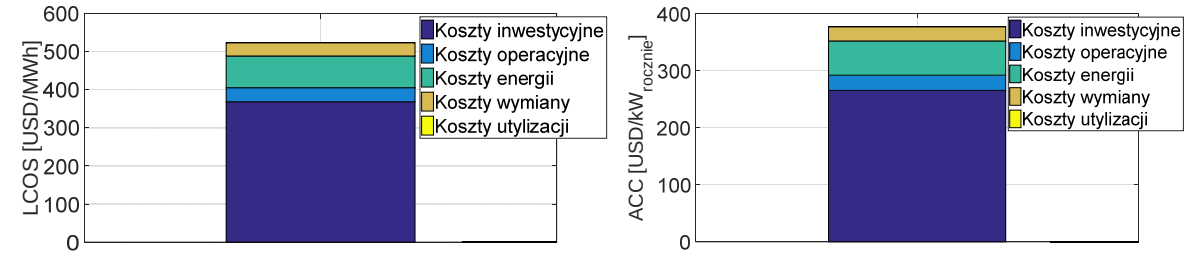
[95] P. Krawczyk, Ł. Szabłowski, S. Karellas, E. Kakaras & K. Badyda, Comparative thermodynamic analysis of compressed air and liquid air energy storage systems, *Energy*, 142, 2018, 46–54.

[96] R. Riley, Liquid Air Energy Storage. How cryogenics can support a greener grid, Highview Power Storage, 2017.

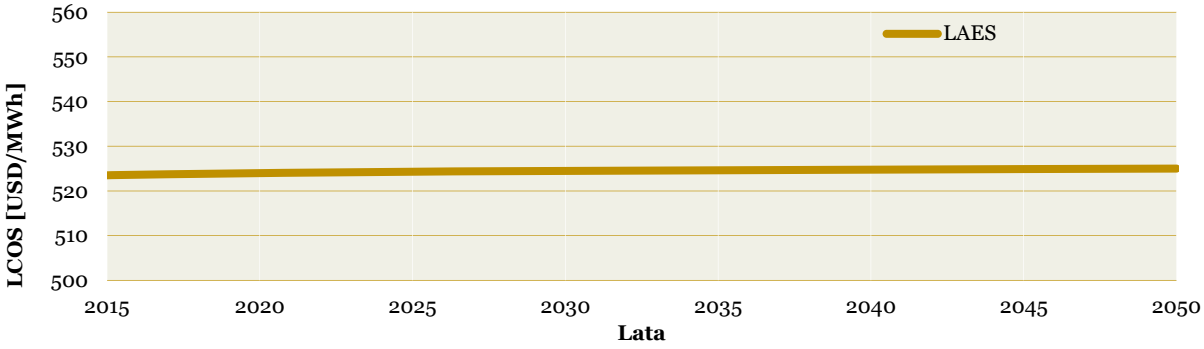
[97] S. Nelmes, Liquid Air Energy Storage (LAES). Pumped Hydro Capability. No Geographical Constraints, Highview Power Storage, 2017.

Z powodu braku danych eksploatacyjnych koszty FOM przyjęto jako 1,5% kosztów inwestycyjnych[98]. Dane na temat kosztów inwestycyjnych, sprawności magazynowania (60%), czasu eksploatacji (30 lat) uzyskano z broszury firmy Highview Power Storage[97] dla układu o mocy 100 MW. Z uwagi na podobieństwo do technologii CAES, resztę założeń przyjęto jak dla elektrowni CAES.

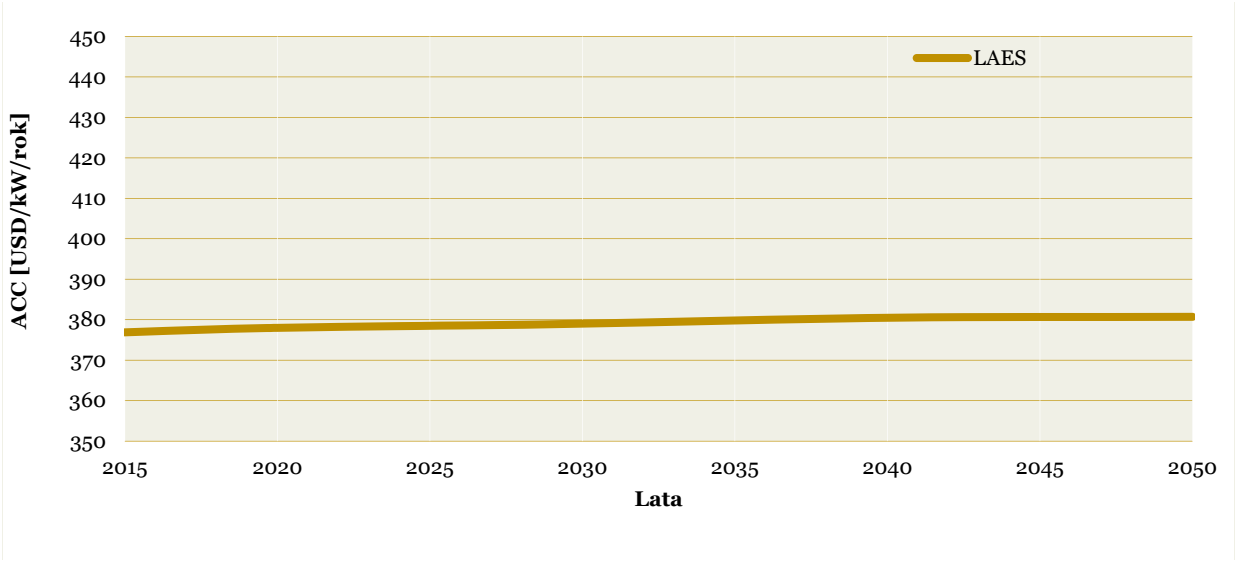
Na rysunku 15a przedstawiono LCOS dla LAES z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, likwidacji. Na rysunku 15b przedstawiono LCOS w perspektywie do 2050 r. (jego wartość nie przekracza 530 USD/MWh dla LAES pracującego w zastosowaniu arbitrażu energii). W perspektywie roku 2050 widoczny jest nieznaczny wzrost LCOS oraz ACC wynikający ze wzrostu kosztów przetwarzania energii. W porównaniu do PHS obserwuje się ponad dwukrotnie wyższą wartość LCOS, w odniesieniu do CAES zaś koszty związane z magazynowaniem energii w całym cyklu życia są o ponad 50% wyższe.



(a)



[98] B. Lin, W. Wu, M. Bai, C. Xie, Liquid air energy storage: Price arbitrage operations and sizing optimization in the GB real-time electricity market, *Energy Economics*, 78, 2019, 647–655.



(b)

Rys. 15. a) LCOS & ACC magazynu LAES z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015–2050

4.6. GŁÓWNE ZASTOSOWANIA LAES

Zastosowanie technologii LAES jest takie samo jak w przypadku elektrowni szczytowo-pompowych i CAES.

4.7. KONKLUZJE: ZALETY, WADY I REKOMENDACJE DLA LAES

Zalety technologii[85]:

- Przeznaczona do magazynowania energii elektrycznej na dużą skalę przy współpracy z siecią elektroenergetyczną (ok. 100 MW i powyżej), łatwa skalowalność technologii (brak ograniczeń geologicznych).
- Wysoka żywotność, powyżej 20 lat.
- Wysoka gęstość mocy.
- Możliwość dostarczania energii od kilku godzin do kilku dni.
- Korzystny wpływ na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej poprzez m.in.: regulację częstotliwości, napięcia i mocy biernej w systemie.
- Około 11 razy mniejsza objętość zbiorników na ciekłe powietrze w porównaniu z elektrowniami CAES.

Wady technologii:

- Niższa sprawność magazynowania w porównaniu z elektrowniami szczytowo-pompowymi i z adiabatycznymi elektrowniami CAES.
- Niska częstotliwość działania (magazynowanie energii nie częściej niż raz na dobę).

Rekomendacje do zastosowań przy magazynowaniu energii średnio- oraz długoterminowym w celu uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej. Magazynowanie sezonowe jest tu niewskazane z uwagi na stosunkowo wysokie koszty inwestycyjne układów LAES. Koszty magazynowania energii w LAES są ponad dwukrotnie wyższe niż w przypadku PHS oraz o połowę wyższe niż CAES. Technologia ta znajduje się obecnie w fazie badań.

Potencjalni interesariusze to m.in. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

5. BEZWŁADNIKI ENERGII KINETYCZNEJ (FES)

Techniczne charakterystyki układów **FES**

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/ Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
FES (Bezwładniki/koła zamachowe)	20-80	0,1-20	s – min	15-20	1 s – 15 min	~20 000-10 000 000	~89-95	Wczesna komercja/ – nie dotyczy

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

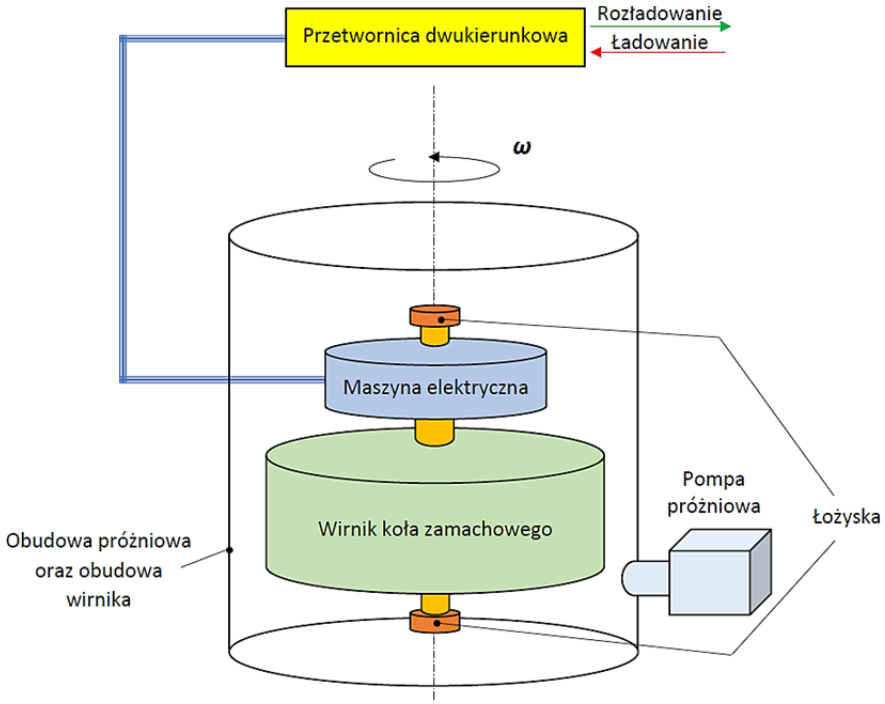
Koszty układów **FES**

Układ	Koszty mocy [USD/kW]	Koszt kapitału energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
FES	250-650	1 000-10 000	0,0015-0,004 USD/kWh, ~6,5-20 USD/kW/rok

5.1. WSTĘP

Wśród technik magazynowania energii mechanicznej wyróżniane są bezwładniki (ang. *Flywheel Energy Storage* – FES)[11], które magazynują energię kinetyczną. Koło zamachowe umieszczone jest na wale razem z maszyną elektryczną. W celu obniżenia oporów toczenia stosowane są łożyska magnetyczne. Dodatkowo w przestrzeni, w której obraca się koło zamachowe, wytwarzana jest próżnia, z użyciem m.in. pompy próżniowej (rys. 16). W układzie FES maszyna elektryczna (pracująca jako silnik elektryczny) napędza bezwładnik/wirnik z prędkością obrotową do 100 000 obr./min. W przypadku gdy zachodzi potrzeba wykorzystania energii z FES, rozpędzony wirnik koła zamachowego jest zwalniany poprzez maszynę elektryczną, pracującą jako generator (obszar pracy prądnicowej maszyny elektrycznej) i w konsekwencji maszyna elektryczna wytwarza energię elektryczną.

Układy FES stosowane są przy magazynowaniu krótkoterminowym energii (wysoka moc). Stosowane są zwykle przy krótkoterminowym magazynowaniu, szczególnie gdy zachodzi potrzeba bardzo krótkiego czasu reakcji w zastosowaniu dla usług sieciowych. Układy FES nie są przystosowane do magazynowania średnioterminowego oraz długoterminowego (zwykle wytracają na godzinę ok. 15% energii zmagazynowanej)[11].



Rys. 16. Zasada działania bezwładnika kinetycznego – opracowanie własne

Koło zamachowe zwykle wykonane jest ze stali, obracając się do 6 000 obr./min, natomiast wykonane z włókna węglowego mogą osiągnąć do 100 000 obr./min[99]. Gęstość energii dla koła stalowego to 5 Wh/kg, natomiast dla koła z włókna węglowego to 100 Wh/kg. Należy podkreślić, że włókno węglowe jest kilkunastokrotnie droższe od stali i stanowi do kilkunastu procent ceny instalacji FES.

5.2. PERSPEKTYWA ROZWOJU FES ORAZ WPŁYW NA ŚRODOWISKO

Obecnie na świecie istnieje wiele zastosowań[100] układów FES, m.in. w systemach zasilania awaryjnego UPS (ang. *Uninterruptible Power Supply*), przy stabilizacji pracy sieci – regulacji napięcia i częstotliwości. FES wykorzystuje się też w pojazdach z napędem hybrydowym i elektrycznym, w statkach kosmicznych, zarówno ze stalowym, jak również kompozytowym kołem zamachowym. W północno-zachodniej Australii w Coral Bay istnieje układ FES o mocy 500 kW, wspomagający działanie elektrowni wiatrowej o mocy 600 kW (3 układy po 200 kW) oraz siedmiu generatorów Diesla 320 kW każdy (w sumie o łącznej mocy 2,24 MW). Układ bezwładnikowy FES zapewnia okresowe magazynowanie energii oraz stabilizację pracy sieci elektroenergetycznej, co pozwala zapewnić do 95% zapotrzebowania na energię w szczytowym okresie zapotrzebowania. Należy podkreślić, że system przez ok. 900 godzin, tj. 37,5 dni rocznie, zapewnia energię w 90% pochodzącą z elektrowni wiatrowych. Natomiast blisko 80% całkowitej mocy wytwarzane jest z wiatru przez 120 dni. Podobne zastosowanie układu FES planowane jest w Marsabit w Kenii, gdzie również zastosowany zostanie magazyn o mocy 500 kW, który będzie współpracował z elektrownią wiatrową o łącznej mocy 550 kW i generatorem Diesla. Cały system zostanie

[99] X. Dai, K. Wei, X. Zhang, Analysis of the Peak Load Leveling Mode of a Hybrid Power System with Flywheel Energy Storage in Oil Drilling Rig, *Energies*, 12, 2019, 606; doi:10.3390/en12040606.

[100] M.E. Amiryar, K.R. Pullen, A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications, *Applied Science*, 7, 2017, 286; doi:10.3390/app7030286.

wybudowany przez koncern ABB. Zastosowany w Kenii układ PowerStore będzie w głównej mierze odpowiadał za stabilizację pracy sieci elektroenergetycznej oraz zapewni większą penetrację OZE w systemie elektroenergetycznym Kenii. Innym przykładem zastosowania układu FES do stabilizacji częstotliwości przy zwiększonym udziale energii ze źródeł odnawialnych jest instalacja New York Independent System Operator (NYISO) w Stephentown w stanie Nowy Jork w USA. W obiekcie zastosowano koło zamachowe o mocy 20 MW. Podobny układ zeroemisyjny o mocy 20 MW wybudowano w Hazle Township w Pensylwanii. Obiekt ten został zaprojektowany na co najmniej 20 lat (~100 000 cykli pełnego rozładowania). Układ składa się z kół zamachowych 100 Beacon Power o mocy 100 kW (25 kWh) połączonych równolegle, mogących zareagować w czasie krótszym niż 2 sekundy[100]. W systemach UPS koła zamachowe współpracują z akumulatorami elektrochemicznymi. Koło zamachowe jest wykorzystywane w pierwszych sekundach zaniku zasilania w celu podtrzymania zasilania, natomiast później układ przełącza się i obciąża akumulator (w tenże sposób wydłuża się żywotność tradycyjnych ogniw elektrochemicznych). Bezobsługowy system czystej energii UPS bazujący na FES o mocy 1 MW do ochrony usług internetowych w centrum danych[101] (EasyStreet Online Service's) został zainstalowany w Kalifornii w USA. Innym przykładem jest wykorzystanie układu FES o mocy 900 kW powstałego w 2018 r. na Międzynarodowym Lotnisku Benito Juárez w mieście Meksyk[102]. System ma za zadanie szybko przełączyć się na zasilanie awaryjne i zachować niezawodność funkcjonowania lotniska. Obecnie coraz więcej instalacji FES wykorzystywanych jest przez wojsko, m.in. do magazynowania energii ze wszystkich źródeł generacji rozproszonej (np. elektrowni wiatrowych i modułów fotowoltaicznych), czego przykładem jest układ FES (120 kWh) zintegrowany z mikrosiecią obsługującą US Marine Corp w Kalifornii[100]. Celem układu FES współpracującego z akumulatorami elektrochemicznymi jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego obiektów wojskowych w bazie zasilanych z OZE (m.in. układy fotowoltaiczne) oraz generatorów Diesla w mikrosieci o mocy 1,1 MW. Kolejnym przykładem jest obecnie powstający w Anglii Pilsworth Power Plant – projekt hybrydowego magazynu LAES współpracującego z UC-FES o wielkości 5 MW[103].

Tabela 10. Ślad węglowy (*carbon footprint*) w wybranych materiałach stosowanych na komponenty FES[104]

Materiał	Ślad węglowy przy wydobywaniu surowców [kgCO_2eq/kg]
Stal niskostopowa	2,2
Stal o wysokiej wytrzymałości	2,8
Aluminium	9,7-18,3
Magnez	25,8
Polimery wzmocnione włóknem szklanym (CFRP)	2,4
Polimery wzmocnione włóknem węglowym; na bazie poliakrylonitrylu (PAN)	14,6

[101] EasyStreet, http://easystreet.com/ [dostęp: 01.08.2019].

[102] VYCON, https://vyconenergy.com/2018/06/18/mexico-city-international-airport-depends-on-vycons-flywheel-systems-for-critical-backup-power/ [dostęp: 01.08.2019].

[103] DOE Global Energy Storage Database, https://www.energystorageexchange.org/projects/1495 [dostęp: 02.08.2019].

[104] C. Herrmann, W. Dewulf, M. Hauschild, A. Kaluza, S. Kara, S. Skerlos, Life cycle engineering of lightweight structures, *CIRP Annals – Manufacturing Technology*, 67, 2018, 651–672.

Układy FES nie emitują CO_2. Podczas eksploatacji, w przypadku zasilania energią pochodzącą ze źródeł odnawialnych (np. elektrowni wiatrowych)[100], nie emitują też zanieczyszczeń do atmosfery (są układami zeroemisyjnymi). Warto jednak zwrócić uwagę na to, jak są wytwarzane komponenty /materiały, z których zbudowano konstrukcje układów FES oraz innych magazynów energii, z uwzględnieniem śladu węglowego (ang. *Carbon footprint*). W tabeli 10 zaprezentowano ślad węglowy w wybranych materiałach stosowanych na komponenty FES.

5.3. OGRANICZENIA SUROWCOWE

Podobnie jak w przypadku budowy elektrowni szczytowo-pompowych, układów CAES i LAES, nie wykorzystuje się rzadkich surowców. Głównymi materiałami, z których wykonuje się koła zamachowe, są stopy stali oraz włókna węglowe. W tabeli 11 przedstawiono właściwości układów FES wolno- i wysokoobrotowych.

Tabela 11. Typowe właściwości układów FES wolno- oraz wysokoobrotowych[112]

Nazwa właściwości	Wolnoobrotowe (LSF)	Wysokoobrotowe (HSF)	Mikro-wysokoobrotowe (micro-HSF)
Prędkość robocza	< 10 000 obr./min	> 10 000 obr./min	> 10 000 obr./min
Materiał wirnika	Stal	Kompozyt z włókna węglowego	Kompozyt z włókna węglowego
Typ łożysk	Konwencjonalne	Magnetyczne (zmniejszone tarcie)	Konwencjonalne
Gęstość energii	~5 Wh/kg	Do 100 Wh/kg	~10 Wh/kg
Waga	n/a	n/a	15-60 kg
Liczba cykli	10^5-10^7	10^5-10^7	10^5-10^7
Żywotność	~20 lat	~20 lat	~20 lat

Koła zamachowe wykonane w całości ze stali są znacznie tańsze niż częściowo wykonane z włókien węglowych. W roku 2019 koszt arkuszy stalowych nie przekraczał 680 USD/t[105]. Natomiast koszt włókna węglowego w 2019 r. wyniósł ponad 12 000 USD/t. W perspektywie 2020 r. obserwowany będzie spadek ceny włókna węglowego do poziomu poniżej 10 000 USD/t (należy zwrócić uwagę, że dynamika wzrostu konsumpcji na włókno węglowe pomiędzy rokiem 2018 a 2019 wynosi ponad 15%[106]).

5.4. BARIERY TECHNOLOGICZNE ORAZ SKALOWALNOŚĆ

Głównymi barierami, które wpływają na gęstość energii FES, jest wytrzymałość zastosowanych materiałów, która ogranicza prędkość maksymalną wirnika koła zamachowego. Należy przy tym dodać, że przy optymalizacji konstrukcji układu FES konieczna jest odpowiednia stabilizacja i podparcie wirnika oraz łożyskowanie wału. Stabilizacja powinna wpływać na przenoszenie jak najmniejszych drgań na kor-

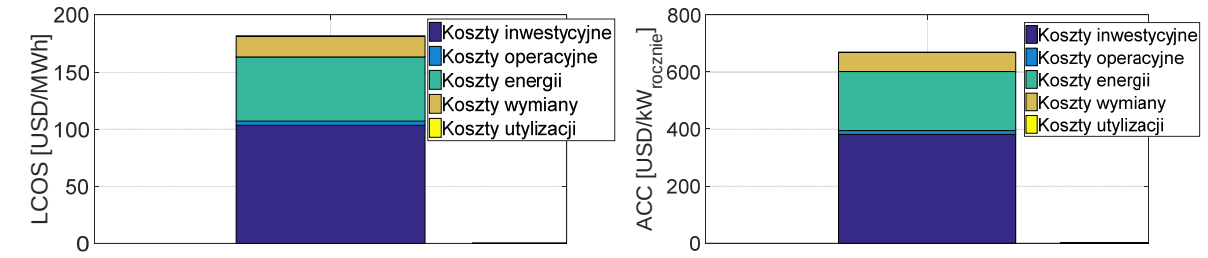
[105] Cena stali, https://www.lme.com/Metals/Ferrous/HRC-N-America#tabIndex=2 [dostęp: 08.08.2019].

[106] Cena i zapotrzebowanie na włókno węglowe w perspektywie 2020 r., https://www.infosys.com/engineering-services/white-papers/Documents/carbon-composites-cost-effective.pdf [dostęp: 08.08.2019].

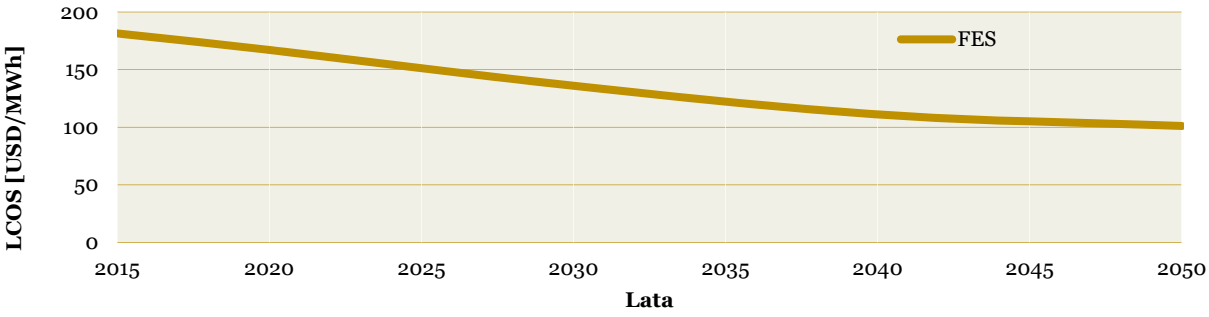
pus[107,108]. Odpowiednie łożyskowanie wału wpływa z kolei na rozkład sił poprzecznych i wzdłużnych, a te z kolei są bezpośrednio związane ze stratami i wydzielaniem się ciepła w łożyskach oraz wpływają na sprawność całego układu[108]. Kolejnym istotnym elementem w układzie FES jest odpowiednie zamocowanie maszyny elektrycznej na wale oraz zapewnienie odpowiedniej szczeliny powietrznej dla strumienia magnetycznego pomiędzy statorem i rotorem oraz pomiędzy wirnikiem i korpusem. Elementy do FES są zunifikowane, dlatego też można bardzo łatwo skalować układ.

5.5. POZIOM KOSZTÓW PRZECHOWYWANIA ENERGII W FES

Na rysunku 17a przedstawiono LCOS dla FES z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, a także likwidacji. Na rysunku 17b przedstawiono LCOS w perspektywie 2015-2050 (jego wartość nie przekracza 181 USD/MWh dla FES pracującego w zastosowaniu reakcji pierwotnej. W przypadku kosztu ACC nie przekracza on 669 USD/kW rocznie. W perspektywie 2050 r. widoczny jest ponad 30-procentowy spadek LCOS poniżej 100 USD/MWh.

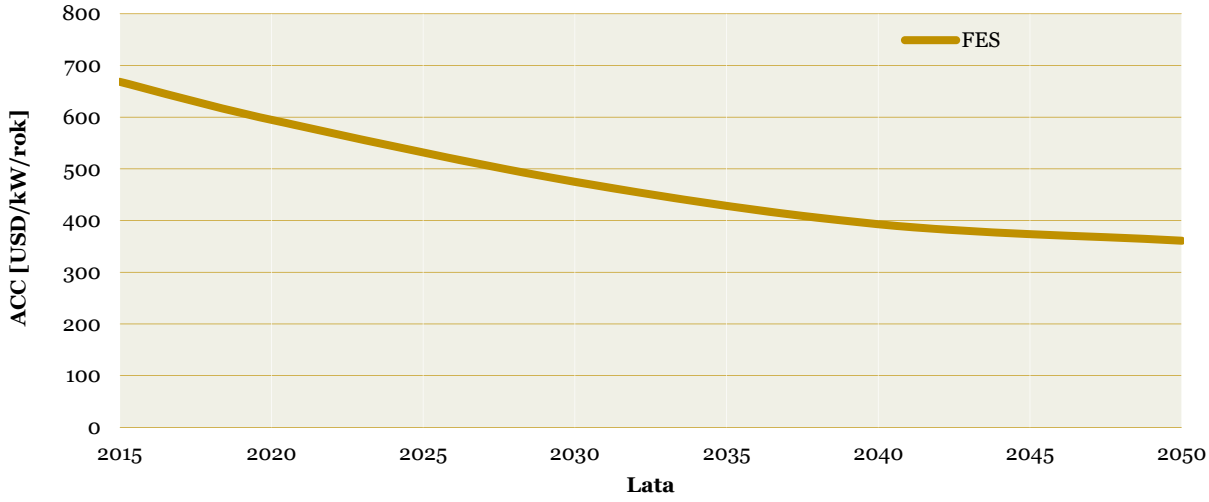


(a)



[107] J. Šonský, V. Tesař, Design of a stabilised flywheel unit for efficient energy storage, *Journal of Energy Storage*, 24, 2019, 100765.

[108] K.R. Pullen, The Status and Future of Flywheel, *Energy Storage*, 3(6), 2019, 1394–1399.



(b)

Rys. 17. a) LCOS & ACC magazynu FES z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015-2050

5.6. GŁÓWNE ZASTOSOWANIA FES

Zastosowanie technologii FES dotyczy głównie magazynowania krótkoterminowego energii elektrycznej (do kilku godzin), wszędzie tam, gdzie istnieje potrzeba szybkiej odpowiedzi (wysoka gęstość mocy), m.in. w usługach wsparcia i uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej, lotnictwie, żegludze morskiej, a także w transporcie drogowym[11].

5.7. KONKLUZJE: ZALETY, WADY I REKOMENDACJE DLA FES

Zalety technologii*[11]*:

- Wysoka gęstość mocy i łatwa skalowalność dla zastosowań krótkoterminowych przy współpracy z siecią elektroenergetyczną.
- Wysoka głębokość rozładowania do kilkuset obr./min.
- Kompaktowa budowa ze zintegrowaną maszyną elektryczną prądu przemiennego AC (ang. *alternating current*).
- Wysoka sprawność: do 85-90% dla dobrze zaprojektowanych układów FES[108].
- Wysoka żywotność (ok. 20 lat) oraz bardzo duża liczba cykli pracy (do 10 milionów)[50,51,52].

Wady technologii:

- Stosunkowo niska pojemność energetyczna.
- Wrażliwość na drgania (konieczność stabilizacji)[107].
- Intensywne wydzielanie się ciepła podczas pracy FES.
- Zastosowanie jedynie do magazynowania krótkoterminowego: w ciągu godziny wytracają nawet do 15% zmagazynowanej energii[11].

Rekomendacje do zastosowań w układach hybrydowych, m.in.: z ogniwami paliwowymi, ogniwami elektrochemicznymi (np. akumulatory litowo-jonowe)[109], ogniwami przepływowymi, superkondensatorami, małymi CAES oraz niskotemperaturowymi układami mikrokogeneracyjnymi. Układy FES znalazły także zastosowanie w systemach KERS/ERS (ang. *Kinetic Energy Recovery System/ Energy Recovery System*)[110] w bolidach formuły F1, hybrydowych układach napędowych pojazdów czy układach napędowych pojazdów elektrycznych[111]. Układy FES mogą znaleźć zastosowanie przy magazynowaniu energii ze źródeł odnawialnych (szczególnie farm wiatrowych oraz ogniw fotowoltaicznych). Należy także zwrócić uwagę, że obecnie nie ma regulacji prawnych m.in. w Polsce[91] i Europie[112] dotyczących wykorzystania FES z odnawialnymi źródłami energii, szczególnie w przypadku zastosowania w instalacjach prosumenckich na masową skalę. Wysoki potencjał rozwoju w Polsce. FES może stanowić wsparcie dla rozwoju infrastruktury eksploatacyjnej dla pojazdów z napędem elektrycznym.

Potencjalni interesariusze to m.in.: prosumenci, transport drogowy, budownictwo. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

[109] S. Dambone Sessa, A. Tortella, M. Andriollo, R. Benato, Li-Ion Battery-Flywheel Hybrid Storage System: Countering Battery Aging During a Grid Frequency Regulation Service, *Applied Sciences*, 8, 2018, 2330; doi:10.3390/app8112330.

[110] F. Meishner, D.U. Sauer, Wayside energy recovery systems in DC urban railway grids, *eTransportation*, 1, 2019, 100001.

[111] C. Śliwiński, Kinetic energy recovery systems in motor vehicles, *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*, 148, 2016, 012056; doi:10.1088/1757-899X/148/1/012056.

[112] S. Wicki, E.G. Hansen, Clean energy storage technology in the making: An innovation systems perspective on flywheel energy storage, *Journal of Cleaner Production*, 162, 2017, 1118–1134.

6. CHEMICZNE MAGAZYNY ENERGII – WODÓR (H_2)

Techniczne charakterystyki układów **chemicznych magazynów energii (H_2+FC)**

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/ Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
H_2+FC (wodorowe ogniwa paliwowe)	500-3000	0-50	h – m-ce	5-20	s – 24 h+	1 000-20 000	~20-60	Rozwijana/TRL-9

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

Koszty układów **chemicznych magazynów energii (H_2+FC)**

Układ	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
H_2+FC	2 000-5 500	2-35	15-46 USD/kW

6.1. WSTĘP – WODÓR: PRODUKCJA, MAGAZYNOWANIE, WYKORZYSTANIE

Wodór jest uważany za bardzo obiecujący nośnik energii, ponieważ jego wykorzystanie nie wiąże się z bezpośrednią emisją gazów cieplarnianych. Jedynym produktem spalania wodoru w powietrzu lub ogniwie paliwowym jest para wodna. Pomimo tego, że para wodna jest bardzo silnym gazem cieplarnianym, to przy założeniu, że wodór produkowany jest z rozkładu wody, bilans emisji pary wodnej jest zerowy. Poza tym, wodór jest niezwykle atrakcyjny z uwagi na wysokie ciepło spalania (141,9 MJ/kg) oraz dużą gęstość energii (143 MJ/kg)[113,114], wielokrotnie większą niż gęstość energetyczna paliw konwencjonalnych takich jak benzyna (46,4 MJ/kg), olej napędowy (45,6 MJ/kg) ropa naftowa (41,9 MJ/kg), gaz ziemny (53,6 MJ/kg), węgiel kamienny (26–33 MJ/kg) czy węgiel brunatny (10–20 MJ/kg)[113,114]. Niestety, wodór praktycznie nie występuje na Ziemi w stanie wolnym (zawartość w atmosferze ziemskiej poniżej 1 ppm), w związku z czym nie można go pozyskać jako paliwa, tylko należy go wytworzyć z nakładem energii. Znanych jest szereg sposobów produkcji wodoru, wśród nich m.in. reforming ropy naftowej, konwersja tlenku węgla z parą wodną, elektroliza wody oraz katalityczny rozkład wody.

[113] L. Schlapbach, A. Züttel, Hydrogen-storage materials for mobile applications, *Nature*, 414, 2001, 353–358.

[114] D. Rand, Hydrogen Energy – Challenges and Prospects, RSC Publishing, 2008.

Przetwórstwo ropy naftowej to obecnie główna metoda produkcji wodoru. Wodór jest uzyskiwany w reakcji metanu i wody w wysokiej temperaturze w procesie reformingu, który pozwala na uzyskanie gazu syntezowego (tzw. syngaz), składającego się z wodoru i tlenku węgla (równanie 6.1)[115]. Otrzymany syngaz (substytut gazu ziemnego lub gaz syntetyczny) można wykorzystać jako reagent w syntezie chemicznej lub jako paliwo w kuchenkach gazowych. Można też kontynuować jego przetwórstwo w procesie konwersji z parą wodną, co prowadzi do uzyskania dodatkowej porcji wodoru i dwutlenku węgla (równanie 6.2).

$$CH_4 + H_2O \rightarrow 3H_2 + CO \qquad T = 700–1\,100°C \qquad (6.1)$$

$$CO + H_2O \rightarrow H_2 + CO_2 \qquad T = 130°C \qquad (6.2)$$

Produkcja wodoru w procesie przetwórstwa ropy naftowej nie jest obojętna ekologicznie, ponieważ obok czterech cząsteczek wodoru powstaje jedna cząsteczka dwutlenku węgla. Należy jednak zaznaczyć, że takie przetwórstwo metanu jest korzystniejsze niż jego proste spalanie ze względu na możliwość kontroli skumulowanego strumienia CO_2 i jego sekwestracji lub wykorzystania w zakładach chemicznych do produkcji metanolu.

Analogicznie do procesu reformingu, możliwe jest wytworzenie gazu syntezowego w reakcji koksu z parą wodną w reakcji Boscha (równanie 6.3). Otrzymany gaz syntezowy można dalej przetwarzać w celu uzyskania dodatkowej porcji wodoru w reakcji z parą wodną (równanie 6.2), wykorzystać jako materiał energetyczny lub reagent w syntezie organicznej.

$$C + H_2O \rightarrow H_2 + CO \qquad T = 190°C \qquad (6.3)$$

Reakcja Boscha, podobnie jak reforming ropy naftowej i konwersja z parą wodną, nie jest obojętna ekologicznie z uwagi na generowanie dwutlenku węgla. Należy zauważyć, że ogólna wydajność produkcji wodoru w reakcji Boscha jest dwukrotnie niższa niż w procesie reformingu, ponieważ koks, w odróżnieniu od węglowodorów, nie zawiera wodoru.

Ze względu na produkcję dwutlenku węgla w procesie syntezy wodoru metodą przetwórstwa ropy naftowej i koksu, wodór ten nie może być uznany za czysty nośnik energii.

W kontekście wykorzystania wodoru na szeroką skalę należy przestawić jego produkcję przemysłową na czyste technologie wykorzystujące odnawialne źródła energii. Uważa się, że proces elektrolitycznego lub katalitycznego rozkładu wody na wodór i tlen pozwolą na otrzymanie odpowiednich ilości wodoru o wysokiej czystości.

Proces elektrolizy wody, czyli elektrochemicznego rozkładu wody na tlen i wodór (równanie 6.4), jest znany od 1800 r. dzięki niezależnym pracom badawczym Williama Nicholsona[116] i Johanna Rittera[117].

$$2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2 \qquad (6.4)$$

Dopiero prace Dmitrija Łachinowa doprowadziły w 1888 r. do opracowania pierwszej przemysłowej instalacji do produkcji wodoru i tlenu metodą elektrolizy wody. Proces elektrolizy wody jest bardzo energochłonny, więc możliwy do praktycznego wykorzystania jedynie przy zastosowaniu taniego i odnawialnego źródła energii (np. elektrownie słoneczne, wiatrowe) lub wykorzystania nadwyżek energetycznych (PtG). Ponadto elektrolizowana woda musi być czysta, aby przedłużyć żywotność stosowanych elektrod i zapewnić wysoką czystość otrzymywanego wodoru. W instalacjach stacjonarnych możliwe jest

[115] W.F. Maier, Capture of Carbon Dioxide at the Gas–Liquid Interface Elucidated by Surface Science Approaches, *Angewandte Chemie Int. Ed.*, 50, 2011, 10133-10134; https://doi.org/10.1002/anie.201105157.

[116] C. Russel, *Enterprise and electrolysis,* Chemistry World, August 2003.

[117] H. Berg, Johann Wilhelm Ritter – The Founder of Scientific Electrochemistry, *Review of Polarography*, 54, 2008, 99.

zastosowanie zamkniętego obiegu wody z jej okresowym uzupełnianiem. Wówczas woda wykorzystywana w procesie elektrolizy byłaby odzyskiwana w procesie spalania wodoru, który odbywa się w obrębie tej samej instalacji. Rozwiązanie to nie wchodzi jednak w grę, jeśli wyprodukowany wodór miałby być transportowany i wykorzystany w innej lokalizacji, np. podczas spalania w pojeździe zasilanym wodorowym silnikiem spalinowym (ang. *hydrogen internal combustion engine vehicle*, HICEV) lub podczas spalania wzbogaconego gazu ziemnego (ang. *hydrogen-enriched natural gas*, HENG).

Znane są również metody fotokatalitycznego i fotoelektrokatalitycznego rozkładu wody. Wykorzystuje się w tym celu katalizatory i materiały półprzewodnikowe, zdolne do absorpcji promieniowania słonecznego i wykorzystania tej energii do redukcji wody. Układy tego typu są obecnie intensywnie badane i rozwijane w ośrodkach naukowych na całym świecie, jednak nie wykorzystuje się ich jeszcze przemysłowo. Wśród najbardziej obiecujących układów do fotokatalitycznej redukcji wodoru można wymienić układy oparte m.in. na krzemie[118], siarczku kadmu[119], azotku węgla[120], wanadanie bizmutu[121] lub perowskitach[122]. Do tej pory jednak klasyczna elektroliza pozostaje najbardziej efektywną metodą produkcji wodoru pozwalającą na wyeliminowanie emisji gazów cieplarnianych.

Produkcja wodoru metodą PtG

Technologia power-to-gas przewiduje produkcję wodoru na skalę przemysłową poprzez elektrolizę wody, z wykorzystaniem energii elektrycznej. Elektroliza wody to proces o niekorzystnej termodynamice, który nie przebiega samoczynnie w przyrodzie i wymaga dostarczenia energii z zewnątrz. Dla zapewnienia neutralności klimatycznej tego procesu kluczowe jest wykorzystanie energii elektrycznej uzyskanej z odnawialnych źródeł energii. Najkorzystniej jest lokalizować elektrolizery PtG w pobliżu takich elektrowni, aby uniknąć strat przesyłowych energii elektrycznej.

Proces elektrolizy wody polega na redukcji protonów do gazowego wodoru na katodzie (elektroda ujemna) i jednoczesnym utlenieniu wody do gazowego tlenu na anodzie (elektroda dodatnia):

$$\text{katoda } (-)\ 2H^+ + e^- \rightarrow 2H_{2(g)} \qquad E^\circ = 0\ V\ [123] \tag{6.5}$$

$$\text{anoda } (+)\ 2H_2O_{(c)} \rightarrow O_{2(g)} + 4H^+_{(aq)} + 4e^- \qquad E^\circ = +1{,}23\ V\ [123] \tag{6.6}$$

W procesie tym zużywana jest woda o wysokiej czystości, ponieważ nawet niewielkie ilości zanieczyszczeń mogą skutkować zatruciem elektrod i produkcją zanieczyszczonych strumieni wodoru i tlenu.

Ze względu na dużą energochłonność procesu elektrolizy wody, wodór produkowany tą metodą jest znacznie droższy (4–10 USD/kg H_2 w zależności od ceny m.in. prądu i elektrolizerów)[124] niż wodór produkowany klasyczną metodą reformingu ropy naftowej (2,69 USD/kg H_2)[125]. Z tego względu, technolo-

[118] J.J. Leung, J. Warnan, D.H. Nam, J.Z. Zhang, J. Willkomm, E. Reisner, Photoelectrocatalytic H_2 Evolution in Water with Molecular Catalysts Immobilised on p-Si via a Stabilising Mesoporous TiO_2 Interlayer, *Chem. Sci.*, 8, 2017, 5172–5180.

[119] D.W. Wakerley, K.H. Ly, N. Kornienko, K. Orchard, M.F. Kuehnel, E. Reisner, Aerobic Conditions Enhance the Photocatalytic Stability of CdS/CdOx Quantum Dots, *Chem. Eur. J.*, 24, 2018, 18385-18388.

[120] A. Mishra, A. Mehta, S. Basu, N.P. Shetti, K. Raghava Reddy, T.M. Aminabhavi, Graphitic carbon nitride (g-C3N4)-based metal-free photocatalysts for water splitting: A review, *Carbon*, 149, 2019, 693–721.

[121] V. Andrei, R.L.Z. Hoye, M. Crespo-Quesada, M. Bajada, S. Ahmad, M. De Volder, R. Friend, E. Reisner, Scalable Triple Cation Mixed Halide Perovskite–$BiVO_4$ Tandems for Bias-Free Water Splitting, *Adv. Energy Mater.*, 8, 2018, 1801403.

[122] J.H. Kim, D. Hansora, P. Sharma, J.W. Jang, J.S. Lee, Toward practical solar hydrogen production – an artificial photosynthetic leaf-to-farm challenge, *Chem. Soc. Rev.*, 48, 2019, 1908-1971.

[123] P. Atkins, Physical Chemistry, 6th edition, W.H. Freeman and Company, New York 1997.

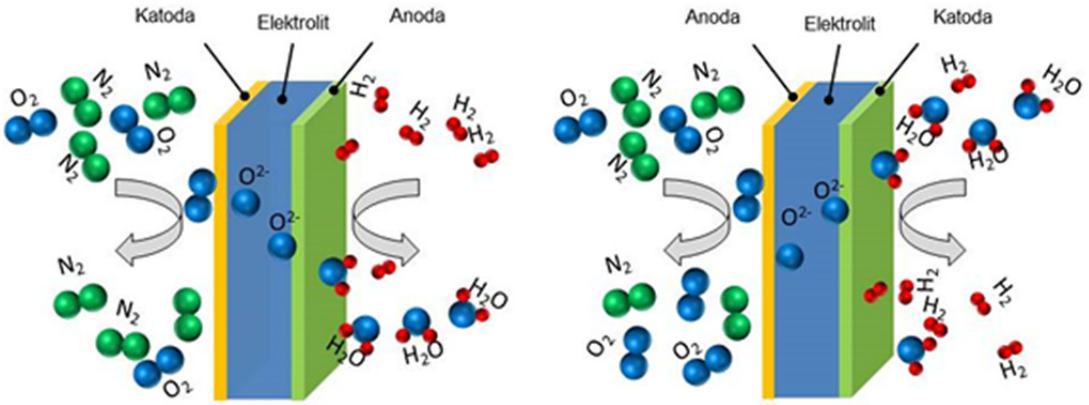
[124] S.S. Al-Zakwani, A. Maroufmashat, A. Mazouz, M. Fowler, A. Elkamel, Allocation of Ontario's Surplus Electricity to Different Power-to-Gas Applications, *Energies*, 12, 2019, 2675.

[125] L. Kaiwen, Y. Bin, Z. Tao, Economic analysis of hydrogen production from steam reforming process: A literature review, *Energy Sources, Part B: Econ. Plan. Policy*, 13, 2018, 109–115.

gia PtG wykorzystuje obecnie relatywnie tani prąd nadwyżkowy, który w większości pochodzi ze spalania paliw kopalnych. W ostatnich latach obserwuje się jednak wzrost udziału energii odnawialnej w produkowanej energii elektrycznej oraz spadek kosztów jej wytwarzania.

W układach PtG możliwe jest wykorzystanie trzech rodzajów elektrolizerów, z czego najwyższą sprawność magazynowania energii uzyskuje się w instalacjach ze stałotlenkowymi elektrolizerami (ang. SOE – *solid oxide electrolyzis*). Jest to jedyny rodzaj elektrolizera, który może być przełączany do trybu ogniwa paliwowego w celu wytwarzania energii elektrycznej, bez zmian w konstrukcji stosu ogniw elektrochemicznych. Z tego względu możliwości wykorzystania chemicznych magazynów energii w układach power-to-gas zostały omówione na ich przykładzie.

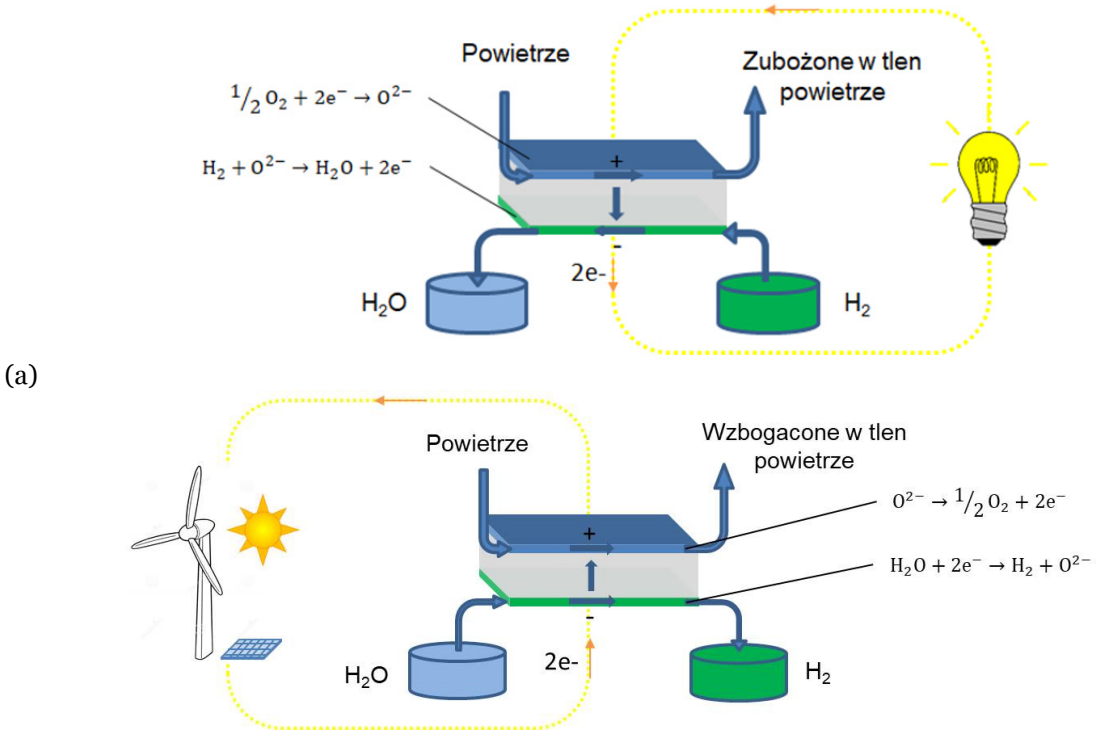
Praca w trybie SOE jest działaniem ogniwa SOFC przy odwróconej polaryzacji – w miejsce wytwarzania energii elektrycznej kosztem dostarczanego paliwa do ogniwa paliwowego. W elektrolizerze wytwarzane jest paliwo z wykorzystaniem dostarczanej energii elektrycznej. Porównanie obu trybów pracy przedstawione zostało na rysunku 18. Ze względu na coraz częstsze wykorzystanie ogniw SOFC do pracy w trybie SOE, jak również możliwość pracy dedykowanych ogniw SOEC w trybie ogniwa paliwowego SOFC, obserwowana jest tendencja unifikacji technologii. Z tego względu stosuje się nazwę stałotlenkowego ogniwa elektrochemicznego (ang. SOC – *solid oxide cell*), które, w zależności od wykorzystania, pracuje w trybie SOFC lub SOE.



Rys. 18. Ogniwo SOC pracujące w trybie elektrolizera SOE (z lewej) oraz w trybie ogniwa paliwowego SOFC (z prawej)[126]

W układzie realizującym koncepcję power-to-gas konieczne jest doprowadzanie energii elektrycznej do elektrolizera SOE, z jednoczesnym zapewnieniem odbioru produkowanego tlenu i wodoru, który wytwarzany jest jedynie przy ciągłej dostawie wody lub pary wodnej. Wodór, by mógł być użyty jako paliwo, przykładowo w ogniwie paliwowym SOFC, wymaga przetransportowania lub zmagazynowania. Na rysunku 19 przedstawiono różnicę pomiędzy SOFC (rys. 19a) i SOE (rys. 19b), w ujęciu systemowym. Główna różnica polega na kierunku przepływu energii elektrycznej w układzie. Układ SOFC wytwarza energię elektryczną, zużywając paliwo wodorowe i tlen z powietrza, podczas gdy układ SOC zużywa energię elektryczną (tu energię z elektrowni wiatrowej lub słonecznej), produkując wodór i wzbogacając powietrze w tlen.

[126] J. Kupecki, K. Motylinski, S. Jagielski, M. Wierzbicki, J. Brouwer, Y. Naumovich, M. Skrzypkiewicz, Energy Analysis of a 10 kW-class power-to-gas system based on a solid oxide electrolyzer (SOE), *Energy Conversion and Management*, 199, 2019, 111934.



Rys. 19. Podstawowe różnice w dostarczaniu i odbiorze mediów w instalacji z: a) SOFC i b) SOE.

Magazynowanie wodoru

Gazowy wodór ma bardzo małą gęstość wolumetryczną (0,08988 g/L), przez co wymaga zastosowania specjalnego systemu magazynowania (np. magazyny wysokociśnieniowe, adsorpcyjne, chemiczne). Ponadto, z uwagi na bardzo małe rozmiary cząsteczki H_2, wodór ma zdolność do dyfuzji przez ciała stałe, co uniemożliwia jego przechowywanie w konwencjonalnych butlach i stwarza konieczność stosowania specjalnych materiałów izolujących. Z kolei skroplony wodór ma znacząco wyższą gęstość (70 g/L), lecz wymaga przechowywania w bardzo niskiej temperaturze. Te niedogodności związane z właściwościami wodoru cząsteczkowego sprawiają, że zagadnienie magazynowania wodoru stanowi oddzielną gałąź badań naukowych i prac rozwojowych. Magazynowanie wodoru, obok jego odnawialnej produkcji i wydajnego spalania, stanowi kluczowe wyzwanie na drodze do przestawienia gospodarki na tzw. gospodarkę wodorową.

Zagadnienie magazynowania wodoru nie stanowi istotnego problemu przy wykorzystaniu wodoru do wzbogacania gazu ziemnego (HENG). Wykorzystuje się wówczas instalacje gazowe jako system magazynowania i dystrybucji paliwa.

Kierunek badań i prac rozwojowych dotyczących opracowania optymalnego sposobu magazynowania wodoru zależy od miejsca zastosowania tej technologii. W przypadku magazynowania stacjonarnego (np. laboratoria naukowe, instalacje przemysłowe) najistotniejsza jest całkowita pojemność, łatwość obsługi, bezpieczeństwo i niska cena, a waga samego kontenera nie odgrywa kluczowej roli. Stosuje się tu butle wysokociśnieniowe wykonane z aluminium lub stali o ciśnieniu operacyjnym odpowiednio 175 barów i 200 barów. Z kolei rozwiązania mobilne wymagają znacznego ograniczenia masy układu magazynującego, z uwagi na duże ewentualne straty energetyczne wynikające z przewożenia tzw. martwej masy kontenera. Z tego względu mobilne układy magazynowania wodoru charakteryzują się większym stopniem skomplikowania i wykorzystują droższe materiały funkcjonalne w porównaniu z układami stacjonarnymi.

Paliwo wodorowe nie powinno ustępować paliwom konwencjonalnym pod względem bezpieczeństwa, ceny oraz wygody użytkowania. Z tego względu, w 2003 r. Departament Energii Stanów Zjednoczonych (*US Department of Energy, DOE*) opracował kryteria, jakie powinien spełniać magazyn wodoru, by zapewnić jego konkurencję z technologiami opartymi na paliwach kopalnych, co jest szczególnie istotne dla zastosowań mobilnych. Kryteria DOE (ostatnio zrewidowane w 2017 r.)[127] regulują podstawowe cechy systemu magazynującego wodór takie jak: grawimetryczną gęstość energii, wolumetryczną gęstość energii, zakres temperatury pracy, czystość wydzielanego wodoru, czas napełnienia zbiornika oraz koszt magazynowania energii (tabela 12). Należy pamiętać o uwzględnieniu w rozważaniach wagi i objętości paliwa oraz wszystkich elementów systemu, łącznie z przewodami, zaworami, obudowami itd. Wymagania DOE, choć stworzone głównie w odniesieniu do zastosowań mobilnych, mogą służyć do porównywania magazynów wodoru różnego typu o różnych mechanizmach przechowywania (magazyny kompresyjne, fizyczne, chemiczne).

Tabela 12. Kryteria DOE dotyczące właściwości magazynów wodoru zasilających ogniwa paliwowe[127]

Parametry:	Jednostki	2020	2025	Docelowe
grawimetryczna gęstość energii	kWh/kg (kg H_2/kg magazynu)	1,5 (0,045)	1,8 (0,055)	2,2 (0,065)
wolumetryczna gęstość energii (wodór użytkowy względem objętości układu)	kWh/L (kg H_2/L magazynu)	1,0 (0,030)	1,3 (0,040)	1,7 (0,050)
koszt magazynowania energii (koszt uzyskanego paliwa)	USD/kWh (USD/kg H_2)	10 (333)	9 (300)	8 (266)
parametry pracy				
– zakres temperatur pracy zbiornika wodoru	°C	–40/+60	–40/+60	–40/+60
– temperatura wydzielania wodoru	°C	–40/+85	–40/+85	–40/+85
– żywotność systemu	cykle pracy	1 500	1 500	1 500
– zakres ciśnienia wydzielanego wodoru	bar	5–12	5–12	5–12
– wydajność mobilna	%	90	90	90
– wydajność stacjonarna	%	60	60	60
ładowanie/rozładowanie				
– czas napełnienia zbiornika	min	3–5	3–5	3–5
– minimalny pełny przepływ wodoru	(g/s)/kW	0,02	0,02	0,02
– średni przepływ wodoru	(g/s)/kW	0,004	0,004	0,004
– czas osiągnięcia pełnego przepływu (+20°C)	s	5	5	5
– czas osiągnięcia pełnego przepływu (–20°C)	s	15	15	15
– odpowiedź na zmienną temperaturę	s	0,75	0,75	0,75

Obecnie najczęściej wykorzystywane są wysokociśnieniowe zbiorniki wodoru. Stosuje się zbiorniki o nominalnych ciśnieniach pracy sięgających 350 bar i 700 bar. Wytworzone są one z nowoczesnych i lekkich materiałów, takich jak włókna szklane i węglowe, z minimalnym wykorzystaniem ciężkich elementów metalowych, dzięki czemu mają one dużą wytrzymałość i niewielką masę, co niestety przekłada

[127] Target Explanation Document: Onboard Hydrogen Storage for Light-Duty Fuel Cell Vehicles, USDRIVE, US Department of Energy, 2017.

się też na ich wysoką cenę. Największą zaletą zbiorników wysokociśnieniowych jest 100-procentowa odwracalność systemu, czyli możliwość odzyskania całego zmagazynowanego wodoru, oraz czystość wydzielanego wodoru identyczna jak czystość wodoru kompresowanego. Co więcej, czas napełniania zbiornika jest krótki, co ma znaczenie zarówno dla zastosowań mobilnych, jak również stacjonarnych. Wyróżnia się 4 typy wysokociśnieniowych zbiorników na wodór ze względu na zastosowane materiały oraz maksymalne ciśnienie operacyjne:

typ 1 – zbiorniki metalowe: aluminiowe (p_{max} = 175 bar) lub stalowe (p_{max} = 200 bar);

typ 2 – zbiorniki metalowe z otuliną: aluminiowe pokryte włóknami szklanymi (p_{max} = 263 bar) lub stalowe pokryte włóknami węglowymi (p_{max} = 299 bar);

typ 3 – zbiorniki kompozytowe: aramidowo-szklane (p_{max} = 438 bar) lub aluminiowo-węglowe (p_{max} = 299 bar);

typ 4 – zbiorniki kompozytowe: węglowo-polimerowe (p_{max} = 700 bar).

Zbiorniki wysokociśnieniowe nie spełniają jednak wszystkich wymagań DOE, a zwłaszcza kryterium wagowego pomimo zastosowania materiałów specjalistycznych. Rzeczywista wagowa zawartość wodoru (tj. z uwzględnieniem masy samego zbiornika) w systemach 350 bar i 700 bar wynosi odpowiednio 5,5% oraz 5,2%[128]. Problematyczne jest również spełnienie kryterium objętościowego, ponieważ niemożliwe jest obecnie stosowanie znacząco wyższego ciśnienia roboczego. Trwają prace nad produkcją lżejszych i bardziej wytrzymałych materiałów konstrukcyjnych, a także rozważana jest możliwość zastosowania wypełniaczy adsorpcyjnych dodatkowo zwiększających efektywną gęstość wodoru w zbiorniku. Mimo braku spełnienia wszystkich kryteriów DOE, zbiorniki wysokociśnieniowe stanowią jednak najbardziej niezawodny typ zbiorników wodoru i są powszechnie stosowane w pojazdach zasilanych wodorem.

Alternatywą dla sprężania wodoru może być jego skroplenie. Niestety, jest to proces kosztowny i skomplikowany ze względu na bardzo niską temperaturę wrzenia wodoru (20,28K; –252,87°C) i temperaturę krytyczną wodoru (33 K; –240°C)[129]. Już samo sprężenie wodoru jest procesem bardzo drogim, a przeprowadzenie go do formy ciekłej wymaga obniżenia temperatury poniżej 33 K. Szacuje się, że proces skraplania wodoru pochłania równowartość ok. 36% zmagazynowanej w nim energii[130]. Ponadto, przechowywanie skroplonego wodoru jest problematyczne ze względu na jego niecałkowitą izolację termiczną od otoczenia, co skutkuje nieuniknionym wzrostem temperatury układu i powolnym odparowaniem wodoru. Ze względu na te niedogodności, skroplony wodór wykorzystuje się jedynie w układach wymagających zmaksymalizowania zawartości wodoru w krótkim czasie. W przeciwnym razie, korzystniejsze jest magazynowanie wodoru w butlach wysokociśnieniowych.

Prowadzone są obecnie badania dotyczące magazynowania wodoru w zbiornikach adsorpcyjnych. Adsorpcja to proces wiązania cząsteczek, który zachodzi na powierzchni i pozwala na magazynowanie gazu w zbiorniku o odpowiedniej konstrukcji i wypełnieniu. Nie tworzą się wówczas wiązania chemiczne, a proces adsorpcji jest w pełni odwracalny i zależy od warunków zewnętrznych – adsorpcja zachodzi pod zwiększonym ciśnieniem, a desorpcja wymaga podwyższenia temperatury. Najlepszymi adsorbentami są materiały porowate o dużej powierzchni w przeliczeniu na masę lub objętość. Nanostruktury grafitowe są w stanie odwracalnie zaadsorbować do ok. 3% wagowych wodoru, jednak ta wartość wzrasta w warunkach obniżonej temperatury (7,4% w 77 K[131]). Zbiorniki adsorpcyjne nie są obecnie wykorzystywane

[128] T.Q. Hua, R.K. Ahluwalia, J.-K. Peng, M. Kromer, S. Lasher, K. McKenney, K. Law, J. Sinha, Technical assessment of compressed hydrogen storage tank systems for automotive applications, *Int. J. Hydrog Energy*, 36, 2011, 3037–3049, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.11.090.

[129] http://www.webelements.com [dostęp: 28.07.2019].

[130] https://www.idealhy.eu/ [dostęp: 28.07.2019].

[131] L. Schlapbach, A. Zuttel, Hydrogen-Storage Materials for Mobile Applications, *Nature*, 414, 2001, 353.

komercyjnie ze względu na niespełnienie wielu kryteriów DOE oraz brak gotowości technologicznej proponowanych rozwiązań.

Chemiczne magazyny wodoru wykorzystują zjawisko absorpcji, czyli trwałego wiązania wodoru w całej objętości absorbentu. Największą zaletą chemicznych magazynów wodoru jest większa objętościowa gęstość wodoru w porównaniu z wolnym wodorem w fazie gazowej lub ciekłej, bez konieczności generowania wysokich ciśnień lub niskich temperatur (tabela 13). Podczas procesu magazynowania wodoru tworzone są nowe związki chemiczne o dużej jego zawartości. Z kolei odzyskiwanie wodoru gazowego wymaga ogrzania układu w celu rozłożenia wcześniej stworzonych związków. Znanych jest szereg związków chemicznych o dużej zawartości wodoru, jednak do tej pory nie uzyskano materiału, który spełniałby wszystkie kryteria DOE[132,133,134]. Wśród przebadanych układów można wyróżnić dwa materiały, które wykazują znakomitą kinetykę absorpcji i desorpcji wodoru, jednak zawartość wodoru jest niewystarczająca: pallad (1,5%)[135] i glinowodorek sodu domieszkowany tytanem (5,5%)[136]. Chemiczne magazyny wodoru nie znalazły do tej pory zastosowania komercyjnego, za wyjątkiem stopów wodorochłonnych stosowanych w ogniwach NiMH.

Tabela 13. Objętościowa gęstość wodoru i zawartość wagowa wodoru w wybranych substancjach

Substancja	Gęstość objętościowa H	Zawartość wagowa H
wodór w warunkach normalnych	$8{,}99 \cdot 10^{-2}$ kg/m^3	100%
wodór pod ciśnieniem 350 bar	$2{,}50 \cdot 10^{1}$ kg/m^3	100%
ciekły wodór (T = 20 K, p = 1 bar)	$7{,}08 \cdot 10^{1}$ kg/m^3	100%
ciekły wodór (T = 20 K, p = 240 bar)	$8{,}70 \cdot 10^{1}$ kg/m^3	100%
metan w warunkach normalnych	$1{,}65 \cdot 10^{-1}$ kg/m^3	25%
woda	$1{,}11 \cdot 10^{2}$ kg/m^3	11%
wodorek glinu	$2{,}42 \cdot 10^{2}$ kg/m^3	11%
borazan	$1{,}53 \cdot 10^{2}$ kg/m^3	19%

Podczas badań naukowych i prac rozwojowych zakłada się najczęściej, że zbiornik wodoru powinien być możliwy do szybkiego napełnienia gazowym wodorem, a także szybkiego opróżnienia. Jest to niezwykle ważne przy zastosowaniach mobilnych, choć w tym kontekście rozważa się również system alternatywny, przewidujący wykorzystanie wkładów zawierających paliwo wodorowe, które po wyczerpaniu i wymianie mogłyby być regenerowane w specjalistycznych zakładach. Na obecnym etapie rozwoju technologii wodorowej wykorzystanie zbiorników wysokociśnieniowych napełnianych gazowym wodorem wydaje się najbardziej uzasadnione ze względów ekonomicznych i użytkowych.

---

[132] C. Milanese, S. Garroni, F. Gennari, A. Marini, T. Klassen, M. Dornheim, C. Pistidda, Solid State Hydrogen Storage in Alanates and Alanate-Based Compounds: A Review, *Metals*, 8, 2018, 567.

[133] M. Paskevicius, L.H. Jepsen, P. Schouwink, R. Černý, D.B. Ravnsbæk, Y. Filinchuk, M. Dornheim, F. Besenbacherf, T.R. Jensen, Metal borohydrides and derivatives–synthesis, structure and properties, *Chemical Society Reviews*, 46, 2017, 1565.

[134] R. Owarzany, P.J. Leszczyński, K.J. Fijalkowski, W. Grochala, Mono- and Bimetalic Amidoboranes, *Crystals*, 6, 2016, 88.

[135] T. Graham, On the Absorption and Dialytic Separation of Gases by Colloid Septa, *Philosophical Transactions of the Royal Society*, 156, 1866, 415.

[136] B. Bogdanović, M. Schwickardi, Ti-doped Alkali Metal Aluminum Hydrides as Potential Novel Reversible Hydrogen Storage Materials, *Journal of Alloys and Compounds*, 1-9, 1997, 253–254, https://doi.org/10.1016/S0925-8388(96)03049-6.

Wykorzystanie wodoru: *ogniwa paliwowe*

Ogniwa paliwowe są szczególną klasą ogniw elektrochemicznych będących generatorami energii elektrycznej i ciepła. Mogą one być stosowane w rozwiązaniach transportowych, jak również w stacjonarnych instalacjach energetycznych. Ogniwa paliwowe mogą być zasilane paliwami alternatywnymi, w tym wodorem i paliwami syntetycznymi wytwarzanymi w układach chemicznego magazynowania energii power-to-gas (PtG lub P2G), które zostaną omówione w kolejnej sekcji opracowania. Z tego względu ogniwa paliwowe uznaje się za technologie należące do instalacji pozwalających na wysokosprawną generację energii elektrycznej i ciepła z energii zmagazynowanej w paliwie.

Ogniwa paliwowe klasyfikowane są ze względu na rodzaj elektrolitu lub temperaturę pracy. Klasyfikacja według pierwszego podziału rozróżnia ogniwa z elektrolitem w postaci membrany przewodzącej protony (ang. *proton exchange membrane*, PEM) w postaci stopionych węglanów (ang. MCFC – *molten carbonate fuel cell*) lub zestalonego materiału ceramicznego (ang. *solid oxide fuel cell*, SOFC). Podział względem temperatury wprowadza rozróżnienie ogniw na niskotemperaturowe, które tworzą ogniwa PEM, oraz wysokotemperaturowe, obejmujące MCFC i SOFC. Te pierwsze pracują w temperaturze do 80°C[137], ogniwa wysokotemperaturowe zaś – odpowiednio w zakresie 620–670°C[138] oraz 550–1 000°C[139,140]. Poza PEM, MCFC i SOFC wyróżnia się jeszcze inne typy ogniw paliwowych, jednakże nie są one tak powszechnie stosowane jak powyżej wymienione. Ogniwo paliwowe zbudowane jest z trzech podstawowych warstw funkcjonalnych: elektrody paliwowej (anody), elektrody powietrznej (katody) oraz rozdzielającego je elektrolitu. Na powierzchni anody zachodzi reakcja utleniania paliwa, na powierzchni katody zaś – reakcja redukcji utleniacza, którym najczęściej jest powietrze. Elektrolit z założenia pełni funkcję izolatora elektrycznego, który umożliwia swobodny przepływ jonów. Podczas pracy ogniwa napięcie elektryczne jest generowane pod warunkiem zapewnienia ciągłego dostępu do paliwa oraz utleniacza. Zanik któregokolwiek ze strumieni reagentów powoduje zatrzymanie reakcji elektrochemicznej, dodatkowo może wywołać utlenienie anody lub redukcję katody, odpowiednio podczas zaniku paliwa lub zaniku utleniacza. Pracy ogniwa paliwowego towarzyszą straty, które można podzielić na straty reakcji aktywacji reakcji elektrochemicznej, straty ohmowe oraz straty związane z transportem (dostarczaniem) reagentów do strefy, w której zachodzi reakcja elektrochemiczna. Lokalizacja tych procesów w ogniwie paliwowym została schematycznie przedstawiona na rysunku 20.

Wynikowe napięcie ogniwa paliwowego (napięcie ogniwa rzeczywistego) jest zatem napięciem idealnego ogniwa pomniejszonym odpowiednio o straty aktywacji, straty ohmowe oraz straty wynikające z różnicy stężeń.

Ogniwa paliwowe zalicza się do grupy technologii konwersji energii o największym potencjale do budowy układów ko- i poligeneracyjnych w skali od mikro do dużych. Znane są zarówno instalacje o mocy poniżej 1 kW, jak również stacjonarne elektrownie klasy dziesiątek megawatów, w tym flagowa elektrownia o mocy 59 MW oparta na ogniwach węglanowych (MCFC) zbudowana przez POSCO Energy w Gyeonggi Green Energy fuel cell park w Hwasung w Korei Południowej. Pośród ogniw paliwowych szczególnie duże nadzieje pokłada się w wysokotemperaturowych ogniwach SOFC, które wykazują szereg zalet w porównaniu do ogniw niskotemperaturowych. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, iż ogniwa PEM są powszechne w zastosowaniach transportowych, z kolei instalacje energetyczne buduje się głównie na bazie ogniw MCFC i SOFC. Znane są także układy mikrokogeneracyjne z PEM (ponad 100 000 instalacji w ramach japońskiego programu ENE-FARM), jak również instalacje z PEM o większej mocy, które zostały przedstawione w dalszej części tej sekcji. Ostatnie lata (2010-2018) zaowocowały powstaniem w Europie wielu instalacji demonstracyjnych, w tym pierwszego polskiego układu mikroko-

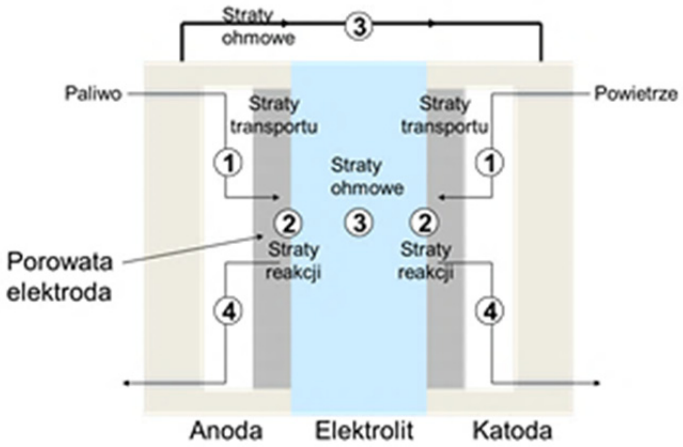
[137] Japanese group unveils SOFC Ene-Farm residential cogen unit, *Fuel Cells Bulletin,* 4, 2012, 4.

[138] A. Kulkarni, S. Giddey, Materials issues and recent developments in molten carbonate fuel cells, *Journal of Solid State Electrochemistry*, 16(10), 2012, 3123–3146.

[139] Promising perovskite cathode for low-temperature SOFCs, *Fuel Cells Bulletin*, 2, 2017, 15.

[140] S.C. Singhal, K. Kendall, High Temperature Solid Oxide Fuel Cells: Fundamentals, Design and Applications, Elsevier, 2003.

generacyjnego (ang. *micro-CHP – micro-combined heat and power*) z ogniwami paliwowymi[141], pierwszej instalacji wykorzystującej osady ściekowe do wytwarzania energii elektrycznej przy pomocy ogniw SOFC[142] oraz uruchomionej w 2017 r. w ramach projektu DEMOSOFC największej europejskiej instalacji z ogniwami SOFC o mocy 174 kW[143]. Faza demonstracyjna pozwoliła na zdobycie unikalnego doświadczenia oraz wytyczenie dalszych kierunków rozwoju technologii.



Rys. 20. Uproszczony schemat ogniwa paliwowego wraz ze wskazaniem lokalizacji charakterystycznych strat zachodzących podczas jego pracy[144]

O potencjale ogniw paliwowych świadczy także fakt, iż zostały one sklasyfikowane jako jedno ze źródeł energii, które stanowić mogą serce wysokosprawnych instalacji kogeneracyjnych pracujących w systemie energetyki rozproszonej. Dyrektywa unijna dotycząca wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji[145] wymienia ogniwa paliwowe wraz z pozostałymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej w skali mikro i małej, m.in.: turbiny gazowe, turbiny parowe przeciwprężne, turbiny parowe kondensacyjne, silniki wewnętrznego spalania, mikroturbiny, silniki Stirlinga, ogniwa paliwowe, silniki parowe oraz obiegi parowe z czynnikami niskowrzącymi (ang. ORC – *organic Rankine cycle*).

Graficzną ilustracją osiągów instalacji bazujących na ogniwach SOFC może być porównanie ich osiągów z wybranymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej w skali od mikro do dużej (rys. 21). Dodatkowo, jako rozszerzenie mocy znamionowej i sprawności elektrycznej, wprowadzono specyfikację temperatury znamionowej procesu konwersji energii w każdej z uwzględnionych technologii. Dane przedstawione na rysunku 21 bazują na rzeczywistych sprawnościach raportowanych dla instalacji z ogniwami PEFC, MCFC, SOFC oraz specyfikacji konwencjonalnych obiegów elektrowni oraz obliczeń termodynamicznych prowadzonych przy rygorystycznych założeniach[146].

---

[141] J. Kupecki, M. Skrzypkiewicz, M. Stefanski, M. Stepien, M. Wierzbicki, T. Golec, Selected aspects of the design and operation of the first Polish residential micro-CHP unit based on solid oxide fuel cells, *Journal of Power Technologies*, 96(4), 2016, 270–275.

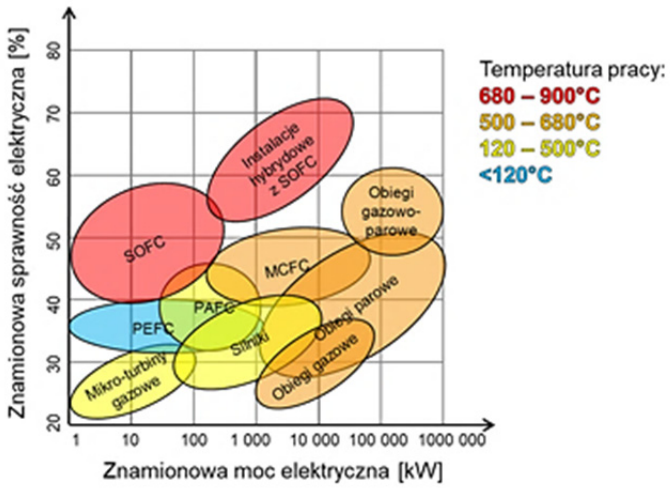
[142] M. Santarelli, L. Briesemeister, M. Gandiglio, S. Hermann, P. Kuczynski, J. Kupecki, A. Lanzini, F. Llovell, D. Papurello, H. Spliethoff, B. Swiatkowski, J. Torres-Sanglas, L.F. Vega, Carbon recovery and re-utilization (CRR) from the exhaust of a solid oxide fuel cell (SOFC): analysis through a proof-of-concept, *Journal of CO_2 Utilization*, 18, 2017, 206–221.

[143] Strona projektu DEMOSOFC, http://cordis.europa.eu/project/rcn/197931_en.html [dostęp: 13.07.2019].

[144] J. Kupecki (ed.), Selected aspects of mathematical modeling of SOFC stacks during dynamic operation [in Polish], Wydawnictwo Naukowe Instytutu Technologii Eksploatacji – PIB, 2018.

[145] Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii oraz wnosząca poprawki do Dyrektywy 92/42/EWG.

[146] J. Kupecki (ed.), Selected aspects of mathematical modeling of SOFC stacks during dynamic operation [in Polish], Wydawnictwo Naukowe Instytutu Technologii Eksploatacji – PIB, 2018.



Rys. 21. Graficzna prezentacja zakresu stosowalności wybranych układów energetycznych, z uwzględnieniem znamionowej mocy elektrycznej, sprawności oraz temperatury pracy[146]

Ogniwa PEM jako jedyne znalazły zastosowanie w transporcie i są powszechnie dostępne w ofercie każdego z wiodących producentów pojazdów. W przypadku flagowego pojazdu – Toyoty Mirai – stosowany jest stos składający się z 370 ogniw o łącznej mocy maksymalnej 114 kW[147].

6.2. PERSPEKTYWA ROZWOJU ORAZ WPŁYW NA ŚRODOWISKO

Produkcja wodoru PtG

W instalacjach power-to-gas stosowane mogą być trzy podstawowe rodzaje elektrolizerów:

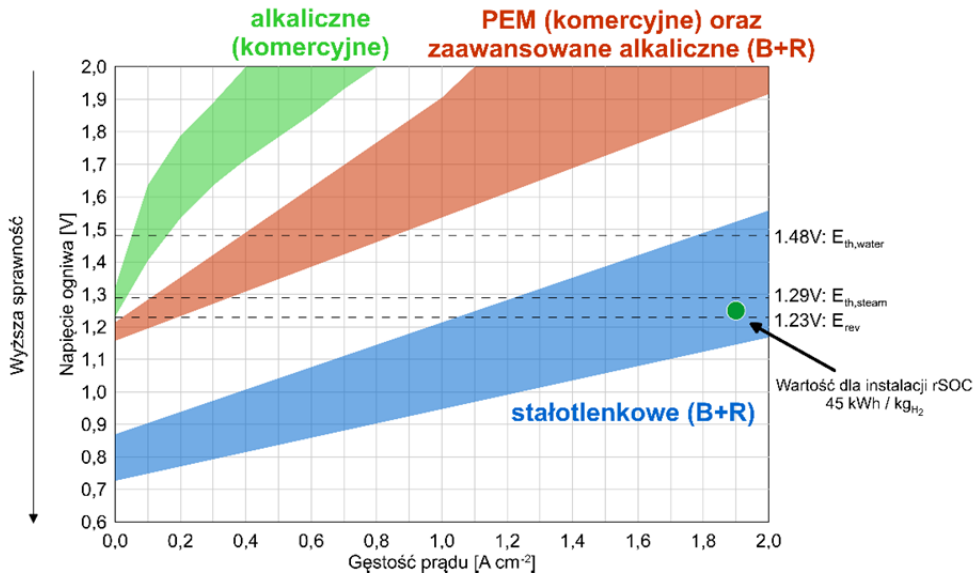
1. Elektrolizery PEM.
2. Elektrolizery alkaliczne.
3. Elektrolizery SOE.

Jak zaznaczono we wstępie, elektrolizery stałotlenkowe (SOE) jako jedyne mogą być dowolnie przełączane pomiędzy trybem wytwarzania wodoru a trybem wytwarzania energii elektrycznej, konsumując wytworzony wcześniej wodór. Konstrukcja i zasada działania elektrolizerów PEM i alkalicznych znacząco utrudniają pracę w takim trybie, nazywanym pracą rewersyjną lub pracą jako odwracalne ogniwo. Potencjał instalacji PtG, w szczególności w kontekście sprawności procesu magazynowania energii i kosztów instalacji, jest mocno skorelowany z osiągami elektrolizera. W celu porównania nakładów energetycznych magazynowania energii należy zwrócić uwagę na gęstości mocy i napięcia charakterystyczne dla trzech typów elektrolizerów. Parametry te zostały zestawione na rysunku 22. Obecnie komercyjne elektrolizery alkaliczne i PEM pozwalają na wytwarzanie wodoru z nakładem energetycznym 4,9 kWh/Nm^3 wodoru[148], co odpowiada ok. 54,52 kWh/kg wytworzonego wodoru (współczynnik konwersji Nm^3 do kg dla wodoru wynosi 11,126). W przypadku zastosowania elektrolizerów SOE, nakłady energetyczne mogą być obniżone do 45, a w przypadku najbardziej zaawansowanych instalacji

[147] Oficjalna specyfikacja pojazdu Toyota Mirai, https://media.toyota.co.uk/wp-content/files_mf/1444919532151015Mtoyota MiraiTechSpecFinal.pdf [dostęp: 14.07.2019].

[148] Dane katalogowe firmy Hydrogenics, https://www.hydrogenics.com/wp-content/uploads/2-1-1-industrial-brochure_english.pdf?sfvrsn=2 [dostęp: 29.07.2019].

– blisko 40 kWh/kg[149]. W przypadku zastosowania układu tzw. odwracalnych (lub rewersyjnych, tj. rSOC) ogniw SOC, pracujących naprzemiennie w trybie elektrolizera SOE i ogniwa paliwowego SOFC, możliwe jest uzyskanie wartości 45 kWh/kg H_2. Wartość ta została zaznaczona na rysunku 22.



Rys. 22. Porównanie parametrów elektrolizerów alkalicznych, PEM i stałotlenkowych. Na podstawie artykułu C. Gravesa et al.[150], uzupełnione o dane niepublikowane Instytutu Energetyki.

Analiza wpływu instalacji PtG na środowisko obejmuje głównie zalety wynikające z:

- Możliwości zagospodarowania energii elektrycznej, pochodzącej ze źródeł OZE. W zależności od źródła pochodzenia energii elektrycznej wpływ instalacji na środowisko będzie odmienny.
- Możliwości zagospodarowania ciepła odpadowego (w przypadku elektrolizerów wysokotemperaturowych), co pozwala na eliminację wykorzystania energii elektrycznej do odparowania wody w elektrolizerze, a co bezpośrednio przekłada się na sprawność wytwarzania wodoru.
- Możliwości integracji elektrolizerów z obiegami parowymi. W tym zakresie szczególnie korzystne jest zastosowanie elektrolizerów SOE zintegrowanych z układami parowymi i gazowo-parowymi bloków energetycznych. Dzięki takiemu połączeniu znacząco wzrasta elastyczność pracy instalacji energetycznych, a wytwarzany wodór może być stosowany bezpośrednio w obiegu elektrowni lub wyprowadzany jako produkt handlowy – substrat w procesach chemicznych, paliwo energetyczne lub paliwo transportowe. Integracja elektrolizerów SOE z obiegami parowymi elektrowni lub elektrociepłowni pozwala zaoszczędzić znaczące ilości CO_2 generowanego podczas pracy tych instalacji poza znamionowym punktem pracy, jak również ograniczyć emisje dwutlenku węgla związane z prowadzeniem rozruchu jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych z wykorzystaniem paliwa rozpałkowego.
- Zastąpienia reformingu parowego węglowodorów systemami wytwarzania wodoru z odnawialnych źródeł energii. W przypadku wykorzystania energii elektrycznej z OZE, instalacje PtG

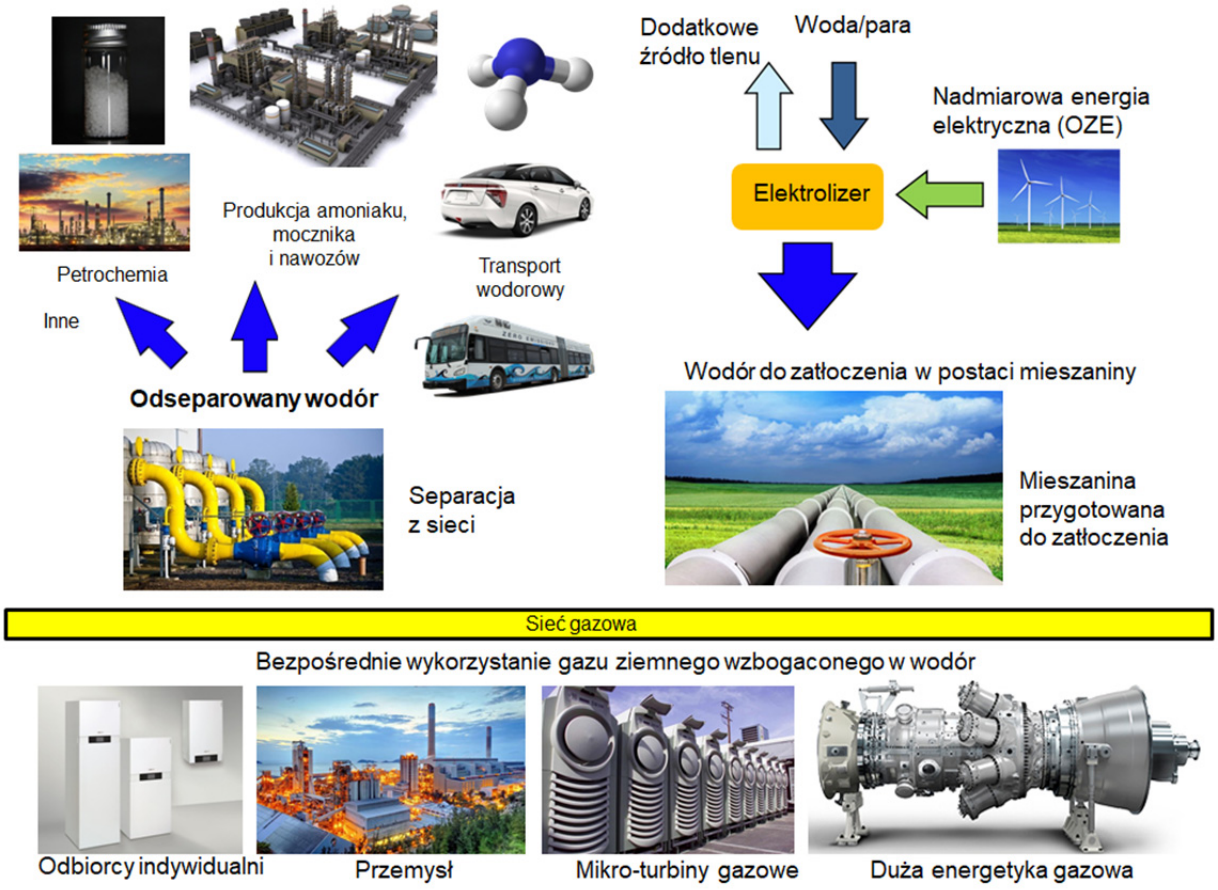
[149] Dane katalogowe firmy Sunfire, oferującej instalacje z elektrolizerami SOE, https://www.sunfire.de/en/products-and-technology/sunfire-hylink [dostęp: 29.07.2019].

[150] C. Graves, D. Sune, S.D. Ebbesen, M. Mogensen, K.S. Lackner, Sustainable hydrocarbon fuels by recycling CO_2 and H_2O with renewable or nuclear energy, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 2011, 1–23.

oferują możliwość wytwarzania wodoru pozbawionego śladu węglowego, jednakże obecnie przy cenie 2-, 3-krotnie wyższej.

W kontekście konstrukcji układów PtG, elektrolizery PEM wymagają stosowania metali szlachetnych jako katalizatorów. Elektrolizery alkaliczne wymagają wymiany roztworu KOH (standardowo 30-procentowego wagowo roztworu w wodzie). W przypadku SOE, brak jest elementów ruchomych lub katalizatorów, które stanowią trudny w recyklingu odpad. Materiały stosowane w elektrolizerach są analogiczne jak w przypadku ogniw paliwowych, odpowiednio PEM, ogniw alkalicznych i ogniw SOFC.

Układy power-to-gas wytwarzające w sposób wysokosprawny wodór są obecnie rozważane jako technologia mogąca jednocześnie spełniać kilka podstawowych funkcji. Wykorzystanie systemu gazowniczego jako magazynu i układu dystrybucji wodoru może łączyć kilka sektorów, zgodnie z koncepcją przedstawioną na rysunku 23.



Rys. 23. Możliwość wykorzystania sieci gazowej jako układu magazynowania i dystrybucji wodoru dla różnych gałęzi przemysłu

Magazynowanie wodoru

Wybór technologii magazynowania wodoru determinuje dobór materiałów i środków, które mogą mieć wpływ na środowisko. Magazynowanie kompresyjne, które jest najczęściej spotykane, wymaga poniesienia nakładów energetycznych na sprężenie wodoru i jego ewentualne skroplenie, a także na budowę wysokociśnieniowych zbiorników wodoru. W przypadku wykorzystania odnawialnych źródeł energii do kompresji wodoru wpływ tej technologii na środowisko będzie neutralny.

Zastosowanie układów magazynowania wodoru wymagających skomplikowanej regeneracji lub ponownego wytworzenia (takich jak związki chemiczne bogate w wodór) pociągnie za sobą dodatkowe koszty i ewentualną konieczność wykorzystania lub emisji substancji szkodliwych.

Ogniwa paliwowe

Zastosowanie ogniw paliwowych pozwala na drastyczne zmniejszenie wskaźników emisyjnych. W przypadku zastosowań transportowych stosowane są praktycznie wyłącznie ogniwa PEM[151]. Ogniwa te, ze względu na tworzące je materiały, mogą być zasilane wyłącznie wodorem, zatem produktem reakcji zachodzącej w ogniwie jest czysta chemicznie woda ($H_2 + ½\ O_2 \rightarrow H_2O$). Nie powstają inne produkty w postaci zanieczyszczeń lub tlenków, typowych dla procesów spalania. Wpływ na środowisko zależny jest jednak od sposobu pozyskiwania wodoru. Jeżeli gaz jest wytwarzany z wykorzystaniem reformingu parowego węglowodorów, w przypadku klasycznego reformingu metanu ilość emitowanego dwutlenku węgla zawiera się w przedziale od 8,9 do 12,9 kg CO_2/kg H_2[152]. W przypadku sprzężenia reformingu parowego metanu z systemem separacji i sekwestracji dwutlenku węgla, liczba ta może być obniżona do poziomu 3,4 kg CO_2/kg H_2. Dalsza redukcja śladu węglowego jest możliwa poprzez zastosowanie procesu zgazowania węgla jako źródła wodoru. W tym przypadku, raportowane wartości zawierają się między 0,91[153] a 4,08[154] kg CO_2/kg H_2. Wodór wytwarzany w elektrolizerach sprzężonych ze źródłami odnawialnymi charakteryzuje się blisko zerowym śladem węglowym. Jeżeli zaś energia elektryczna wykorzystywana w elektrolizerach pochodzi z procesu spalania węgla, analiza śladu węglowego staje się złożona, jednakże wskaźniki mieszczą się w zakresie zdefiniowanym powyżej przez elektrownie węglowe i układy wytwarzania wodoru w procesie zgazowania węgla. **Pozyskiwanie wodoru w elektrolizerach sprzężonych z OZE jest najczystsze.**

W zastosowaniach stacjonarnych, wskaźniki emisyjne dla ogniw PEM zasilanych wodorem są analogiczne. Jeżeli zaś instalacja z ogniwami PEM zasilana jest gazem sieciowym, w analizie wpływu na środowisko uwzględnia się konieczność ciągłego odsiarczania gazu doprowadzanego do układu z ogniwami paliwowymi. Ponadto, system dopalania zubożonego paliwa za stosem ogniw PEM generuje tlenki azotu, jak również dwutlenek węgla.

Ogniwa MCFC i SOFC pozwalają na stosowanie szerokiej gamy paliw. Szczególnie korzystne jest wykorzystanie biogazu oraz węglowodorów. W przypadku paliw tego typu, instalacja z MCFC/SOFC wyposażona jest w tzw. procesor paliwa, który na ogół jest kompaktowym reformerem parowym. W tym urządzeniu zachodzi konwersja węglowodorów do bogatego w wodór gazu, który jest następnie kierowany do części paliwowej stosu ogniw. Za stosem zlokalizowany jest dopalacz zubożonego paliwa opuszczającego część paliwową stosu ogniw. W tym przypadku, w strumieniu spalin opuszczających układ z ogniwami MCFC/SOFC należy oczekiwać emisji w postaci tlenków azotu i dwutlenku węgla. Emisja związków siarki jest praktycznie wyeliminowana dzięki zastosowaniu systemu głębokiego odsiarczania[155] paliwa przed reformerem parowym i stosem MCFC lub SOFC. W takim przypadku, w analizie wpływu instalacji z ogniwami MCFC/SOFC na środowisko, należy uwzględnić wymianę złoża sorbentu stosowanego

[151] Wyjątek stanowią prace amerykańskiej firmy Delphi nad systemami zasilania pomocniczego z ogniwami SOFC do ciężarówek oraz opracowany przez Nissan system e-Bio Fuel-Cell bazujący na ogniwie SOFC zasilanym bioetanolem, którego działanie zademonstrowano na przykładzie modelu NV200, https://newsroom.nissan-global.com/releases/160614-01-e.

[152] R. Bhandari, C.A. Trudewind, P. Zapp, Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – A review, *J. Clean. Prod.*, 85, 2014, 151–163.

[153] A. Verma, A. Kumar, Life cycle assessment of hydrogen production from underground coal gasification. *Appl. Energy*, 147, 2015, 556–568.

[154] GREET Model, http://greet.es.anl.gov/ [dostęp: 10.06.2019].

[155] Określenie „głębokie odsiarczanie" stosuje się zwyczajowo do określenia systemów usuwania związków siarki, których paliwo po oczyszczeniu zawiera do 1 ppm. W przypadku paliw takich jak biogaz pochodzenia rolniczego początkowa zawartość związków siarki w paliwie nieoczyszczonym może wynosić nawet do 20 000 ppm.

w układzie odsiarczania paliwa. Złoże takie bazuje na węglu lub koksie aktywnym i jest wymieniane co kilka miesięcy. W instalacjach energetycznych stosy ogniw PEM, MCFC i SOFC przewidziane są na kilka lat pracy, standardowo 50 000–80 000 godzin, podczas gdy w zastosowaniach transportowych oczekiwana żywotność ogniw PEM wynosi między 5 000 a 10 000 godzin pracy. Prowadzone są obecnie prace zorientowane na wydłużenie tego czasu do 40 000 godzin[156]. Po zakończeniu eksploatacji wymieniane są całe stosy (w przypadku PEM) lub ich ceramiczne elementy (stosy MCFC i SOFC). W przypadku ogniw PEM odzyskuje się metale szlachetne[157]. W przypadku MCFC/SOFC możliwa jest separacja większości materiałów, w szczególności niklu, z którego następnie wytwarza się kolejną serię ogniw.

6.3. OGRANICZENIA SUROWCOWE

Produkcja wodoru PtG

Materiały stosowane w układach wytwarzania wodoru bazujących na procesach elektrochemicznych są analogiczne, jak w przypadku ogniw paliwowych (m.in. PEM, MCFC, SOFC etc.). Dodatkowo należy zwrócić uwagę, iż pełna realizacja koncepcji tzw. zielonego wodoru wymaga spełnienia kilku podstawowych kryteriów. W pierwszej kolejności, paliwo pozbawione śladu węglowego, tj. wodór wytwarzany jedynie z OZE, może powstawać jedynie w przypadku wykorzystania energii wiatrowej, słonecznej lub innej zaliczanej do źródeł odnawialnych. Jednostki wytwórcze tego typu charakteryzują się wysoką zmiennością pracy w horyzoncie tygodniowym lub miesięcznym, wobec czego nie jest możliwe założenie, iż pracują one w sposób ciągły w długim horyzoncie czasowym, przykładowo kilku miesięcy. Wobec tego, jako ograniczenie surowcowe układów PtG należy uznać ograniczoną możliwość zasilania elektrolizerów jedynie ze źródeł OZE. Stopniowy wzrost udziału OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym stwarza możliwość budowania układów PtG dużej mocy, które wytwarzają medium magazynujące pozbawione śladu węglowego.

Proces elektrolizy wymaga zapewnienia ciągłej dostawy wody (w przypadku elektrolizerów PEM i alkalicznych oraz SOE) lub pary (wyłącznie SOE). Specyfika pracy elektrolizerów wymaga zapewnienia należytej czystości wody i pary, która poddawana jest w tym celu demineralizacji lub demineralizacji połączonej z dejonizacją. Ma to na celu ograniczenie akumulacji zanieczyszczeń na powierzchni elektrod (PEM i SOE) lub w roztworze elektrolitu (elektrolizery alkaliczne). Procesy demineralizacji i dejonizacji wymagają odpowiednio wykorzystania wkładów węglowych lub innych oraz wymiennika jonitowego. Są one w większości wytwarzane na bazie materiałów naturalnych – zoolitów, celulozy lub węgla aktywnego. Brak jest zatem ograniczeń surowcowych w tym zakresie.

Możliwe jest również zastosowanie zamkniętego obiegu wody, ale tylko wówczas, gdyby wyprodukowany wodór był magazynowany i zużywany w tym samym zakładzie. Rozwiązanie takie nie jest jednak możliwe technicznie, jeśli wyprodukowany wodór byłby wykorzystany w innej lokalizacji, np. w pojazdach lub w instalacjach wzbogaconego gazu ziemnego.

Konstrukcja układów PtG jest odmienna dla instalacji niskotemperaturowych (PEM i alkaliczne) oraz wysokotemperaturowych (SOE). W obu przypadkach stosuje się dedykowane, komercyjnie powszechnie dostępne stale lub tworzywa sztuczne. Elementy kluczowe, tj. komponenty elektrolizerów, wytwarza się z materiałów powszechnie stosowanych w innych gałęziach przemysłu. Należy jedynie zaznaczyć,

[156] Informacja o projekcie STAYERS w repozytorium projektów EU, https://cordis.europa.eu/project/rcn/97935/factsheet/en [dostęp: 13.07.2019].

[157] J.S. Cooper, S. Grot, C. Hartnig, Recycling and life cycle assessment of fuel cell materials, [w:] C. Hartnig, C. Roth (eds), Polymer Electrolyte Membrane and Direct Methanol Fuel Cell Technology, Volume 1, Woodhead Publishing, 2012, 117–134.

iż w PEM konieczny jest katalizator w postaci metalu szlachetnego, który determinuje cenę tej technologii, jednakże nie stanowi ograniczenia surowcowego.

Magazynowanie wodoru

Możliwość sprawnego i wydajnego magazynowania wodoru w pojemnikach wysokociśnieniowych nie jest limitowane dostępnością surowców, ponieważ są one wytwarzane z materiałów powszechnie dostępnych, takich jak aluminium, stal, włókna szklane i węglowe, materiały polimerowe oraz inne materiały węglowe. Ograniczeniem może być jednak stopień rozwoju i dostępność technologii związanej z produkcją specjalistycznych zbiorników wodorowych.

Ogniwa paliwowe

Materiały stosowane w ogniwach paliwowych zależne są od typu ogniwa oraz parametrów jego pracy. W przypadku ogniw niskotemperaturowych, tj. pracujących w temperaturze poniżej 100°C, które tworzą głównie ogniwa z membraną przewodzącą protony, stosuje się materiały znacząco odmienne niż w przypadku ogniw wysokotemperaturowych (600–1 000°C), do których zalicza się ogniwa z MCFC i SOFC. Materiały wykorzystywane do budowy każdej z warstw są inne, zależnie od typu ogniw. Zestawienie specyfiki wykorzystywanych surowców dla PEM, MCFC i SOFC przedstawione zostało w tabeli 14.

Tabela 14. Zestawienie surowców stosowanych do budowy ogniw paliwowych

Komponent	PEM	MCFC	SOFC
Anoda	Grafitowany papier pokryty teflonem od strony zewnętrznej elektrody	Nikiel spieczony z dodatkiem chromu	Cermet[158] niklowy (Ni-YSZ) lub cermet kobaltowy (Co-YSZ) o strukturze porowatej. Stosuje się także: cermety Cu/CeO_2, Cu/CeO_2/YSZ, perowskity $La_{1-x}Sr_xCrO_3$, perowskity $La_{1-x}Sr_xCr_{1-y}MyO_3$
Elektrolit	Polimer pokryty katalizatorem w postaci metalu szlachetnego (platyna). Dominującym materiałem elektrolitowym jest Nafion[159] wytwarzany przez firmę DuPont	Węglan litu (Li_2CO_3) lub węglan potasu (K_2CO_3) umieszczone w ceramicznej matrycy w postaci $LiAlO_2$	Tlenek cyrkonu (ZrO_2) domieszkowany tlenkiem itru (Y_2O_3), który występuje pod nazwą skrótową YSZ (ang. *Yttia stabilized zirconia*)
Katoda	Grafitowany papier pokryty teflonem od strony zewnętrznej elektrody	Spiek tlenku niklu i litu	Perowskit $(La,Sr)MnO_3$, stosuje się także tlenki z grup $Ln_{1-x}A_xCo_{1-y}Fe_yO_{3-\delta}$ lub $Ln_{1-x}A_xMnO_{3\pm\delta}$

Wysoka temperatura pracy ogniw MCFC i SOFC pozwala wyeliminować zastosowanie metali szlachetnych. W ich miejsce stosuje się powszechny i tani nikiel. W przypadku stosowania materiałów opartych na kobalcie należy wskazać problemy związane z jego dostępnością, geograficznym rozmieszczeniem zasobów (głównie Demokratyczna Republika Konga) oraz metod wydobycia. Ponadto należy zwrócić

[158] Cermet to kompozyt rozproszonych cząstek metalu w osnowie elektrolitu stałego (CER – ceramika/MET – metal).

[159] Syntetyczny kopolimer monomeru teflonu i perfluorowanego eteru oligowinylowego zakończony resztą sulfonową.

uwagę na fakt, iż w ciągu ostatnich trzech lat cena kobaltu gwałtownie się zmieniała, od 30 000 USD/t do blisko 100 000 USD/t[160] (rys. 24).

Rys. 24. Zmiana ceny kobaltu na przestrzeni ostatnich 5 lat (stan na dzień 1 sierpnia 2019 r.)

W konstrukcji stosów ogniw paliwowych wykorzystuje się materiały dedykowane dla PEM, MCFC i SOFC. W przypadku ogniw niskotemperaturowych są to podstawowe tworzywa sztuczne lub klasyczne stale, w przypadku ogniw MCFC stosuje się stale żarowytrzymałe (zawierające chrom, krzem i glin oraz inne dodatki stopowe, w tym nikiel i mangan) lub stale nierdzewne martenzytyczne, w tym AISI 410 lub stal 414 (wzbogaconą dodatkowo niklem). W przypadku ogniw SOFC, których temperatura pracy przekracza typowe parametry pracy stali nierdzewnych, konieczne jest wykorzystanie dedykowanych stopów. Są to stopy wysokochromowe, w szczególności Crofer 22H oraz Crofer APU[161]. Stop ten zawiera między 20 a 24% chromu, krzem, węgiel, mangan, miedź, glin, siarkę, fosfor, tytan, lantan oraz żelazo.

Z kolei uszczelnienia stosów ogniw paliwowych wykonywane są z powszechnie stosowanych materiałów. W przypadku PEM można stosować szeroką gamę uszczelnień z tworzyw sztucznych, w przypadku ogniw MCFC i SOFC wykorzystywane są uszczelnienia szklane, ceramiczne lub kompozyty szklano-ceramiczne, wytwarzane na bazie standardowych materiałów stosowanych w innych gałęziach przemysłu i sektorach rynku.

[160] http://www.infomine.com/investment/metal-prices/cobalt/5-year/

[161] Crofer jest chronioną nazwą handlową produktu oferowanego przez ThyssenKrup/VDM Metals.

6.4. BARIERY TECHNOLOGICZNE ORAZ SKALOWALNOŚĆ

Produkcja wodoru PtG

Elektrolizery PEM i alkaliczne posiadają ugruntowaną pozycję na rynku. Są one oferowane przez rozpoznawane globalne firmy, takie jak Nel Hydrogen[162], Hydrogenics[163], McPhy[164], ITM Power[165] czy Siemens[166]. Elektrolizery SOE są rozwijane przez niemiecką firmę Sunfire[167] oraz przez kilkanaście ośrodków badawczych, w tym EIFER[168], Centrum Badawcze Julich[169], IKTF Fraunhofer[170] oraz Instytut Energetyki[171]. Każdy z omawianych rodzajów elektrolizerów budowany jest w formie modułowej. Najmniejsze jednostki występują w technologii SOE, w przypadku której największa jak dotąd ze zbudowanych instalacji miała moc 120 kW[172] i została stworzona dla potrzeb US Navy. W przypadku elektrolizerów PEM i alkalicznych oferowane są instalacje klasy 10–20 MW, zdolności produkcyjne dostawców technologii odpowiadają zaś możliwościom wytwarzania układów o łącznej mocy do 360 MW rocznie w jednej fabryce[173]. W zakresie skalowalności, nie występują ograniczenia typowe dla technologii konwencjonalnej energetyki. Elektrolizery, dzięki modułowej budowie, są łatwe w replikacji, która bazuje na typoszeregu mniejszych jednostek. Pewnym ograniczeniem w budowie instalacji PtG dużej mocy jest wspólny osprzęt stosowany w układach wytwarzania wodoru. W przypadku układów klasy 2-5 MW stosuje się wspólną sprężarkę wodoru, który jest wytwarzany w 5-15 mniejszych modułach elektrolizerów PEM lub alkalicznych. Zwiększenie skali, ze względu na ograniczoną dostępność maszyn do sprężania wodoru, wymaga wykorzystania kilku oddzielnych jednostek. To w przypadku największych instalacji stanowi ograniczenie procesowe i niekorzystnie wpływa na kosztowy efekt skali. Ponadto, należy uwzględnić w analizie ekonomicznej układów: wytwarzania wodoru – zagadnienia związane z dostępnością przyłącza elektrycznego (sieć elektroenergetyczna) o odpowiedniej mocy zasilania elektrolizerów; wyprowadzenia wodoru zaś – zagadnienia związane z możliwością jego zatłoczenia do sieci gazowej lub lokalnego sprężania i przechowywania w zbiornikach. Decydujące znaczenie w określeniu skali instalacji PtG ma całościowa analiza łańcucha wartości wytwarzanego wodoru, z uwzględnieniem dostępności mediów, powierzchni zajmowanej przez instalację, dostępności sieci dystrybucji wytworzonego wodoru oraz ewentualna możliwość magazynowania w lokalizacji elektrolizera. W przypadku SOE, ograniczenia w skalowalności wynikają ze znaczących kosztów CAPEX instalacji, które na wczesnym etapie rozwoju technologii są z założenia większe niż układy bazujące na sprawdzonych elektrolizerach PEM i alkalicznych.

---

[162] https://nelhydrogen.com/ [dostęp: 29.07.2019].

[163] https://www.hydrogenics.com/technology-resources/hydrogen-technology/electrolysis/.

[164] https://mcphy.com/en/our-products-and-solutions/electrolyzers/ [dostęp: 29.07.2019].

[165] http://www.itm-power.com/ [dostęp: 29.07.2019].

[166] https://new.siemens.com/global/en/products/energy/renewable-energy/hydrogen-solutions.html [dostęp: 29.07.2019].

[167] https://www.sunfire.de/en/products-and-technology [dostęp: 29.07.2019].

[168] http://www.eco-soec-project.eu/partners#eifer [dostęp: 29.07.2019].

[169] https://www.fz-juelich.de/iek/iek-1/EN/Research/FestoxidBrennstoff_Elektrolysezellen/_node.html [dostęp: 29.07.2019].

[170] https://www.ikts.fraunhofer.de/en/departments/energy_bio-medical_technology/materials_and_components/ceramic_energy_converters.html [dostęp: 29.07.2019].

[171] https://ien.com.pl/informacja-ogolna-2424 [dostęp: 29.07.2019].

[172] Sunfire supplies Boeing with largest reversible solid oxide electrolyser/fuel cell system, *Fuel Cells Bulletin*, 2, 2016, 1.

[173] Notatka prasowa firmy NEL o budowie największej fabryki elektrolizerów: https://nelhydrogen.com/press-release/constructing-the-worlds-largest-electrolyzer-manufacturing-plant/ [dostęp: 29.07.2019].

Barierą technologiczną związaną z działaniem elektrolizerów PEM jest wrażliwość membrany przewodzącej protony na zanieczyszczenia. Membrana jest polimerem o złożonej strukturze, który podlega degradacji, w szczególności w przypadku pracy w warunkach wysokiego obciążenia elektrycznego[174].

Magazynowanie wodoru

Przemysłowe magazynowanie wodoru odbywa się obecnie z zastosowaniem metalowych zbiorników wysokociśnieniowych o dużej objętości, podobnie jak odbywa się przemysłowe magazynowanie innych gazów. W tym przypadku nie ma problemu skalowalności.

Magazynowanie wodoru do zastosowań mobilnych może stanowić jeden z kluczowych problemów opóźniających lub wstrzymujących wprowadzenie tzw. ekonomii wodorowej. Z uwagi na potrzebę zminimalizowania ciężaru zbiorników wodoru stosuje się nowoczesne, lekkie materiały kompozytowe, których wytworzenie jest czasochłonne i kosztowne. Szacuje się, że wytworzenie jednego zbiornika wodoru to koszt ok. 2 000 USD[175], więc bariera kosztowa ewentualnego wprowadzenia powszechnego magazynowania wodoru jest znaczna w porównaniu do zbiornika paliwowego w pojazdach z silnikiem wewnętrznego spalania, którego koszt wytworzenia nie przekracza 300 USD.

Ogniwa paliwowe

Zaletą ogniw paliwowych jest ich skalowalność, rozumiana zarówno jako modułowa konstrukcja, która umożliwia budowanie jednostek o większej mocy, jak również nieznaczny wpływ mocy elektrycznej na sprawność instalacji. W energetyce zawodowej i przemysłowej globalnym trendem jest budowa układów dużej mocy, najczęściej powyżej 500 MW. Efekt skali pozwala na zwiększenie sprawności, tym samym poprawę wskaźników ekonomicznych. W przypadku ogniw paliwowych charakterystyka sprawnościowa jest relatywnie płaska, co oznacza, iż instalacje zarówno małej mocy (0,3–10 kW), jak i dużej mocy (25–200 kW i większe) osiągają porównywalną sprawność. Sprawność elektryczna ogniw paliwowych PEM, MCFC i SOFC, którą definiuje się jako uzyskiwane napięcie elektryczne w stosunku do energii chemicznej doprowadzanej w paliwie, na obecnym etapie rozwoju przekracza 40%. W przypadku instalacji hybrydowych, w tym sprzęgających ogniwa z turbozespołem gazowym, sprawność może przekroczyć 70%. W tabeli 15 zestawiono zakres stosowalności oraz uzyskiwaną sprawność elektryczną instalacji z ogniwami PEM, MCFC i SOFC.

Podstawowym ograniczeniem skalowalności ogniw MCFC i SOFC jest konstrukcja stosów ogniw paliwowych opierających się w dużych instalacjach na tysiącach połączonych pojedynczych ogniw. W przypadku PEM ograniczenia te nie występują, co wynika głównie z niskiej temperatury pracy tych ogniw, co umożliwia stosowanie relatywnie prostych rozwiązań konstrukcyjnych i niezaawansowanych materiałów. Z tego względu zarówno w energetyce, jak i zastosowaniach mobilnych są już wykorzystywane ogniwa o mocy rzędu setek kilowatów (przykładowo manewrowe lokomotywy wodorowe) oraz rzędu kilku megawatów (przykładowo instalacja 2 MW, która powstała w ramach projektu DEMCOPEM w Yingkou w Chinach[178]). Z punktu widzenia rzeczywistych ograniczeń, bariery technologiczne mają drugorzędne znaczenie wobec znacznych kosztów budowy instalacji, jak również ograniczonego doświadczenia w eksploatacji instalacji z PEM, MCFC i SOFC dużej mocy. Modułowość układów z ogniwami paliwowymi potwierdza największa zbudowana instalacja z ogniwami paliwowymi (59 MW, technologia MCFC), zlokalizowana w Gyeonggi Green Energy fuel cell park w Hwasung w Korei Południo-

[174] Szczegółowe omówienie problemów technologicznych elektrolizerów PEM przedstawione zostało w opracowaniu: S. Shiva Kumar, V. Himabindu, Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review, *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 2019, 442–454.

[175] B.D. James, C. Houchins, J.M. Huya-Kouadio, D.A. DeSantis, Final Report: Hydrogen Storage System Cost Analysis, Strategic Analysis, 2016.

wej, która składa się z 21 modułów o mocy 2,8 MW każdy i zajmuje łączną powierzchnię ponad 20 000 metrów kwadratowych[176].

Tabela 15. Zakres stosowalności oraz uzyskiwana sprawność elektryczna układów z ogniwami paliwowymi PEM, MCFC, SOFC

Rodzaj ogniwa	Zakres stosowalności (moc elektryczna)	Sprawność elektryczna
PEM	20 W – 2 MW[177]	do 52%[178]
MCFC	1,4-59 MW[179]	do 47%[180]
SOFC	400 W – 200 kW[181] [182]	25-70%[183] [184]

6.5. POZIOM KOSZTÓW PRZECHOWYWANIA ENERGII

Produkcja wodoru PtG

Wytwarzanie wodoru w układach power-to-gas umożliwia wykorzystanie energii elektrycznej do produkcji paliwa z wody lub pary wodnej. Wobec systematycznie rosnących cen energii elektrycznej koszty wytwarzania wodoru wykazują podobny trend. Technologia elektrolizerów PEM, alkalicznych i SOE rozwija się wraz z postępem w zakresie udoskonalania materiałów, kształtowania ich właściwości elektrochemicznych oraz skutecznej implementacji działań służących poprawie żywotności ogniw. Elektrolizery alkaliczne i PEM osiągnęły swoją dojrzałość technologiczną już w XX wieku. Ostatnie dwie dekady zaowocowały przeskalowaniem elektrolizerów do wielkości produkcji odpowiadającej kilku tonom wodoru dziennie. Przykładowo, modułowy elektrolizer NEL A Series wytwarza do 8 ton wodoru dziennie, pobierając przy tym moc elektryczną równą 2,2 MW[185]. W dużej skali, elektrolizery alkaliczne i PEM pozwalają wytwarzać wodór z nakładem energetycznym pomiędzy 3,8 a 5,5 kWh/kg H_2. Uwzględniając żywotność i koszty inwestycyjne, koszt wodoru wyprodukowanego w elektrolizerach PEM i alkalicznych może wynosić poniżej 5 EUR/kg. Zgodnie z analizami Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych (DOE), w przypadku dużej skali wytwarzania wodoru, liczonej w dziesiątkach ton dziennie, celem kosztowym jest osiągnięcie wartości 3,10 USD/kg w przypadku centralnych instalacji wytwarzania wodo-

[176] FuelCell Energy in 20 MW project with Korea Southern Power, *Fuel Cells Bulletin*, 10, 2017, 5–6.

[177] Strona projektu DEMCOPEM 2 MW, http://www.demcopem-2mw.eu/ [dostęp: 07.07.2019].

[178] G. Guandalini, S. Foresti, S. Campanari, J. Coolegemb, J. ten Have, Simulation of a 2 MW PEM Fuel Cell Plant for Hydrogen Recovery from Chlor-Alkali Industry, *Energy Procedia*, 105, 2017, 1839–1846.

[179] A. Kulkarni, S. Giddey, Materials issues and recent developments in molten carbonate fuel cells, *Journal of Solid State Electrochemistry*, 16(10), 2012, 3123–3146.

[180] Status of POSCO ENERGY's, http://eng.poscoenergy.com/_ui/down/posco_2011sr_eng.pdf [dostęp: 13.07.2019].

[181] Promising perovskite cathode for low-temperature SOFCs, *Fuel Cells Bulletin*, 2, 2017, 15.

[182] J. Kupecki, Introduction, [w:] J. Kupecki (ed.), Modeling, Design, Construction, and Operation of Power Generators with Solid Oxide Fuel Cells – From single cell to complete power system, Springer, Cham, 2018.

[183] T. Pfeifer, L. Nousch, D. Lieftink, S. Modena, System design and process layout for a SOFC micro-CHP unit with reduced operating temperatures, *International Journal of Hydrogen Energy*, 38, 2013, 431–439.

[184] Strona projektu DEMOSOFC, http://www.demosofc.eu/ [dostęp: 13.07.2019].

[185] Specyfikacja elektrolizerów serii A firmy NEL, https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/ [dostęp: 29.07.2019].

ru[186]. Dla układów pracujących w systemie energetyki rozproszonej wartość ta jest nieznacznie wyższa i szacowana na 3,70 USD/kg. Wartości te pozostają niezmienne od kilku lat, co wynika ze wzajemnej korelacji wzrostu cen energii z jednoczesną redukcją kosztów elektrolizerów. Należy zwrócić uwagę, iż koszty kondycjonowania, sprężania i dystrybucji wodoru w układach PtG współpracujących z infrastrukturą wodorową mogą sięgać 2 USD/kg. W instalacjach małej mocy, pracujących na potrzeby rozproszonych systemów wytwarzania wodoru dla potrzeb transportowych (gaz o czystości 99,999%), koszty mogą wynosić nawet 8,8–10,45 USD/kg[187] (kurs EUR/USD=1.1). Należy zaznaczyć, że układy wytwarzania wodoru w instalacjach bazujących na reformingu parowym metanu mogą plasować się na poziomie 1,5 USD/kg[188,189]. Struktura kosztów wytwarzania wodoru w układach PtG jest jednak silnie zależna od charakterystyki pracy układów oraz godzinowej, dobowej i sezonowej zmienności cen energii elektrycznej[190].

Koszty inwestycyjne układów PtG zależne są w szczególności od rodzaju stosowanego elektrolizera. Dla technologii elektrolizerów alkalicznych o ugruntowanej pozycji na rynku koszty CAPEX obejmujące elektrolizer oraz urządzenia pomocnicze instalacji wynoszą między 1 000 a 1 500 EUR za kilowat mocy zainstalowanej[191]. Elektrolizery SOE są w fazie intensywnego rozwoju i wyraźnej redukcji kosztów. W związku z tym oczekuje się, że obecnie szacowane wartości na poziomie 2 200 – 3 300 USD/kW ulegną zmniejszeniu do poziomu poniżej 1 650 USD/kW w horyzoncie roku 2030[192].

Na rysunku 25a przedstawiono LCOS dla systemów niezawodnego zasilania bazujących na ogniwach paliwowych zasilanych wodorem z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, a także likwidacji. Na rysunku 25b przedstawiono LCOS w perspektywie lat 2015-2050 (jego wartość nie przekracza 1 500 USD/MWh dla wodoru wykorzystywanego do zastosowań arbitrażu energii). W perspektywie 2050 r. widoczny jest ponad 50-procentowy spadek LCOS, do poniżej 700 USD/MWh.

---

[186] Analiza Departamentu Energii US, Multi-Year Research, Development and Demonstration Plan (Hydrogen Production), https://www.energy.gov/eere/fuelcells/downloads/fuel-cell-technologies-office-multi-year-research-development-and-22 [dostęp: 29.07.2019].

[187] S. Weidner, M. Faltenbacher, I. François, D. Thomas, J.B. Skùlason, C. Maggi, Feasibility study of large scale hydrogen power-to-gas applications and cost of the systems evolving with scaling up in Germany, Belgium and Iceland, *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(33), 2018, 15625–15638.

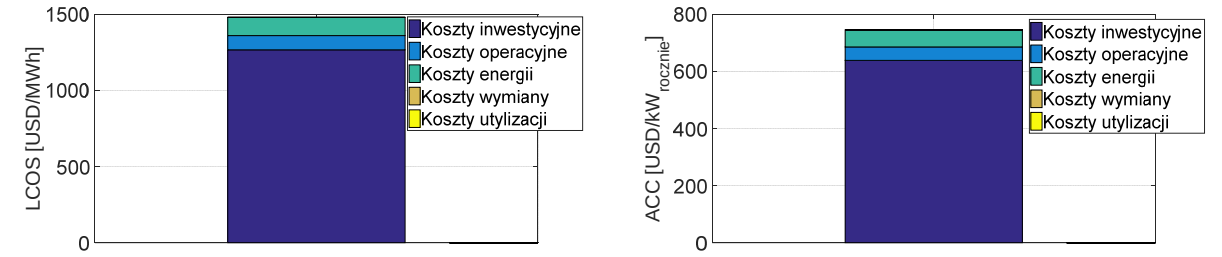
[188] M. Shaner, H.A. Atwater, N.S. Lewis, E.W. McFarland, A comparative technoeconomic analysis of renewable hydrogen production using solar energy, *Energy and Environmental Science*, 9, 2016, 2354–2371.

[189] L. Lück, P. Larscheid, A. Maaz, A. Moser, Economic potential of water electrolysis within future electricity markets, 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2017, doi: 10.1109/EEM.2017.7981950.

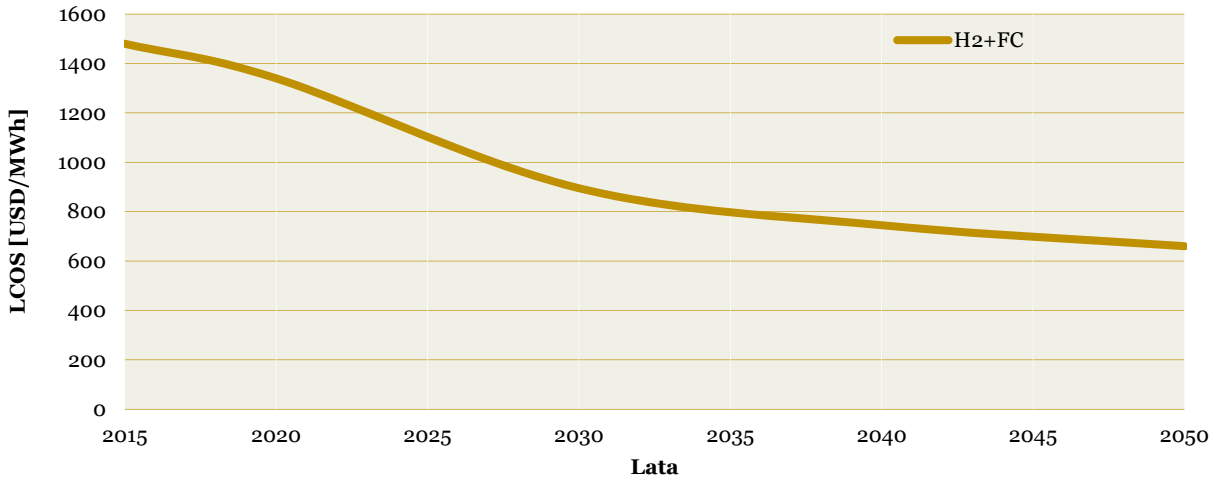
[190] C. van Leeuwen, M. Mulder, Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables, *Applied Energy*, 232, 2018, 258–272.

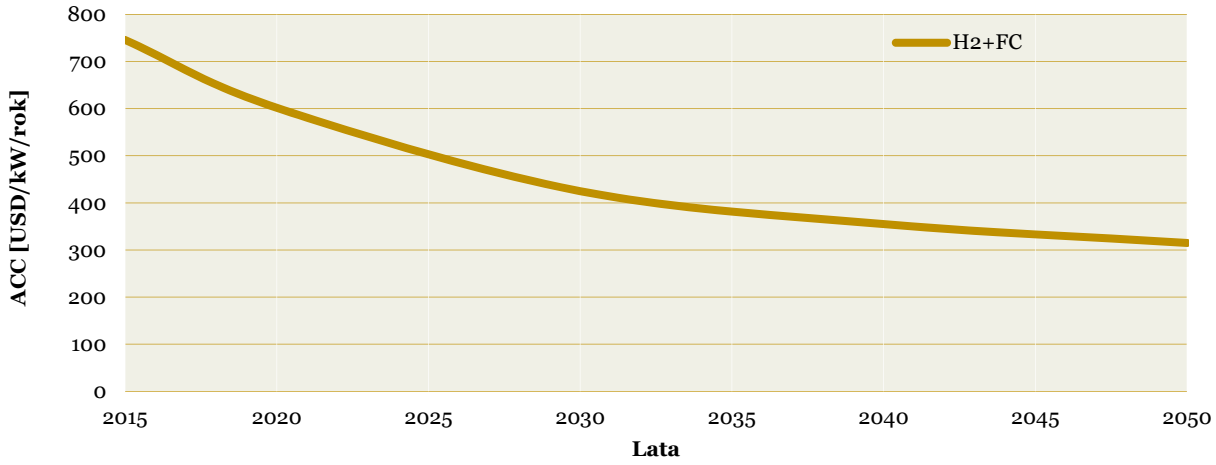
[191] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, T. Kolb, Renewable power-to-gas: a technological and economic review, *Renewable Energy*, 85, 2016, 1371–1390.

[192] E&E Consultant, Etude portant sur l'hydrogene et la methanation comme procede de valorisation de l'electricite excedentaire, Cassel, France, 2014, http://www.grtgaz.com/fileadmin/engagements/documents/fr/Power-to-Gas-etude-ADEME-GRTgaz-GrDF-complete.pdf [dostęp: 29.07.2019].



(a)





(b)

Rys. 25. a) LCOS & ACC dla systemów niezawodnego zasilania bazujących na ogniwach paliwowych zasilanych wodorem z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015-2050 dla systemów niezawodnego zasilania bazujących na ogniwach paliwowych zasilanych wodorem

Magazynowanie wodoru

Główne koszty związane z magazynowaniem wodoru dotyczą zapewnienia odpowiednich zbiorników, sprężenia wodoru, a w zastosowaniach mobilnych także powszechnej infrastruktury do napełniania zbiorników. Obecnie koszt jednostkowy wyprodukowania jednego mobilnego zbiornika wysokociśnie-

niowego to ok. 2 000 USD/szt.[175], koszt sprężenia wodoru to ok. 1,5 USD/kg H_2[193], a koszt infrastruktury do napełniania zbiorników jest porównywalny z obecnymi kosztami infrastruktury stacji paliwowych i punktów napełniania zbiorników LPG. Oznacza to, że koszty inwestycyjne dla zastosowań mobilnych mają główny wkład do całkowitych kosztów magazynowania, znacząco większy niż koszty operacyjne. Z kolei koszty produkcji stacjonarnych wysokociśnieniowych zbiorników wodoru, ze względu na względną prostotę ich konstrukcji oraz większą dostępność materiałów (żelazo, aluminium), jest zdecydowanie niższy w porównaniu z kosztami produkcji zaawansowanych technicznie zbiorników mobilnych, jednak wciąż stanowią główny koszt operacyjny.

Ogniwa paliwowe

Ogniwa paliwowe nie stanowią bezpośrednio systemu magazynowania energii. W przypadku rozwiązań wykorzystujących ogniwa PEM, MCFC lub SOFC połączone z systemami wytwarzania wodoru (elektrolizery zasilane energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii), kalkulacja kosztów jest analogiczna jak w układach PtG, które zostały omówione w kolejnej sekcji.

W przypadku instalacji z ogniwami paliwowymi bez magazynów wodoru, które są technologią szczególnie kosztowną w ujęciu kosztów stałych, struktura kosztów jest zależna od zastosowanej skali oraz rozważanych lokalizacji. Z tego względu należy przywołać trzy najważniejsze opracowania, które przedstawiają szczegółową analizę kosztów inwestycyjnych dla referencyjnych rynków. Kluczowym elementem analizy kosztów jednostkowych instalacji z ogniwami paliwowymi jest rozpatrywana skala wytwarzania tych jednostek. Większość analiz uwzględnia zatem liczebność instalacji od kilkuset do kilku tysięcy instalacji lub, opcjonalnie, odnosi koszty do całkowitej mocy zainstalowanej w instalacjach energetycznych z ogniwami, o referencyjnej mocy. Pierwszym z dokumentów analizującym koszty wytwarzania instalacji z ogniwami jest raport Battelle Memorial Institute (BMI), przygotowany oddzielnie dla instalacji małej[194] i średniej mocy[195]. W opracowaniu określona została cena dla układów o zainstalowanej mocy znamionowej w zakresie 1–250 kW, z założeniem wytwarzania od 100 do 50 000 instalacji rocznie. Podsumowanie kosztów zostało przedstawione w tabeli 16.

Alternatywnym dokumentem, odnoszącym się specyficznie do rynku amerykańskiego, jest opracowanie, które powstało w Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory[196]. Koszty, przedstawione w sposób analogiczny jak na bazie opracowania Batelle, zostały zawarte w tabeli 17.

---

[193] Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs, Independent Review of National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, 2014.

[194] Manufacturing Cost Analysis of 1, 5, 10 and 25 kW Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications, Battelle Memorial Institute, Columbus (OH), 2017.

[195] Manufacturing Cost Analysis of 100 and 250 Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications, Battelle Memorial Institute, Columbus (OH), 2016, 94–95.

[196] R. Scataglini, A. Mayyas, M. Wei, Sh. Han Chan, T. Lipman, D. Gosselin, A. D'Alessio, H. Breunig, W.G. Colella, B.D. James, A Total Cost of Ownership Model for Solid Oxide Fuel Cells in Combined Heat and Power and PowerOnly Applications, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2015.

Tabela 16. Koszty układów z ogniwami paliwowymi w zależności od mocy instalacji oraz skali produkcji[194,195] (kurs USD/PLN=3.89)

Moc układu [kW]	Koszt instalacji [USD] w zależności od nakładu produkcji w szt./rok. W nawiasie podano koszty w odniesieniu do jednego kilowata mocy zainstalowanej.			
	100	1 000	10 000	50 000
1	30 052,18 (30 052,18)	15 493,32 (15 493,32)	12 991 (12 991)	12 256,81 (12 256,81)
5	39 421,34 (7 884,27)	23 615,17 (4 723,03)	19 800,77 (3 960,15)	18 804,88 (3 760,98)
10	50 629,82 (5 062,98)	31 883,80 (3 188,38)	27 709,25 (2 770,92)	26 407,71 (2 640,77)
25	90 171,72 (3 606,87)	64 949,61 (2 597,98)	57 909,25 (2 316,37)	55 344,21 (2 213,77)
100	275 128,79 (2 751,29)	229 192,54 (2 291,92)	207 770,69 (2 077,71)	196 167,61 (1 961,68)
250	557 373,01 (2 229,49)	478 904,11 (1 915,62)	437 646,27 (1 750,59)	412 809,51 (1 651,24)

Tabela 17. Koszty układów z ogniwami paliwowymi w zależności od mocy instalacji oraz skali produkcji[196] (kurs USD/PLN=3.89)

Moc układu [kWe]	Koszt instalacji [USD] w zależności od nakładu produkcji w szt./rok. W nawiasie podano koszty w odniesieniu do jednego kilowata mocy zainstalowanej.			
	100	1 000	10 000	50 000
1	27 784,06 (27 784,06)	15 731,36 (15 731,36)	12 308,74 (12 308,74)	10 881,23 (10 881,23)
10	50 664,01 (5 066,40)	29 975,32 (2 997,53)	23 155,01 (2 315,50)	20 878,41 (2 087,84)
50	140 011,31 (2 800,23)	89 024,93 (1 780,50)	74 558,87 (1 491,18)	66 875,32 (1 337,51)
100	221 684,57 (2 216,84)	143 615,94 (1 436,16)	123 031,62 (1 230,32)	111 553,73 (1 115,54)
250	445 598,46 (1 782,39)	316 353,47 (1 265,41)	277 461,44 (1 109,84)	250 901,03 (1 003,60)

Ocenę kosztów w warunkach europejskich przeprowadziła firma Roland Berger na zlecenie Wspólnej Inicjatywy Ogniw Paliwowych i Wodoru (Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking, FCH-JU)[197]. Uwzględniając uwarunkowania krajów członkowskich EU, podjęto próbę wyznaczenia ceny jednostkowej nawet w przypadku wytwarzania jednego układu danego typu. Zbiorcze zestawienie danych przedstawione zostało w tabeli 18. W opracowaniu przygotowanym dla FCH-JU nieuwzględnione zostały jed-

[197] Opracowanie na zlecenie Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking: Roland Berger, Advancing Europe's Energy systems: Stationary fuel cells in distributed generation, 2015.

nak instalacje większe niż 50 kW. Nie są obecnie dostępne dane szacunkowe dla układów tego typu. Wynika to głównie ze specyfiki układów.

Tabela 18. Koszty układów z ogniwami paliwowymi w zależności od mocy instalacji oraz skali produkcji[197] (kurs USD/PLN=3.89)

Moc układu [kWe]	Koszt instalacji [USD] w zależności od nakładu produkcji w szt./rok					
	1	100	500	1 000	5 000	10 000
1	43 638,56	brak danych	20 156,30	15 214,39	10 244,73	8 051,41
5	116 717,74	69 186,63	48 630,59	27 919,02	19 767,61	18 101,80
50	994 377,38	461 029,56	314 078,41	185 791	129 171,21	115 315,17

Analiza danych wynikających z trzech przytoczonych raportów pozwala na określenie granicznych wartości kosztów, w przypadku przyjęcia konserwatywnych, tj. rygorystycznych założeń – które odpowiadają europejskiemu raportowi.

6.6. GŁÓWNE ZASTOSOWANIA

Produkcja wodoru PtG

Zastosowanie instalacji power-to-gas ma szczególne znaczenie w realizacji koncepcji łączenia systemów elektroenergetycznego i gazowego, tzw. *sector coupling*. Układy PtG są stosowane jedynie w instalacjach stacjonarnych, przewidzianych do sprzężenia wyłącznie z siecią elektryczną lub elektryczną oraz gazową. Podstawowe zastosowania:

- wytwarzanie wodoru dla potrzeb transportu, który jest magazynowany w sposób umożliwiający zatłaczanie do butli przy ciśnieniu przechowywania 350 lub 700 bar,
- wytwarzanie wodoru, który jest magazynowany bezpośrednio w pobliżu instalacji PtG i służy jako paliwo podczas pracy elektrolizera w trybie ogniwa paliwowego (ciśnienie magazynowania wynosi od kilku do kilkudziesięciu bar),
- wytwarzanie wodoru jako substratu do procesów chemicznych lub jako substratu w produkcji paliw syntetycznych (szczegółowo omówione w sekcji dotyczącej wytwarzania SNG),
- stabilizacja systemu elektroenergetycznego poprzez wytwarzanie wodoru i jego zatłaczanie do sieci gazowej – zagospodarowanie nadwyżkowej energii elektrycznej z OZE lub z jednostek wytwórczych energetyki zawodowej i przemysłowej.

Magazynowanie wodoru

Magazynowanie wodoru ma zastosowanie wszędzie tam, gdzie wykorzystywany jest gazowy wodór. Podstawowe zastosowania:

- duże instalacje przemysłowe,
- małe zbiorniki do zastosowań mobilnych, przykładowo w pojazdach,
- laboratoria naukowe.

Ogniwa paliwowe

Ogniwa paliwowe stosuje się w sektorze transportowym, obejmującym:

- małe pojazdy indywidualne (skutery, rowery, skutery i motory),

- transport indywidualny,
- pojazdy specjalnego przeznaczenia, w szczególności wózki widłowe stosowane wewnątrz pomieszczeń oraz lekkie pojazdy transportowe,
- pojazdy transportu zbiorowego, w szczególności autobusy, w których ogniwa paliwowe stosowane są jako podstawowy generator energii elektrycznej lub w których ogniwo stosowane jest jako tzw. *range extender*;
- lokomotywy,
- źródła zasilania pomocniczego, w szczególności instalacje pozwalające na wytwarzanie energii elektrycznej podczas postoju pojazdu – ma to na celu eliminację pracy silnika na biegu jałowym, jedynie na potrzeby generacji energii elektrycznej do zasilania części sypialnej ciężarówek transportowych. W tym zakresie dominującą technologią są ogniwa niskotemperaturowe, tj. PEM, zasilane wodorem o czystości 99,999% (tzw. wodór 5.0).

W zastosowaniach energetycznych ogniwa paliwowe PEM, MCFC i SOFC stosowane są w:

- układach wytwarzania energii elektrycznej,
- instalacjach kogeneracyjnych, tj. układach, w których energia elektryczna i ciepło wytwarzane są w skojarzeniu,
- układach poligeneracyjnych, w których poza energią elektryczną i ciepłem wytwarza się także inne media, przykładowo chłód lub oczyszczoną wodę (w przypadku sprzężenia ogniw paliwowych z instalacjami odsalania wody),
- ogniwa zasilane wodorem wytworzonym z wykorzystaniem elektrolizerów zasilanych energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii pracują w systemie elektroenergetycznym lub jednocześnie w systemach elektroenergetycznym i ciepłowniczym, jako element układów magazynowania energii. Rozpatrywany cykl magazynowania zawiera się w zakresie od godzinowego do dobowego. Jest to znacząco ograniczone trudnością magazynowania wodoru, który standardowo przechowywany jest w dedykowanych zbiornikach, przy ciśnieniu 350 lub 700 bar,
- instalacje z ogniwami mogą być stosowane w zakresie mocy odpowiadającej instalacjom mikrokogeneracyjnym (znamionowa moc elektryczna do 50 kW), instalacjom małej mocy (do 1 MW) lub większym. Niezależnie od skali, układy z PEM, MCFC i SOFC wpisują się w koncepcję energetyki rozproszonej, z jednoczesną poprawą zbilansowania podaży i popytu w systemie elektroenergetycznym, dzięki wykorzystaniu lokalnie dostępnych lub lokalnie magazynowanych paliw. W przypadku instalacji małej mocy, mogą one współpracować z mikroźródłami OZE i zapewniać dynamiczne dostosowanie do uwarunkowań rynkowych, dzięki umożliwieniu szybkiej reakcji po stronie popytowej. Ogniwa PEM, MCFC i SOFC pomagają zapewnić wysoką sprawność wytwarzania energii elektrycznej i innych mediów, z tego względu ich potencjał obejmuje możliwość zastąpienia pewnej części konwencjonalnych mocy wytwórczych energetyki zawodowej i przemysłowej. W przypadku wykorzystania jako paliwa wodoru pochodzącego z elektrolizerów instalacje z ogniwami umożliwiają zapewnienie ciągłego zasilania i pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną. W tym trybie pracy ich moc będzie wymagała odpowiednio dużego magazynu wodoru wytwarzanego w dolinach nocnych ze źródeł odnawialnych.

6.7. KONKLUZJE: ZALETY, WADY I REKOMENDACJE DLA WODORU

Zalety technologii:

- Możliwość zastąpienia technologii wykorzystujących paliwa kopalne.
- Możliwość magazynowania i wytwarzania energii bez śladu węglowego (w przypadku produkcji wodoru z wykorzystaniem wyłącznie OZE).

- Najwyższa sprawność generacji energii, przewyższająca sprawności innych instalacji energetycznych, które realizują obieg cieplny Carnota (działanie ogniw paliwowych, które są urządzeniami elektrochemicznymi, nie jest ograniczone przez teoretyczną sprawność obiegu cieplnego).
- Modułowa budowa, pozwalająca na multiplikację rozwiązań i budowę układów w szerokim zakresie mocy.

Wady technologii:

- Społeczny strach przed wodorem, który jest gazem łatwopalnym, a reakcja wodoru z tlenem jest gwałtowna. Dolna granica palności dla wodoru wynosi jedynie 4%, co oznacza, iż nawet niewielkie stężenie gazu w powietrzu może prowadzić do zapłonu.
- Magazynowanie w zbiornikach mobilnych to technologia kosztowna, która nie została w pełni skomercjalizowana.
- Brak wieloletniego doświadczenia eksploatacyjnego układów magazynowania energii w wodorze.

Produkcja wodoru PtG

Zalety technologii:

- Możliwość wytwarzania wodoru bez wykorzystania węglowodorów (poddawanych reformingowi parowemu), tj. wytwarzanie tzw. zielonego wodoru.
- Możliwość stabilizacji systemu elektroenergetycznego bogatego w jednostki wytwórcze zaliczane do odnawialnych źródeł energii, o niestabilnym i nieprzewidywalnym charakterze pracy.
- Realizacja koncepcji *sector coupling*, integrującej system elektroenergetyczny z systemem gazowym, co zwiększa bezpieczeństwo dostaw energii, umożliwia dywersyfikację technologii wytwarzania energii elektrycznej lub energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu.
- Najwyższa sprawność wytwarzania wodoru może wynosić powyżej 80% w przypadku elektrolizerów stałotlenkowych (SOE).
- Szerokie perspektywy rozwoju i znaczący postęp we wzroście żywotności.
- Możliwość wykorzystania pary odpadowej lub ciepła odpadowego, co w przypadku elektrolizerów stałotlenkowych eliminuje konieczność odparowania wody przy pomocy prądu elektrycznego – poprawa sprawności procesu o ponad 20%.

Do głównych wyzwań technologii PtG zaliczyć należy: obecnie wysoki poziom kosztów CAPEX oraz interwały serwisowe elektrolizerów PEM, alkalicznych i SOE, które są kilkukrotnie krótsze niż w procesie wytwarzania tzw. czarnego wodoru w instalacjach bazujących na reformingu parowym metanu.

Wady technologii:

- Relatywnie niskie doświadczenie eksploatacyjne układów PtG, co wynika z relatywnie młodego wieku technologii elektrochemicznego wytwarzania wodoru.
- Obecnie brak instalacji o wydajności porównywalnej z układami wytwarzania wodoru w procesie reformingu parowego metanu dla potrzeb petrochemii.

Magazynowanie wodoru

Zalety technologii:

- Możliwość wykorzystania paliwa wodorowego do określonych celów energetycznych i przemysłowych.
- Zwiększenie znaczenia systemów niskoemisyjnego gazownictwa opartego na wodorze i/lub mieszaninach wodoru.
- Popularyzacja paliwa, która w identycznej formie może być stosowana w rozwiązaniach stacjonarnych i transportowych.

Wady technologii:

- Duża bariera kosztowa zakupu instalacji magazynującej.
- Ograniczenia związane z brakiem regulacji prawnych dotyczących bezpieczeństwa transportu, określania jakości i przechowywania wodoru.
- Brak opracowanych procedur bezpieczeństwa dotyczących przykładowo gaszenia pożarów instalacji wodorowych lub działań pożarniczych w przypadku wypadków pojazdów wodorowych.

Ogniwa paliwowe

Zalety technologii:

- Podstawową zaletą ogniw paliwowych jest bezpośrednia konwersja energii chemicznej zawartej w paliwie na prąd elektryczny. Z tego względu sprawność ogniw paliwowych jest szczególnie wysoka, natomiast konwersja ciepła na energię mechaniczną (spalania paliwa i napędzanie turbiny), a następnie pracy mechanicznej na prąd (praca turbiny sprzężonej z generatorem elektrycznym) nie występuje.
- Modułowa konstrukcja, która pozwala na budowanie układów o dowolnej mocy, poprzez replikację stosów, zależnie od wymaganej mocy znamionowej.
- W przypadku ogniw MCFC i SOFC możliwe jest wykorzystanie szerokiej gamy paliw.
- Możliwość budowy układów ko- i poligeneracyjnych, w których sprawność wytwarzania energii elektrycznej może przekraczać 65%.
- Brak elementów ruchomych w stosach PEM, MCFC i SOFC.

Wady technologii:

- W przypadku ogniw PEM wymagana jest bardzo wysoka czystość wodoru (99,999%).
- Związki takie jak tlenek węgla (CO) lub amoniak (NH_3), które mogą być paliwem dla MCFC i SOFC, prowadzą do szybkiego zatruwania i uszkodzenia ogniw PEM.
- Bardzo duża wrażliwość ogniw PEM na zanieczyszczenia w paliwie (związki siarki i chloru).
- Duża wrażliwość ogniw MCFC i SOFC na zanieczyszczenia w paliwie. Konieczność oczyszczania paliwa ze związków siarki do poziomu poniżej 1 ppm, a ze związków chloru poniżej 10 ppm.
- Wysoki koszt CAPEX, w porównaniu do innych technologii, m.in. BES, PHS, CAES, VRFB.
- Relatywnie niskie kumulatywne doświadczenie eksploatacyjne w porównaniu do klasycznych rozwiązań transportowych lub technologii energetyki.
- Wykorzystanie metali szlachetnych jako katalizatorów w ogniwach PEM.
- Konieczność wykorzystania dedykowanych, przez co kosztownych stali w stosach ogniw SOFC, co wynika z wysokiej temperatury pracy.
- Niska gęstość mocy ogniw MCFC wymagająca dużej powierzchni aktywnej.
- Złożony proces wytwarzania ogniw SOFC i MCFC, wymagający dedykowanych pieców.

Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, iż ogniwa PEM, MCFC i SOFC są technologią młodą, która jest szczególnie rozwijana od lat 80. XX wieku. Z tego względu obserwowany jest ciągły wzrost osiągów, obniżanie kosztów wytwarzania, trwałość zaś rośnie. Subsydia krajowe i regionalne stanowią mechanizm poprawy ekonomiki inwestycji w układy z ogniwami paliwowymi, a programy finansowania badań umożliwiają ciągłe udoskonalanie technologii. Zapewnienie dalszego wsparcia prac badawczych i rozwojowych stanowi podstawę doprowadzenia technologii do stanu umożliwiającego komercjalizację w warunkach braku subsydiów lub dedykowanych ulg.

Wodór stanowi w dłuższej perspektywie alternatywę dla stosowanych obecnie paliw kopalnych. Produkcja wodoru metodą elektrolizy PtG z wykorzystaniem nadmiarowej energii ze źródeł odnawialnych daje możliwość wydajnego zmagazynowania tej energii, która może być następnie wykorzystana na miejscu lub w odległych lokalizacjach, po jego transporcie w zbiornikach mobilnych lub w rurociągach. Wodór może być wykorzystany do wzbogacania gazu ziemnego, zwiększając jego kaloryczność oraz zmniejsza-

jąc emisję dwutlenku węgla na jednostkę wyzwolonej energii. Sprężanie wodoru w zbiornikach wysokociśnieniowych, choć wymaga dużych nakładów inwestycyjnych, jest najtańszą i najbardziej niezawodną metodą jego magazynowania. Konwersja wodoru do energii elektrycznej i ciepła w ogniwach paliwowych pozwala na uzyskanie blisko zerowych emisji gazów cieplarnianych i znacząco zwiększa sprawność generacji energii elektrycznej, nawet w skali pojedynczych kilowatów. Ze względu na koszty, w pierwszej fazie wdrażania instalacji z ogniwami paliwowymi konieczne jest zastosowanie mechanizmów wsparcia finansowego, co pozwoli przełamać bariery wejścia na rynek.

W przypadku wytwarzania wodoru i jego zatłaczania do sieci gazowej, rozwiązanie takie może być zastosowane, jednakże wymaga odpowiedniej ramy legislacyjnej, w szczególności w zakresie badania jakości wodoru przed jego doprowadzeniem do gazowych rurociągów przesyłowych lub dystrybucyjnych.

Rekomenduje się magazynowanie wodoru (H_2) do zastosowania w sektorze transportowym, sezonowym magazynowaniu energii, uelastycznieniu działania sieci, a także w celu integracji sieci elektroenergetycznej z siecią gazową w myśl koncepcji *sector coupling*. Wysoki potencjał rozwoju w Polsce, zważywszy na fakt, że Polska jest piątym na świecie producentem wodoru, który jest wykorzystywany w przemyśle.

Potencjalni interesariusze to m.in. spółki gazowe, spółki energetyczne, przemysł petrochemiczny. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

7. CHEMICZNE MAGAZYNY ENERGII – INNE PRODUKTY PtG

Techniczne charakterystyki układów **chemicznych magazynów energii (PtG)**

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/ Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
PtG (Power-to-gas)	500-3 000	0-50	h – m-ce	5-20	1 s – 24 h+	1 000+	~25-70	Rozwijana/TRL-9

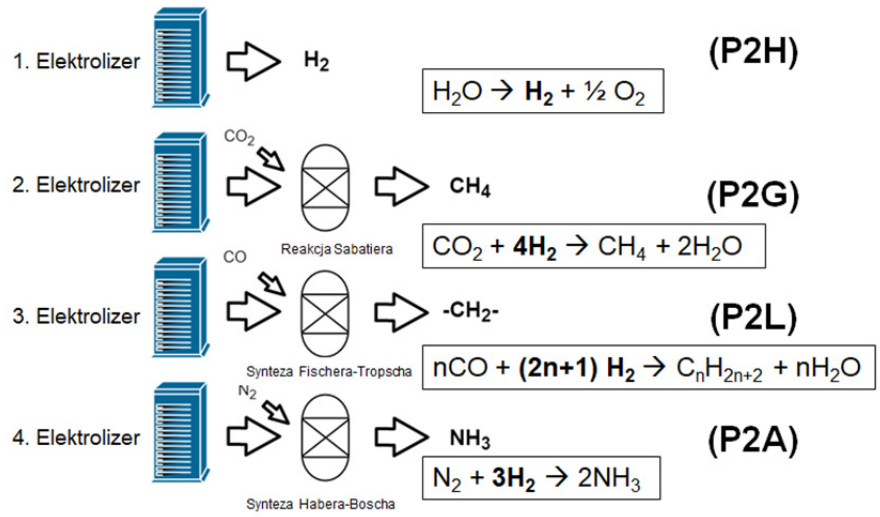
*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

Koszty układów **chemicznych magazynów energii (PtG)**

Układ	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
PtG	500-3 000	2-15	0,0019-0,0153 USD/kW

7.1. WSTĘP

Jedną z perspektywicznych technologii magazynowania energii są układy power-to-gas (PtG lub P2G). Mogą one wykorzystywać nadmiar energii elektrycznej wytwarzanej przez źródła odnawialne do rozdzielania cząsteczek wody na wodór i tlen. W ten sposób możliwe jest przekształcanie energii elektrycznej w energię chemiczną paliw gazowych, które mogą być przechowywane w łatwy sposób. Paliwa takie można następnie wykorzystać do zasilania klasycznych instalacji energetycznych (silniki wewnętrznego spalania, silniki zewnętrznego spalania, turbiny gazowe), jak również w układach z ogniwami paliwowymi. Ponadto, wodór wytwarzany w elektrolizerach z wykorzystaniem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest towarem, który może podlegać dalszemu przetwarzaniu. Poza bezpośrednią konwersją do energii elektrycznej, wodór może być traktowany jako substrat w procesach chemicznych, przykładowo w wytwarzaniu paliw gazowych (reakcja metanizacji, tj. reakcja Sabatiera), paliw ciekłych (synteza Fischera-Tropscha), amoniaku (synteza Habera-Boscha). Każdy z wytworzonych produktów ma walory energetyczne i stanowi formę magazynu energii. Zestawienie głównych technologii, uwzględnianych w grupie P2X przedstawiono na rysunku 26. Należy zwrócić uwagę, iż elektrolizer stanowi podstawowy element układów wytwarzania wodoru (power-to-hydrogen, P2H), paliw gazowych (power-to-gas, P2G), paliw ciekłych (power-to-liquid, P2L) oraz amoniaku (power-to-ammonia, P2A), a jest uzupełniony o układ reaktorów lub syntezy.



Rys. 26. Zestawienie czterech najważniejszych technologii występujących pod wspólną nazwą P2X

Zgodnie z możliwymi ścieżkami wykorzystania wodoru, które zostały przedstawione na rysunku 27, elektrolizer może pracować w instalacjach wytwarzania paliw ciekłych i chemikaliów (np. amoniaku). Należy zaznaczyć, iż w takim przypadku produkcja paliw płynnych wymaga doprowadzania tlenku węgla (CO), który pochodzić może z konwencjonalnych instalacji chemicznych lub instalacji elektrochemicznej redukcji CO_2 do CO (tzw. ko-elektroliza CO_2). W takim przypadku, elektrolizer jest zintegrowany z układem syntezy Fischera-Tropscha, która została przedstawiona w roku 1926[198], a następnie rozwinięta w kontekście wytwarzania innych węglowodorów[199]. Alternatywną możliwością wykorzystania elektrolizera jest jego praca w instalacjach power-to-ammonia (PtA lub P2A), które pozwalają na wytwarzanie amoniaku w reakcji wodoru z azotem. W przypadku tej technologii, do strumienia wodoru z elektrolizera konieczne jest doprowadzanie azotu, przykładowo separowanego z powietrza.

Pośród czterech możliwych opcji, ujętych w grupie technologii power-to-X, największym zainteresowaniem cieszą się rozwiązania pozwalające na wytwarzanie gazowego paliwa, najczęściej w postaci SNG (ang. Synthetic Natural Gas). Szczególnie korzystne jest połączenie procesu wytwarzania wodoru z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii z systemem separacji dwutlenku węgla ze spalin lub innych gazów procesowych. Połączone strumienie CO_2 i H_2 kierowane są do reaktora metanizacji, aby wytworzyć paliwo możliwe do wykorzystania w układach stacjonarnych lub jako paliwo dla pojazdów silnikowych.

Instalacje do wytwarzania SNG są szczególną klasą układów PtG, w których elektrolizer współpracuje z reaktorem metanizacji, tj. reaktorem Sabatiera. Koncepcja metanizacji, polegająca na prowadzeniu reakcji wodoru z dwutlenkiem węgla w obecności katalizatora, została przedstawiona po raz pierwszy w 1897 r. przez Paula Sabatiera i Jeana-Baptiste'a Senderensa, a następnie szczegółowo opisana w kontekście jej możliwości w opracowaniu Sabatiera z roku 1911[200]. W reakcji, przebiegającej zgodnie ze schematem $CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$, każdy mol dwutlenku węgla reaguje z czterema molami wodoru. To determinuje proporcję substratów biorących udział w reakcji. Potencjał technologii wytwarzania SNG rozważany jest w dwóch aspektach: wytwarzania paliwa łatwego do przechowywania (metanu) oraz

[198] F. Fischer, H. Tropsch, Über die direkte Synthese von Erdöl-Kohlenwasserstoffen bei gewöhnlichem, *Druck*, 59, 1926, 830.

[199] S.R. Craxford, The Fischer-Tropsch synthesis of hydrocarbons and some related reactions, *T Faraday Soc*, 35, 1939, 946.

[200] P. Sabatier, Hydrogénations et déshydrogénations par catalyse, *Eur J Inorg Chem*, 44, 1911.

możliwości zagospodarowania dwutlenku węgla, separowanego z elektrowni lub innych procesów przemysłowych.

7.2. PERSPEKTYWA ROZWOJU INSTALACJI WYTWARZANIA SNG ORAZ WPŁYW NA ŚRODOWISKO

Perspektywa rozwoju układów wytwarzania SNG obejmuje konwersję dwutlenku węgla do produktów handlowych – paliwa transportowego lub SNG, które stanowić może nośnik energii dla systemów energetyki zawodowej, przemysłowej i rozproszonej.

Rozwój układów obejmuje zarówno udoskonalanie technologii elektrolizerów, które stanowią źródło wodoru, jak również opracowanie nowych technik separacji dwutlenku węgla ze strumieni spalin gazów wylotowych m.in. w elektrowniach. W tym zakresie należy zwrócić uwagę na systemy integrujące elektrolizery z aminowymi instalacjami oddzielania CO_2 ze strumienia spalin. Instalacje aminowe są kluczowym elementem systemów CCS, a gaz oddzielony w efekcie ich działania nie jest sprężany i magazynowany (sekwestracja podziemna lub podwodna), lecz konwertowany do paliwa transportowego[201].

Obecnie działa w Europie kilkanaście instalacji, które zostały uruchomione w ramach projektów krajowych i europejskich. Do najważniejszych należy zaliczyć przedsięwzięcia zestawione, wraz z ich ogólną charakterystyką, w tabeli 19[202].

Tabela 19. Najważniejsze projekty dotyczące wytwarzania SNG w układach bazujących na elektrolizie

Projekt	Okres realizacji	Ogólna charakterystyka
2SynFuel	2017-2021	Opracowanie i demonstracja wytwarzania SNG i zielonego wodoru z wykorzystaniem biomasy odpadowej pochodzenia organicznego[203].
STORE&GO	2016-2020	Opracowanie i demonstracja trzech różnych układów wytwarzania SNG, w Niemczech, Włoszech i Szwajcarii wraz z zatłaczaniem gazu do sieci[204].
Jupiter 1000	2018-	Rozwój wysokosprawnej instalacji klasy 1 MW, wytwarzającej 200 m^3/h wodoru i 25 m^3/h metanu, przewidzianych do zatłaczania do sieci[205].
HySynGas	2019-	Instalacja klasy 50 MW, wytwarzająca SNG z wykorzystaniem energii elektrycznej z fotowoltaiki oraz siłowni wiatrowych[206].
TENNESSEE	2017-2022	Unikalna instalacja wytwarzania SNG w procesie: elektrolizer SOE do produkcji wodoru i stos węglanowych ogniw paliwowych (MCFC) do separacji CO_2[207].
CO_2-SNG	2018-2021	System metanizacji, w procesie wykorzystującym CO_2 wydzielone ze spalin elektrowni węglowej[208].

[201] L. Wiecław-Solny, A. Wilk, T. Chwoła, A. Krótki, A. Tatarczuk, J. Zdeb, Catalytic carbon dioxide hydrogenation as a prospective method for energy storage and utilization of captured CO_2, Journal of Power Technologies, 96(4), 2016, 213–218.

[202] Kompleksowe omówienie pozostałych projektów PtG, w tym PtG-SNG, można znaleźć w artykule przeglądowym: V. Eveloy, T. Gebreegziabher, A Review of Projected Power-to-Gas Deployment Scenarios, *Energies*, 11, 2018, 1824; doi:10.3390/en11071824.

[203] Strona projektu 2SynFuel, http://www.tosynfuel.eu/#home [dostęp: 10.07.2019].

[204] Strona projektu STORE&GO, https://www.storeandgo.info/ [dostęp: 10.07.2019].

[205] Strona projektu Jupiter 1000, https://www.jupiter1000.eu/english [dostęp: 10.07.2019].

[206] Strona projektu HySynGas, https://www.hysyngas.de/ [dostęp: 10.07.2019].

[207] Strona projektu TENNESEE, en.raport2017.tauron.pl/innowacje/innowacje-w-2017-roku [dostęp: 31.07.2019].

[208] Strona projektu CO_2-SNG, www.tauron-wytwarzanie.pl/innowacje/co2-sng [dostęp: 31.07.2019].

Wpływ instalacji wytwarzania SNG na środowisko, związany z konstrukcją układu, jest analogiczny jak w przypadku układów PtG do wytwarzania wodoru. Należy jednak dodatkowo uwzględnić obecność reaktora metanizacji, który bazuje na niklowym katalizatorze, systemie dodatkowych wymienników i systemie osuszania gazu. Zgodnie ze schematem reakcji metanizacji, proces wytwarzania SNG produkuje jednocześnie wodę. Jej obecność wpływa niekorzystnie na kinetykę reakcji, w związku z czym reaktory metanizacji budowane są w układzie seryjnie połączonych modułów, z międzystopniowym osuszaniem gazu. W aspektach działania instalacji, efekty środowiskowe są lepsze niż w przypadku instalacji PtG. Wynika to z faktu, iż poza możliwością wytwarzania wodoru w elektrolizerze z wykorzystaniem energii elektrycznej, dodatkowo konwertowany jest dwutlenek węgla, wydzielony ze spalin lub gazów odpadowych procesów technologicznych. Pozwala to wytworzyć paliwa płynne, potrzebne tam, gdzie niemożliwe jest wykorzystanie paliwa wodorowego, których spalenie nie powoduje emisji dodatkowych porcji dwutlenku węgla do atmosfery ponad te pochodzące z wcześniejszego procesu spalania, oraz emisji pochodzących z energii potrzebnej w procesie wytworzenia paliwa.

7.3. OGRANICZENIA SUROWCOWE

Ograniczenia surowcowe w układach wytwarzania SNG są analogiczne jak w przypadku instalacji PtG służącej do wytwarzania wodoru.

7.4. BARIERY TECHNOLOGICZNE ORAZ SKALOWALNOŚĆ

W przypadku układów wytwarzania SNG nie występują ograniczenia typowe dla technologii konwencjonalnej energetyki. Dzięki modułowej budowie układy PtG są łatwe w replikacji, która bazuje na typoszeregu mniejszych jednostek. Pewnym ograniczeniem w budowie instalacji PtG dużej mocy jest wspólny osprzęt stosowany w układach wytwarzania SNG. W przypadku układów klasy 2-5 MW stosuje się wspólną sprężarkę wodoru, który jest wytwarzany w 5-15 mniejszych modułach elektrolizerów PEM lub alkalicznych. Zwiększenie skali, ze względu na ograniczoną dostępność maszyn do sprężania wodoru, wymaga wykorzystania kilku oddzielnych jednostek. To, w przypadku największych instalacji, stanowi ograniczenie procesowe i niekorzystnie wpływa na kosztowy efekt skali. Decydujące znaczenie w określeniu skali instalacji wytwarzania SNG ma całościowa analiza łańcucha wartości wytwarzanego wodoru, z uwzględnieniem dostępności mediów, m.in. elektryczności, powierzchni zajmowanej przez instalację, dostępności sieci dystrybucji wytworzonego wodoru oraz ewentualnej możliwości magazynowania w lokalizacji elektrolizera. Ponadto, ekonomika układów z reaktorami metanizacji uwzględnia także fakt, iż dwutlenek węgla jest obarczony opłatami środowiskowymi. W takim przypadku produkcja SNG umożliwia przekształcanie gazu cieplarnianego, którego emisja jest kosztem, na paliwo, który jest produktem handlowym.

7.5. POZIOM KOSZTÓW PRZECHOWYWANIA ENERGII

Koszty wytwarzania SNG jako medium magazynującego są w bezpośredniej korelacji z czasem pracy elektrolizera. W analizach opłacalności instalacji PtG-SNG przyjmuje się czas pracy elektrolizera na poziomie 2 000 – 3 000 godzin (w wariancie zasilania jedynie OZE)[209]. Odpowiada to zatem okresowi 83–125 dni przy pracy ciągłej, czyli ok. 22–34% roku. Wartości te wynikają z możliwości dostarczania

[209] M. Schürle, Business models for power to gas – focus on short term power trading, Energieforschungsgesprache Disentis, 25. 01.2018, www.alpenforce.com/media/EFGD18_Schürle.pdf [dostęp: 31.07.2019].

w sposób ciągły energii bezpośrednio ze źródła OZE lub energii ze świadectwami pochodzenia – wytwarzanej w układach fotowoltaicznych lub wiatrowych w tej samej sieci elektroenergetycznej, jednakże poza bezpośrednią lokalizacją PtG-SNG. W przypadku rynku energii elektrycznej kalkulacje wskazują bezpośrednio, że opłacalność produkcji SNG z wykorzystaniem energii elektrycznej jest znacząco ograniczona, stosowanie instalacji PtG-SNG należy zaś analizować w kontekście usług sieciowych – możliwości magazynowania energii w układach przepływowych. Koszty stosowania SNG jako medium magazynującego szacuje się na poziomie 165-220 USD/MWh[210].

7.6. GŁÓWNE ZASTOSOWANIA

Głównym obszarem zastosowania układów wytwarzania SNG jest sektor energetyczny, gazowniczy i transportowy. W przypadku dwóch pierwszych szczególnie interesujące są instalacje wykorzystujące jedynie energię elektryczną pochodzącą ze źródeł OZE. Możliwe jest jednakże wykorzystanie energii pochodzącej z bloków węglowych lub gazowych. W takim przypadku wytworzony substytut gazu ziemnego nie może zostać uznany za paliwo pozbawione śladu węglowego. W sektorze transportowym instalacje wytwarzania SNG wyposażone są dodatkowo w sprężarki, co umożliwia generację sprężonego gazu ziemnego CNG o parametrach analogicznych do obecnie oferowanego na rynku paliwa tego typu. W przypadku integracji z obiektami przemysłowymi potencjał układów PtG-SNG obejmuje także wytwarzanie SNG, które jest wysokokalorycznym dodatkiem do uszlachetniania paliw gazowych niskiej jakości. Może być ono dodawane przykładowo do biogazu rolniczego, w celu podwyższenia jego kaloryczności. Kluczowym elementem instalacji PtG-SNG jest system dostarczania dwutlenku węgla, koniecznego do prowadzenia reakcji metanizacji. Jeżeli gaz ten pochodzi z odpadów – przykładowo wytwarzany jest w procesie zagospodarowania osadów ściekowych, spalania innej materii organicznej lub oddzielany jest z gazów odpadowych lub spalin, potencjał instalacji wytwarzania SNG obejmuje również redukcję gazów cieplarnianych. W przypadku układów dużej skali (1 MW+) należy oczekiwać, iż instalacje PtG-SNG rozpatrywane będą także w kontekście zarządzania emisją CO_2.

7.7. KONKLUZJE: ZALETY, WADY I REKOMENDACJE DLA SF

Zalety technologii:

- Wytwarzanie substytutu gazu ziemnego – syntetycznego metanu z wykorzystaniem energii odnawialnej.
- Możliwość konwersji gazu cieplarnianego (CO_2) do paliwa transportowego lub energetycznego.
- Możliwość wykorzystania procesów elektrochemicznych zarówno do wytwarzania wodoru (elektrolizery PEM, alkaliczne lub SOE), jak również separacji dwutlenku węgla (węglanowe ogniwa paliwowe – MCFC).
- Współpraca układów produkcji SNG z siecią gazową oraz możliwość sprężania SNG, co pozwala na uzyskanie CNG.
- W przypadku zastosowania wysokotemperaturowych elektrolizerów (SOE), układy wytwarzania SNG mogą być zintegrowane cieplnie z obiegami cieplnymi elektrowni lub procesami technologicznymi/chemicznymi, co pozwala na uzyskanie szczególnie wysokiej sprawności wytwarzania substytutu gazu ziemnego.

[210] The Oxford Institute for Energy Studies, październik 2018, www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/10/Powert-to-Gas-Linking-Electricity-and-Gas-in-a-Decarbonising-World-Insight-39.pdf [dostęp: 31.07.2019].

Wady technologii:

- Konieczność wykorzystania elektrolizerów dużej mocy (niezależnie od technologii). Pomimo podaży dwutlenku węgla, wytwarzanie SNG jest ograniczone możliwościami wytwarzania zielonego wodoru.
- Konieczność współpracy ze źródłami dwutlenku węgla, co narzuca ograniczenia lokalizacyjne – instalacje SNG muszą znajdować się w pobliżu obiektów energetycznych lub innych obiektów przemysłowych.
- Relatywnie nowa technologia, z niewielkim doświadczeniem eksploatacyjnym.
- Możliwość niskokosztowego wytwarzania SNG jest ograniczona kosztami wytwarzania wodoru w elektrolizerach, co zostało szczegółowo omówione we wcześniejszym rozdziale.

Koszt instalacji wytwarzania SNG jest w znacznym stopniu zdeterminowany kosztem elektrolizera, który stanowi między 40 a 65% CAPEX układu PtG połączonego z reaktorem Sabatiera.

Rekomenduje się Power-to-gas/Power-to-X (PtG/PtX) do zastosowania w układach wytwarzania SNG m.in. w sektorach: energetycznym, gazowniczym i transportowym.

Potencjalni interesariusze to m.in. spółki gazowe oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do tworzenia i wdrażania tego typu rozwiązań. Obecnie powstają pierwsze badawcze, małe instalacje demonstracyjne, które w kolejnym kroku wymagać będą przeskalowania do wielkości 1 lub 10 MW.

8. OGNIWA GALWANICZNE (BES)

Techniczne charakterystyki układów **ogniw galwanicznych (BES)**

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/ Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
Li-ion (akumulatory litowo-jonowe)	150-500	0-100	min – d	5-15	min – h+	1 000-10 000	~75-97	Rozwijana/TRL-9 (wdrożona i skomercjalizowana)
PbA (akumulatory kwasowo-ołowiowe)	50-90	0-40	min – d	5-15	min – h+	500-1 300	~70-84	Dojrzała/wdrożona – nie dotyczy
NiCd (akumulatory niklowo-kadmowe)	60-150	~0-0,5	min – d	10-20	min – h+	20 000-25 000	~60-83	Komercja/wdrożona – nie dotyczy
NaS (baterie sodowo-siarkowe)	150-250	0,5-35	min – d	10-15	min – h+	4 500-25 000	~75-90	Dojrzała/ nie dotyczy

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

Koszty układów **ogniw galwanicznych (BES)**

Układ	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
Li-ion	200-900	176-900	~9-10 USD/kW/rok, ~0,003-0,004 USD/kWh
PbA	300-700	75-500	~8-20 USD/kW/rok, ~0,001-0,002 USD/kWh/rok
NiCd	500-1 500	400-1 500	~12-20 USD/kW/rok, ~0,0012-0,002 USD/kWh/rok
NaS	350-3 000	300-800	~20-80 USD/kW/rok, ~0,0035 USD/kWh/rok

8.1. WSTĘP

Ogniwa galwaniczne to magazyny energii elektrycznej skumulowanej w postaci dwóch elektrod (półogniw) wykonanych z różnych materiałów, wykazujących wzajemną różnicę potencjałów. Przyczyną występowania różnicy potencjałów są właściwości metali wykorzystanych do budowy elektrod oraz specyfika reakcji chemicznych zachodzących pomiędzy elektrodami a elektrolitem. W zależności od doboru materiałów elektrodowych możliwe jest uzyskanie ogniwa o pożądanych parametrach pracy.

Ogniwo galwaniczne podczas spoczynku zachowuje swoje właściwości. Dopiero zamknięcie obwodu elektrycznego, czyli zwarcie elektrod, umożliwia przepływ ładunku między elektrodami i przebieg reakcji elektrodowych. Podczas pracy ogniwo ulega rozładowaniu, tzn. materiał elektrodowy jest zużywany na reakcje elektrodowe, a energia chemiczna zmagazynowana w ogniwie jest zamieniana na energię elektryczną. W rozładowanym ogniwie, w którym reakcje elektrodowe przebiegły całkowicie, nie płynie prąd, ponieważ nie występuje już różnica potencjału pomiędzy elektrodami.

Wyróżnić można dwa główne typy ogniw: ogniwa pierwotne (ogniwa pierwszego rodzaju, tzw. baterie), których po rozładowaniu nie da się ponownie naładować, oraz ogniwa wtórne (ogniwa drugiego rodzaju, tzw. akumulatory), które można wielokrotnie ładować i rozładowywać.

Baterie (ogniwa pierwotne) są stosowane do zasilania urządzeń mobilnych o małej mocy, gdzie jedna bateria jest zdolna zasilić to urządzenie przez okres od kilku do kilkunastu miesięcy bez potrzeby wymiany. Wówczas koszt zastosowania baterii jest stosunkowo niewielki w założonym okresie i nieuzasadnione jest stosowanie znacznie droższych akumulatorów.

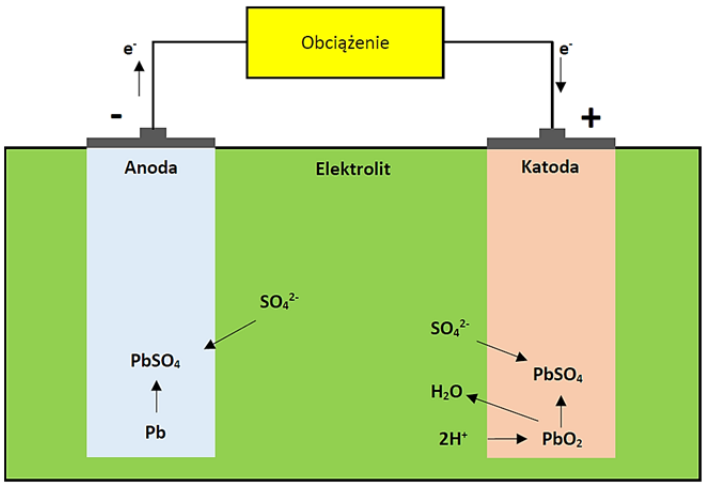
Z kolei akumulatory (ogniwa wtórne) stosuje się do zasilania urządzeń mobilnych wymagających dużego interwałowego poboru mocy, takich jak lampy błyskowe i aparaty fotograficzne, telefony komórkowe, hulajnogi i rowery elektryczne, pojazdy itp., a także jako stacjonarne awaryjne źródła zasilania. Ewentualne zastosowanie jednorazowych baterii do zasilania tych urządzeń wymagałoby ich częstej wymiany, co wiązałoby się ze znacznymi kosztami utrzymania ich w użyciu. Dlatego uzasadnione jest zastosowanie relatywnie drogich akumulatorów i ich regularne ładowanie prądem z sieci elektrycznej, co wymaga zastosowania konwertera mocy, który zamieni prąd zmienny w prąd stały. Zastosowanie akumulatorów do awaryjnego zasilania urządzeń stacjonarnych również wymaga konwertera, ponieważ zasilane urządzenia wymagają zasilania prądem zmiennym. Z kolei zasilanie urządzeń mobilnych jest realizowane prądem stałym i nie wymaga zastosowania konwertera.

Obecnie na rynku znajdują się akumulatory głównie trzech typów: kwasowo-ołowiowe (PbA), niklowo-wodorkowe (NiMH) oraz litowo-jonowe (Li-ion), a do niedawna popularne akumulatory niklowo-kadmowe (NiCd) są wycofywane z powodu wysokiej toksyczności kadmu. Rynek uzupełniają baterie trzech głównych typów: cynkowo-węglowe, alkaliczne oraz litowe. Każdy z wymienionych tu typów ogniw galwanicznych ma swoje zalety pozwalające na ich specyficzne wykorzystanie.

Akumulatory kwasowo-ołowiowe (PbA) to najstarszy obecnie stosowany typ akumulatorów, opracowany już w połowie XIX wieku, lecz wciąż najbardziej niezawodne i tanie elektrochemiczne źródło energii. Pojedyncze cele ogniw kwasowo-ołowiowych (z ang. Lead Acid (LA)) charakteryzują się napięciem pracy w zakresie 2,0–2,2 V, ale zwykle akumulatory kwasowo-ołowiowe są złożone z 6 cel o łącznym napięciu 12 V. Akumulatory ołowiowo-kwasowe mają gęstość energii na poziomie 25–40 Wh/kg. Ogniwa PbA składają się z płyty ujemnej z metalicznego ołowiu, płyty dodatniej z tlenku ołowiu, separatora oraz elektrolitu, który stanowi stężony kwas siarkowy. Płyty akumulatora posiadają masę czynną osadzoną na kolektorach prądowych wykonanych z litego ołowiu. Podczas rozładowania (rys. 27) zachodzi proces utleniania ołowiu oraz redukcji tlenku ołowiu, zgodnie z poniższymi równaniami reakcji:

płyta ujemna (–): $Pb^0 + SO_4^{2-} \rightleftarrows Pb^{II}SO_4 + 2e^-$ $E^\circ = 0{,}356$ V (8.1)

płyta dodatnia (+): $PbO_2 + SO_4^{2-} + 4H^+ + 2e^- \rightleftarrows Pb^{II}SO_4 + 2H_2O$ $E^\circ = 1{,}685$ V (8.2)



Rys. 27. Schemat działania akumulatora PbA podczas rozładowania – opracowanie własne

Największym ograniczeniem akumulatorów kwasowo-ołowiowych jest ich duża masa wynikająca z konieczności użycia dużych ilości ołowiu – jednego z najcięższych pierwiastków. Z kolei ich największą zaletą są bezpieczeństwo pracy, niski koszt produkcji, wysoka recyklowalność oraz możliwość uzyskania prądów o dużej gęstości. W Polsce jest obecnie prowadzona produkcja akumulatorów kwasowo-ołowiowych.

W ostatnich latach opracowano kompozytowy akumulator kwasowo-ołowiowy (CLAB)[211,212]. CLAB to nowy typ akumulatora PbA posiadający kompozytowe ołowiowo-węglowe kolektory prądu zamiast litych ołowianych kolektorów, przy czym reakcje elektrodowe w akumulatorze CLAB są takie same jak w klasycznych akumulatorach PbA. Zastosowanie kolektorów kompozytowych pozwala na obniżenie całkowitej masy akumulatora i niższe o ok. 30% wykorzystanie ołowiu. Co za tym idzie, pozwala to na dwukrotne zwiększenie pojemności akumulatora przy zachowaniu stałej masy. Dzięki temu pojemność akumulatorów CLAB wynosi ok. 50 Wh/kg i jest porównywalna z pojemnością akumulatorów NiMH, które są komercyjnie stosowane do zasilania pojazdów hybrydowych. Akumulatory CLAB wykazują przy tym większą odporność na ładowanie i rozładowanie prądem o dużej gęstości, a także wykazują dłuższą żywotność i odporność na przechowywanie (tzw. *shelf life*), zachowując 72% pojemności po 12-miesięcznym przechowywaniu. Akumulatory CLAB znajdują się obecnie na etapie testów przedwdrożeniowych i nie znalazły jeszcze komercyjnego zastosowania z uwagi na ograniczoną żywotność; koszty produkcji są porównywalne z akumulatorami PbA.

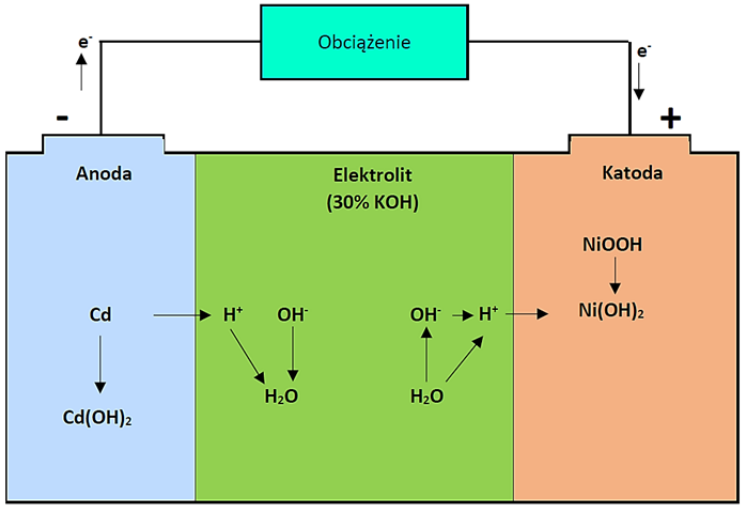
Akumulatory niklowo-kadmowe (NiCd) zostały opracowane pod koniec XIX wieku jako alternatywa dla ogniw PbA. Akumulatory NiCd (rys. 28) mają napięcie znamionowe 1,2 V i gęstość energii 40–60 Wh/kg. Napięcie ogniwa nie ulega znacznemu obniżeniu podczas rozładowania, można je stosować jako zamienniki baterii 1,5 V w większości zastosowań. Akumulatory NiCd posiadają płytę ujemną wykonaną z metalicznego kadmu, płytę dodatnią z tlenku-wodorotlenku niklu (III), separator oraz elektrolit alkaliczny oparty na stężonym wodorotlenku potasu. Podczas rozładowania kadm utlenia się do wodorotlenku kadmu (II), a NiO(OH) redukuje się do wodorotlenku niklu (II), zgodnie z poniższymi równaniami reakcji:

[211] A. Czerwiński, P. Podsadni, Z. Rogulski, J. Lach, K. Wróbel, Kompozytowy akumulator ołowiowo-kwasowy, krajowe zgłoszenie patentowe nr P.423253 (2017); międzynarodowe zgłoszenie patentowe nr PCT/PL2018/000100 (2018).

[212] A. Czerwiński, J. Wróbel, J. Lach, K. Wróbel, P. Podsadni, The charging-discharging behavior of the lead-acid cell with electrodes based on carbon matrix, *J. Solid State Electrochem.*, 22, 2018, 2703.

płyta ujemna (–): $Cd + 2OH^- \rightleftarrows Cd(OH)_2 + 2e^-$ $E^o = 0{,}40$ V (8.3)

płyta dodatnia (+): $NiO(OH) + H_2O + e^- \rightleftarrows Ni(OH)_2 + OH^-$ $E^o = 0{,}49$ V (8.4)



Rys. 28. Schemat działania akumulatora NiCd podczas rozładowania – opracowanie własne

Akumulatory NiCd wykazują bardzo długą żywotność (ok. 20 lat) i niezawodność w szerokim zakresie temperatur, od –40°C do +70°C. Główną niedogodnością w ich stosowaniu jest konieczność starannego ładowania, w przeciwnym razie szybko tracą pojemność ze względu na tzw. efekt pamięci. Aż do lat 90. XX wieku akumulatory NiCd stanowiły najpopularniejsze źródło zasilania urządzeń mobilnych, ale później zostały wyparte z rynku przez lżejsze, lecz droższe akumulatory NiMH. Ponadto na terenie Unii Europejskiej, ze względu na obowiązującą dyrektywę w sprawie baterii i akumulatorów oraz zużytych baterii i akumulatorów[213], stosowanie akumulatorów zawierających toksyczny kadm zostało prawnie ograniczone i jest możliwe tylko wówczas, gdy brak jest alternatywnych rozwiązań o podobnych parametrach.

Akumulatory niklowo-wodorkowe (NiMH) zostały opracowane w latach 60. XX wieku. Ich siła elektromotoryczna wynosi 1,2–1,3 V, a gęstość energii 55–90 Wh/kg. Akumulatory NiMH posiadają płyty ujemne wykonane ze stopów wodorochłonnych (typu $LaNi_5$), płyty dodatnie z tlenku-wodorotlenku niklu (II) (takie jak w akumulatorach NiCd), separator oraz elektrolit alkaliczny oparty na stężonym wodorotlenku potasu. Podczas ładowania ogniwa protony z elektrolitu są redukowane do wodoru, który jest magazynowany w postaci wodorku w stopie wodorochłonnym. Z kolei podczas rozładowania zachodzi proces odwrotny, czyli utlenianie wodoru zmagazynowanego w stopie wodorochłonnym płyty ujemnej, zgodnie z poniższymi równaniami reakcji:

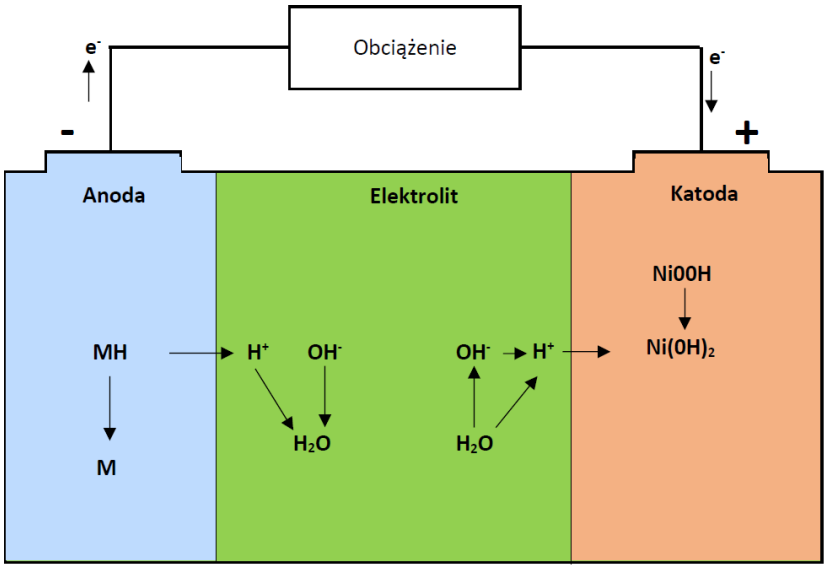
płyta ujemna (–): $MH + OH^- \rightleftarrows M + H_2O + e^-$ $E^o = 0{,}83$ V (8.5)

płyta dodatnia (+): $NiO(OH) + H_2O + e^- \rightleftarrows Ni(OH)_2 + OH^-$ $E^o = 0{,}49$ V (8.6)

Akumulatory NiMH (rys. 29) cechują się dobrymi parametrami mocy, a ich waga nie stanowi przeszkody do zastosowania w urządzeniach mobilnych, wymagających dużych chwilowych gęstości prądu. Największym ograniczeniem akumulatorów niklowo-wodorkowych jest ich stosunkowo niewielka odpor-

[213] Dyrektywa 2006/66/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. w sprawie baterii i akumulatorów oraz zużytych baterii i akumulatorów oraz uchylająca dyrektywę 91/157/EWG, Dz.U. L 266 z 26.9.2006.

ność na następujące po sobie cykle ładowania i rozładowania, kiedy to zachodzi proces degradacji (nadmiernego rozdrabniania) stopu wodorochłonnego, który systematycznie traci swoją pojemność absorpcyjną.



Rys. 29. Schemat działania akumulatora NiMH podczas procesu rozładowania – opracowanie własne

Akumulatory litowo-jonowe (Li-ion) zostały opracowane w latach 70. XX wieku i stanowią obecnie rozwiązanie o największej grawimetrycznej pojemności elektrochemicznej ze względu na wykorzystanie litu – najlżejszego metalu – jako nośnika ładunku. Akumulatory Li-ion charakteryzują się napięciem pracy 3,2–4,0 V i gęstością energii sięgającą 250 Wh/kg w przeliczeniu na masę całego ogniwa[214]. Znanych jest wiele wariantów akumulatorów Li-ion, różniących się budową i składem elektrod dodatnich i ujemnych. Akumulatory Li-ion wykorzystują ciekłe elektrolity organiczne, przykładowo zawierające $LiPF_6$ rozpuszczony w mieszaninie węglanu etylenu i węglanu dimetylu ($LiPF_6$@EC/DMC).

Elektroda ujemna (anoda w czasie rozładowania) wykonana jest zwykle z materiałów tworzących z litem stopy metali, materiałów konwersyjnych i materiałów interkalacyjnych. Materiały tworzące z litem stopy A_yLi_x o zmiennej strukturze (np. glin i krzem) cechują się bardzo wysoką pojemnością właściwą (do 3 590 mAh/g dla krzemu), lecz mają niewielką odporność na następujące po sobie cykle ładowania i rozładowania ze względu na duże zmiany objętości materiału (do 300%) w trakcie przyjmowania jonów litu, co skutkuje jego mechaniczną degradacją. Materiały konwersyjne, zbudowane z tlenków metali, np. SnO_2, osiągają wysoką pojemność właściwą (ok. 1 200 mAh/g), lecz w trakcie ich pracy zachodzi niekontrolowana reakcja tworzenia Li_2O i jednoczesnej redukcji materiału konwersyjnego, co skutkuje szybkim spadkiem ich pojemności. Materiały interkalacyjne (np. węgiel i grafit) mają zdolność przyjmowania litu w swojej objętości i osiągają relatywnie wysoką pojemność właściwą (ok. 300 mAh/g), która jest stabilna podczas następujących po sobie cykli ładowania i rozładowania. Ze względu na dużą odporność materiałów interkalacyjnych opartych o węgiel i grafit są one najczęściej wykorzystywane w komercyjnych ogniwach litowo-jonowych.

Elektroda dodatnia (katoda w czasie rozładowania – rys. 30) zbudowana jest zwykle z materiałów zawierających metale przejściowe zdolne do absorpcji litu w reakcji redoks (redukcji oraz utleniania),

[214] K. Liu, Y. Liu, D. Lin, A. Pei, Y. Cui, Materials for lithium-ion battery safety, *Science Advances*, 4, 2018, 9820.

przykładowo: tlenek litowo-kobaltowy (LCO) $LiCoO_2$, tlenek litowo-manganowy (LMO) $LiMn_2O_4$, tlenek litowo-niklowo-manganowo-kobaltowy (NMC) $Li(NiMnCo)O_2$ czy fosforan litowo-żelazowy (LFP) $LiFePO_4$. Reakcje elektrodowe zachodzące podczas rozładowania ogniw Li-ion (rys. 29) przedstawiono na poniższych równaniach.

płyta ujemna (–): $LiC_6 \rightleftarrows C_6 + Li^+ + 2e^-$ $E^o = 2{,}84\ V$[215] (8.7)

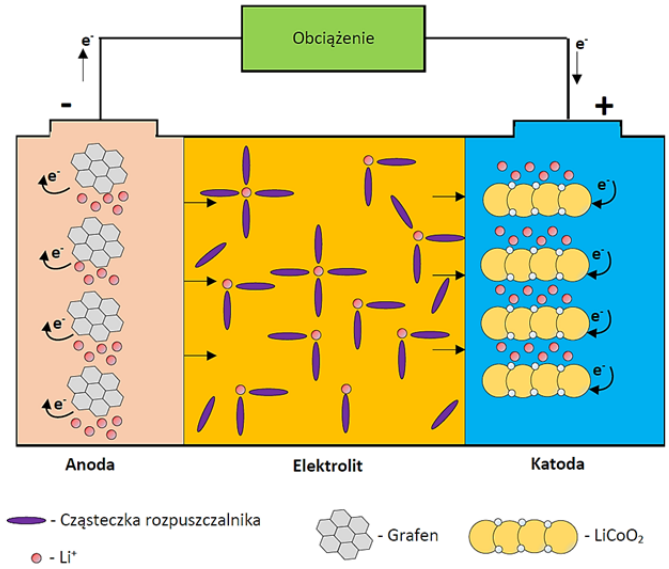
$Li_{4+x}Ti_5O_{12} \rightleftarrows Li_4Ti_5O_{12} + xLi^+ + xe^-$ $E^o = 1{,}55\ V$ vs. Li/Li^+ [216] (8.8)

$Li \rightleftarrows Li^+ + e^-$

płyta dodatnia (+): $FePO_4 + Li^+ + e^- \rightleftarrows LiFePO_4$ $E^o = 3{,}5\ V$ vs. Li/Li^+ [217] (7.9)

$CoO_2 + Li^+ + e^- \rightleftarrows LiCoO_2$

$Li_2Mn_2O_4 \rightleftarrows Li_2MnO_3 + MnO$



Rys. 30. Schemat działania akumulatora litowo-jonowego – opracowanie własne.

Ogniwa litowo-jonowe mają największe gęstości energii spośród wszystkich znanych ogniw galwanicznych, jednak głównym ograniczeniem stosowalności są stosunkowo niewielkie uzyskiwane gęstości prądu. Układy uzyskujące największą moc mają pojemności porównywalne z akumulatorami NiMH.

Akumulatory sodowo-siarkowe (NaS) to wciąż rozwijany, nowy typ ogniw elektrochemicznych posiadających napięcie znamionowe ok. 2 V i stosunkowo wysoką gęstość energii (150 Wh/kg), który wykorzystuje reakcję utleniania sodu i redukcji siarki – dwóch tanich i łatwo dostępnych pierwiastków. Równania reakcji rozładowania przebiegają zgodnie z poniższymi równaniami:

płyta ujemna (–): $Na \rightleftarrows Na^+ + e^-$ $E^o = +2{,}71\ V$ (8.10)

płyta dodatnia (+): $S + 2e^- \rightleftarrows S_2^-$ $E^o = -0.48\ V$ (8.11)

[215] P. Vanýsek, Electrochemical Series, [w:] Handbook of Chemistry and Physics: 92nd Edition, Chemical Rubber Company, 2011.

[216] S. Koohi-Fayegh, M.A. Rosen, Optimization of seasonal storage for community-level energy systems: status and needs, *Energy, Ecology and Environment*, 2(3), 2017, 169–181.

[217] Cold storage and thermal energy storage technologies – CRYOGEL, www.airclima-research.com/cold-storage-technologies [dostęp: 31.07.2019].

Ogniwa sodowo-siarkowe, ze względu na stosunkowo niską mobilność jonów sodowych w ciele stałym, wymagają zwykle wysokiej temperatury, by osiągnąć pełną sprawność. Najczęściej rozpatruje się wysokotemperaturowe ogniwa sodowo-siarkowe pracujące przy 300–350°C, w których komora z roztopionym sodem jest oddzielona membraną z tlenku glinu od komory ze stopioną siarką. Po odkryciu niskotemperaturowych stałych elektrolitów sodu (np. NASICON) pojawiła się szansa na opracowanie ogniw NaS pracujących w temperaturach poniżej 100°C, lecz prace rozwojowe w tym kierunku wciąż trwają.

8.2. PERSPEKTYWA ROZWOJU BES ORAZ WPŁYW NA ŚRODOWISKO

Niezależnie od typu ogniwa galwanicznego, głównym kierunkiem rozwoju elektrochemicznych magazynów energii są próby zwiększenia ich pojemności elektrochemicznej. Dla wielu układów problem nadmiernej masy jest kluczowym czynnikiem ograniczającym ich stosowalność w określonych typach urządzeń. Nie mniej ważne są jednak kwestie bezpieczeństwa użytkowania oraz żywotności baterii i akumulatorów.

Rozwój akumulatorów PbA przez ostatnie lata dotyczył głównie zapewnienia bezawaryjnej oraz bezobsługowej pracy. Opracowano wówczas akumulatory z elektrolitem żelowym, które nie wymagały systematycznego uzupełniania poziomu elektrolitu. W ostatnich latach główny kierunek rozwoju dotyczy jednak zmniejszenia masy akumulatorów poprzez redukcję ilości stosowanego ołowiu oraz wprowadzenie kompozytowych, węglowo-ołowiowych, kolektorów prądu w miejsce kratek z litego ołowiu, co zaowocowało m.in. konstrukcją akumulatora CLAB.

Prace badawcze dotyczące akumulatorów NiMH skupiają się w głównej mierze nad opracowaniem nowych stopów wodorochłonnych, o większej pojemności i odporności na następujące po sobie cykle ładowania i rozładowania, które wykazywałyby minimalne różnice objętości pomiędzy stanem naładowanym i rozładowanym. Równolegle prowadzone są prace nad optymalizacją składu elektrolitu, który umożliwiałby wydajną pracę w niskich temperaturach.

Akumulatory Li-ion wymagają obecnie dalszych prac badawczo-rozwojowych w celu optymalizacji składu i konstrukcji elektrod. Ponadto, prowadzone są badania dotyczące ogniw litowo-jonowych ze stałym elektrolitem, które będą wykazywały zwiększoną pojemność elektrochemiczną oraz zwiększony poziom bezpieczeństwa.

Akumulatory Li-ion są powszechnie stosowane na rynku pojazdów elektrycznych i hybrydowych, m.in.:

- BMW i3 (22–33,2 kWh)[220,218] – akumulatory LMO/NMC[219, 220].
- Nissan Leaf (40–62 kWh)[221] – akumulatory LMO/NMC[219,220].
- Chevrolet Volt (15–16 kWh)[220,222] – akumulatory LMO/NMC[219,220].
- Tesla X (75–100 kWh)[223] – akumulatory Li-ion.
- Tesla S (70–90 kWh)[220] – akumulatory NCA Li-ion.
- Toyota Prius Plug in Hybrid (4,4–8,8 kWh)[220,224] – akumulatory Li-ion.

[218] BMW i3, https://insideevs.com/news/338067/bmw-i3-samsung-sdi-94-ah-battery-rated-for-524000-miles/.

[219] Electric Vehicles, https://www.sail-cg.com/electric-vehicles.html [dostęp: 08.08.2019].

[220] Electric Vehicle requirements, https://www.sail-cg.com/electric-vehicles.html [dostęp: 08.08.2019].

[221] Nissan Leaf, https://www.nissan.pl/oferty.html#category=SAMOCHODY+OSOBOWE&model=LEAFZE1A [dostęp: 08.08.2019].

[222] Chevrolet Volt, https://formula-hybrid.org/wp-content/uploads/Chevrolet-Volt-Battery_101.pdf [dostęp: 08.08.2019].

[223] TESLA X, https://www.tesla.com/sites/default/files/model_x_owners_manual_europe_en_gb.pdf [dostęp: 08.08.2019].

[224] Toyota Prius, https://www.toyota.com/content/ebrochure/2020/priusprime_ebrochure.pdf [dostęp: 08.08.2019].

Akumulatory Li-ion znalazły zastosowanie także w instalacjach off-grid współpracujących z prosumenckimi instalacjami fotowoltaicznymi jako Powerwall, które są produkowane przez Teslę (13,5 kWh)[225].

Obecnie w Polsce przygotowywane są akty prawne dotyczące wsparcia (dopłaty do zakupów) m.in.: pojazdów kategorii M_1 (pojazdy silnikowe mające nie więcej niż osiem miejsc siedzących poza miejscem siedzącym kierowcy) dla osób fizycznych ze środków Funduszu Niskoemisyjnego Transportu (dla pojazdu wykorzystującego do napędu wyłącznie energię elektryczną proponowane jest wsparcie do 30% ceny nabycia, nie więcej jednak niż 37 500 zł[226,227]). W Polsce prowadzony jest również, przez NFOŚiGW, program „GEPARD – transport niskoemisyjny", którego celem jest wspieranie rozwoju elektromobilności na terenie Polski przez jednostki samorządu terytorialnego[228].

Akumulatory Li-ion znalazły też zastosowania w[229]:

- układach stacjonarnych, m.in. w systemach UPS, systemach monitoringu, fotoradarach, lampach ulicznych, systemach do magazynowania energii z elektrowni wiatrowych, przenośnych zasilaczach urządzeń elektrycznych,
- żegludze morskiej, m.in. statkach pasażerskich,
- maszynach roboczych, m.in. ładowarkach, wózkach widłowych,
- robotach autonomicznych, m.in. do pielenia upraw,
- zeroemisyjnym transporcie publicznym, m.in. w autobusach miejskich.

Akumulatory ołowiowe PbA znalazły głównie zastosowanie do napędów pojazdów i maszyn roboczych z silnikami spalinowymi. Znalazły też zastosowanie w instalacjach prosumenckich off-grid oraz systemach zasilania awaryjnego[230], m.in. w szpitalach. W celu wydłużenia żywotności akumulatorów ołowiowych są one łączone równolegle z superkondensatorami (jeden z akumulatorów w układzie jest zastępowany modułem ESM – pełniącym funkcję stabilizacyjną). Tego typu układy znalazły zastosowanie w pojazdach ciężarowych m.in. w Australii[237]. Układ akumulator ołowiowy VRLA (ang. *Valve Regulated Lead Acid*)–superkondensator o mocy 3 MW znalazł też zastosowanie we wschodniej części USA, w Lyon w Pensylwanii. Celem tego układu jest regulacja częstotliwości[230].

Akumulatory sodowo-siarkowe (NaS) znalazły głównie zastosowanie przy uelastycznieniu pracy sieci elektroenergetycznej. Przykładowo, przedsiębiorstwo Xcel Energy z Japonii w 2010 r. wybudowało ogniwo NaS 50 kW[231], które współpracuje z elektrownią wiatrową, stabilizując pracę sieci elektroenergetycznej.

Elektrochemiczne źródła energii są neutralne dla środowiska naturalnego podczas prawidłowego stosowania i pozwalają na odwracalne zmagazynowanie energii z wydajnością 70–90%. Dodatkowy nakład energetyczny jest potrzebny do ich wytworzenia oraz utylizacji, co wiąże się z emisją dwutlenku węgla, jeśli ta energia nie pochodzi ze źródeł odnawialnych.

---

[225] TESLA Powerwall, https://www.tesla.com/en_GB/powerwall?redirect=no [dostęp: 08.08.2019].

[226] Projekt Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 4 lipca 2019, http://n-22-7.dcs.redcdn.pl/file/o2/tvn/web-content/m/p121/f/139f0874f2ded2e41b0393c4ac5644f7/0af1909c-ef55-43d0-a7e8-6987f02ed9ee.pdf [dostęp: 08.08.2019].

[227] Rządowe Centrum Legislacji, https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12322752/katalog/12609459#12609459 [dostęp: 08.08.2019].

[228] NFOŚiGW, http://nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/ [dostęp: 08.08.2019].

[229] Zastosowania Li-ion: https://www.powertechsystems.eu/ [dostęp: 08.08.2019].

[230] G.J. Maya, A. Davidson, B. Monahov, Lead batteries for utility energy storage: A review, *Journal of Energy Storage*, 15, 2018, 145–157.

[231] D. Kumara, S.K. Rajouria, S.B. Kuhar, D.K. Kanchan, Progress and prospects of sodium-sulfur batteries: A review, *Solid State Ionics*, 312, 2017, 8–16.

Wydobycie surowców potrzebnych do wytworzenia ogniw elektrochemicznych może również mieć istotny wpływ na środowisko. Przykładowo wydobycie rud kobaltu odbywa się głównie w biednych rejonach Afryki (Kongo: 60% światowego wydobycia). Wydobycie prowadzone jest ręcznie, bez zabezpieczeń, często metodą odkrywkową, w katastrofalnych warunkach, powodując też liczne choroby lokalnej ludności, zanieczyszczenie wód i degradację krajobrazu[232]. Wydobycie soli litu prowadzi się często poprzez wymywanie złóż słodką wodą i pozostawianie jej do odparowania naturalnego, co prowadzi do krystalizacji węglanu litu (np. w Boliwii, Tybecie). Wydobycie jednej tony litu tą metodą wymaga zużycia ok. 2 milionów litrów wody. Szacuje się, że w miejscach wydobycia litu 65% zasobów wody pitnej jest zużywane na prace wydobywcze, a degradacji ulegają ogromne obszary wykorzystywane jako odstojniki litu[233]. Wydobycie ołowiu wiąże się natomiast z dużym zanieczyszczeniem wód gruntowych siarczkami i metalami ciężkimi obecnymi w rudzie[234]. Nikiel wydobywa się w postaci rudy siarczanowej, której złoża znajdują się głównie w Australii, Kanadzie, Indonezji, Rosji i na Filipinach. Obróbka rudy niklowej wiąże się emisją dwutlenku siarki (IV) do atmosfery, co może powodować kwaśne deszcze i degradację krajobrazu. Szacuje się, że roczna emisja dwutlenku siarki z fabryk w Norilsku w Rosji sięga 350 000 ton [235].

Osobnym zagadnieniem jest wpływ na środowisko toksycznych komponentów ogniw galwanicznych w przypadku braku ich odpowiedniego recyklingu, ponieważ przedostanie się ich do środowiska może być niebezpieczne dla ludzi i zwierząt.

Ołów jest wysoce toksyczny po dostaniu się do organizmu poprzez układ oddechowy lub pokarmowy. Niebezpieczne może być nawet dotknięcie ust dłońmi zanieczyszczonymi ołowiem. Ołów zaburza pracę niektórych enzymów i może niekorzystnie wpływać na działanie mózgu, nerek, słuchu i układu rozrodczego. Zatrucie ołowiem może również powodować problemy behawioralne, problemy z koncentracją, problemy nerwowe, nadciśnienie oraz bóle mięśni i stawów. Ołów może wiązać mikroelementy potrzebne do właściwego funkcjonowania organizmu, takie jak wapń, żelazo i cynk. Na zatrucie ołowiem szczególnie podatne są dzieci i kobiety w ciąży. Spekuluje się, że jedną z przyczyn upadku starożytnego Rzymu było masowe zatrucie jego mieszkańców ołowiem, ponieważ wodociągi i naczynia były wówczas powszechnie wykonywane z ołowiu. Z kolei kwas siarkowy (VI) stosowany jako elektrolit w akumulatorach PbA to substancja silnie drażniąca, która jest niebezpieczna w kontakcie skórnym oraz po wchłonięciu przez układ oddechowy i pokarmowy.

Kadm jest metalem bardziej toksycznym niż ołów w przypadku wchłonięcia, które może nastąpić nawet w kontakcie skórnym. Uszkadza nerki, powoduje anemię, choroby kostne, zaburzenia powonienia i białkomocz. Odkłada się w łożysku i powoduje ciężkie uszkodzenia płodów. Kadm stanowi również zagrożenie dla mózgu, powodując śmierć komórek kory. Z kolei zasadowy elektrolit ogniw NiCd jest substancją drażniącą.

Nikiel nie jest toksyczny dla ludzi, ale wykazuje niekorzystne działanie na rośliny. Zasadowy elektrolit ogniw NiMH ma podobne właściwości drażniące jak elektrolit ogniw kadmowych.

Lit nie jest metalem toksycznym, ale może ulec zapłonowi po wystawieniu na kontakt z powietrzem i wilgocią atmosferyczną. Elektrolit ogniw Li-ion może zawierać substancje toksyczne i łatwopalne.

---

[232] L. Mucha, T.C. Frankel, K.D. Sadof, The hidden costs of cobalt mining, The Washington Post, In Sight, *Perspective* (online), 28 lutego 2018 r.

[233] A. Katwala, The spiralling environmental cost of our lithium battery addiction, *Wired on Energy* (online), 5 sierpnia 2018 r.

[234] https://www.worstpolluted.org/projects_reports/display/84?fbclid=IwAR2nGAO0_MSt7hBlLGDKP565INQJ3tZL2ClOAbn7VnGFCtLaevJkG7R6hbQ [dostęp: 7.10.2019].

[235] M. Opray, Nickel mining: the hidden environmental cost of electric cars, *The Guardian* (online), 24 sierpnia 2017 r.

Baterie cynkowo-manganowe zawierają drażniący elektrolit (kwaśny lub zasadowy), lecz pozostałe ich komponenty nie wykazują właściwości toksycznych.

W tabeli 20 porównano ślad węglowy powstający przy produkcji akumulatorów elektrochemicznych. Z przedstawionych danych wynika, że ślad węglowy towarzyszący produkcji akumulatorów litowo-jonowych (115–170 kg CO_2/kWh) jest niższy niż w przypadku akumulatorów przepływowych (VRFB: 183 kg CO_2/kWh), lecz zdecydowanie wyższy niż dla akumulatorów ołowiowo-kwasowych (51,6 kg CO_2/kWh).

Tabela 20. Ślad węglowy CO_2 podczas produkcji akumulatorów[236] na podstawie *life-cycle inventory* (LCI)

Technologia/Nazwa	Ślad węglowy [kg CO_2/kg]	Gęstość energii [Wh/kg]	Ślad węglowy [kg CO_2/kWh]
LFP Li-ion (litowo-żelazowo-fosforanowe)	13,98–16,11	83–109	147,41–168,56
LTO Li-ion (litowo-żelazowo-fosforanowe z anodą litowo-tytanową)	14,19	52	270,99
LMO Li-ion (litowo-manganowe)	13,8	116	118,9
NCM Li-ion (litowo-niklowo-kobaltowo-magnezowe)	14,12–16,13	130–139	108,3–115,98
NCA Li-ion (litowo-niklowo-kobaltowo-aluminiowe)	15,4	133	115,74
PbA (ołowiowo-kwasowe z zaworem redukcyjnym)	2,33	45	51,6
NaNiCl (Sodowo-niklowo-chlorkowe)	13,01	112	116
VRFB (przepływowe typu redoks – wanadowe)	3,2	17	183

8.3. OGRANICZENIA SUROWCOWE

Ograniczenia surowcowe mogą stanowić istotny problem na drodze do szerszego wykorzystania elektrochemicznych magazynów energii w życiu codziennym (pojazdy elektryczne, przydomowe magazyny energii itp.). Produkcja każdego z omówionych tu typów ogniw elektrochemicznych wymaga zastosowania określonych metali i materiałów, które niezwykle trudno jest zastąpić nie zmieniając parametrów ogniwa. Produkcja akumulatorów i baterii wymaga ciągłego wydobycia surowców strategicznych, takich jak lit, glin, mangan, nikiel, kobalt, miedź, ołów, a prognozowana skala wydobycia zakłada czterokrotny wzrost w ciągu najbliższej dekady.

Uzupełnieniem wydobycia jest recykling ogniw, który pozwala na odzysk cennych surowców i ich wykorzystanie w przemyśle elektrochemicznym. Rynek akumulatorów PbA to przykład najlepszego systemu recyklingu ogniw elektrochemicznych, gdzie współczynnik odzysku sięga 99%. W przypadku pozostałych typów ogniw, odzysk materiałów elektrodowych może przewyższać 90%, lecz system recyklingu nie jest jeszcze na tyle szczelny, by wychwycić wszystkie zużyte ogniwa ze strumienia odpadów. W celu zwiększenia stopnia recyklingu baterii i akumulatorów potrzebna jest dalsza edukacja społeczeństwa i zapewnienie większej ilości punktów odbioru zużytych ogniw.

[236] M. Baumann, J.F. Peters, M. Weil, A. Grunwald, CO_2 Footprint and Life-Cycle Costs of Electrochemical Energy Storage for Stationary Grid Applications, *Energy Technol.*, 5, 2017, 1071–1083; doi: 10.1002/ente.201600622.

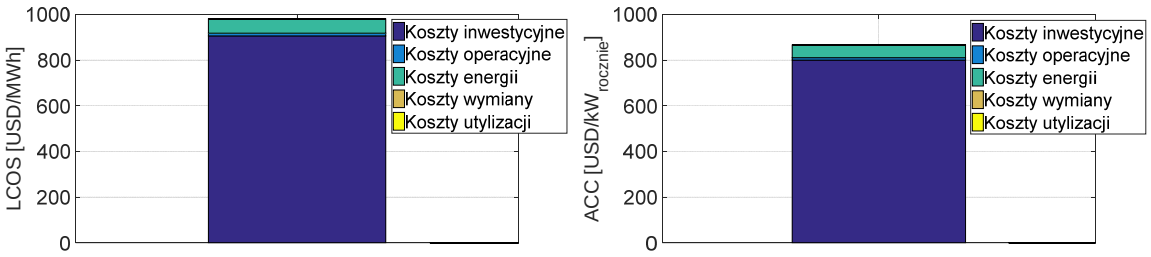
8.4. BARIERY TECHNOLOGICZNE ORAZ SKALOWALNOŚĆ

Akumulatory w wyniku modułowej budowy są łatwo skalowalne zarówno do zastosowań mobilnych (m.in. małe roboty, zasilanie laptopów), jak również przy zastosowaniach średnioskalowych (m.in. instalacji prosumenckich) oraz wielkoskalowych, gdzie akumulatory pełnią funkcję przy arbitrażu energii oraz pełnią rolę stabilizacyjną dla pracy sieci elektroenergetycznej. Główną barierą technologiczną jest ograniczona żywotność, np. do 1000 cykli dla akumulatorów PbA, oraz ograniczona gęstość energii zwłaszcza akumulatorów litowo-jonowych, która w przypadku zastosowań mobilnych przekłada się bezpośrednio na zasięg pojazdu elektrycznego[223]. Ponadto w akumulatorach litowych konieczne jest stosowanie systemów zarządzania energią i systemów chłodzenia, ponieważ w przypadku przekroczenia wartości maksymalnych parametrów (m.in. prądu ładowania oraz temperatury maksymalnej) możliwe jest zapalenie się pakietu akumulatorów. Wyzwaniem technologicznym jest także opracowanie efektywnych metod recyklingu, które pozwolą na blisko 100-procentowe wykorzystanie surowców wtórnych w przyszłości. Należy także zwrócić uwagę, że w Polsce sam rynek recyklingu akumulatorów nie jest obecnie uregulowany ani stymulowany, co w przypadku masowego pojawienia się pojazdów elektrycznych będzie stanowiło duże wyzwanie.

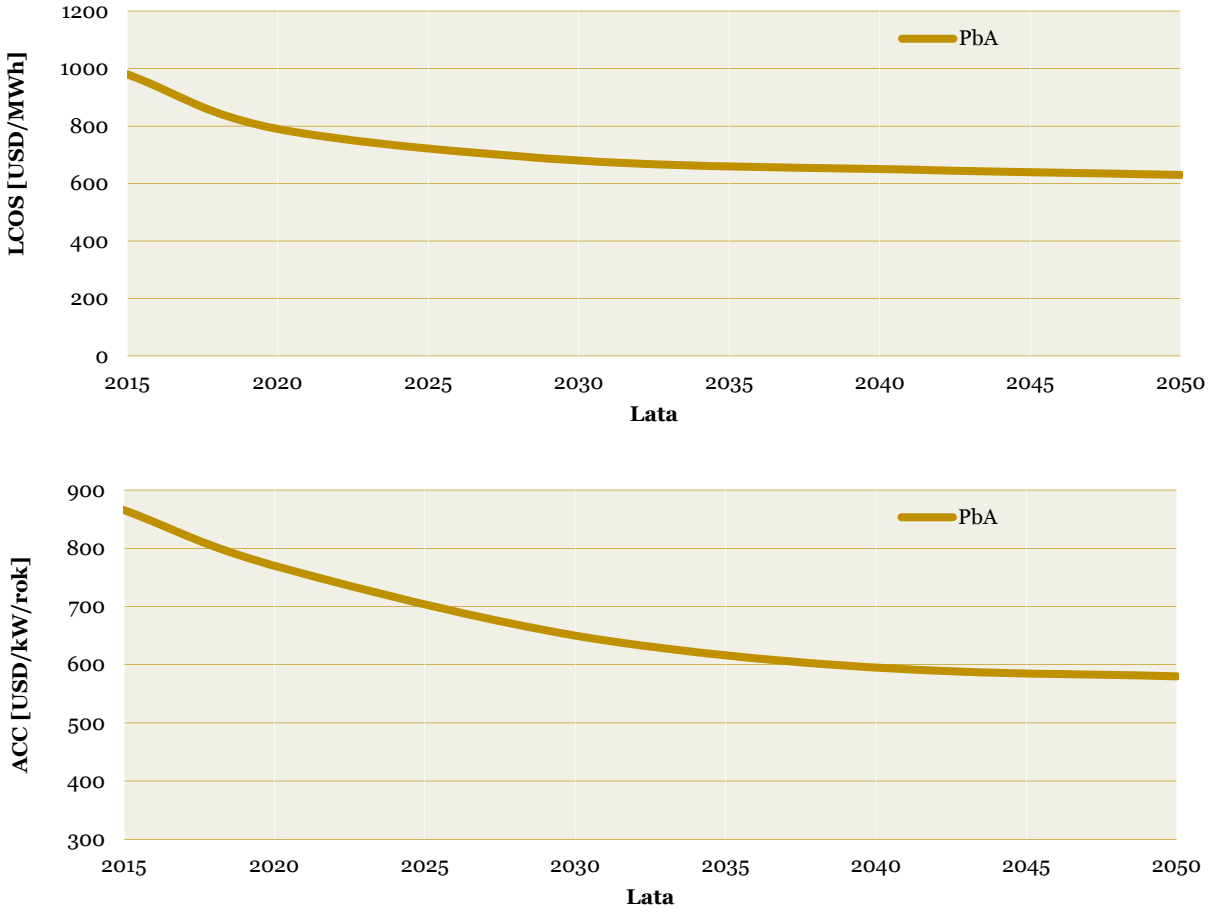
8.5. POZIOM KOSZTÓW PRZECHOWYWANIA ENERGII W BES

Na rysunku 31a przedstawiono LCOS dla PbA z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, a także likwidacji. Na rysunku 31b przedstawiono LCOS w perspektywie lat 2015-2050 (jego wartość nie przekracza 1000 USD/MWh dla PbA pracującego w zastosowaniu arbitrażu energii). W przypadku kosztu ACC nie przekracza on 870 USD/kW rocznie. W perspektywie 2050 r. widoczny jest ponad 35-procentowy spadek LCOS do poniżej 650 USD/MWh oraz ponad 40-procentowy spadek ACC do poniżej 600 USD/kW rocznie.

Na rysunku 32a przedstawiono LCOS dla Li-ion z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, a także likwidacji. Na rysunku 32b przedstawiono LCOS w perspektywie lat 2015-2050 (jego wartość nie przekracza 450 USD/MWh dla Li-ion pracującego w arbitrażu energii). W przypadku kosztu ACC nie przekracza on 420 USD/kW rocznie. W perspektywie 2050 r. widoczny jest ponad 80-procentowy spadek LCOS poniżej 95 USD/MWh oraz ponad 75-procentowy spadek ACC poniżej 100 USD/kW rocznie. Należy dodać, że prezentowane dane są zbliżone do oszacowań wykonanych w pracy V. Jülcha[301] zarówno dla roku 2015, jak również w perspektywie do roku 2030, co uprawdopodabnia poprawność przyjętych założeń.

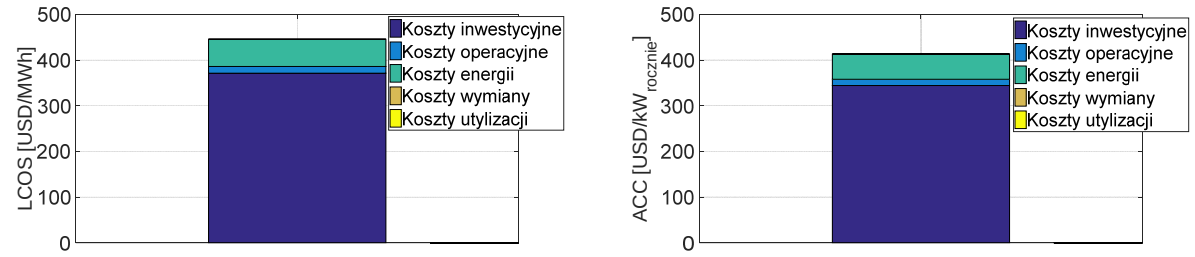


(a)

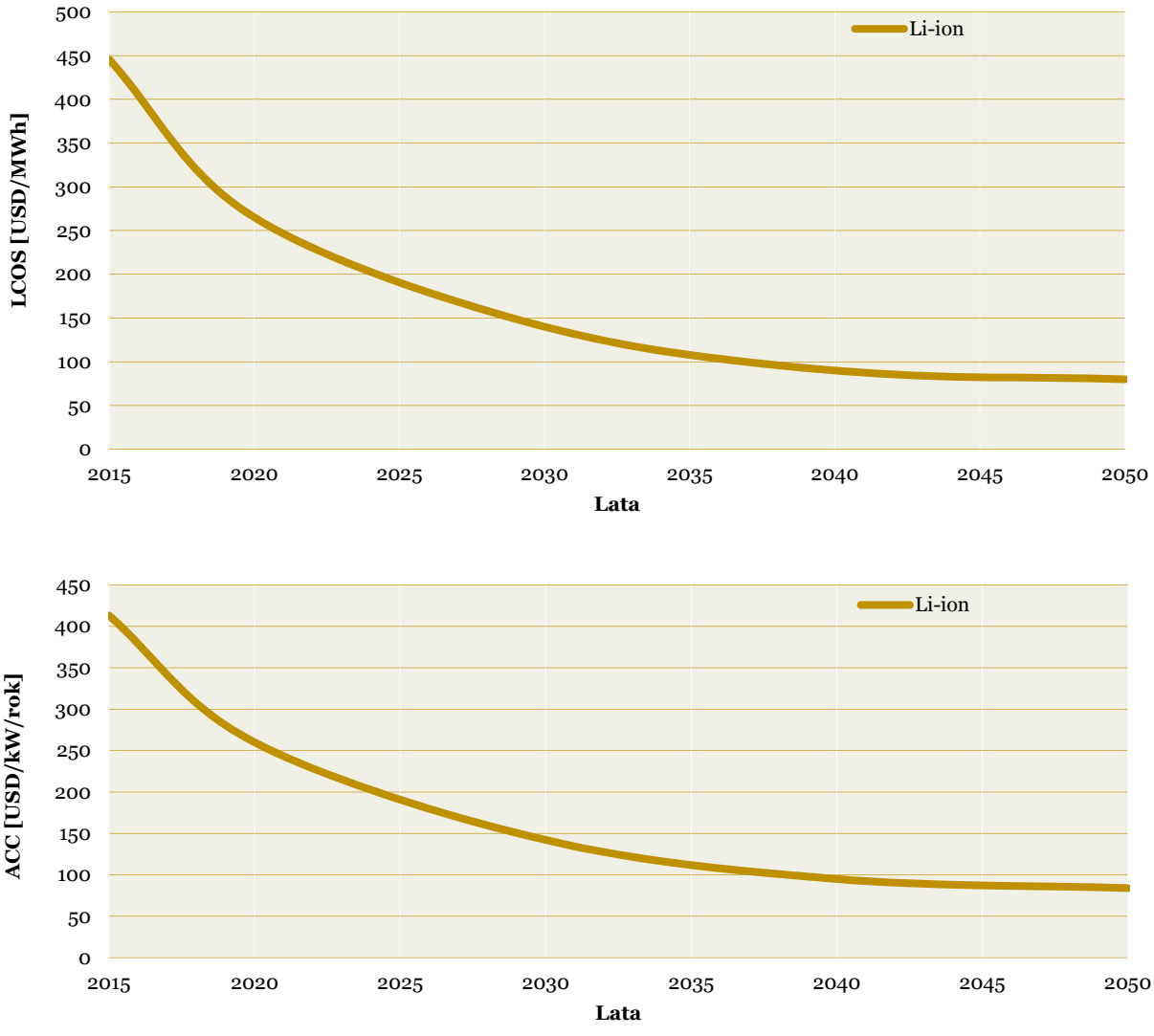


(b)

Rys. 31. a) LCOS & ACC magazynu PbA z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015-2050



(a)

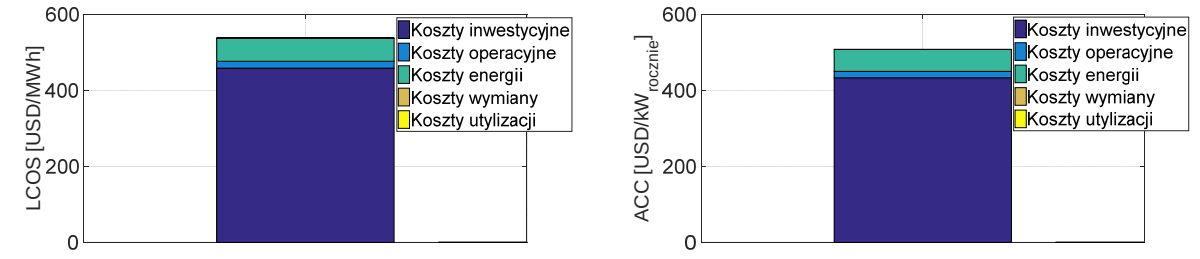


(b)

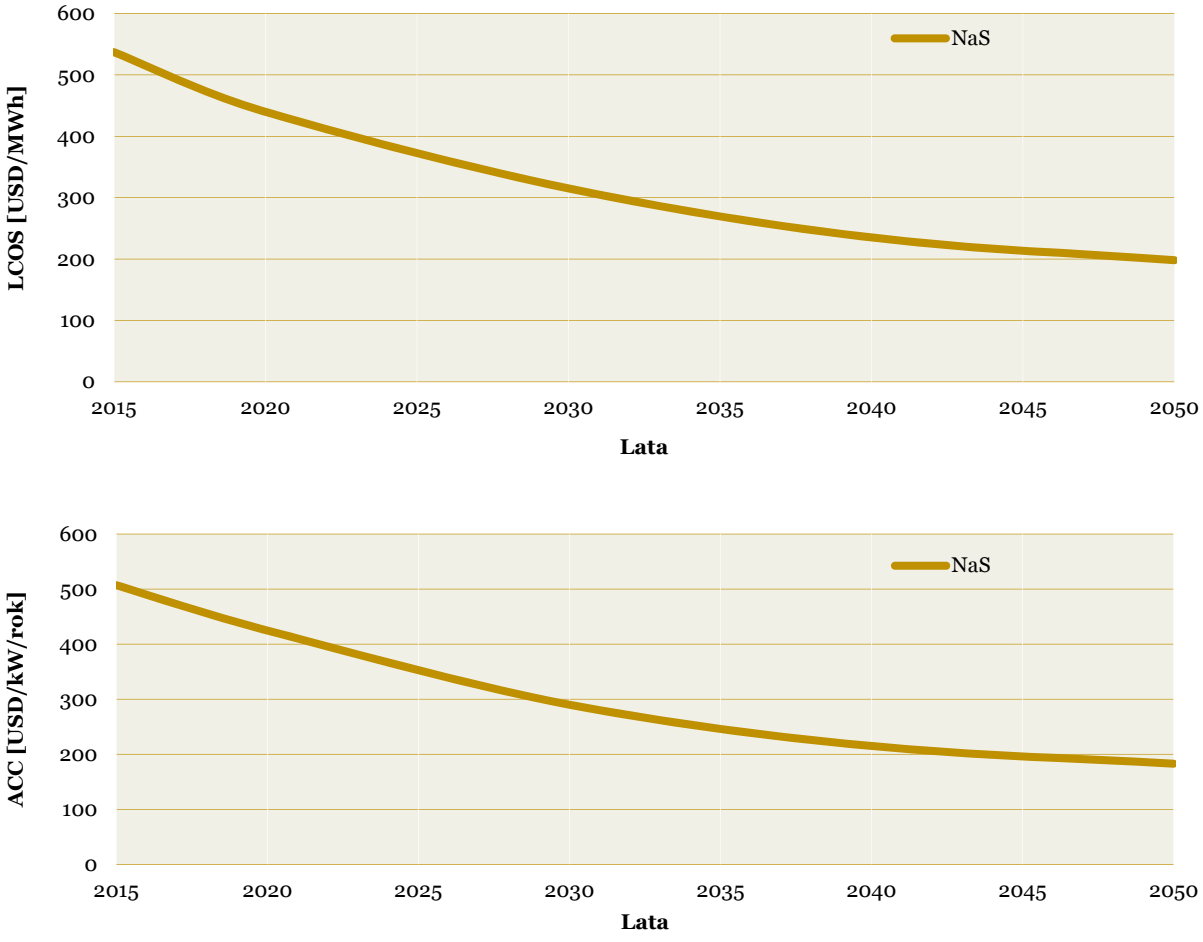
Rys. 32. a) LCOS & ACC magazynu Li-ion z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015-2050

Na rysunku 33a przedstawiono LCOS dla NaS z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, a także likwidacji. Na rysunku 33b przedstawiono LCOS w perspektywie lat 2015–2050 (jego wartość nie przekracza 540 USD/MWh dla NaS pracującego w arbitrażu

energii). W przypadku kosztu ACC nie przekracza on 510 USD/kW rocznie. W perspektywie 2050 r. widoczny jest ponad 60-procentowy spadek LCOS poniżej 200 USD/MWh oraz ponad 60-procentowy spadek ACC poniżej 190 USD/kW rocznie.



(a)



(b)

Rys. 33. a) LCOS & ACC magazynu NaS z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015-2050

8.6. GŁÓWNE ZASTOSOWANIA BES

Ogniwa galwaniczne są obecnie wykorzystywane głównie do zasilania urządzeń mobilnych lub jako awaryjne źródła zasilania, a także wzrasta ich wykorzystanie w regulacji sieci, magazynowaniu dobowym i sezonowym. W zależności od zastosowania oraz warunków termicznych użytkowania dobiera się konkretne typy ogniw do konkretnych celów. Główne zastosowanie akumulatorów elektrochemicznych to dobowe oraz sezonowe magazynowanie energii, transport drogowy (pojazdy z napędem hybrydowym i elektrycznym), usługi wsparcia sieci (uelastycznienie działania sieci), lotnictwo oraz żegluga.

Akumulatory PbA

Z uwagi na duży ciężar elementów ołowiowych akumulatory ołowiowo-kwasowe są używane jedynie w urządzeniach wymagających niezawodnego okresowego zasilania prądem o dużej gęstości, a także w urządzenia, dla których wykorzystanie akumulatorów o stosunkowo dużej masie powoduje niewielki wzrost masy całkowitej układu (np. niektóre zastosowania mobilne: akumulatory rozruchowe w pojazdach spalinowych, transport powietrzny, żegluga itp.) lub nie stanowi istotnego problemu (np. zastosowania stacjonarne: prosumenckie magazyny energii w gospodarstwach domowych, awaryjne magazyny energii). Od lat akumulatory kwasowo-ołowiowe są wykorzystywane do zasilania pojazdów elektrycznych Melex, a obecnie bierze się je również pod uwagę jako źródła zasilania samochodów o napędzie hybrydowym i elektrycznym – lecz to zastosowanie zostało na dzień dzisiejszy zdominowane przez ogniwa litowo-jonowe i niklowo-wodorkowe. Na rynku znajduje się obecnie bardzo duży wybór 12-woltowych akumulatorów rozruchowych PbA (ok. 60–140 Ah) oraz 12-woltowych awaryjnych źródeł energii UPS PbA (ok. 5–10 Ah), a rozwiązania te są kilkukrotnie tańsze niż akumulatory innych typów.

W przypadku ogniw kwasowo-ołowiowych główne zastosowanie to m.in.: magazynowanie sezonowe oraz dobowe, transport (pojazdy i maszyny robocze z napędem klasycznym: silniki spalinowe), prosumenckie w gospodarstwach domowych, transport powietrzny oraz żegluga. Są kilkukrotnie tańsze niż akumulatory litowo-jonowe.

Akumulatory NiCd

Akumulatory te mają obecnie dosyć wąskie zastosowanie ze względu na rozwój innych typów akumulatorów oraz ograniczenia prawne w Unii Europejskiej. Ogniwa NiCd są stosowane głównie w urządzeniach medycznych i militarnych, ze względu na swoją niezawodność w szerokim zakresie temperatur.

Akumulatory NiMH

Technologia tych akumulatorów jest stosowana głównie w urządzeniach mobilnych wymagających dużych chwilowych gęstości prądu, jak np. aparaty fotograficzne, lampy błyskowe. Stosuje się również akumulatory niklowo-wodorkowe do zasilania samochodów hybrydowych wyposażonych w silniki elektryczne (np. Toyota Prius). Duża instalacja zbudowana z akumulatorów niklowo-wodorkowych stanowi awaryjne źródło zasilania w tokijskim metrze (Giga-cell).

Akumulatory Li-ion

Są obecnie wykorzystywane głównie do zasilania lekkich urządzeń mobilnych, takich jak telefony komórkowe, laptopy i aparaty fotograficzne, ale również do zasilania pojazdów elektrycznych i hybrydowych. Ze względu na charakterystykę pracy ogniw Li-ion, zbyt duży pobór mocy może jednak doprowadzić do ich przegrzania i rozszczelnienia, co może zakończyć się pożarem. Aby temu przeciwdziałać, stosowane są (np. w pojazdach, urządzeniach elektronicznych, układach stacjonarnych) systemy zarządzania przepływem energii (ang. Battery Management Systems), które monitorują kluczowe parametry, m.in. temperaturę celi, stopień naładowania, zmianę rezystancji wewnętrznej lub konduktancję, stan zdrowia akumulatora, przyrost temperatury, a także napięcie.

Głównymi zastosowaniami ogniw galwanicznych (Li-ion) jest: magazynowanie dobowe/dzienne oraz magazynowanie sezonowe energii, transport drogowy, w szczególności pojazdy z napędem hybrydowym i elektrycznym, usługi wsparcia sieci (uelastycznienie działania sieci), lotnictwo oraz żegluga.

Akumulatory sodowo-siarkowe NaS

Te akumulatory znalazły główne zastosowanie przy uelastycznieniu działania sieci (usługi sieciowe od ponad 20 lat o mocy 1–10 MW) oraz przy dobowym/dziennym magazynowaniu energii. Z uwagi na temperaturę pracy w zakresie temperatur 300–350°C nie nadają się do zastosowań w gospodarstwach domowych.

8.7. KONKLUZJE: ZALETY, WADY I REKOMENDACJE DLA BES

Zalety technologii: [11,85]

- Wydajne magazyny energii elektrycznej.
- Ciche i bezemisyjne źródło energii.
- Możliwość zasilania urządzeń różnego typu z zastosowaniem odpowiednio dobranych ogniw.

Zalety technologii w podziale na typy ogniw:

PbA:

- technologia wdrożona na rynek z rozbudowaną infrastrukturą recyklingu,
- niezawodność i niski koszt,
- duże gęstości energii możliwe do uzyskania,
- stosunkowo duża odporność na niskie temperatury pracy,
- brak zagrożenia pożarem przy rozszczelnieniu,
- możliwość wydłużenia żywotności: połączenie z superkondensatorem[237,238],

CLAB:

- większa pojemność w porównaniu z PbA,
- większa odporność na samorozładowanie w porównaniu z PbA,

NiCd:

- odporność na działanie niskich temperatur,

NiMH:

- duże gęstości energii możliwe do uzyskania,
- brak zagrożenia pożarem przy rozszczelnieniu,

Li-ion:

- szybko rosnąca baza produkcyjna, prowadząca do redukcji kosztów wytwarzania,
- wysoka gęstość energii (obecnie do 250 Wh/kg) i sprawność (do 97%),
- żywotność do 10 000 cykli,
- perspektywiczny spadek ceny na skutek rozwoju rynku pojazdów elektrycznych,

---

[237] P. Piórkowski, A. Chmielewski, K. Bogdziński, J. Możaryn, T. Mydłowski, Research on Ultracapacitors in Hybrid Systems: Case Study, *Energies*, 11, 2018, 2551; doi:10.3390/en11102551.

[238] A. Chmielewski, P. Piórkowski, K. Bogdziński, P. Szulim, R. Gumiński, Test bench and model research of hybrid energy storage, *Journal of Power Technologies*, 97(5), 2017, 406–415.

NaS:

- dojrzała technologia wysokotemperaturowa do wsparcia sieci energetycznej,
- wysoka żywotność, do 25 000 cykli (technologia wysokotemperaturowa),
- technologia niskotemperaturowa (TRL-1) w zastosowaniach na mniejszą skalę.

Wady technologii:

- Stosunkowo niska gęstość energii w porównaniu z paliwami kopalnymi.
- Stosunkowo skomplikowany sposób produkcji.
- Duże zapotrzebowanie surowcowe.

Wady technologii w podziale na typy ogniw:

PbA:

- ograniczona zdolność działania w stanie częściowo naładowanym (dla stopnia naładowania poniżej SOC=0,3),
- relatywnie niska żywotność (do 1000 cykli) w porównaniu do Li-ion (do 10 000 cykli),
- samorozładowanie 5–30% miesięcznie (zależnie od temperatury otoczenia),
- toksyczność komponentów,

NiCd:

- efekt pamięci przy niewłaściwym ładowaniu,
- toksyczność komponentów,

NiMH:

- stosunkowo szybka degradacja materiału elektrodowego i malejąca pojemność,

Li-ion:

- ograniczona pojemność w niskich/ujemnych temperaturach,
- podatność na wybuch w przypadku przekroczenia maksymalnych prądów ładowania,

NaS:

- wysokie koszty eksploatacyjne,
- palność ogniw wysokotemperaturowych,
- wysoki koszt i niższa wydajność (TRL-9) ogniw niskotemperaturowych.

Rekomenduje się ogniwa litowo-jonowe (Li-ion) przede wszystkim do zastosowania przy magazynowaniu dobowym/dziennym, w transporcie drogowym (w szczególności pojazdy z napędem hybrydowym i elektrycznym), usługach wsparcia sieci (uelastycznienie działania sieci), lotnictwie i żegludze. W celu wydłużenia ich żywotności są łączone równolegle z superkondensatorami i OZE, m.in. ogniwami PV (zwiększona zostaje zdolność rozruchu w niskich/ujemnych temperaturach baterii Li-ion). Bardzo wysoki potencjał rozwoju w Polsce, szczególnie w sektorze transportu, usług wsparcia sieci i elektronice przemysłowej.

Potencjalni interesariusze to m.in. transport drogowy (użytkownicy EV), spedycja, koncerny paliwowe, np. Lotos, Orlen, BP, Lukoil (autonomiczne, off-grid, oparte na odnawialnych źródłach stacje ładowania pojazdów elektrycznych – wsparcie infrastruktury eksploatacyjnej dla EV), prosumenci. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

Rekomenduje się ogniwa kwasowo-ołowiowe/kompozytowe (PbA/CLAB) do przede wszystkim magazynowania sezonowego oraz dobowego, transportu (pojazdy i maszyny robocze z napędem klasycznym: silniki spalinowe), prosumenckich gospodarstw domowych, transportu powietrznego oraz żeglugi. W celu wydłużenia ich żywotności, podobnie jak w przypadku Li-ion, są łączone równolegle z superkondensatorami oraz OZE, m.in. ogniwami PV (zwiększona zostaje zdolność ich rozruchu w niskich/ujemnych temperaturach). Należy podkreślić, że CLAB posiadają wyższą gęstość energii niż PbA, przez co mogą znaleźć zastosowanie w pojazdach z napędem hybrydowym.

Potencjalni interesariusze to m.in. transport drogowy (użytkownicy pojazdów z silnikami spalinowymi), spedycja, prosumenci. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

Rekomenduje się ogniwa sodowo-siarkowe (NaS) do zastosowania przy uelastycznieniu działania sieci elektroenergetycznej oraz dobowym/dziennym magazynowaniu energii.

Potencjalni interesariusze to m.in. operatorzy sieci dystrybucyjnych, Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE).

Podsumowując, w perspektywie 2050 r. najtańsze magazynowanie energii będzie w ogniwach Li-ion, LCOS poniżej 80 USD/MWh.

9. OGNIWA PRZEPŁYWOWE (VRFB)

Techniczne charakterystyki układów **ogniw przepływowych (VRFB/ZnBr)**

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/ Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
VRFB (baterie przepływowe typu redoks)	16-33	0,02-30	min – d	5-10	min – h+	120 000+	~65-85	Rozwijana/TRL-9
ZnBr (baterie przepływowe cynkowo-bromowe)	30-60	0,05-30	min – d	5-10	min – h+	2 000+	~65-80	Rozwijana/TRL-9

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

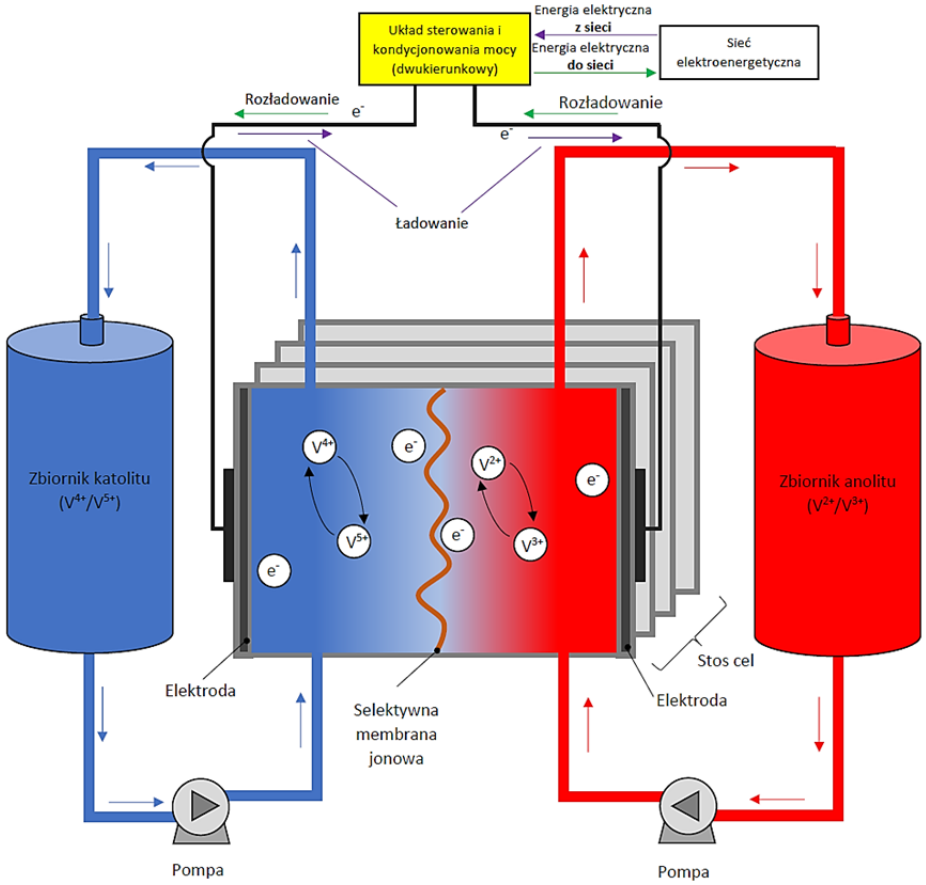
Koszty układów **ogniw przepływowych (VRFB/ZnBr)**

Układ	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
VRFB	600-1 500	150-1 000	~12-15 USD/kW/rok, ~0,001-0,002 USD/kWh
ZnBr	200-2 500	150-500	~12-16 USD/kW/rok, ~0,001-0,0015 USD/kWh

9.1. WSTĘP

Ogniwa przepływowe to specyficzny typ akumulatorów elektrochemicznych, który nie posiada klasycznych stałych elektrod ulegających reakcjom utleniania-redukcji, tylko oddzielone od siebie elektrolity, których składniki ulegają reakcjom utleniania i redukcji (redoks), tak jak w klasycznym ogniwie elektrochemicznym. Elektrolity przepływają przez celę elektrochemiczną, więc reakcja elektrodowa może przebiegać w sposób ciągły tak długo, jak długo dostarczany będzie świeży elektrolit. Pojemność ogniwa zależy od objętości elektrolitu, a moc od powierzchni elektrod. Ogniwa przepływowe różnią się jednak od ogniw paliwowych tym, że zużyty elektrolit można w sposób odwracalny zregenerować, tak jak ładuje się rozładowane akumulatory. Podobnie jak inne ogniwa elektrochemiczne, akumulatory przepływowe magazynują i generują prąd stały, i wymagają zastosowania konwertera mocy w celu zapewnienia możliwości współpracy z siecią elektryczną.

Budowa ogniw przepływowych zakłada przechowywanie elektrolitu na zewnątrz celi elektrochemicznej, w specjalnych kontenerach, których objętość może być dowolnie dobrana (rys. 35). Cela elektrochemiczna posiada dwie rozdzielone komory z elektrolitem, jedną na elektrolit katodowy (katolit), a drugą na elektrolit anodowy (anolit), pomiędzy którymi znajduje się membrana jonowymienna. Podczas pracy ogniwa dwa rodzaje elektrolitu są pompowane poprzez celę elektrochemiczną, gdzie zachodzi reakcja redoks. W układach przepływowych stosuje się elektrody stałe, najczęściej węglowe ze względu na ich niską cenę. W miarę postępu reakcji redoks (jednoczesnego utleniania i redukcji) dochodzi do przepływu protonów poprzez membranę.



Rys. 34. Schemat działania baterii przepływowej VRFB – opracowanie własne

Energia jest magazynowana w roztworach elektrolitów. W przypadku baterii przepływowych typu redoks (ang. *Vanadium Redox Flow Battery* – VRFB) wykorzystywane są pary jonów powstałych w wyniku reakcji redoks wanadu (V^{2+}/V^{3+} oraz VO^{2+}/VO_2^+). Sprawność procesu ładowania/rozładowania wynosi ok. 85%, przy napięciu 1,4 V. Akumulatory tego typu są stosowane jako pomocnicze źródła zasilania podczas szczytów obciążenia energetycznego m.in. w stanie Utah w USA (250 kW) i Japonii (500 kW). Akumulatory VRFB mają bardzo szybką reakcję (poniżej 0,001 s), mogą pracować nawet do 100 000 cykli ładowania/rozładowania. Elektrolity ogniw wanadowych posiadają stosunkowo niską gęstość energii wynoszącą ok. 35 Wh/L. Podczas rozładowania zachodzą następujące reakcje redoks (jednoczesnego utleniania i redukcji):

płyta ujemna (–): $V^{2+} \rightarrow V^{3+} + e^-$ $E^o = +0{,}26$ V (9.1)

płyta dodatnia (+): $VO_2^+ + 2H^+ + e^- \rightarrow VO^{2+} + H_2O$ $E^o = +1{,}00$ V (9.2)

W podobny sposób działają przepływowe ogniwa cynkowo-bromowe (ZnBr), które posiadają nieco wyższe napięcie znamionowe (1,8 V) w porównaniu z ogniwami VRFB, a ich sprawność ładowania/rozładowania waha się w zakresie 65–75%. W ogniwie zachodzą następujące reakcje elektrodowe:

płyta ujemna (–): $Zn \rightarrow Zn^{2+} + 2e^-$ $E^o = +0{,}76$ V (9.3)

płyta dodatnia (+): $Br_2 + 2e^- \rightarrow 2Br^-$ $E^o = +1{,}06$ V (9.4)

Akumulatory przepływowe zostały zaprojektowane na potrzeby magazynowania energii na dużą skalę. W celu zwiększenia zdolności magazynowania akumulatora możliwe jest dodawanie większych ilości tańszego elektrolitu. Należy dodać, że akumulatory przepływowe mają znacznie dłuższy okres eksploatacji, jednak gęstość energii jest niższa niż np. akumulatorów litowo-jonowych.

9.2. Perspektywa rozwoju VRFB oraz wpływ na środowisko

Ogniwa przepływowe mogą być stosowane jako stacjonarne magazyny energii, głównie jako elementy systemów poprawiających jakość energii, oraz w systemach zasilania awaryjnego – UPS. Obecnie skala wykorzystania ogniw przepływowych jest znikoma. W wielu ośrodkach na całym świecie trwają jednak intensywne prace nad rozwojem tej technologii. W Wielkiej Brytanii prowadzone są dwa projekty badawcze dotyczące zastosowania akumulatorów wanadowych. Pierwszy projekt (Scottish Power, University of Southampton) dotyczy akumulatora o mocy 100 kW pod kątem jego użyteczności przy stacjonarnym magazynowaniu energii. Drugi projekt (C-Tech Innovation Ltd, E.ON UK plc) dotyczy magazynowania nadwyżki energii z odnawialnych źródeł energii w akumulatorach przepływowych. Na Uniwersytecie w Monash w Australii, we współpracy z przedsiębiorstwem RedT Energy storage z Wielkiej Brytanii, zrealizowano projekt, gdzie wytworzono akumulator VRFB 900 kWh połączony z akumulatorem litowym o mocy 120 kW, a cały układ połączono z ogniwami fotowoltaicznymi[239]. Przedsiębiorstwo RedT wdrożyło akumulatory przepływowe w 14 instalacjach off-grid w Botswanie o mocy 40 kWh[240], które pracują w trybie ciągłym, połączone z układem fotowoltaicznym o mocy 11 kWp, a w Republice Południowej Afryki w Hotelu Thaba Eco zainstalowano instalację VRFB o mocy 15–75 kWh[241] współpracującą z ogniwami fotowoltaicznymi o mocy 100 kW oraz generatorami Diesla, zmniejszając emisję zanieczyszczeń do atmosfery. Należy podkreślić, że przedsiębiorstwo RedT wraz z partnerami podpisało umowę na wyłączność na łącznie ok. 700 MWh na terenie sieci przesyłowych w całych Niemczech[242]. Z kolei w Wielkiej Brytanii budowany jest pierwszy na świecie Energy Superhub Oxford, gdzie akumulator przepływowy o mocy 2 MW/5 MWh będzie współpracował z akumulatorami litowo-jonowymi o mocy 48 MW/MWh, zasilając całą infrastrukturę obejmującą pojazdy, taksówki i autobusy elektryczne, a część energii będzie przeznaczona na zasilanie pomp ciepła w budynkach.

Podczas produkcji akumulatorów VRFB emitowany jest CO_2 do atmosfery, ślad węglowy przy ich produkcji wynosi 183 kg CO_2/kWh (tabela 20).

Na materiał membrany stosowany jest najczęściej Nafion[243], który jest syntetycznym kopolimerem monomeru tefolonu oraz perfluorowanego eteru oligowinylowego zakończonego silnie kwasową resztą sulfonową.

---

[239] RedT Energy storage, https://www.redtenergy.com/vanadium-lithium-hybrid-systems-optimal-power-energy-applications/ [dostęp: 08.08.2019].

[240] RedT Energy storage Botswana, https://redtenergy.com/customers/off-grid-energy/ [dostęp: 09.08.2019].

[241] RedT Energy storage Hotel, http://redtenergy.com/story/solar-mini-grid-for-resort-hotel/ [dostęp: 07.09.2019].

[242] RedT Energy storage Germany, https://redtenergy.com/story/700mwh-germany-grid/ [dostęp: 09.08.2019].

[243] H. Prifti, A. Parasuraman, S. Winardi, T.M. Lim, M. Skyllas-Kazacos, Membranes for Redox Flow Battery Applications, *Membranes*, 2012, 2, 275-306; doi:10.3390/membranes2020275.

9.3. Ograniczenia surowcowe

Głównymi surowcami stosowanymi w akumulatorach przepływowych jest wanad[244], cynk[245] oraz brom. Ceny cynku na przestrzeni ostatnich pięciu lat wahały się w zakresie 1,5–3,0 USD/kg. Z kolei w przypadku wanadu w okresie ostatnich 3 lat można zaobserwować 6-krotny wzrost cen w pierwszym okresie (do ok. 130 USD/kg), a następnie ich wyrównanie do poziomu wyjściowego (ok. 20 USD/kg). Tak duże wahania cen surowców, jak miało to miejsce w przypadku wanadu, mogą mieć istotny wpływ na dostępność i cenę ogniw przepływowych.

9.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność

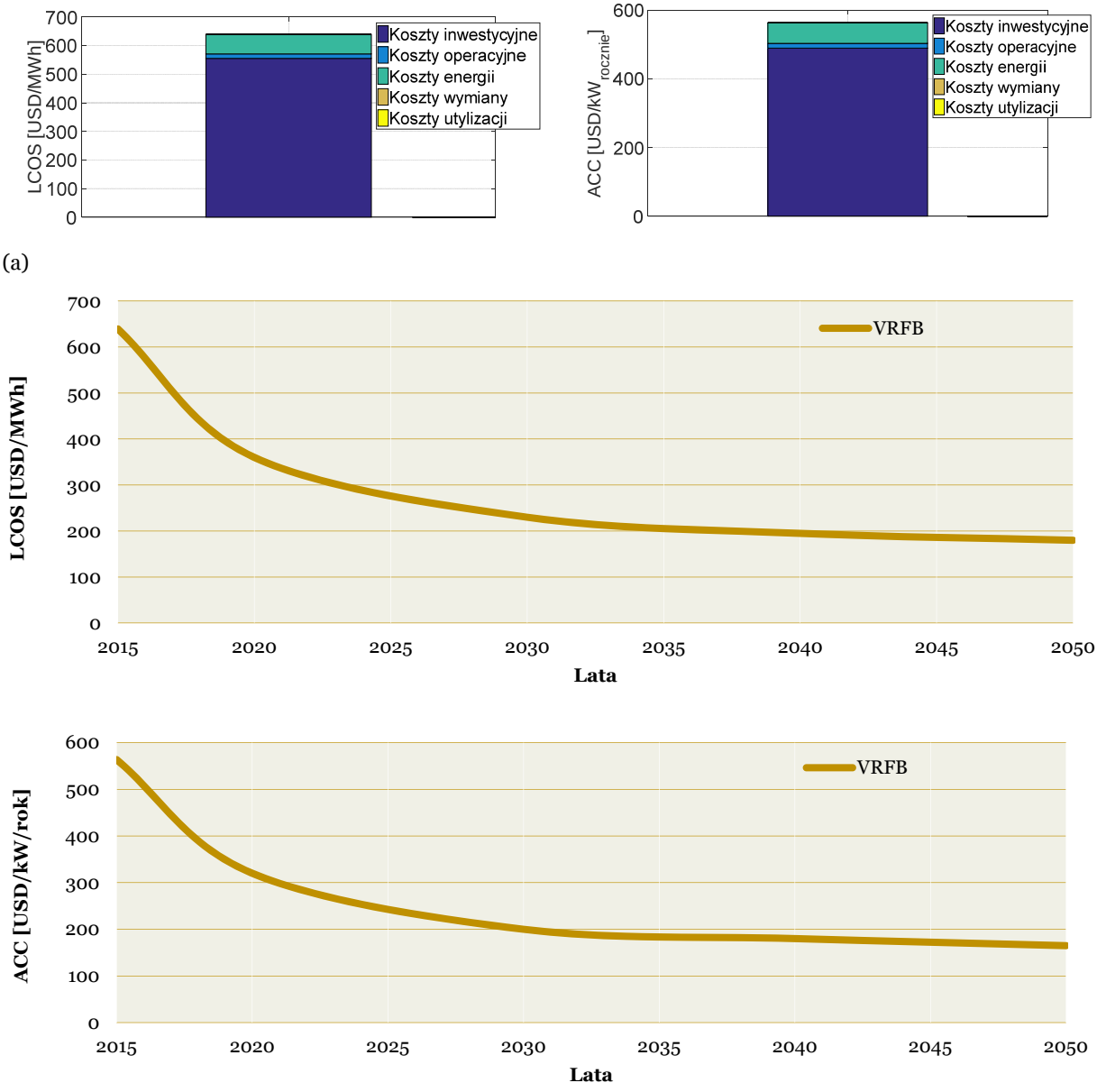
Technologia akumulatorów przepływowych jest na stosunkowo wczesnym etapie rozwoju, a historia pierwszych komercyjnych instalacji sięga zaledwie lat 90. XX wieku. Założenia konstrukcyjne ogniw przepływowych sugerują, że będą one łatwo skalowalne, dzięki swojej budowie modułowej oraz odseparowaniu zbiorników z materiałem aktywnym (elektrolity) od celi elektrochemicznej, w której zachodzą reakcje redoks. Natomiast potrzeba zapewnienia precyzyjnej kontroli przepływu elektrolitów oraz zastosowania komponentów o znacznych rozmiarach dodatkowo podnosi koszty tej technologii.

9.5. Poziom kosztów przechowywania energii w VRFB

Na rysunku 35a przedstawiono LCOS dla VRFB z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, a także likwidacji. Na rysunku 35b przedstawiono LCOS w perspektywie lat 2015–2050 (jego wartość nie przekracza 645 USD/MWh dla VRFB pracującego w reakcji pierwotnej). Koszt ACC nie przekracza 570 USD/kW rocznie. W perspektywie roku 2050 widoczny jest ponad 70-procentowy spadek LCOS poniżej 190 USD/MWh oraz ponad 70-procentowy spadek ACC poniżej 170 USD/kW rocznie. Przewidywania te czynią tę technologię jedną z najtańszych.

[244] Ceny wanadu, https://www.vanadiumprice.com/ [dostęp: 06.08.2019].

[245] Ceny cynku, http://www.infomine.com/investment/metal-price-futures/zinc/3-month/5-year/ [dostęp: 06.08.2019].



Rys. 35. a) LCOS & ACC magazynu UC z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015-2050

9.6. GŁÓWNE ZASTOSOWANIA VRFB

Głównym zastosowaniem akumulatorów przepływowych są usługi wsparcia sieci oraz dobowe magazynowanie energii elektrycznej[11].

9.7. KONKLUZJE: ZALETY, WADY I REKOMENDACJE DLA VRFB

Zalety technologii:

- Dłuższa żywotność (do 25 lat, do 120 000 cykli) niż w przypadku akumulatorów: Li-ion (do 10 000 cykli), PbA (do 1000 cykli), CLAB (do 1500 cykli).
- Bezpieczne komponenty – brak możliwości wystąpienia pożaru przy rozszczelnieniu układu.
- Modułowość i łatwa skalowalność (bromek cynku zaprojektowany w modułowych obudowach).
- Łatwa skalowalność układu z wanadem do profilu zapotrzebowania na moc.

Wady technologii:

- Niższa gęstość energii (do 60 Wh/L) niż w przypadku akumulatorów: Li-ion (do 500 Wh/L), PbA (do 90 Wh/L), CLAB (do 150 Wh/L), NaS (do 250 Wh/L).
- Elektrolit na bazie kwasu.
- Spadek sprawności podczas szybkiego ładowania.
- Wyższe koszty operacyjne i eksploatacyjne (~65-70 USD/kW rocznie) niż dla akumulatorów: PbA (~50 USD/kW rocznie), CLAB (~35 USD/kW rocznie), NiCd (~20 USD/kW rocznie).

Rekomenduje się wanadowe ogniwa przepływowe (VRFB) do zastosowania w usługach wsparcia sieci oraz dobowym magazynowaniu energii elektrycznej przy współpracy z OZE i infrastrukturą do ładowania pojazdów z napędem czysto elektrycznym. VRFB ma duży potencjał do uzyskania założonych celów zeroemisyjnych gospodarek, np. Niemiec. Wysoki potencjał rozwoju w Polsce.

Potencjalni interesariusze to m.in. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD), koncerny paliwowe, np. Lotos, Orlen, BP, Lukoil (rozwój autonomicznych, off-grid, opartych na odnawialnych źródłach stacji ładowania dla pojazdów elektrycznych – wsparcie infrastruktury eksploatacyjnej dla EV). Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań, obecnie prowadzone są badania z tego zakresu m.in. przez Politechnikę Warszawską, Akademię Górniczo-Hutniczą.

10. CEWKI NADPRZEWODZĄCE (SMES)

Techniczne charakterystyki układów **cewek nadprzewodzących (SMES)**

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/ Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
SMES (cewki nadprzewodzące)	0,2-6	0,1-10	mSek – h	20-30	≥30 min	~10 000-~∞	~95-97	Rozwijana/TRL-9

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

Koszty układów **cewek nadprzewodzących (SMES)**

Układ	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
SMES	200-489	5 000-72 000	~0,001 USD/kWh, 16-18,5 USD/kW/rok

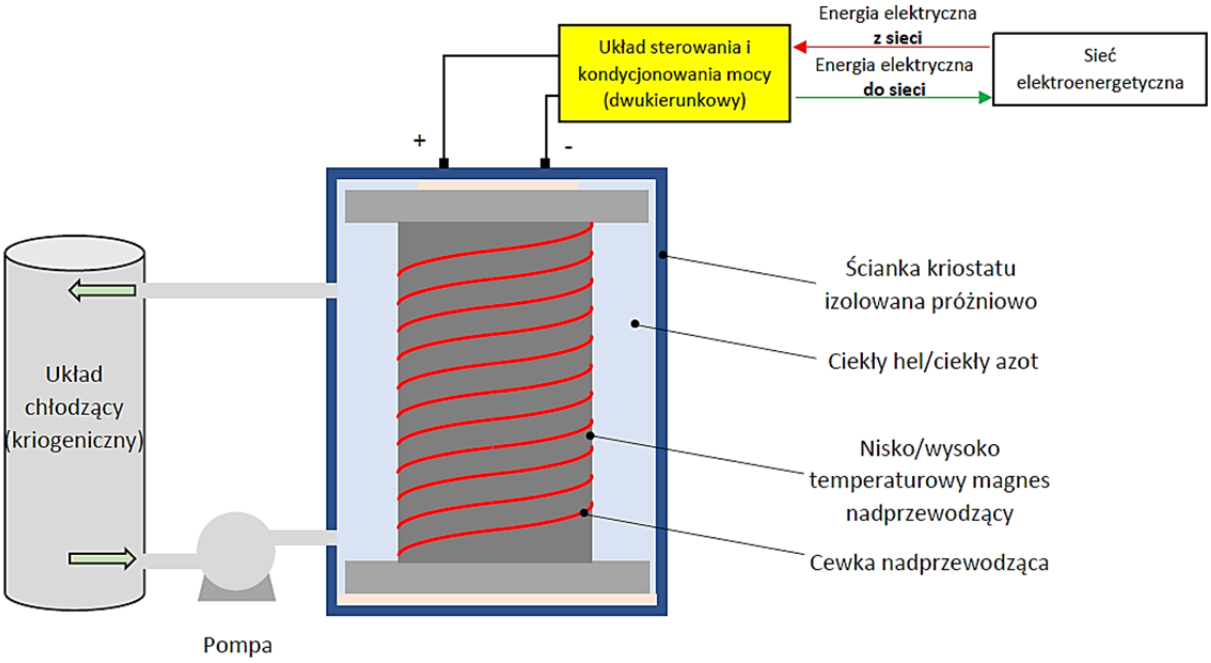
10.1. WSTĘP

Przykładem układu, który gromadzi energię w polu magnetycznym, jest nadprzewodnikowy zasobnik energii (ang. *Superconducting Magnetic Energy Storage*, SMES), czyli cewka wykonana z materiału nadprzewodzącego, która podczas przechowywania w odpowiednio niskiej temperaturze (poniżej tzw. temperatury krytycznej) może bezstratnie przewodzić prąd elektryczny, generując tym samym stabilne pole magnetyczne. Ogrzanie cewki powyżej temperatury krytycznej skutkuje pojawieniem się w układzie oporu elektrycznego generującego straty energii. Obecnie znane nadprzewodniki wymagają przechowywania w ciekłym helu (T = 4,2 K) lub ciekłym azocie (T = 77 K). Za ciągłe utrzymanie niskiej temperatury odpowiada system kriogeniczny tzw. kriostatu z kriokulerem lub skraplarką helu (rys. 36). Z kriostatem połączona jest instalacja próżniowa.

W układach SMES najczęściej stosuje się tzw. nadprzewodniki niskotemperaturowe (ang. *low temperature superconductors*, LTSC), wymagające chłodzenia ciekłym helem, a nie tzw. nadprzewodniki wysokotemperaturowe (ang. *high temperature superconductors*, HTSC), wymagające chłodzenia ciekłym azotem, ponieważ są w stanie zmagazynować znacznie większe ilości energii, co kompensuje większe koszty chłodzenia. Najczęściej stosowanym materiałem nadprzewodnikowym w układach SMES jest

niobek tytanu ($NbTi_2$) osadzony w matrycy miedzianej lub aluminiowej[246], który schłodzony dopiero poniżej temperatury 9,2 K staje się nadprzewodnikiem[247].

Niestety tego typu rozwiązania są bardzo drogie (ponad 10 000 USD/kWh). Oprócz tego dzienne samorozładowanie jest na poziomie 5–15%, co wynika m.in. ze wzrostu temperatury cewki (przepływ prądu powoduje wzrost jej temperatury i utratę właściwości nadprzewodzących). Czas pełnego rozładowania trwa ok. 1 minuty. Zaletą tego magazynu jest natomiast bardzo wysoka żywotność, sięgająca nawet 30 lat. Wielkość mocy magazynów SMES wynosi od 100 kW do 10 MW.



Rys. 36. Schemat układu SMES – opracowanie własne

10.2. PERSPEKTYWA ROZWOJU SMES ORAZ WPŁYW NA ŚRODOWISKO

Pierwsze udane układy SMES pojawiły się w roku 1971[248] w Narodowym Laboratorium USA w Los Alamos (Los Alamos National Laboratory – LANL). Rozpoczęto wtedy prace wspólnie z Uniwersytetem w Wisconsin przy budowie nadprzewodnikowego zasobnika o energii 30 MJ[249]. Opracowany system miał zapewniać stabilność pracy dyspozytorni mocy w Bonneville (Bonneville Power Administration – BPA), która zarządzała strategiczną linią energetyczną Pacific Intertie. Na podstawie prototypu zaprezentowano możliwości i korzyści z działania technologii SMES, skomercjalizowanej w 1981 r. Obecnie technologia jest rozwijana m.in. przez Super Power Inc. w postaci zaawansowanego systemu HTS SMES o mocy 20 kW i ultrawysokim polu (ang. *ultra high field*, UHF) o wydajności do 2 MJ, we

[246] M. Ghate, P. Raj, A. Singh, S. Pradhan, M.M. Hussain, K.K. Abdulla, Design, development and fabrication of indigenous 30 kA NbTi CICC for fusion relevant superconducting magnet, *Cryogenics*, 63, 2014, 166–173.

[247] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke, Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Applied Energy*, 137, 2015, 511–536.

[248] P. Mukherjee, V.V. Rao, Design and development of high temperature superconducting magnetic energy storage for power applications – A review, *Physica C: Superconductivity and its Applications*, 563, 2019, 67–73.

[249] T. Janowski, B. Kondratowicz-Kucewicz, J. Kozak, S. Kozak, M. Majka, H. Malinowski, P. Surdacki, G. Wojtasiewicz, Nadprzewodnikowe zasobniki energii, Wyd. Drukarnia Liber Duo s.c., Lublin 2007.

współpracy z ABB Inc., Brookhaven National Laboratorium (BNL) i Texas Center for Superconductivity (TCSUH) na Uniwersytecie w Houston[248]. Chiny i Japonia również rozwijają układy SMES w małej skali, których celem jest stabilizacja pracy mikrosieci współpracujących z elektrownią wiatrową. Obecnie w Chinach rozwijany jest układ SMES 100 kJ współpracujący z systemem chłodzącym działającym w temperaturze 20 K, który umożliwia tłumienie oscylacji napięcia w mikrosieci o mocy 25 MW.

Układy oparte o SMES nie mają negatywnego wpływu na środowisko podczas eksploatacji (nie ma emisji związków toksycznych, jednak występuje oddziaływanie silnego pola magnetycznego, którego wpływ nie został jeszcze zbadany). Materiałami nadprzewodnikowymi stosowanymi do produkcji przewodów w SMES są m.in.: Nb-Ti_2 (niobek tytanu), Nb_3Sn (niobek cyny)[250], Nb_3Al (niobek glinu), V_3Ga (wanadek galu) oraz materiały ceramiczne. Nadprzewodniki podczas eksploatacji mają obojętny wpływ na środowisko, jednak podczas ich produkcji emitowany jest dwutlenek węgla do atmosfery. W tabeli 21 przedstawiono ślad węglowy podczas produkcji dla aluminium, miedzi, żelaza, ołowiu, niklu, cyny oraz cynku, które są wykorzystywane na komponenty SMES.

Tabela 21. Ślad węglowy podczas produkcji wybranych pierwotnych surowców[251,252]

Materiał	Ślad węglowy [ktCO$_2$/100 000 t]
Aluminium	383
Miedź	125
Żelazo	167
Ołów	163
Nikiel	212
Cyna	218
Cynk	236

10.3. OGRANICZENIA SUROWCOWE

W przypadku surowców nie występują ograniczenia. Ceny surowców najczęściej wykorzystywanych na komponenty SMES były stabilne i przewidywalne na przestrzeni ostatnich dwóch lat: niobu[253] (65%) – 39 USD/kg, aluminium – 2000 USD/t, miedzi – 7000 USD/t oraz cyny[254] – 20 000 USD/t.

10.4. Bariery technologiczne oraz skalowalność

Układy SMES mają budowę modułową, dzięki czemu są łatwo skalowalne[255]. Główną barierą technologiczną dla szerszego ich zastosowania jest brak materiałów nadprzewodzących, które nie wymagałyby

[250] V. Corato et al., Progress in the design of the superconducting magnets for the EU DEMO, *Fusion Engineering and Design*, 136, 2018, 1597–1604.

[251] Report on the Environmental Benefits of Recycling – 2016 edition, Bureau of International Recycling (BIR), BIR-Nominated Commodities: Aluminium, Copper, Ferrous and Paper, https://www.mrai.org.in/site/assets/files/7762/report_on_environmental_benefits_of_recycling_-_2016_edition.pdf [dostęp: 08.08.2019].

[252] S. Grimes, J. Donaldson, G.C. Gomez, Report on the Environmental Benefits of Recycling, Bureau of International Recycling (BIR), Imperial College London 2008, https://www.mgg-recycling.com/wp-content/uploads/2013/06/BIR_CO2_report.pdf [dostęp: 08.08.2019].

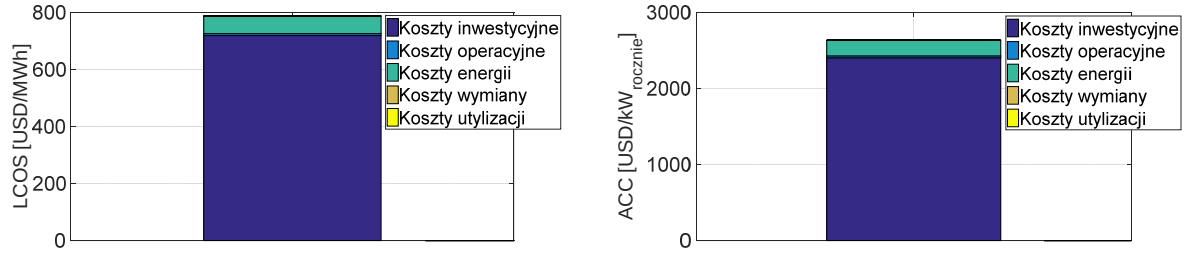
[253] Ceny niobu, https://www.niocorp.com/the-fundamentals-of-ferroniobium/ [dostęp: 09.08.2019].

[254] Ceny cyny, http://www.infomine.com/investment/metal-prices/tin/6-month/ [dostęp: 09.08.2019].

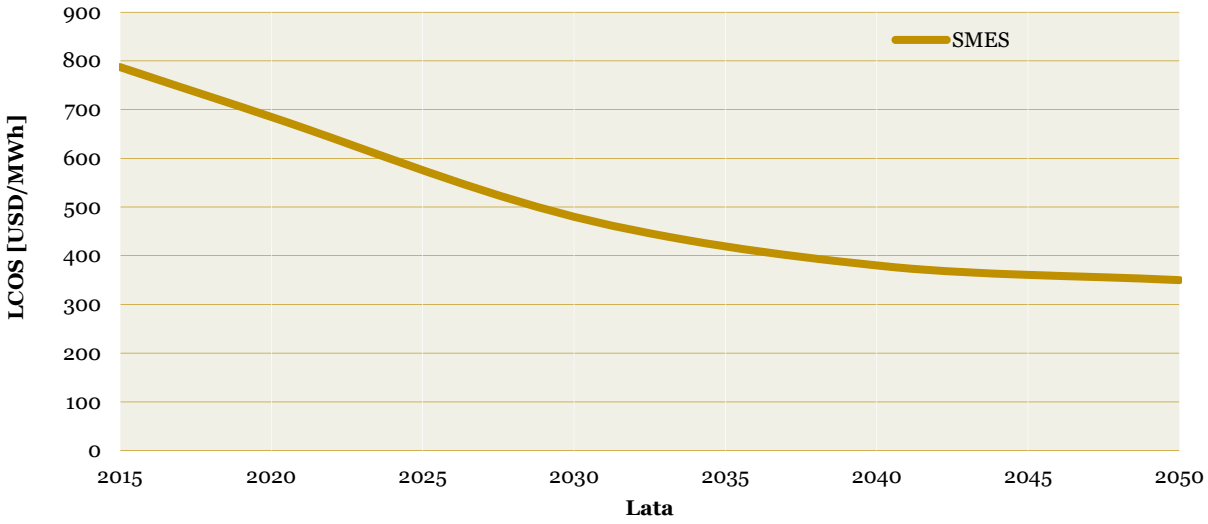
chłodzenia do bardzo niskich temperatur. Ponadto, pomimo schłodzenia cewki do odpowiedniej temperatury występuje samorozładowanie na poziomie 10–15%[247] na dobę (spowodowane oporem elektrycznym, który pojawia się w cewce po jej przegrzaniu w wyniku przepływu prądu przez uzwojenie), które ma istotny wpływ na straty magazynowanej energii. Dodatkowym elementem podrażającym cały układ jest stosowanie chłodziarek kriogenicznych, m.in. z ciekłym helem.

10.5. POZIOM KOSZTÓW PRZECHOWYWANIA ENERGII W SMES

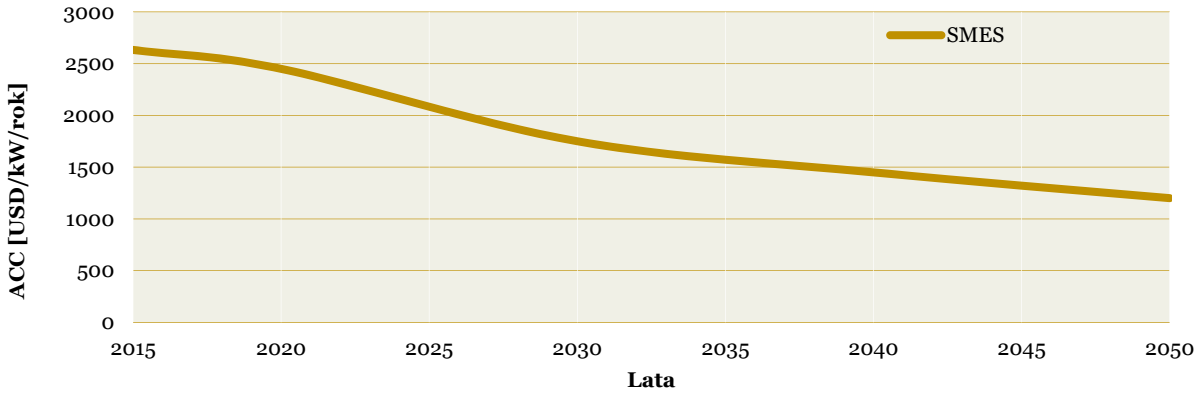
Na rysunku 37a przedstawiono LCOS dla SMES z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, a także likwidacji. Na rysunku 37b przedstawiono LCOS w perspektywie lat 2015-2050 (jego wartość nie przekracza 800 USD/MWh dla SMES pracującego w zastosowaniu reakcji pierwotnej). Koszt ACC nie przekracza 2700 USD/kW rocznie. W perspektywie 2050 r. widoczny jest ponad 60-procentowy spadek LCOS, poniżej 380 USD/MWh, oraz ponad 50-procentowy spadek ACC, poniżej 1 200 USD/kW rocznie. Należy jednak podkreślić, że LCOS dla SMES w perspektywie 2050 r. pomimo spadku wartości i tak będzie ponad trzykrotnie wyższy niż dla superkondensatorów i bezwładników, których LCOS wyniesie ok. 100–115 USD/MWh.



(a)



[255] M. Parchomiuk, R. Strzelecki, K. Zymmer, A. Domino, Modular Power Converter with Superconducting Magnetic Energy Storage for Electric Power Distribution System – Analysis and Simulation, EPE'17 ECCE Europe, doi:10.23919/EPE17ECCEEurope.2017.8099341.



(b)

Rys. 37. a) LCOS & ACC magazynu SMES z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015-2050

10.6. GŁÓWNE ZASTOSOWANIA SMES

Głównymi zastosowaniami układów SMES jest uelastycznianie usług sieciowych, m.in. stabilizacja napięcia. Układy SMES mogą pracować przy tzw. zimnym rozruchu, podobnie jak bezwładnikowe FES oraz superkondensatory (UC/EDLC), a także w systemach zasilania awaryjnego (UPS). Ponadto mogą znaleźć zastosowania w laserach (czasy rzędu milisekund), obciążeniach indukcyjnych podczas ograniczania plazmy w reaktorach syntezy termojądrowej oraz mikrosieciach. Układy SMES mogą współpracować z instalacjami z ogniwami fotowoltaicznymi oraz elektrowniami wiatrowymi w celu poprawy jakości zasilania[249].

10.7. Konkluzje: zalety, wady i rekomendacje dla SMES

Zalety technologii[247,256,257]*:*

- Wysoka sprawność, do 95-98%.
- Wysoka gęstość mocy.
- Brak ruchomych części mechanicznych.
- Szybka odpowiedź (rzędu milisekund).

Wady technologii[247]*:*

- Wysokie koszty inwestycyjne, do 72 000 USD/kWh i do 500 USD/kW.
- Konieczność ciągłego chłodzenia do bardzo niskich temperatur (np. 9,2 K – dla układu Nb-Ti_2), ciekły hel i ciekły azot stosowane jako czynniki chłodzące.
- Samorozładowanie (10–15%/dzień).
- Niska gęstość energii (0,2–6 Wh/L).
- Ryzyko dla zdrowia ludzi przebywających w pobliżu silnego pola magnetycznego.
- Wpływ pola magnetycznego na działanie znajdujących się w pobliżu urządzeń elektrycznych i elektronicznych.

[256] J. Zhu, M. Qiu, B. Wei, H. Zhang, X. Lai, W. Yuan, Design, dynamic simulation and construction of a hybrid HTS SMES (high-temperature superconducting magnetic energy storage systems) for Chinese power grid, *Energy*, 51, 2013, 184–192.

[257] J. Zhu, W. Yuan, T.A. Coombs, Q. Ming, Simulation and experiment of a YBCO SMES prototype in voltage sag compensation, *Physica C: Superconductivity and its Applications*, 471, 2011, 199–204.

Rekomenduje się cewki nadprzewodzące (SMES) do zastosowania przy stabilizacji napięcia w mikrosieciach z OZE, np. z elektrowniami wiatrowymi. Układy SMES mogą też pełnić funkcje przy reakcji pierwotnej (zapewnienie stabilności działania sieci przy nagłych zmianach częstotliwości i napięcia), podobnie jak układy bezwładnikowe (FES) oraz superkondensatory (UC/EDLC), a także umożliwić szybkie przywrócenie działania elektrowni po wystąpieniu przeciążenia sieci bez dodatkowego zewnętrznego zasilania (zimny rozruch). Ponadto mogą pełnić w przyszłości funkcję ochrony odbiorców przed krótkotrwałą utratą mocy, zmianą napięcia zasilania bądź częstotliwości. To rozwiązanie bardzo drogie, znajduje się w fazie badań. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

Potencjalni interesariusze to m.in. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD).

11. SUPERKONDENSATORY (UC)

Techniczne charakterystyki układów opartych o **superkondensatory (UC/EDLC)**

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/ Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
UC/EDLC (superkondensatory/ kondensatory z podwójną warstwą)	2-6	~0-0,5	s – h	5-15	mSek – 1 h	50 000-1 000 000	~ 84-97	Skomercjalizowana/ wdrożona – nie dotyczy

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

Koszty układów opartych o **superkondensatory (UC)**

Układ	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
UC/EDLC	25-450	3000-14 000	<0,001 USD/kWh, <0,001 USD/kW/rok

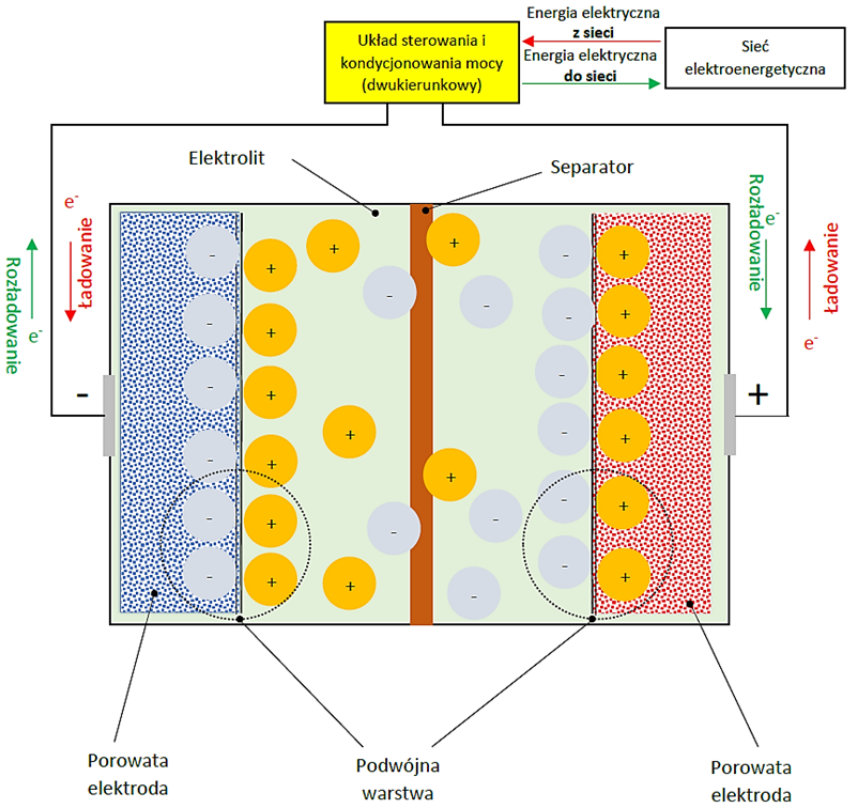
11.1. WSTĘP

Kondensatory to elementy elektryczne zbudowane z dwóch okładek odseparowanych dielektrykiem, które są w stanie zmagazynować ładunek elektryczny poprzez ich przeciwne naładowanie – jedna okładka przyjmuje nadmiar ładunku dodatniego, a druga nadmiar ładunku ujemnego. Największą zaletą kondensatorów jest ich szybki czas ładowania i rozładowania, a ich pojemność jest proporcjonalna do powierzchni stosowanych okładek. Niestety, ze względu na konieczność zastosowania materiałów makroskopowych, pojemność klasycznych kondensatorów jest niewielka i waha się w zakresie 16–50μF.

Superkondensatory to specyficzna odmiana kondensatorów, w których jedna z okładek jest zastąpiona elektrolitem, a separowanie ładunków odbywa się w podwójnej warstwie elektrycznej (tzw. warstwa Helmholtza) o grubości 0,3–0,8 nm, która tworzy się na powierzchni naładowanej elektrody zanurzonej w elektrolicie (ang. *Electrochemical Double Layer Capacitors*, EDLC). Okładki superkondensatorów są budowane z materiałów wysokoporowatych, takich jak materiały węglowe, w celu zwiększenia ich powierzchni, która w roztworze pokrywa się niezwykle cienką warstwą podwójną. Dzięki temu, pojemność superkondensatorów osiąga wartości od setek do tysięcy Faradów, przykładowo 3000 F przy napięciu celi 2,2–2,7 V dla superkondensatorów produkowanych przez firmę Maxwell[266]. Jak wspomniano powy-

żej, duża pojemność superkondensatorów związana jest z bardzo małą odległością między okładkami i dużą powierzchnią właściwą materiału okładek, która sięga 2500 m^2/g.

Zwykle superkondensator zbudowany jest z dwóch elektrod i separatora (rys. 38). W elektrolicie ładunki jonów (anionów i kationów) równoważą się wzajemnie (jony rozłożone są równomiernie w objętości roztworu), lecz po przyłożeniu pola elektrycznego dyfundują do odpowiednich elektrod. W krótkim przedziale czasu superkondensatory są w stanie zasilać urządzenie dużym prądem, sięgającym nawet kilku kiloamperów, co podkreśla ich przydatność w szczytowym zapotrzebowaniu na moc. Opisywane superkondensatory stosuje firma TVA Company z USA[247] m.in. przy rozruchu maszyn elektrycznych prądu stałego dużych mocy (nawet 200 kW).



Rys. 38. Schemat superkondensatora z podwójną warstwą (UC/EDLC) – opracowanie własne

Superkondensatory posiadają wysoką sprawność sięgającą 97%. Należy podkreślić, że wartości te są nieosiągalne dla tradycyjnych technologii kondensatorów. Dużej pojemności superkondensatorom towarzyszy także możliwość ładowania/rozładowywania prądami o wysokich wartościach (210–2800 A), np. dla superkondensatora Maxwell BCAP3400 P300 K04/05[258], co umożliwia całkowite naładowanie lub rozładowanie w ciągu kilku sekund. W superkondensatorach występują procesy fizyczno-chemiczne takie jak: opory połączeń, efekty elektronowe[259], procesy wymiany ładunku (ang. *charge transfer*) i związane z nimi opory elektrod, śladowa pojemność geometryczna elektrolitu, pojemność elektrostatyczna podwójnej warstwy Helmholtza, śladowa adsorpcja na elektrodach, dyfuzja (transport masy) –

[258] Karta katalogowa, https://www.maxwell.com/images/documents/3V_3400F_datasheet.pdf [dostęp: 08.08.2019].

[259] S. Buller, E. Karden, D. Kok, R.W. De Doncker, Modeling the dynamic behavior of supercapacitors using impedance spectroscopy, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2002, 6(38), 1622–1626.

zachodzą one z różną intensywnością. Niewątpliwymi zaletami jest gwarantowana przez producentów trwałość 1 miliona cykli lub 10 lat oraz bardzo szeroki zakres dopuszczalnych temperatur pracy (od –40°C do +65°C), co czyni superkondensator użytecznym w wielu gałęziach przemysłu.

Obecnie superkondensatory mogą być stosowane jako bufory mocy (podczas bardzo wysokich amplitud prądów). W systemach zasilania awaryjnego głównym źródłem energii są akumulatory, niemniej jednak poprzez podłączenie równoległe do akumulatora superkondensatorów układ staje się bardziej elastyczny na wysokie szpilki prądowe (akumulator przy odpowiednim wysterowaniu przetwornic może pracować w najbardziej efektywnym zakresie, co bezpośrednio przekłada się na wydłużenie jego żywotności[237]).

Superkondensatory, podobnie jak bezwładniki FES, służą do krótkoterminowego magazynowania energii z bardzo krótkim czasem reakcji (od milisekund). Podobnie jak bezwładnikowe układy FES oraz cewki nadprzewodzące SMES, są one stosowane w celu ochrony odbiorców przed krótkotrwałą utratą mocy, zmianą napięcia zasilania bądź częstotliwości, poprawiają jakość zasilania. Zapewniają także stabilność działania sieci elektroenergetycznej przy nagłych zmianach częstotliwości i napięcia (reakcja pierwotna) oraz umożliwiają szybkie przywrócenie działania elektrowni po wystąpieniu przeciążenia sieci bez dodatkowego zewnętrznego zasilania (tzw. zimny rozruch).

11.2. PERSPEKTYWA ROZWOJU UC ORAZ WPŁYW NA ŚRODOWISKO

Obecnie superkondensatory UC/EDLC są stosowane przede wszystkim w transporcie (autobusy, busy, samochody ciężarowe, tramwaje, pociągi). Otwiera się również nowa perspektywa ich rozwoju w zastosowaniach hybrydowych magazynów energii, w których akumulator i superkondensator są ze sobą połączone równolegle. Zastosowanie superkondensatora w połączeniu równoległym z akumulatorem, np. Li-ion, może wydłużyć żywotność akumulatora dwu-, trzykrotnie[260].

W 2019 r. doszło do fuzji przedsiębiorstw Tesla (lider na rynku pojazdów elektrycznych) z przedsiębiorstwem Maxwell (lider w branży superkondensatorów). Głównym celem fuzji jest zastosowanie superkondensatorów w przyszłych pojazdach elektrycznych i wydłużenie 2-3-krotne żywotności akumulatorów Li-ion[261], które są stosowane obecnie.

W transporcie superkondensatory wykorzystywane są w następujących typach pojazdów:

- **Samochody ciężarowe:** rozruch silników Diesla oraz silników zasilanych paliwami alternatywnymi, m.in. sprężonym gazem ziemnym (CNG), ciekłym gazem ziemnym (LNG), biodieslem, dimetylo-eterem (DME), a także propanem-butanem bądź skroplonym gazem ropopochodnym (LPG)[266].
- **Autobusy:** wspomaganie akumulatora przy hamowaniu odzyskowym w hybrydowych układach napędowych. W wyniku zastosowania superkondensatora poprawiony zostaje zakres działania hamowania odzyskowego (superkondensator dostarcza i odbiera energię w większym zakresie napięć, w praktyce od zera do napięcia nominalnego. Należy tutaj dodać, że akumulator nie jest w stanie dostarczać mocy poniżej napięcia nominalnego do układu[237]).
- **Pociągi i tramwaje:** przejmowanie wysokich obciążeń prądowych podczas przyspieszania oraz podczas zatrzymywania się wspomaga z jednej strony działanie akumulatora (wydłużenie żywotności), z drugiej zaś ogranicza jego wielkość (poprzez superkondensator zapewniona zostaje odpowiednia gęstość mocy w układzie napędowym).

---

[260] A. Chmielewski, Wykorzystanie modułu akumulator–superkondensator w urządzeniach generacji rozproszonej i napędach pojazdów, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2019.

[261] Fuzja Tesli z Maxwell Technologies, https://ir.tesla.com/news-releases/news-release-details/tesla-completes-acquisition-maxwell-technologies [dostęp: 08.09.2019].

- **Samochody osobowe:** w celu zwiększenia wydajności systemów Start&Stop. Superkondensatory są wykorzystywane do uruchamiania silnika spalinowego. Ponadto superkondensatory są stosowane w aktywnych zawieszeniach pojazdów, zamkach do drzwi oraz systemach zdalnego powiadamiania o kolizji.
- **Wojsko i pojazdy specjalne:** zwiększenie gotowości bojowej, rozruch pojazdów w trudnych warunkach (szczególnie w niskich temperaturach) na misjach wojskowych, przy współpracy z OZE (np. panelami fotowoltaicznymi) umieszczonymi na dachu pojazdu.

W **maszynach roboczych** superkondensatory są wykorzystywane do rekuperacji energii podczas typowej cyklicznej pracy np. dźwigów, żurawi, koparek (przemieszczanie ładunku/urobku – podczas podnoszenia i opuszczania wytracana energia jest transformowana przez maszynę elektryczną na wysokie wartości prądowe, które następnie są przejmowane przez superkondensator).

Superkondensatory wykorzystywane są do **rozruchu agregatów** opartych o generatory Diesla, które są włączane podczas zasilania awaryjnego szpitali w ciągu kilku sekund, np. podczas prowadzonych operacji.

Superkondensatory są też wykorzystywane do odroczenia modernizacji infrastruktury sieciowej – ulepszenia spowodowanego zwiększoną wydajnością dostarczania energii w szczycie zapotrzebowania na moc. Superkondensatory umożliwiają większą penetrację sieci elektroenergetycznej przez OZE[262], a przy odpowiedniej konfiguracji z FES oraz BES/VRFB mogą doprowadzić do zeroemisyjnych mikrosieci (szczególnie na wyspach), co jest bardzo istotne z punktu widzenia niezależności energetycznej.

Podczas eksploatacji nie ma negatywnego wpływu na środowisko. Węglan sodu stosowany jako elektrolit występuje w stanie naturalnym. W przypadku aerożeli ślad węglowy wynosi 4,2 $kgCO_2eq/kg$[263].

11.3. OGRANICZENIA SUROWCOWE

Nie występują ograniczenia surowcowe. Elektrody wykonywane są z węgla aktywnego bądź też węglowych aerożeli o porowatej strukturze. Jako elektrolit są stosowane zwykle[264] m.in. wodorotlenek potasu (KOH), kwas siarkowy (H_2SO_4) lub węglan sodu (Na_2CO_3) występujący w stanie naturalnym. Separatory muszą być chemicznie obojętne, aby chronić stabilność i przewodność elektrolitu. Jako separatory wykorzystywane są nietkane porowate folie polimerowe, takie jak poliakrylonitryl lub Kapton, tkane włókna szklane bądź też porowate tkane włókna ceramiczne, jak również Celgard 3501[265]. Jako kolektory prądowe mogą być stosowane taśmy aluminiowe.

11.4. BARIERY TECHNOLOGICZNE ORAZ SKALOWALNOŚĆ

Superkondensatory są łatwo skalowalne poprzez modułową budowę i nie występują przy tym bariery technologiczne. Obecnie superkondensatory są dojrzałą i perspektywiczną techniką krótkoterminowego magazynowania energii.

---

[262] L.I. Schultz, N.P. Querques, Tracing the ultracapacitor commercialization pathway, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 2014, 1119–1126.

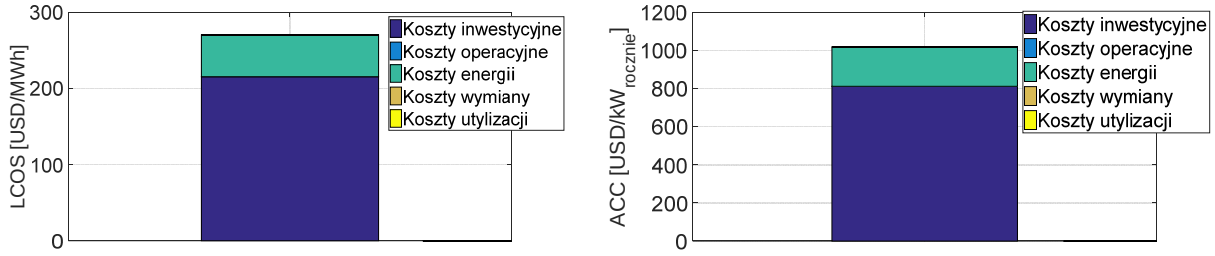
[263] R. Kunič, Carbon footprint of thermal insulation materials in building envelopes, *Energy Efficiency*, 10, 2017, 1511–1528; doi: 10.1007/s12053-017-9536-1.

[264] W. Raza, F. Ali, N. Razac, Y. Luo, K. Ki-Hyun, J. Yanga, S. Kumare, A. Mehmooda, E.E. Kwon, Recent advancements in supercapacitor technology, *Nano Energy*, 52, 2018, 441–473.

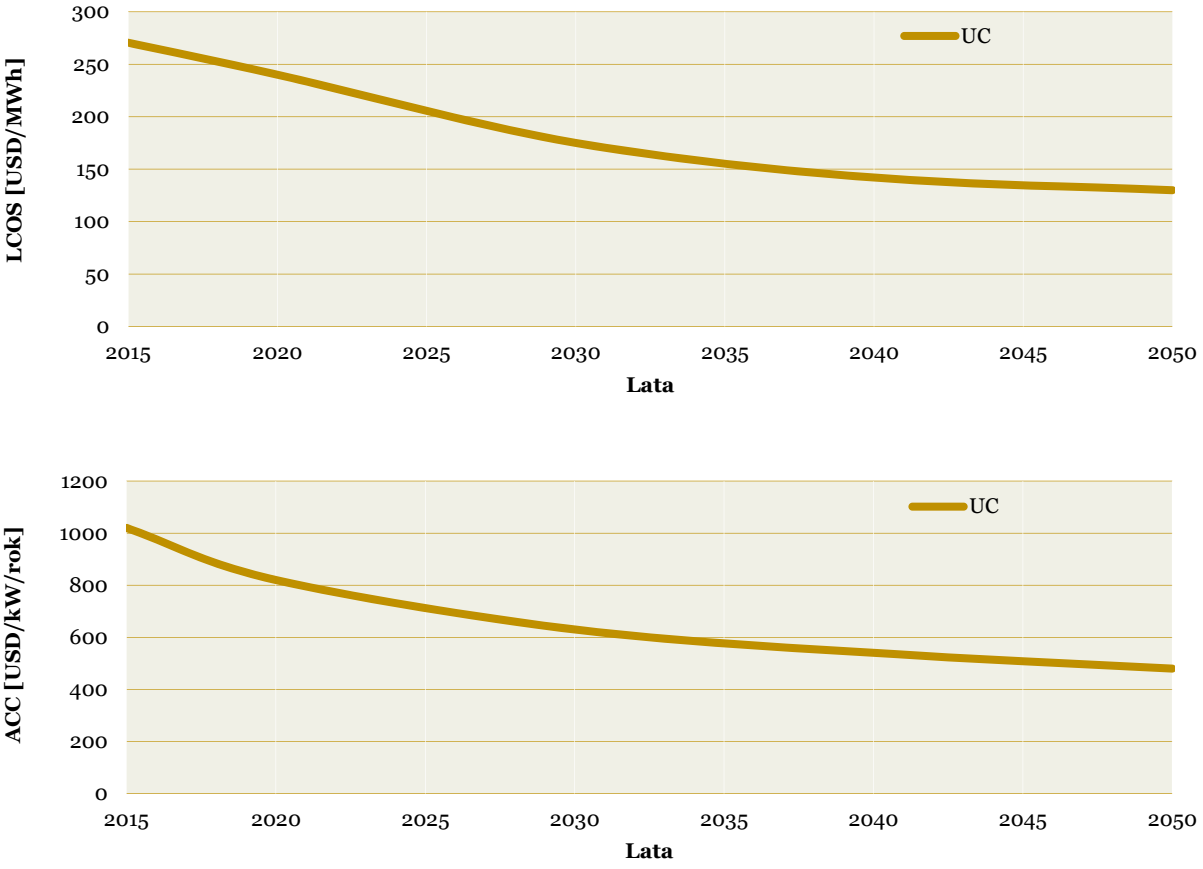
[265] D. DeRosa, S. Higashiya, A. Schulz, M. Rane-Fondacaro, P. Haldar, High performance spiro ammonium electrolyte for Electric Double Layer Capacitors, *Journal of Power Sources*, 360, 2017, 41–47.

11.5. POZIOM KOSZTÓW PRZECHOWYWANIA ENERGII W UC

Na rysunku 39a przedstawiono LCOS dla UC/EDLC z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, a także likwidacji. Na rysunku 39b przedstawiono LCOS w perspektywie lat 2015-2050. Jego wartość nie przekracza 270 USD/MWh dla UC pracującego w zastosowaniu reakcji pierwotnej. Koszt ACC nie przekracza 1050 USD/kW rocznie. W perspektywie 2050 r. widoczny jest ponad 45-procentowy spadek LCOS poniżej 140 USD/MWh oraz ponad 50-procentowy spadek ACC poniżej 500 USD/kW rocznie.



(a)



(b)

Rys. 39. a) LCOS & ACC magazynu UC z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015-2050

11.6. GŁÓWNE ZASTOSOWANIA UC

Superkondensatory znajdują zastosowanie przede wszystkim we wsparciu dla usług sieciowych i w transporcie[11]. Są stosowane w napędach pojazdów elektrycznych, gdzie łączy się je równolegle z bateriami, np. Li-ion, zapewniając dłuższą żywotność baterii poprzez przejęcie wysokich szpilek prądowych, które pojawiają się, gdy następuje wysokie obciążenie prądowe. W takim przypadku superkondensator jako pierwszy dostarcza energię do układu, stabilizując przy tym pracę baterii (jej obciążenie prądowe np. w samochodach i innych pojazdach). Inne zastosowanie ma miejsce w samochodach ciężarowych w Australii[237], gdzie w układach z silnikami spalinowymi w dużych ciężarówkach superkondensatory są łączone równolegle z akumulatorami lub też zastępują jeden z akumulatorów.

11.7. KONKLUZJE: ZALETY, WADY I REKOMENDACJE DLA UC

Zalety technologii:

- Wysoka gęstość mocy (możliwość obciążenia prądami do 2 100 A pojedynczego modułu)[266].
- Wysoka żywotność: ponad milion cykli (do 15 lat)[266].
- Możliwość szybkiego ładowania: od kilku do kilkunastu minut (liniowa charakterystyka napięciowa w całym zakresie ładowania stałą wartością prądu – zaleta w porównaniu do baterii elektrochemicznych, m.in. CLAB, PbA, Li-ion).
- Niezawodne działanie w niskich temperaturach, od -40°C.
- Modułowa budowa, łatwa skalowalność technologii.
- Wysoka sprawność cyklu (do 97%).
- Odporność na zwarcia, przez co bez dodatkowych szkód mogą być rozładowane do zera.
- Niskie koszty eksploatacji i utrzymania (~0,005 USD/kWh, ~6 USD/kW/rok).

Wady technologii:

- Dużo niższa ilość gromadzonej energii na jednostkę masy (do 5 Wh/kg, podczas gdy dla akumulatorów Li-ion wynosi ona 250 Wh/kg).
- Występujące samorozładowanie (~6,25%/miesiąc, 75%/rok).
- Wykładnicza zmiana wartości napięcia przy rozładowaniu – konieczność stosowania układów energoelektronicznych.

Rekomenduje się superkondensatory (UC/EDLC) do zastosowania we wsparciu dla usług sieciowych, systemach zasilania awaryjnego, w sektorach transportu, żeglugi morskiej i lotnictwa. Obecnie następuje intensywny rozwój hybrydowych magazynów energii, takich jak np. układ akumulator-superkondensator, stosowany w rozruchu pojazdów, lub układ bezwładniki FES-superkondensator, stosowany do stabilizacji napięcia w mikrosieciach. Istnieje wysoki potencjał rozwoju technologii w Polsce, która dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

Potencjalni interesariusze to m.in. prosumenci, transport drogowy (w szczególności elektromobilność) i spedycja, lokalne klastry energetyczne, żegluga morska, lotnictwo, OSD.

[266] Maxwell Technologies, https://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/modules [dostęp: 06.08.2019].

12. MATERIAŁY ZMIENNOFAZOWE (PCM/stopione sole MS)

Techniczne charakterystyki układów opartych o **PCM/stopione sole**

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/ Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
PCM	147,7-200	do 50	h	do 25	h	>1 000 000[267]	60-97[268]	Wczesna komercja/TRL-9, silnie rozwijana

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

Koszty układów opartych o **PCM/stopione sole**

Układ	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
PCM/MS	1000-3800[269]	16-220[6,270]	112 USD/kW/rok (sumarycznie koszty stałe i zmienne przeliczone na koszty stałe)[6]

12.1. WSTĘP

Materiały zmiennofazowe (ang. *phase-change materials*, PCM) to substancje lub mieszaniny substancji wykazujące przejście fazowe w założonym zakresie temperatur, które są w stanie odwracalnie zmagazynować i uwolnić energię cieplną, ulegając przemianie fazowej. Co bardzo istotne, temperatura materiału zmiennofazowego podlegającego przemianie fazowej pozostaje stała do momentu zakończenia tej przemiany. Co do zasady, każda ze znanych substancji może zostać uznana za materiał zmiennofazowy

[267] G. Cáceres, K. Fullenkamp, M. Montané, K. Naplocha, A. Dmitruk, Encapsulated Nitrates Phase Change Material Selection for Use as Thermal Storage and Heat Transfer Materials at High Temperature in Concentrated Solar Power Plants, *Energies*, 10, 2017, 1318; doi:10.3390/en10091318.

[268] H. Nazir, M. Batool, F.J. Bolivar Osorio, M. Isaza-Ruiz, X. Xu, K. Vignarooban, P. Phelan, Inamuddin, A. M. Kannan, Recent developments in phase change materials for energy storage applications: A review, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 129, 2019, 491–523; http://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.09.126.

[269] Z. Wang, S. Sun, X. Lin, C. Liu, N. Tong, Q. Sui, Z. Li, A remote integrated energy system based on cogeneration of a concentrating solar power plant and buildings with phase change materials, *Energy Conversion and Management*, 187, 2019, 472–485.

[270] B.C Zhao, M.S. Cheng, C. Liu, Z.M. Dai, Thermal performance and cost analysis of a multi-layered solid-PCM thermocline thermal energy storage for CSP tower plants, *Applied Energy*, 178, 2016, 784–799.

w określonym zakresie temperatur. Przykładowo, woda wykazuje przejście fazowe ciało stałe / ciecz w temperaturze 0°C, alkohol etylowy w temperaturze –114°C, a wodór w temperaturze –259°C.

Aby materiał zmiennofazowy mógł mieć zastosowanie funkcjonalne, istotne jest, by ciepło jego przemiany fazowej było możliwie jak największe, a jego przewodnictwo cieplne było możliwie jak najmniejsze. Tylko wówczas materiał zmiennofazowy będzie mógł szybko pochłonąć lub uwolnić znaczną ilość ciepła w temperaturze swojego przejścia fazowego.

Funkcja materiału zmiennofazowego może się różnić w zależności od zastosowania, ale jego podstawową rolą jest stabilizacja temperatury układu i niwelowanie efektów termicznych wywołanych przez kontakt układu z otoczeniem. Rodzaj materiału zmiennofazowego oraz wykorzystywanej przemiany fazowej wybiera się pod kątem konkretnego zastosowania oraz pożądanej temperatury przejścia fazowego. Przykładowo, w budownictwie konieczne jest stosowanie materiałów zmiennofazowych wykazujących przemianę fazową ciało stałe / ciało stałe, a temperatura przemiany może się wahać w stosunkowo szerokim zakresie, z kolei tzw. ogrzewacze dłoni muszą wykazywać przemianę fazową w temperaturze nieznacznie wyższej od temperatury ludzkiego ciała, ale możliwe jest wykorzystanie przemiany fazowej ciało stałe / ciecz.

12.2. PERSPEKTYWA ROZWOJU PCM/MS ORAZ WPŁYW NA ŚRODOWISKO

Obecnie materiały zmiennofazowe są wykorzystywane w gospodarkach krajów Europy Zachodniej. W Holandii[294] na szeroką skalę stosuje się układy PCM w podłogach klimatycznych, zmniejszając m.in. zużycie energii przez pompę ciepła (nawet o 50%), a także w sufitach klimatycznych, serwerowniach i centrach danych. Są stosowane w sektorze transportowym, szczególnie w mobilnych chłodniach (chłodzenie dostarczanej żywności)[271]. Materiały zmiennofazowe znalazły też zastosowanie w układach solarnych (m.in. szeroko wykorzystywane są w krajach Bliskiego Wschodu, np. Egipcie, Iranie oraz Turcji) przy chłodzeniu koncentratorów energii słonecznej[272], a także chłodzeniu modułów fotowoltaicznych (powyżej 50°C spada sprawność i uzysk – w układzie pojawiają się większe straty). Materiały zmiennofazowe znalazły poza tym zastosowanie w przemyśle farmaceutycznym, w chłodziarkach przemysłowych, a także tekstyliach służących do chłodzenia ludzkiego ciepła, szczególnie w rejonach, gdzie średnia dzienna temperatura przekracza 30°C (albo np. w wyścigach Formuły 1, do chłodzenia ciał kierowców[273]). Mogą one być również stosowane przy chłodzeniu przestrzeni pasażerskich w pojazdach elektrycznych oraz do chłodzenia pakietów baterii[274].

Materiały zmiennofazowe jako stopione sole znalazły zastosowanie w heliostatach, w których magazynowana jest wysokotemperaturowa energia cieplna w postaci płynnej soli[275] (od 288°C do 566°C; np. w Crescent Dunes Solar Energy Project w Stanach Zjednoczonych). Należy podkreślić, że stopione sole nie są toksyczne, a układy ze stopionymi solami posiadają wysoką żywotność, do 30 lat, i mogą być szeroko wykorzystywane w instalacjach zeroemisyjnych.

Wpływ materiałów zmiennofazowych na środowisko naturalne jest minimalny podczas ich standardowego, bezawaryjnego użytkowania. Ich produkcja i utylizacja wymaga nakładu energetycznego, z którym

---

[271] PLUSS Technology for better world, http://pluss.co.in/upload/application/plusa21fab_pluss_cold-chain-transportation.pdf [dostęp: 08.08.2019].

[272] CSP Concentrated Solar Power – PLUSS Technology for better world, http://pluss.co.in/upload/application/plus10d82e_Pluss%20PCM%20in%20Solar%20Application.pdf [dostęp: 08.08.2019].

[273] PCM product, http://www.pcmproducts.net/Phase_Change_Material_Development.htm [dostęp: 08.08.2019].

[274] N.R. Jankowski, F.P. McCluskey, A review of phase change materials for vehicle component thermal buffering, *Applied Energy*, 113, 2014, 1525–1561.

[275] SolarReverse, https://www.solarreserve.com/en/technology/heliostats-and-collector-field-controls.html [dostęp: 08.08.2019].

wiąże się niezerowy ślad węglowy. W tabeli 22 zaprezentowano ślad węglowy przy wykorzystaniu stopionych soli w hipotetycznym zakładzie wykorzystującym skoncentrowaną energię słoneczną w Daggett[276] w Kalifornii, którego roczna wartość bezpośredniego normalnego nasłonecznienia jest jedną z najwyższych w Stanach Zjednoczonych (~2700 kWh/m²). Założono w analizach, że układ będzie działał przez 30 lat, przy mocy 103 MW i czasie magazynowania 6,33 h (z wykorzystaniem dwóch zbiorników, w których znajdują się stopione sole). W tabeli 22 zaprezentowano ślad węglowy w różnych etapach życia instalacji: wytworzenia, budowy, eksploatacji, demontażu oraz wywozu. Sumaryczny ślad węglowy dla tej instalacji przy mokrym chłodzeniu wyniósł 26 gCO_2eq/kWh, natomiast przy chłodzeniu suchym 28 gCO_2eq/kWh.

Tabela 22. Ślad węglowy w stopionych solach podczas mokrego i suchego chłodzenia[276]

Materiał	Ślad węglowy [gCO_2eq/kWh]	
Stopione sole:	Mokre chłodzenie	Suche chłodzenie
Wytworzenie	12	13
Budowa	1,7	1,8
Eksploatacja	10	11
Demontaż	0,12	0,12
Wywóz	2,1	2,1
Sumarycznie:	26	28

Funkcjonowanie i eksploatacja materiałów zmiennofazowych może być przeprowadzona w trybie bezemisyjnym, zwłaszcza gdy są wykorzystywane jako domieszki do materiałów budowlanych w celu podwyższenia ich pojemności cieplnej lub jako elementy ochronnych tkanin odzieżowych. Z kolei wykorzystanie wkładów termicznych lub ogrzewaczy rąk zawierających odpowiednio dobrane materiały zmiennofazowe wymaga ich wcześniejszego przygotowania (ochłodzenia lub ogrzania), co może wiązać się z emisją dwutlenku węgla w przypadku pozyskiwania tej energii w części ze źródeł kopalnych.

12.3. OGRANICZENIA SUROWCOWE

W przypadku materiałów zmiennofazowych nie występują ograniczenia surowcowe[274]. Przykładem materiałów stosowanych na PCM są trójskładnikowe stopione sole, m.in. nadchloran potasu ($KClO_4$) o temperaturze przemiany fazowej 527°C. Obecnie występuje kilkaset związków chemicznych, które mogą być stosowane jako materiały zmiennofazowe, np. nieorganiczne hydraty soli i sole oraz organiczne, takie jak parafiny, kwasy tłuszczowe, eutektyki oraz inne mieszaniny. Do zastosowań w heliostatach najlepsze są materiały eutektyczne o relatywnie niskiej temperaturze przemiany fazowej[277], np. dwuskładnikowe mieszaniny węglanów (43% Li_2CO_3 + 57% Na_2CO_3, temperatura topnienia 500°C), trójskładnikowe mieszaniny węglanów (32,1% Li_2CO_3 + 33,4% Na_2CO_3 + 34,5% K_2CO_3, temperatura

[276] J.J. Burkhardt, G.A. Heath, C.S. Turch, Life Cycle Assessment of a Parabolic Trough Concentrating Solar Power Plant and the Impacts of Key Design Alternatives, *Environmental Science & Technology*, 45, 2011, 2457–2464.

[277] T.O. Dunlop, D.J. Jarvis, W.E. Voice, J.H. Sullivan, Stabilization of molten salt materials using metal chlorides for solar thermal storage, *Scientific Reports*, 8, 2018, 8190, doi:10.1038/s41598-018-26537-8.

przemiany fazowej 401°C)[278]. Innym przykładem jest nieorganiczny fluorek litu (LiF), którego temperatura przemiany fazowej wynosi 850°C.

12.4. BARIERY TECHNOLOGICZNE ORAZ SKALOWALNOŚĆ

Materiały zmiennofazowe to bardzo niejednorodna grupa materiałów funkcjonalnych, które różnią się pojemnością cieplną i temperaturą przemiany fazowej, a główna bariera technologiczna związana z wdrożeniem nowego rozwiązania dotyczy opracowania samego materiału zmiennofazowego, którego parametry będą optymalnie dostosowane do określonego zastosowania.

Temperatura przemiany fazowej oraz towarzyszący jej efekt cieplny to parametry charakterystyczne dla danego materiału. Można je jednak modyfikować w ograniczonym zakresie poprzez zmiany składu materiałów oraz tworzenie ich mieszanin, podobnie jak dodatek soli kuchennej do wody obniża temperaturę jej krzepnięcia i podnosi temperaturę wrzenia. Opracowanie stabilnego materiału o konkretnych parametrach wymaga jednak znacznego nakładu pracy, co stanowi etap ograniczający wprowadzenie nowej technologii.

Problemy związane ze skalowalnością produkcji materiałów zmiennofazowych nie odbiegają od problemów charakterystycznych dla wielkoskalowej produkcji innych materiałów w przemyśle chemicznym, tekstylnym lub budowlanym.

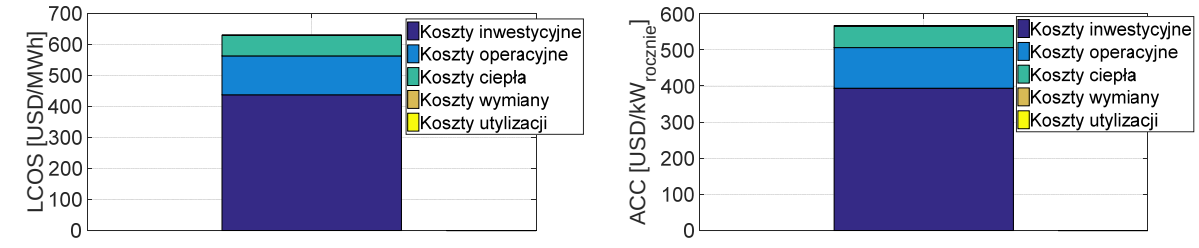
12.5. POZIOM KOSZTÓW PRZECHOWYWANIA ENERGII W PCM/MS

Średni koszt materiałów PCM to 6 EUR/kg. W celu uzyskania różnicy temperatur na poziomie do 6–8°C należy użyć ok. 10 kg materiału PCM na 1 m² standardowego pomieszczenia (dla materiału PCM w postaci mikrokapsułek utajona pojemność cieplna wynosi 110 kJ/kg[279], 30 kg materiału PCM odpowiada ok. 1 kWh, co stanowi 216 USD/kWh (180 EUR/kWh przy kursie EUR/USD=1.2).

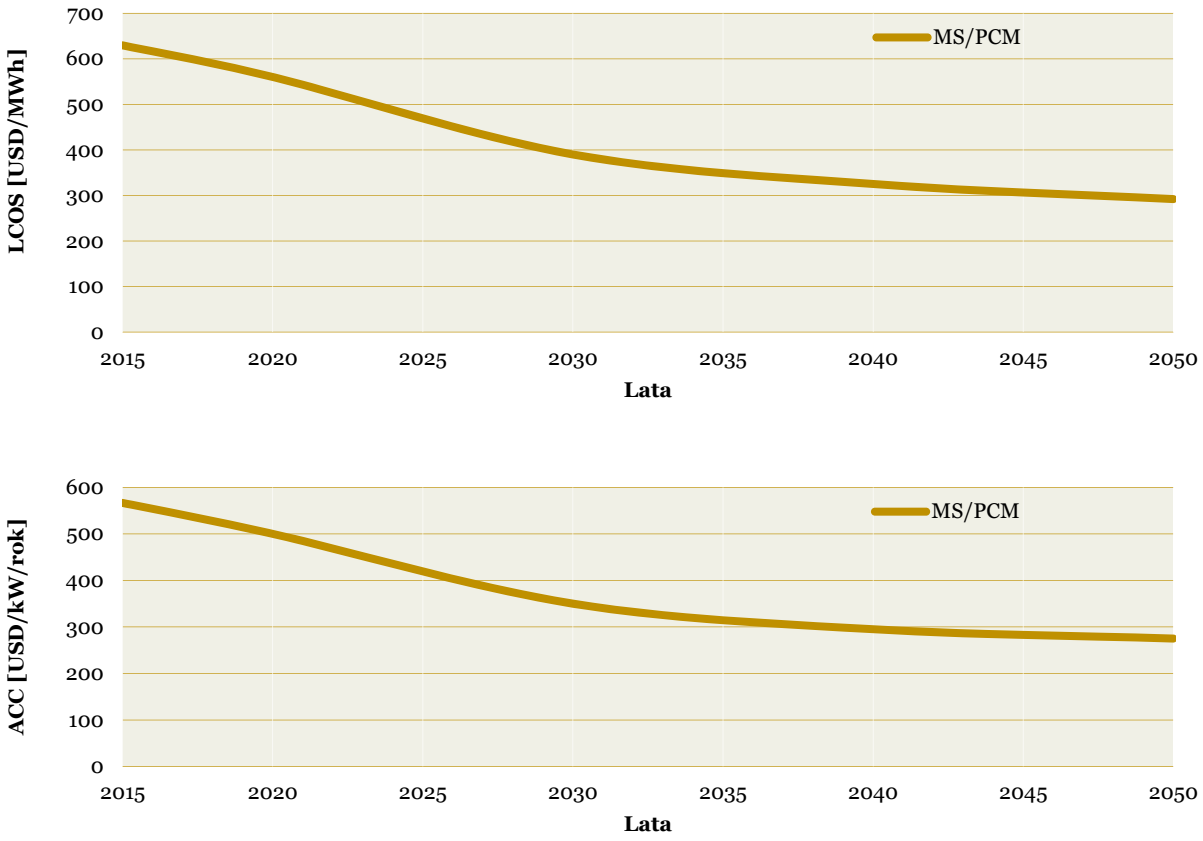
Na rysunku 40a przedstawiono LCOS dla PCM/MS z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, a także likwidacji. Na rysunku 40b przedstawiono LCOS w perspektywie lat 2015–2050 (jego wartość nie przekracza 630 USD/MWh dla układu PCM pracującego w zastosowaniu arbitrażu ciepła). Koszt ACC nie przekracza 570 USD/kW rocznie. W perspektywie roku 2050 widoczny jest ponad 45-procentowy spadek LCOS poniżej 300 USD/MWh oraz ponad 45-procentowy spadek ACC poniżej 280 USD/kW rocznie.

[278] L.F. Cabeza et al., Lithium in thermal energy storage: A state-of-the-art review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 2015, 1106–1112.

[279] Micronal PCM, https://www.maisonpassive.be/IMG/pdf/Micronal_EN.pdf [dostęp: 07.08.2019].



(a)



(b)

Rys. 40. a) LCOS & ACC magazynu PCM/MS z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015-2050

12.6. GŁÓWNE ZASTOSOWANIA PCM/MS

Budownictwo – materiały zmiennofazowe wykorzystywane są jako materiały konstrukcyjne w postaci panelu lub domieszek do betonów lub cementów. Zadaniem materiałów zmiennofazowych jest podwyższenie parametrów izolacyjnych budynku oraz złagodzenie efektów termicznych związanych z dobowymi cyklami pogodowymi poprzez pochłonięcie części ciepła w ciągu dnia podczas dużego nasłonecznienia i emisję ciepła w nocy. Zastosowanie materiałów zmiennofazowych umożliwia obniżenie amplitudy temperatur wewnątrz budynku o 6–8°C bez dodatkowych nakładów energetycznych związanych z wykorzystaniem systemów klimatyzacji i ogrzewania. W ostatnich latach obserwuje się wzrost użycia materiałów

zmiennofazowych w budownictwie, przykładowo przy budowie budynków biurowych i tzw. budynkach pasywnych.

Transport – materiały zmiennofazowe są wykorzystywane do produkcji wkładów termicznych, stabilizujących temperaturę wewnątrz pojemników stosowanych do transportu substancji wrażliwych na zmianę temperatury. Wkłady chłodzące służą do przewożenia substancji takich jak żywność, substancje chemiczne, leki itp., przeciwdziałając szybkiemu ogrzaniu przewożonych produktów. Z kolei wkłady ogrzewające wykorzystuje się do przewożenia świeżo przygotowanych posiłków takich jak pizza. Wkłady z materiałów zmiennofazowych są w stanie utrzymać stałą temperaturę nawet do kilku godzin.

Przemysł i elektronika – materiały zmiennofazowe są wykorzystywane do konstrukcji obudów zapewniających stabilizację temperatury układu w przypadku wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń, takich jak przegrzanie aparatury lub niespodziewany proces egzotermiczny. Obudowa zawierająca materiały zmiennofazowe jest w stanie pochłonąć część wydzielanego ciepła i zminimalizować ewentualne straty.

Turystyka i sport – materiały zmiennofazowe są stosowane jako wypełnienie niewielkich wkładów termicznych do lokalnego ogrzewania ludzkiego ciała. Wykorzystywany jest tu proces krystalizacji przechłodzonych materiałów zmiennofazowych, przykładowo octanu sodu. Po zainicjowaniu procesu krystalizacji wkład ulega samoistnemu ogrzaniu do temperatury 65°C z wykorzystaniem ciepła krystalizacji i utrzymuje ją aż do momentu zakończenia tego procesu.

Każde zastosowanie wymaga materiału o odpowiedniej temperaturze przemiany fazowej, którą można kontrolować za pomocą odpowiedniego projektowania składu materiałów PCM.

- Temperatura przemiany fazowej w zakresie od –20°C do 5°C: lodówki domowe[280] oraz komercyjne produkty chłodnicze, m.in. chłodnie przemysłowe[281].
- Temperatura przemiany fazowej w zakresie 5–40°C: w układach free-cooling[282] (w instalacjach wytwarzających schłodzoną wodę), w budynkach do pasywnego ogrzewania i chłodzenia, w układach klimatyzacji, w absorpcyjnych chłodziarkach słonecznych (bardzo częste wykorzystanie np. w Afryce oraz na Bliskim Wschodzie do zwiększenia sprawności modułów fotowoltaicznych poprzez obniżenie temperatury modułów od 20°C[283] do ponad 30°C[284] – bardzo wysoka temperatura, powyżej 50°C, ma negatywny wpływ na uzysk energii i sprawność paneli fotowoltaicznych[283]), w chłodzeniu wyparnym i radiacyjnym[285] (m.in. paneli fotowoltaicznych).
- Temperatura przemiany fazowej ok. 18°C: ochładzanie ciała (tekstylia)[286].
- Temperatura przemiany fazowej ok. 28°C: materiały budowlane, poprawa efektywności energetycznej budynków mieszkalnych, poprawa komfortu cieplnego człowieka – materace, poduszki, chłodzenie wnętrza (przestrzeni pasażerskiej) w pojazdach elektrycznych.

---

[280] R. Elarem, S. Mellouli, E. Abhilash, A. Jemni, Performance analysis of a household refrigerator integrating a PCM heat exchanger, *Applied Thermal Engineering*, 125, 2017, 1320–1333.

[281] S. Rosiek, M.S. Romero-Cano, A.M. Puertas, F.J. Batlles, Industrial food chamber cooling and power system integrated with renewable energy as an example of power grid sustainability improvement, *Renewable Energy*, 138, 2019, 697–708.

[282] Thermix Service, http://www.thermix.pl/klimatyzacja-precyzyjna/free-cooling-lodz-thermix-service [dostęp: 08.08.2019].

[283] S.A. Nadaa, D.H. El-Nagar, H.M.S. Hussein, Improving the thermal regulation and efficiency enhancement of PCMIntegrated PV modules using nano particles, *Energy Conversion and Management*, 166, 2018, 735–743.

[284] R. Stropnik, U. Stritih, Increasing the efficiency of PV panel with the use of PCM, *Renewable Energy*, 97, 2016, 671–679.

[285] D. Satoa, N. Yamada, Review of photovoltaic module cooling methods and performance evaluation of the radiative cooling method, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, 2019, 151–166.

[286] Microtek, https://cdn2.hubspot.net/hubfs/4153344/Microtek%20Laboratories%20December2017/PDF/MPDS3300-0050%20Product%20Data%20Sheet%20-%20nextek18D%20Rev%200.pdf?__hstc=144617194.0dc4234c2bbf4e99b51667c44 8163bd8.1565546280443.1565546280443.1565771364318.2&__hssc=144617194.10.1565771364318&t=1530493736469&submissionGuid=5d333077-3742-4d37-8dd0-d264d7124f9b [dostęp: 08.08.2019].

- Temperatura przemiany fazowej w zakresie 40–80°C: słoneczne nagrzewnice powietrza[287], ciepła woda użytkowa z kolektorów słonecznych (zbiorniki obłożone materiałami PCM)[288], do chłodzenia urządzeń elektrycznych/elektronicznych, pasywne systemy chłodzenia pakietu akumulatorów w pojazdach elektrycznych[289,290].
- Temperatura przemiany fazowej w zakresie 80–200°C: słoneczne układy chłodzenia absorpcyjnego[291], podwyższenie sprawności układów odzysku energii, np. ORC (ograniczenie pracy w niskich przedziałach sprawności[292]).

12.7. KONKLUZJE: ZALETY, WADY I REKOMENDACJE DLA PCM/MS

Zalety technologii[293]:

- Budownictwo[294] – technologia pasywna, niewymagająca dodatkowej pracy i nakładów energii podczas użytkowania; m.in. biura, budownictwo mieszkaniowe, domy pasywne, centra danych oraz serwerownie, współpraca z pompami ciepła (poprawa bilansu cieplnego).
- Parafiny: nie korodują, nietoksyczne, dostępne komercyjnie na dużą skalę, łatwo skalowalne, niskie koszty od 4 USD/kg – na dużą skalę. Wysokie ciepło topnienia do 259 kJ/kg, niska przewodność cieplna (~0,25 W/mK), chemicznie obojętne do 500°C, nie występuje intensywne chłodzenie.
- Hydraty soli: wysokie ciepło topnienia do 296 kJ/kg, niski koszt od 0,17 USD/kg.
- Organiczne PCM (np. kwasy tłuszczowe): wysokie ciepło topnienia do 259 kJ/kg, nie występuje intensywne chłodzenie, stosowalność w szerszym zakresie temperatur topnienia (7,8–127,2°C), niska przewodność cieplna, przejście z fazy stałej na fazę stałą.
- Metale o niskiej temperaturze topnienia: niepalne, wysoka temperatura wrzenia (powyżej 2000°C), mały wzrost objętości przy zmianie fazy.

Wady technologii:

- Parafiny [295]: palne, nie mogą być stosowane z plastikowymi pojemnikami, dolna temperatura zapłonu (108–170°C) w zakresie przemiany fazowej/topnienia w temperaturze 6–37°C.
- Hydraty soli: występuje intensywne chłodzenie, żrące dla metali, toksyczne, wyższa niż w przypadku parafin przewodność cieplna 0,4-0,7 W/mK (wyższe przewodnictwo cieplne w cieplejszym klimacie).

---

[287] M. Abuşkaa, S. Şevikb, A. Kayapunar, A comparative investigation of the effect of honeycomb core on the latent heat storage with PCM in solar air heater, *Applied Thermal Engineering*, 148, 2019, 684–693.

[288] J. Denga, S. Furbo, W. Kong, J. Fan, Thermal performance assessment and improvement of a solar domestic hot water tank with PCM in the mantle, *Energy & Buildings*, 172, 2018, 10–21.

[289] K.S. Kshetrimayum, Y. Young-Gak, G. Hye-Ri, L. Chul-Jin, Preventing heat propagation and thermal runaway in electric vehicle battery modules using integrated PCM and micro-channel plate cooling system, *Applied Thermal Engineering*, 159, 2019, 113797.

[290] R. Koyama, Y. Arai, Y. Yamauchi, S. Takeya, F. Endo, A. Hotta, R. Ohmura, Thermophysical properties of trimethylolethane (TME) hydrate as phase change material for cooling lithium-ion battery in electric vehicle, *Journal of Power Sources*, 427, 2019, 70–76.

[291] A. Aliane, S. Abboudi, C. Seladji, B. Guendouz, An illustrated review on solar absorption cooling experimental studies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, 2016, 443–458.

[292] F. Dal Magro, M. Jimenez-Arreola, A. Romagnoli, Improving energy recovery efficiency by retrofitting a PCM-based technology to an ORC system operating under thermal power fluctuations, *Applied Energy*, 208, 2017, 972–985.

[293] K. Du, J. Calautit, Z. Wang, Y. Wu, H. Liu, A review of the applications of phase change materials in cooling, heating and power generation in different temperature ranges, *Applied Energy*, 220, 2018, 242–273.

[294] PCM Technology, http://www.pcmtechnology.eu/applications/_385____GB [dostęp: 08.08.2019].

[295] A. Hassan, M. Shakeel Laghari, Y. Rashid, Micro-Encapsulated Phase Change Materials: A Review of Encapsulation, Safety and Thermal Characteristics, *Sustainability*, 8, 2016, 1046; doi:10.3390/su8101046.

- Organiczne PCM (np. kwasy tłuszczowe): łatwopalne, niektóre toksyczne, podczas spalania wytwarzają szkodliwe opary.
- Metale o niskiej temperaturze topnienia: wysoki koszt, występuje efekt superchłodzenia, wysoka przewodność cieplna i elektryczna, może korodować z zastosowaniem materiałów budowlanych.

Rekomenduje się materiały zmiennofazowe/stopione sole (PCM/MS) do zastosowania w budownictwie (dobowe magazynowanie energii), do wspomagania układów z odnawialnymi źródłami energii (poprawa sprawności ogniw fotowoltaicznych, które pracują w wysokich temperaturach), do poprawy sprawności układów kogeneracyjnych opartych np. na ORC, w transporcie (chłodzenie pakietu baterii w pojazdach elektrycznych), do chłodzenia/ogrzewania wnętrza pojazdów elektrycznych (wspomaganie pracy pompy ciepła).

Potencjalni interesariusze to m.in. budownictwo (deweloperzy), przemysł transportowy (producenci przyczep kempingowych), zabudowy kontenerowe, pojazdy elektryczne (utrzymanie komfortu cieplnego ogniw elektrochemicznych). Wysoki potencjał rozwoju w Polsce, która dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

13. ZASOBNIKI CIEPŁA (NISKO-, ŚREDNIO-, WYSOKOTEMPERATUROWE) I CHŁODU (TES)

Techniczne charakterystyki układów opartych o **TES**

Technologia	Gęstość energii na jednostkę objętości [Wh/L]	Zakres mocy [MW]	Trwały czas przechowywania energii*	Żywotność [Lata]	Czas rozładowania*	Liczba cykli [cykle]	Sprawność cyklu [%]	Dojrzałość technologii/ Poziom gotowości technologicznej (TRL)[55]
TES (zasobniki ciepła)	10-50	0,1-300	min – d	5-30	1-24 h+	-	50-90	Dojrzała/wdrożona – nie dotyczy

*mSek – milisekunda, s – sekunda, min – minuta, h – godzina, d – dni, m-ce – miesiące

Koszty układów opartych o **TES**

Układ	Koszty kapitału do mocy [USD/kW]	Koszt kapitału do energii [USD/kWh]	Koszty operacyjne i eksploatacyjne (O&M)
TES	100-400	3-130*	120 USD/kW/rok (sumarycznie koszty stałe i zmienne przeliczone na koszty stałe)

* w zależności od zastosowanej technologii – technologie wykorzystujące naturalne warunki geologiczne są dużo tańsze niż w przypadku zbiorników sztucznych

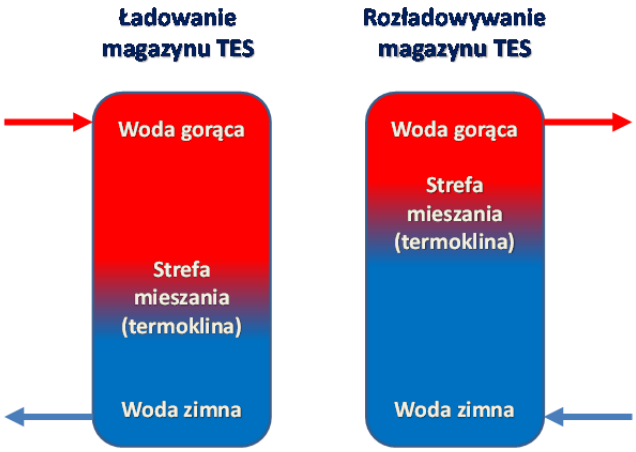
13.1. WSTĘP

Najbardziej rozpowszechnionymi magazynami ciepła (ang. *Thermal Energy Storage*, TES) są zbiorniki wodne będące elementem domowych instalacji ciepłej wody użytkowej i centralnego ogrzewania. Instalacje te najczęściej ogrzewane są przy pomocy kotłów zasilanych gazem ziemnym, olejem opałowym lub drewnem/węglem. W ostatnich latach coraz częściej spotykanym rozwiązaniem jest również wykorzystanie kolektorów słonecznych do zasilania tego typu instalacji.

Kolejną, dość rozpowszechnioną, rozproszoną metodą magazynowania ciepła jest wykorzystanie elektrycznych pieców akumulacyjnych. Metoda ta niestety wykorzystuje energię elektryczną do wytwarzania ciepła, co nie jest uzasadnione z termodynamicznego punktu widzenia, ale może być uzasadnione ekonomicznie (w przypadku wykorzystania tańszej energii elektrycznej produkowanej poza godzinami szczytu bądź za pomocą fotowoltaiki u danego prosumenta).

Większość dużych, wodnych magazynów TES wykorzystuje zjawisko stratyfikacji termicznej (uwarstwienia) do swojego działania. Zjawisko to utrudnia mieszanie się wody gorącej z zimną. Pomiędzy

obszarem z wodą zimną a wodą gorącą występuje tzw. termoklina (strefa mieszania). Im cieńszy jest obszar termokliny, tym magazyn TES działa lepiej. Aby zapobiec mieszaniu się wody gorącej z zimną, zbiornik musi być odpowiednio wysoki, a sam proces ładowania i rozładowywania magazynu nie może być zbyt szybki. Zasada działania takiego magazynu pokazana została na rysunku 41.



Rys. 41. Zasada działania magazynu TES – opracowanie własne

W zależności od wielkości magazynu TES, a także struktury geologicznej terenu możemy wyróżnić cztery podstawowe typy magazynów ciepła[296]:

TTES – Tank Thermal Energy Storage (zbiornikowy magazyn ciepła)

Zbiorniki wykonane ze stali, sprężonego betonu lub kompozytów GRP (plastików wzmacnianych włóknem szklanym) są wykorzystywane w wielu elektrociepłowniach jako krótkoterminowe magazyny energii. Zbiorniki mogą być używane do przechowywania wody pod ciśnieniem, co pozwala na podniesienie maksymalnej temperatury przechowywanego medium. Standardowo zbiorniki tego typu są przeznaczone do przechowywania do 5 000 m^3. Maksymalna temperatura przechowywania wynosi od 95°C (ciśnienie atmosferyczne) do 108°C (podwyższone ciśnienie – 3 bary).

PTES – Pit Thermal Energy Storage

Magazyn ten zbudowany jest analogicznie do TTES, jednak z wykorzystaniem dołu, który pełni rolę dolnej powierzchni i ścian. Ściany są pokryte odpowiednią wykładziną wykonaną na przykład z trwałych folii polietylenowych. Najczęściej używanym czynnikiem magazynującym ciepło jest woda.

Najdroższym i najbardziej problematycznym elementem konstrukcji magazynu jest pokrywa pływająca. Odpowiednia konstrukcja, w tym izolacja i warstwa chroniąca przed promieniowaniem UV i opadami, ma kluczowe znaczenie dla minimalizacji zarówno kosztów budowy, jak i strat ciepła.

Koszt budowy PTES wynosi ok. 1/4 kosztu TTES. Maksymalna temperatura czynnika przechowującego ciepło wynosi od 80 do 90°C.

[296] K. Kubiński, Ł. Szabłowski, Dynamic model of solar heating plant with seasonal thermal energy storage, *Renewable Energy*, 145, 2020, 2025–2033, https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.120.

BTES – Borehole Thermal Energy Storage

Magazyn ten nie wykorzystuje zbiornika wypełnionego czynnikiem magazynującym, tylko bazuje na formacjach geologicznych nagrzewanych przez przepływający czynnik roboczy. Magazyn ten posiada izolację termiczną jedynie od góry. Izolacja boków i dołu magazynu jest niemożliwa do zrealizowania. Maksymalna temperatura magazynowania wynosi tutaj 90°C.

ATES – Aquifer Thermal Energy Storage

W przypadku warstw wodonośnych zamkniętych od góry i od dołu warstwą nieprzepuszczalnej skały, w której naturalne przepływy wody są pomijalne, możliwe jest magazynowanie energii przy użyciu co najmniej dwóch odwiertów (podobnie jak dla źródeł geotermalnych) z uwzględnieniem możliwości odwrócenia obiegu.

Sprawność magazynów TES wykorzystujących wodę wynosi od 50 do 90%[30].

Z kolei najczęstszym sposobem krótkoterminowego magazynowania ciepła w sieciach ciepłowniczych jest wykorzystanie akumulacyjności samej sieci ciepłowniczej (magazynowanie w złądzie)[29]. Rozwiązanie to jest bardzo korzystne, ponieważ nie wymaga ponoszenia dodatkowych kosztów inwestycyjnych.

W odróżnieniu od opisanych powyżej magazynów ciepła (wykorzystujących ciepło jawne – ogrzewanie wody), magazyny chłodu przeważnie wykorzystują ciepło utajone (przemiany fazowej)[297].

Spośród komercyjnie dostępnych magazynów chłodu możemy wyróżnić[298]:

- Zbiorniki ze schłodzoną wodą – zbiornik z ciśnieniem atmosferycznym na górze, magazynujący schłodzoną wodę. Technologia ta daje możliwość zmagazynowania 10 kWh chłodu na każdy metr sześcienny. Ograniczeniami tego zbiornika są powierzchnia ziemi i waga. Zbiorniki te wykorzystują efekt stratyfikacji temperatury wody.
- Ice on coils (lód na zwojach) – zbiornik wypełniony wodą z ciśnieniem atmosferycznym na górze. W zbiorniku tym zanurzone są rurki, w których przepływa mieszanina wody i glikolu (pełniąca rolę medium pośredniego wymieniającego ciepło z wodą/lodem). Magazynowanie odbywa się tu dzięki zamarzaniu wody wypełniającej zbiornik. Gęstość magazynowania energii wynosi 50 kWh/m^3, a maksymalna energia zmagazynowana w pojedynczym zbiorniku wynosi 5 MWh.
- „Ice Ball" – zbiornik ciśnieniowy, wypełniony kulami z wodą zamkniętą w polimerowych otoczkach. Wewnątrz tego zbiornika przepływa mieszanina wody i glikolu pełniąca rolę medium pośredniego wymieniającego ciepło z wodą/lodem zamkniętymi w polimerowych sferach. Magazynowanie odbywa się tu dzięki zamarzaniu wody wewnątrz polimerowych sfer. Gęstość magazynowania energii wynosi 50 kWh/m^3, a maksymalna energia zmagazynowana w pojedynczym zbiorniku wynosi 5 000 kWh. Zbiornik ten montowany jest poziomo, a jego maksymalna objętość wynosi 100 m^3. Maksymalna średnica zbiornika to 3 m.
- „Ice Spray" – zbiornik atmosferyczny, wypełniony kulami z wodą zamkniętą w polimerowych otoczkach. Magazynowanie odbywa się tu dzięki zamarzaniu wody wewnątrz polimerowych sfer. Chłód dostarczany lub odbierany jest od sfer poprzez mieszaninę wody i glikolu wtryskiwaną na górze zbiornika i odbieraną na jego dole. Gęstość magazynowania energii wynosi 50 kWh/m^3.

[297] S. Koohi-Fayegh, M.A. Rosen, Optimization of seasonal storage for community-level energy systems: status and needs, *Energy, Ecology and Environment*, 2(3), 2017, 169–181.

[298] CRYOGEL, Cold storage technologies, http://www.airclima-research.com/cold-storage-technologies [dostęp: 31.07.2019].

13.2. PERSPEKTYWA ROZWOJU TES ORAZ WPŁYW NA ŚRODOWISKO

Magazynowanie ciepła jest znaną i bardzo dobrze rozwiniętą technologią znajdującą zastosowanie wszędzie tam, gdzie czas produkcji ciepła nie pokrywa się z czasem zapotrzebowania na nie. W przypadku sieci ciepłowniczych dodatkowym ograniczeniem jest centralna lokalizacja źródła wytwórczego, co przyczynia się do powstawania strat na przesyle. Z pomocą mogłyby tu przyjść rozproszone magazyny ciepła[299].

Ważnym aspektem przy rozważaniu możliwości wykorzystania sezonowego magazynowania energii cieplnej jest temperatura przechowywania i temperatura pracy sieci. W przypadku połączenia bezpośredniego temperatura powrotu z sieci jest również minimalną temperaturą przechowywania i jednocześnie granicą rozładowywania magazynu. Ze względu na stosunkowo wysokie temperatury na wejściu i na powrocie z sieci ciepłowniczej, wiele obecnie budowanych magazynów sezonowych posiada system rozładowywania oparty na pompie ciepła, który umożliwia obniżenie temperatury w magazynie do 10°C[296].

Użycie układów do magazynowania ciepła lub chłodu prowadzi do zmniejszenia emisji CO_2 w wielu różnych zastosowaniach:

a) układy do magazynowania ciepła:

- we współpracy z elektrociepłowniami – umożliwiają produkcję energii elektrycznej przy zmniejszonym zapotrzebowaniu na ciepło (największe zapotrzebowanie na ciepło jest w nocy, podczas gdy największy popyt na energię elektryczną – w ciągu dnia). W przypadku rozległych systemów ciepłowniczych mamy jeszcze do czynienia z przesunięciem czasowym zapotrzebowania na ciepło u odbiorcy a jego podażą w źródle wytwórczym, co znacznie komplikuje przedstawioną powyżej sytuację[299]. Dzięki układom TES możliwe jest lepsze wykorzystywanie układów produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem – co jest dużo bardziej efektywne niż wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła osobno.
- we współpracy z ciepłowniami słonecznymi – zerowa emisja CO_2 w przypadku energii słonecznej.
- instalacje rozproszone znajdujące się u prosumenta – zmniejszenie emisji CO_2 dzięki lepszemu wykorzystaniu źródeł wytwórczych (odnawialnych lub nieodnawialnych).

b) układy do magazynowania chłodu:

- w hotelach – pozwalają na zastosowanie układu chłodzącego o mniejszej mocy, pracującego bliżej swojej sprawności znamionowej.
- w budynkach użyteczności publicznej – pozwalają na zastosowanie układu chłodzącego o mniejszej mocy, pracującego bliżej swojej sprawności znamionowej.
- w biurowcach – pozwalają na zastosowanie układu chłodzącego o mniejszej mocy, pracującego bliżej swojej sprawności znamionowej.
- w centrach handlowych – pozwalają na zastosowanie układu chłodzącego o mniejszej mocy, pracującego bliżej swojej sprawności znamionowej.
- w magazynach towarów wymagających przechowywania w niskiej temperaturze – pozwalają na zastosowanie układu chłodzącego o mniejszej mocy, pracującego bliżej swojej sprawności znamionowej.
- w pomieszczeniach mieszkalnych – mikroinstalacje TES mogłyby tak samo pozwolić na zastosowanie układu chłodzącego o mniejszej mocy, pracującego bliżej swojej sprawności znamionowej.

[299] M. Kwestarz, Magazynowanie ciepła w zasobnikach, *Nowoczesne Ciepłownictwo*, 30 marca 2019, www.nowoczesnecieplownictwo.pl/magazynowanie-ciepla-w-zasobnikach/ [dostęp: 19.09.2019].

13.3. OGRANICZENIA SUROWCOWE

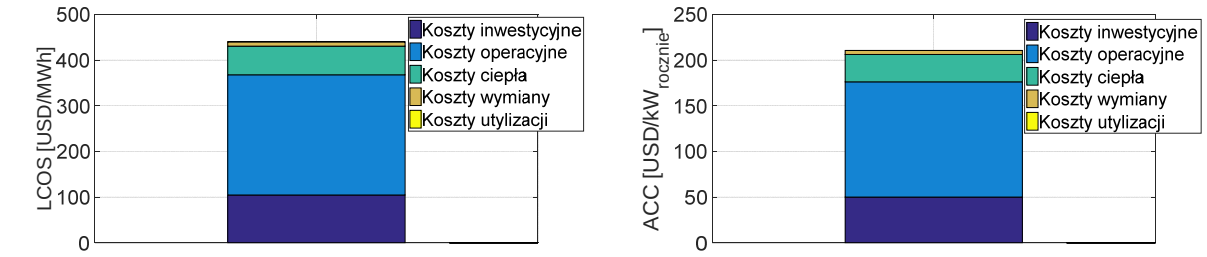
W przypadku budowy układów TES nie wykorzystuje się żadnych wyszukanych i rzadkich surowców.

13.4. BARIERY TECHNOLOGICZNE ORAZ SKALOWALNOŚĆ

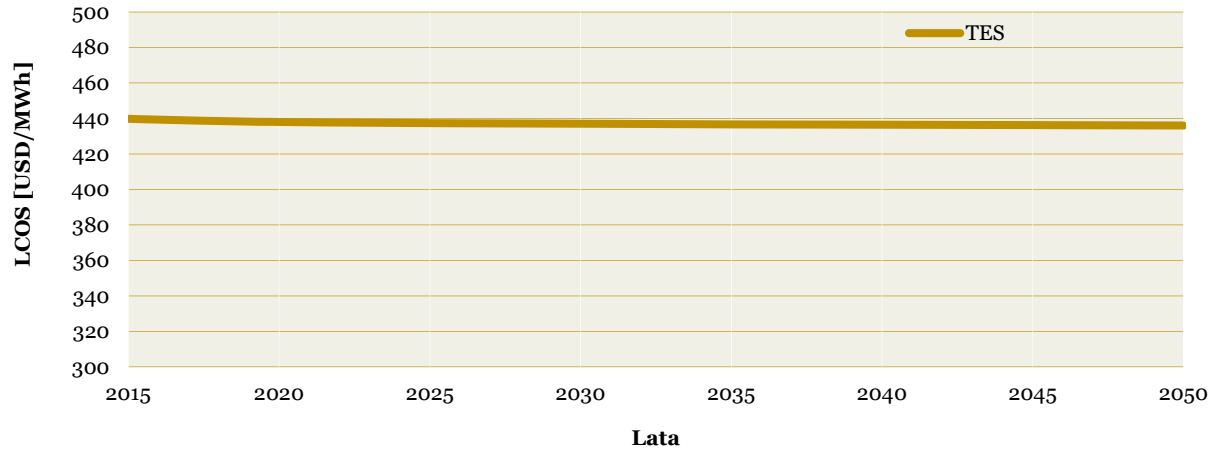
Pomimo znacznego zróżnicowania kosztów budowy magazynów przy użyciu opisanych powyżej technologii nie jest możliwe jednoznaczne wskazanie optymalnego rozwiązania. W zależności od lokalizacji i wielkości instalacji, temperatury przechowywania oraz struktury systemu, konieczna jest indywidualna ocena każdego projektu. Ze względów geologicznych w wielu przypadkach możliwe jest tylko zastosowanie TTES lub PTES[296].

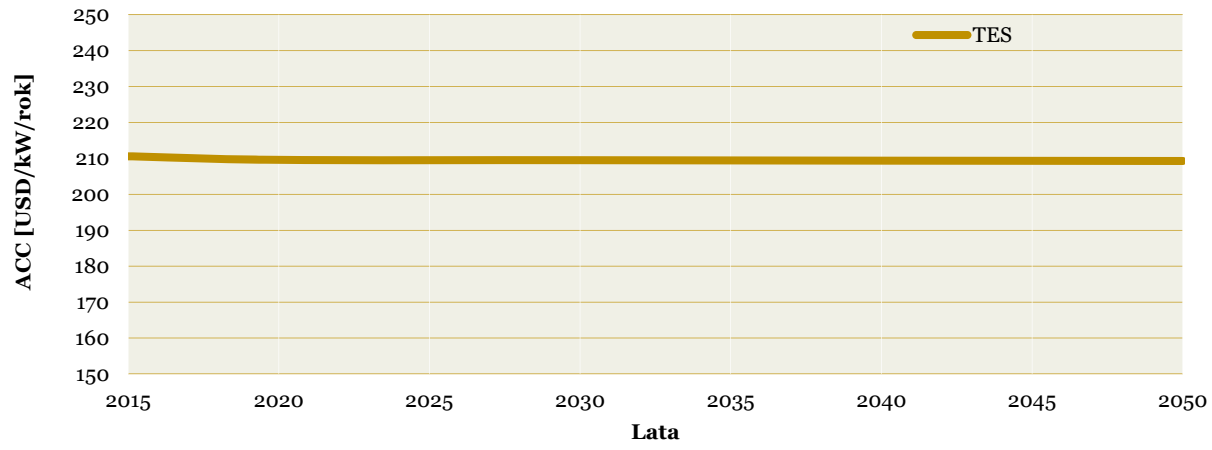
13.5. POZIOM KOSZTÓW PRZECHOWYWANIA ENERGII W TES

Koszty inwestycyjne magazynów ciepła wynoszą od 100 do 400 USD za kW mocy zainstalowanej i od 3 do 130 USD za kWh pojemności magazynu[47]. Koszty inwestycyjne przyjęto na poziomie 250 USD/kW, 68 USD/kWh, koszty stałe FOM przyjęto na poziomie 120 USD/kW (w tej kwocie uwzględniono także koszty VOM), sprawność 70% dla instalacji o wielkości 100 MW, żywotność 30 lat. Na rysunku 42a przedstawiono LCOS dla systemów TES z podziałem na koszty: inwestycyjne, O&M (eksploatacji i utrzymania), elektryczności, naprawy, a także likwidacji. Na rysunku 42b przedstawiono LCOS w perspektywie lat 2015-2050 (jego wartość nie przekracza 450 USD/MWh dla TES wykorzystywanego do zastosowań w arbitrażu ciepła). W perspektywie roku 2050 widoczna jest praktycznie stała wartość LCOS – z uwagi na to, że technika jest już dojrzała, zmiana LCOS zależy głównie od zmian cen surowców i materiałów na rynkach, m.in. stali. Również wartość ACC nie przekracza 210 USD/kW rocznie w perspektywie roku 2050.



(a)





(b)

Rys. 42. a) LCOS & ACC dla TES z podziałem na koszty, b) zmiana LCOS & ACC w perspektywie lat 2015-2050

13.6. GŁÓWNE ZASTOSOWANIA TES

Układy do magazynowania ciepła najczęściej stosowane są w pobliżu konwencjonalnych elektrociepłowni. Umożliwia to produkcję energii elektrycznej przy zmniejszonym zapotrzebowaniu na ciepło (czyli w dzień, kiedy to jest największy popyt na prąd). Dodatkowo w przypadku rozległych systemów

ciepłowniczych istnieje przesunięcie czasowe między zapotrzebowaniem na ciepło u odbiorcy (największe w nocy) a jego podażą w źródle wytwórczym – rozwiązaniem tej komplikacji mogą być właśnie rozproszone układy TES[299].

Układy te stosuje się również w połączeniu z ciepłowniami słonecznymi, np. w Vojens (Dania), Grazu (Austria), Drake Landing Solar Community (Okotoks, Kanada) i wiele innych, mniejszych układów (np. w Ząbkach pod Warszawą).

Z kolei układy do magazynowania chłodu znajdują zastosowanie w przypadku hoteli, budynków użyteczności publicznej, biurowców, centrów handlowych, w magazynach towarów wymagających przechowywania w niskiej temperaturze.

13.7. KONKLUZJE: ZALETY, WADY I REKOMENDACJE DLA TES

Zalety technologii:

- Pozwala na zastosowanie układu grzewczego/chłodzącego o mniejszej mocy, pracującego bliżej swojej sprawności znamionowej, co prowadzi do zmniejszenia zużycia energii, a tym samym – do redukcji emisji CO_2 (w przypadku urządzeń grzewczych/chłodzących zasilanych energią nieodnawialną).
- Magazyny ciepła pracujące we współpracy z konwencjonalnymi elektrociepłowniami umożliwiają produkcję energii elektrycznej przy zmniejszonym zapotrzebowaniu na ciepło, co skutkuje lepszym wykorzystaniem kogeneracyjnych źródeł energii elektrycznej i ciepła. Daje to mniejszą emisję CO_2 w porównaniu do układów wytwarzających energię elektryczną i ciepło oddzielnie.
- Układy do magazynowania ciepła mogą współpracować z ciepłowniami słonecznymi, pozwalając na lepsze wykorzystanie energii słonecznej (zeroemisyjnej).

Wady technologii:

- W przypadku magazynów wykorzystujących ciepło jawne czynnika (wzrost lub spadek temperatury czynnika magazynującego) mamy do czynienia z dużą objętością (mała gęstość energii) w porównaniu z magazynami ciepła lub chłodu wykorzystującymi ciepło utajone (ciepło przemiany fazowej „ciało stałe – ciecz").
- Niektóre magazyny chłodu jako medium pośrednie wykorzystują glikol, który w przypadku wycieku może być szkodliwy dla środowiska.

Rekomenduje się użycie TES przede wszystkim do magazynowania ciepła w pobliżu konwencjonalnych elektrociepłowni, umożliwiając produkcję energii elektrycznej przy zmniejszonym zapotrzebowaniu na ciepło, w połączeniu z ciepłowniami słonecznymi (magazynowanie sezonowe i dobowe). W przypadku magazynów chłodu główne obiekty, w których technologia znajduje zastosowanie, to: hotele, budynki użyteczności publicznej, biurowce, centra handlowe, magazyny towarów wymagających przechowywania w niskiej temperaturze. W celu aktywacji prosumentów konieczne wydaje się zastosowanie rozproszonych układów TES. Dzięki temu mogą oni w pełni wykorzystywać potencjał swoich źródeł wytwórczych (odnawialnych lub nieodnawialnych). Wysoki potencjał rozwoju w Polsce – rozproszone magazyny ciepła.

Potencjalni interesariusze to m.in. elektrociepłownie. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

PODSUMOWANIE

W niniejszym raporcie zaprezentowano 12 perspektywicznych technik magazynowania energii, z czego 10 (PHS, CAES, LAES, FES, PtG, H_2, BES [PbA, Li-ion, NaS], VRFB, SMES, UC) odnosi się do magazynowania energii łatwo przetwarzalnej na energię elektryczną, natomiast techniki PCM oraz TES odnoszą się do magazynowania ciepła. W tabeli 23 przedstawiono zbiorczy opis zastosowań technologii magazynowania energii elektrycznej i cieplnej oraz ich przydatności w danych segmentach rynku energii i ciepła.

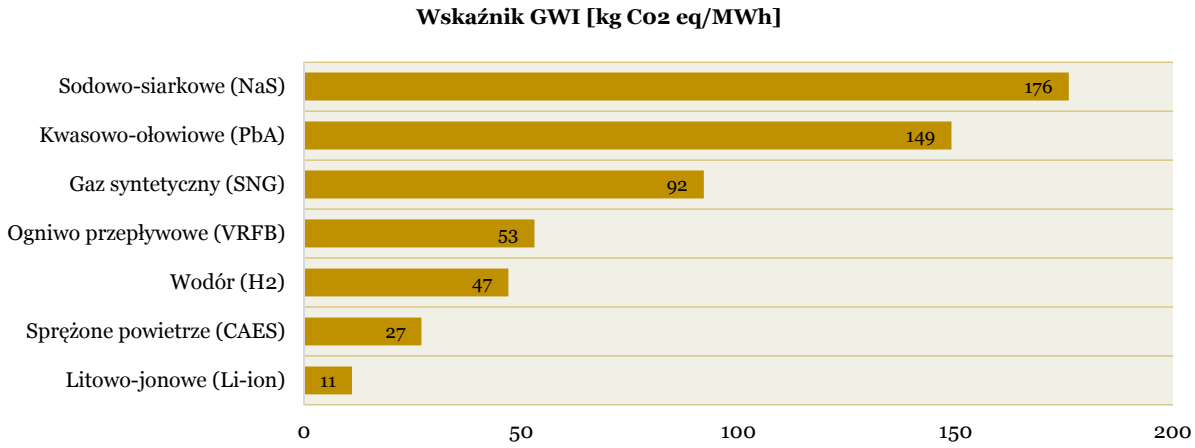
Tabela 23. Opis zbiorczy zastosowań technologii magazynowania energii elektrycznej i cieplnej oraz ich przydatności w danych segmentach rynku energii i ciepła

Rola	Zastosowanie	Opis	PHS	CAES	LAES	FES	Li-ion	PbA	NaS	VRFB	H_2	SMES	UC	PCM	MS	TES
Działanie sieci elektroenergetycznej	1. Arbitraż energii	Kupno energii w niskiej cenie, sprzedaż zaś w wysokiej cenie na rynku hurtowym lub detalicznym	+	+	+		+	+	+	+	+					
	2. Reakcja pierwotna	Zapewnienie stabilności działania sieci przy nagłych zmianach częstotliwości i napięcia				+	+	+	+	+	+	+	+			
	3. Reakcja wtórna	Zapewnienie przewidywalności na nieoczekiwane różnice między obciążeniem systemu a wytwarzaniem energii	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+			
	4. Reakcja trzeciorzędna	Zastąpienie reakcji pierwotnej i wtórnej przy przedłużającym się przeciążeniu systemu	+	+	+		+	+	+	+	+					
	5. Przeniesienie szczytu	Zapewnienie odpowiedniej zdolności mocy wytwórczych w szczytowych okresach zapotrzebowania na moc	+	+	+		+	+	+	+	+					
	6. Zimny rozruch	Szybkie przywrócenie działania elektrowni po wystąpieniu przeciążenia sieci bez dodatkowego zewnętrznego zasilania	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+			
	7. Magazynowanie sezonowe	Zrównoważenie zmienności dostaw sezonowych energii elektrycznej wynikających z popytu i podaży na energię	+	+	+					+	+					

Rola	Zastosowanie	Opis	PHS	CAES	LAES	FES	Li-ion	PbA	NaS	VRFB	H_2	SMES	UC	PCM	MS	TES
Eksploatacja sieci	8. Odroczenie inwestycji w sieć przesyłową i dystrybucyjną	Odroczenie modernizacji infrastruktury sieciowej – ulepszenia spowodowane zwiększoną wydajnością dostarczania energii w szczycie zapotrzebowania na moc	+	+	+		+	+	+	+	+					
	9. Zarządzanie ograniczeniami	Ograniczenie ryzyk związanych z przeciążeniem sieci elektroenergetycznej	+	+	+		+	+	+	+	+					
Konsumpcja	10. Zarządzanie rachunkami	Optymalizacja zakupu energii poprzez zmaksymalizowanie wykorzystania energii z OZE (np. PV) na własne potrzeby oraz obniżenie rachunków za energię					+	+	+	+	+					
	11. Jakość zasilania	Ochrona odbiorców przed krótkotrwałą utratą mocy, zmianą napięcia zasilania bądź częstotliwości				+	+	+	+	+	+	+	+			
	12. Niezawodność zasilania	Zapewnienie energii przy tymczasowych przerwach w dostawach energii (np. blackout)					+	+	+	+	+					
Działanie systemu ciepłowniczego	13. Arbitraż ciepła	Kupno energii elektrycznej do produkcji ciepła w niskiej cenie, a sprzedaż ciepła w wysokiej cenie na rynku hurtowym lub detalicznym												+	+	+
	14. Sezonowe magazynowanie ciepła	Zrównoważenie zmienności dostaw sezonowych energii elektrycznej, która służy do produkcji ciepła, wynikających z popytu i podaży na ciepło														+

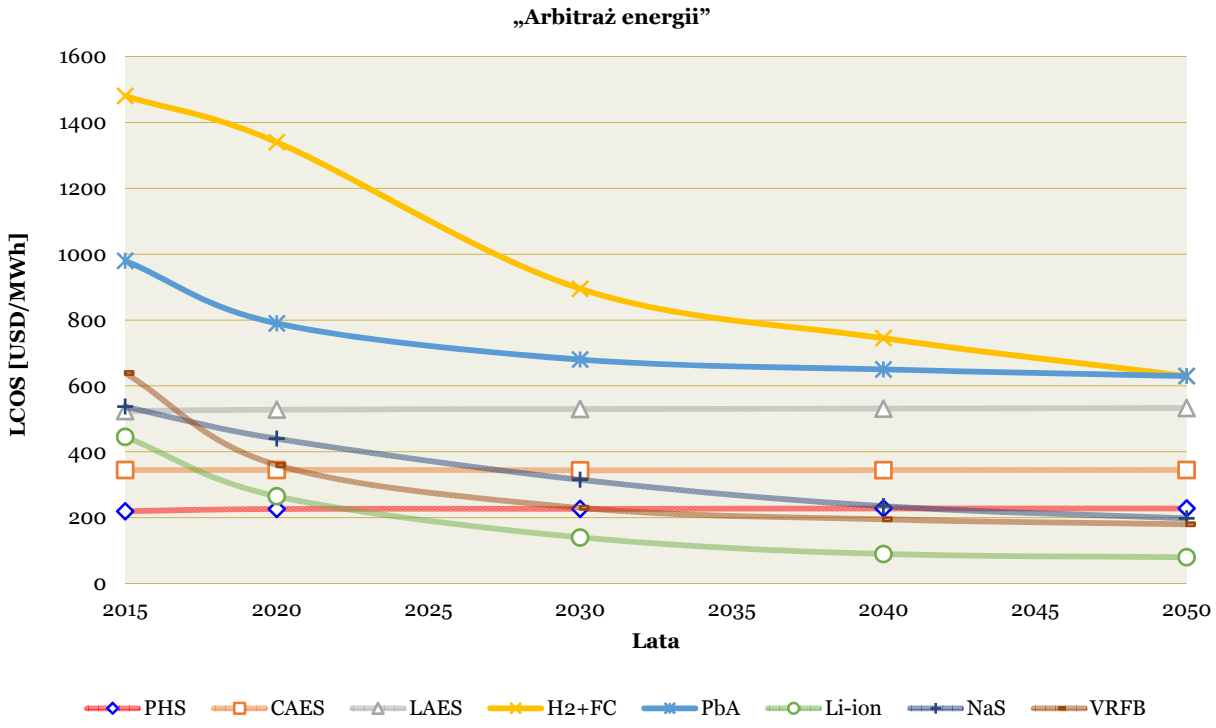
Na rysunku 43 przedstawiono ślad węglowy określony przez wskaźnik GWI[300] (ang. *Global Warming Impact*) dla wybranych technik magazynowania energii, m.in.: Li-ion, CAES, H_2, VRFB, SNG, PbA oraz NaS. Należy podkreślić, że najbardziej perspektywiczne techniki magazynowania energii, tzn. ogniwa Li-ion, mają najniższy wskaźnik GWI, wynoszący 11 kg CO_2 eq/MWh.

[300] C. Mostert, B. Ostrander, S. Bringezu, T.M. Kneiske, Comparing Electrical Energy Storage Technologies Regarding Their Material and Carbon Footprint, *Energies*, 11, 2018, 3386; doi:10.3390/en11123386.

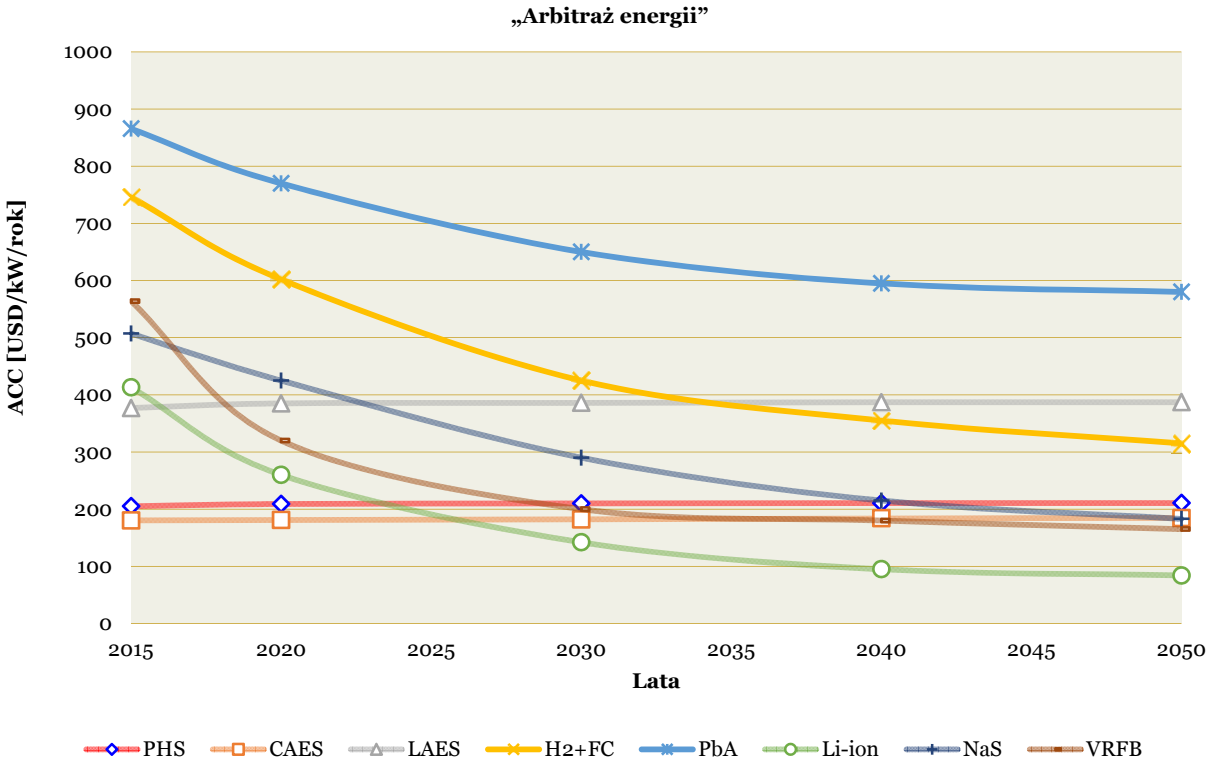


Rys. 43. Ślad węglowy określony przez wskaźnik GWI[300]

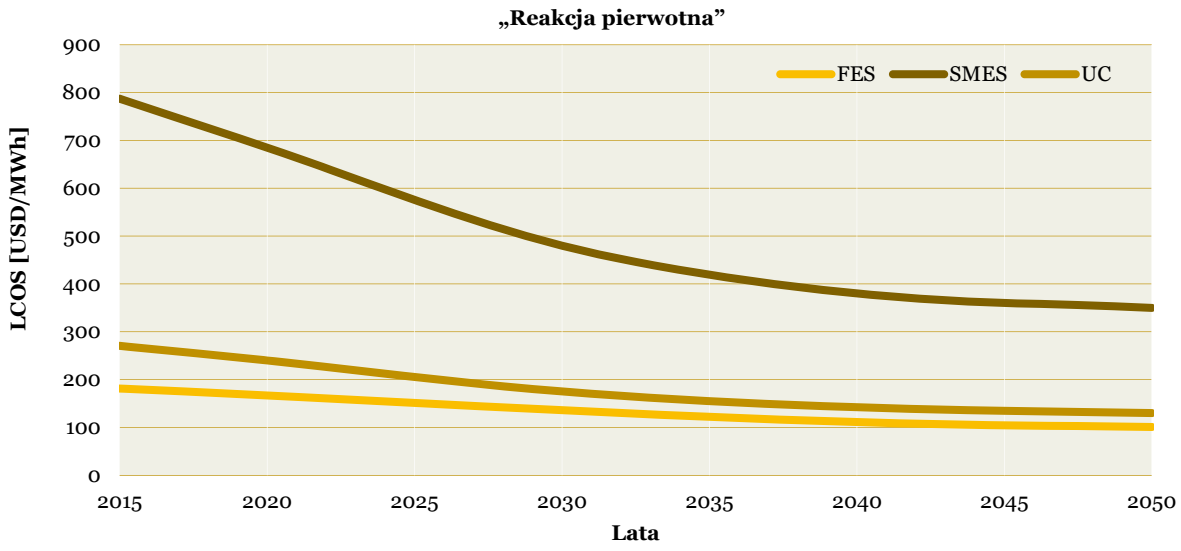
Na rysunku 44 zaprezentowane zostały zbiorcze wykresy projekcji kosztów magazynowania energii (LCOS: rys. 44a,c,e) oraz rocznych kosztów magazynowania energii (ACC: rys. 44b,d,f) w perspektywie od roku 2020 do roku 2050. Na szczególną uwagę zasługuje szacowany spadek kosztów dla akumulatorów Li-ion (w perspektywie 2050 r. LCOS poniżej 95 USD/MWh oraz ACC poniżej 90 USD/kW rocznie. Poza technikami PHS, LAES, CAES oraz TES prognozowany jest spadek kosztów pozostałych technologii magazynowania energii w perspektywie roku 2050. Rysunek 44c przedstawia zdyskontowane koszty magazynowania energii LCOS, natomiast rysunek 44d przedstawia zdyskontowane koszty mocy w zastosowaniu reakcji pierwotnej dla FES, UC oraz SMES. W perspektywie 2050 r. UC oraz FES będą konkurencyjne rynkowo (spadek kosztów o ponad 50%), jednak przewiduje się, że technologia SMES będzie zbyt droga do wdrożenia na rynek. Na rysunku 44e zaprezentowano zdyskontowane koszty magazynowania energii LCOS, natomiast rysunek 44f przedstawia zdyskontowane koszty mocy w zastosowaniu arbitrażu ciepła dla PCM/MF oraz TES. Technologia TES jest konkurencyjna rynkowo i stosowana. W perspektywie 2050 r. nie przewiduje się spadku wartości kosztów. W przypadku PCM/MF w perspektywie 2050 r. widoczny jest spadek LCOS oraz ACC o ponad 50%. Technologia PCM/MF stanie się konkurencyjna rynkowo w perspektywie 2050 r.


„Arbitraż energii”
LCOS [USD/MWh]
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
2015
2020
2025
2030
2035
2040
2045
2050
Lata
PHS
CAES
LAES
H2+FC
PbA
Li-ion
NaS
VRFB

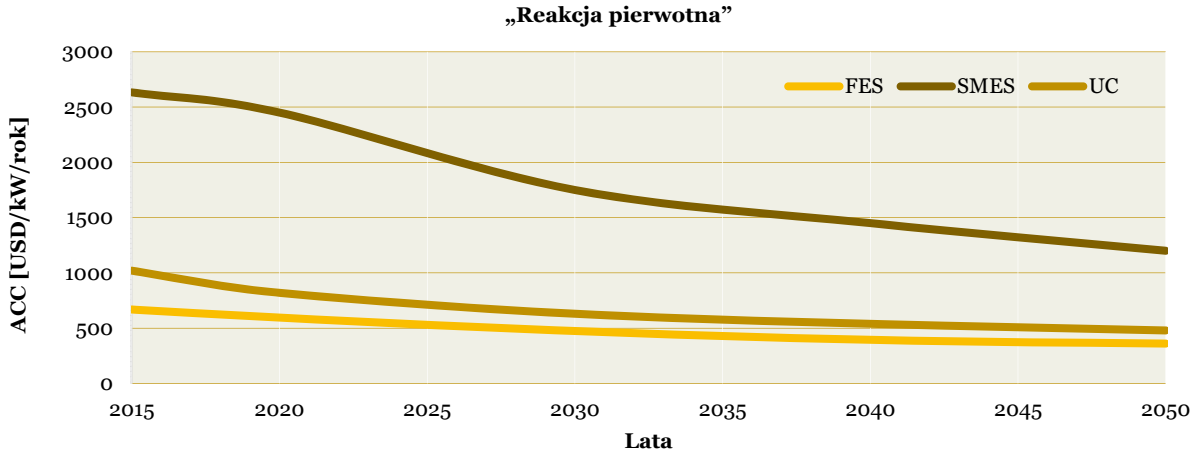
(a)


„Arbitraż energii”
ACC [USD/kW/rok]
1000
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
2015
2020
2025
2030
2035
2040
2045
2050
Lata
PHS
CAES
LAES
H2+FC
PbA
Li-ion
NaS
VRFB

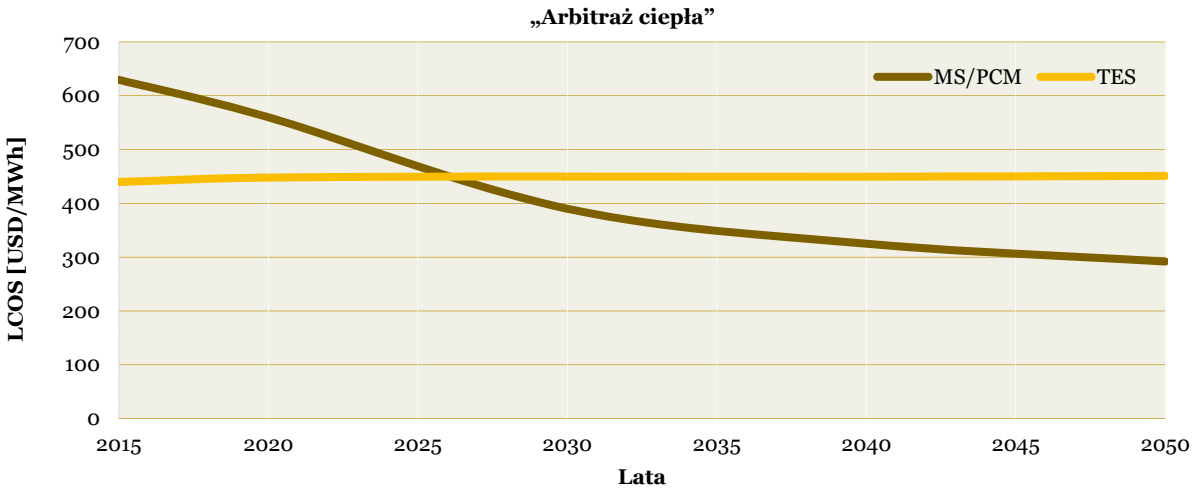
(b)


„Reakcja pierwotna”
LCOS [USD/MWh]
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
FES
SMES
UC
2015
2020
2025
2030
2035
2040
2045
2050
Lata

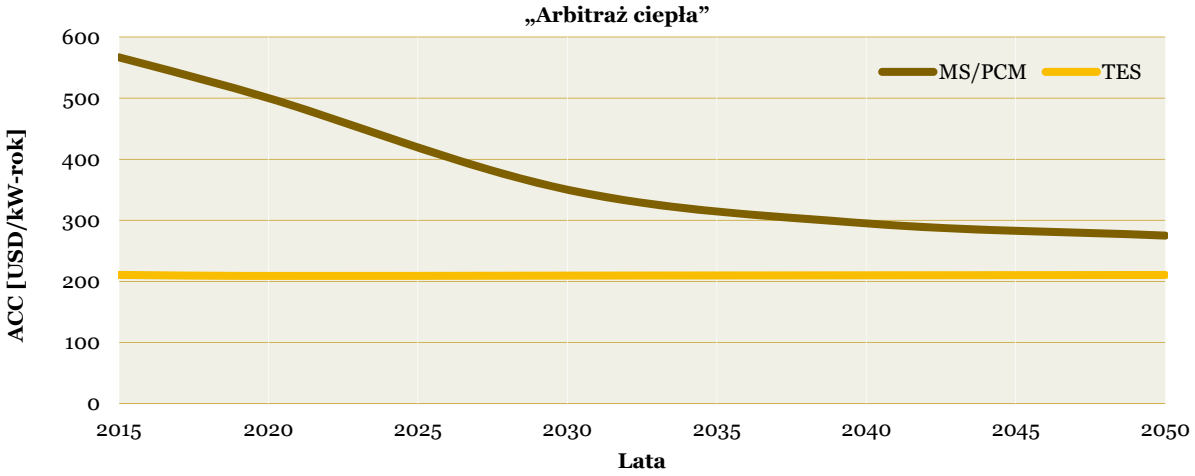
(c)


„Reakcja pierwotna”
ACC [USD/kW/rok]
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
FES
SMES
UC
2015
2020
2025
2030
2035
2040
2045
2050
Lata

(d)


„Arbitraż ciepła”
LCOS [USD/MWh]
700
600
500
400
300
200
100
0
MS/PCM
TES
2015
2020
2025
2030
2035
2040
2045
2050
Lata

(e)



(f)

Rys. 44. Wykresy zbiorcze: a) LCOS – dla analizowanych technik przy zastosowaniu w arbitrażu energii, b) ACC – dla analizowanych technik przy zastosowaniu w arbitrażu energii, c) LCOS – dla analizowanych technik przy zastosowaniu w reakcji pierwotnej, d) ACC – dla analizowanych technik przy zastosowaniu w reakcji pierwotnej, e) LCOS – dla analizowanych technik przy zastosowaniu w arbitrażu ciepła, f) ACC – dla analizowanych technik przy zastosowaniu w arbitrażu ciepła

NA PODSTAWIE NINIEJSZEGO OPRACOWANIA REKOMENDUJE SIĘ:

- **Elektrownie szczytowo-pompowe (PHS):** do zastosowań przy magazynowaniu energii średnio- oraz długoterminowym, a także sezonowym, w celu uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej. Technika ta jest już dojrzała i szeroko stosowana na świecie. Istnieje wysoki potencjał rozwoju podwodnego PHS (StEnSea) w Polsce na Morzu Bałtyckim. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.
- **Magazyny sprężonego powietrza (CAES):** do zastosowań przy magazynowaniu energii średnio- oraz długoterminowym celem uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej (podobnie jak w przypadku PHS). Wysoki potencjał rozwoju w Polsce północnej ze względu na występowanie znacznej ilości wysadów solnych[89]. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.
- **Magazyny ciekłego powietrza (LAES):** do zastosowań przy magazynowaniu energii średnio- oraz długoterminowym celem uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej. Magazynowanie sezonowe jest tu niewskazane z uwagi na stosunkowo wysokie koszty inwestycyjne układu LAES. Rozwiązanie drogie, w fazie badań. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.
- **Bezwładnikowe magazyny (FES):** do zastosowań w układach hybrydowych m.in. z ogniwami paliwowymi, ogniwami elektrochemicznymi (np. Li-ion), ogniwami przepływowymi, super-

kondensatorami, małymi CAES oraz niskotemperaturowymi układami mikrokogeneracyjnymi. Układy FES znalazły także zastosowanie w systemach KERS/ERS (ang. *Kinetic Energy Recovery System/ Energy Recovery System*), m.in. w bolidach Formuły 1, hybrydowych układach napędowych pojazdów, układach napędowych pojazdów elektrycznych. Układy FES mogą znaleźć zastosowanie przy magazynowaniu energii ze źródeł odnawialnych, szczególnie elektrowni wiatrowych. Należy także zwrócić uwagę, że obecnie nie ma regulacji prawnych m.in. w Polsce dotyczących wykorzystania FES z odnawialnymi źródłami energii, szczególnie w zastosowaniach prosumenckich na masową skalę, ten obszar wymaga regulacji prawnych. Wysoki potencjał rozwoju w Polsce – wsparcie rozwoju infrastruktury eksploatacyjnej dla pojazdów z napędem hybrydowym i elektrycznym. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: prosumenci, transport drogowy, budownictwo. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

- **Magazyny wodoru (H_2):** zastosowania w sektorze transportowym, sezonowym magazynowaniu energii, uelastycznieniu działania sieci, *sector coupling*. Wysoki potencjał rozwoju w Polsce. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: spółki gazowe oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.
- **Power-to-gas/Power-to-X (PtG/PtX):** do zastosowania układów wytwarzania SNG w sektorach m.in. energetycznym, gazowniczym i transportowym. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: spółki gazowe oraz spółki energetyczne. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.
- **Elektrochemiczne, bateryjne magazyny energii (BES):**
  - ✓ **Litowo-jonowe (Li-ion)** to przede wszystkim zastosowania przy magazynowaniu dobowym/dziennym oraz magazynowaniu sezonowym energii, transport drogowy – w szczególności pojazdy z napędem hybrydowym i elektrycznym, usługi wsparcia sieci (uelastycznienie działania sieci), w lotnictwie i żegludze. W celu wydłużenia ich żywotności są łączone równolegle z superkondensatorami i OZE, np. ogniwami PV (zwiększona zostaje zdolność rozruchu w niskich/ujemnych temperaturach baterii Li-ion). Bardzo wysoki potencjał rozwoju w Polsce, szczególnie w sektorze transportu, usług wsparcia sieci i elektronice przemysłowej. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: transport drogowy (użytkownicy EV), spedycja, koncerny paliwowe, np. Lotos, Orlen, BP, Lukoil (autonomiczne, off-grid, oparte na odnawialnych źródłach stacje ładowania pojazdów elektrycznych – wsparcie infrastruktury eksploatacyjnej dla EV), prosumenci. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.
  - ✓ **Kwasowo ołowiowe/kompozytowe (PbA/CLAB)** to przede wszystkim magazynowanie sezonowe oraz dobowe w obszarach takich jak: transport – pojazdy i maszyny robocze z napędem klasycznym (silniki spalinowe), prosumenckie gospodarstwa domowe, transport powietrzny oraz żegluga. W celu wydłużenia ich żywotności, podobnie jak Li-ion, są łączone równolegle z superkondensatorami oraz OZE, np. ogniwami PV (zwiększona zostaje zdolność rozruchu w niskich/ujemnych temperaturach PbA/CLAB). Należy podkreślić, że CLAB posiadają wyższą gęstość energii niż PbA, przez co mogą znaleźć zastosowanie w pojazdach z napędem hybrydowym. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: transport drogowy (użytkownicy pojazdów z silnikami spalinowymi), spedycja, prosumenci. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.
  - ✓ **Sodowo-siarkowe (NaS)** to przede wszystkim zastosowanie przy uelastycznieniu działania sieci elektroenergetycznej oraz dobowym/dziennym magazynowaniu energii. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: operatorzy sieci dystrybucyjnych, Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE). Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

- **Wanadowe ogniwa przepływowe (VRFB)** to przede wszystkim zastosowania w usługach wsparcia sieci oraz dobowym magazynowaniu energii elektrycznej przy współpracy z OZE i infrastrukturą do ładowania pojazdów z napędem czysto elektrycznym. VRFB ma duży potencjał w kwestii uzyskania założonych celów zeroemisyjnych przez gospodarki (np. Niemiec). Wysoki potencjał rozwoju w Polsce. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD), koncerny paliwowe, np. Lotos, Orlen, BP, Lukoil (rozwój autonomicznych, off-grid, opartych na odnawialnych źródłach stacji ładowania dla pojazdów elektrycznych – wsparcie infrastruktury eksploatacyjnej dla EV). Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.
- **Cewki nadprzewodzące (SMES):** przyszłościowe zastosowania przy stablizacji napięcia w mikrosieciach z OZE, m.in. z elektrowniami wiatrowymi. Układy SMES mogą też pełnić funkcje przy reakcji pierwotnej (zapewnienie stabilności działania sieci przy nagłych zmianach częstotliwości i napięcia), podobnie jak bezwładnikowe układy (FES) oraz superkondensatory (UC/EDLC), a także umożliwić szybkie przywrócenie działania elektrowni po wystąpieniu przeciążenia sieci bez dodatkowego zewnętrznego zasilania (zimny rozruch). Ponadto mogą w przyszłości odegrać rolę w ochronie odbiorców przed krótkotrwałą utratą mocy, zmianą napięcia zasilania bądź częstotliwości. Rozwiązanie bardzo drogie, w fazie badań. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD). Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.
- **Superkondensatory (UC/EDLC):** zastosowania we wsparciu dla usług sieciowych, w systemach zasilania awaryjnego, w sektorach transportu. Obecnie następuje intensywny rozwój hybrydowych magazynów energii opartych na układach: akumulator-superkondensator (rozruch pojazdów) czy bezwładniki FES-superkondensator (stabilizacja napięcia w mikrosieciach); oraz zwiększa się udział OZE, natomiast w lokalnych mikrosieciach możliwe jest osiągnięcie zeroemisyjności. Wysoki potencjał rozwoju w Polsce. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: prosumenci, transport drogowy (w szczególności elektromobilność) i spedycja, lokalne klastry energetyczne, żegluga morska, OSD.
- **Materiały zmiennofazowe/stopione sole (PCM/MS):** zastosowania w budownictwie (dobowym magazynowaniu energii), do wspomagania układów z odnawialnymi źródłami energii (poprawa sprawności ogniw fotowoltaicznych, które pracują w wysokich temperaturach), do poprawy sprawności układów kogeneracyjnych opartych m.in. na ORC, w transporcie (chłodzenie pakietu baterii w pojazdach elektrycznych), do chłodzenia/ogrzewania wnętrza pojazdów elektrycznych (wspomaganie pracy pompy ciepła). Wysoki potencjał rozwoju w Polsce. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: budownictwo (deweloperzy), przemysł transportowy (producenci przyczep kempingowych, zabudów kontenerowych), pojazdy elektryczne (utrzymanie komfortu cieplnego ogniw elektrochemicznych). Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.
- **Zasobniki ciepła (TES):** zastosowanie do magazynowania ciepła w pobliżu konwencjonalnych elektrociepłowni umożliwiające produkcję energii elektrycznej przy zmniejszonym zapotrzebowaniu na ciepło; w połączeniu także z ciepłowniami słonecznymi (magazynowanie sezonowe i dobowe). W przypadku magazynów chłodu główne zastosowania to: hotele, budynki użyteczności publicznej, biurowce, centra handlowe, magazyny towarów wymagających przechowywania w niskiej temperaturze. Wysoki potencjał rozwoju w Polsce – rozproszone magazyny ciepła. Wysoki potencjał rozwoju w Polsce. **Potencjalni interesariusze** to m.in.: elektrociepłownie. Polska dysponuje odpowiednim zapleczem technicznym oraz B+R do rozwoju tego typu rozwiązań.

NAJBARDZIEJ PERSPEKTYWICZNYMI TECHNOLOGIAMI SĄ:

- ***elektrownie szczytowo-pompowe (PHS).*** Do roku 2030 spodziewany jest ponad 10-krotny wzrost układów PHS na rynku, do poziomu 2,34 TWh. Według danych IRENA[12] w 2030 r. PHS będzie stanowiło od 45% do 51% na globalnym rynku magazynowania energii.
- ***ogniwa litowo-jonowe (Li-ion).*** Przewiduje się, że do roku 2028 ogniwa Li-ion stanowiły będą ponad 1,2 TWh na globalnym rynku, z czego zastosowanie ogniw w pojazdach elektrycznych wyniesie 1 TWh; 0,15 TWh – elektronika; natomiast 0,1 TWh – stacjonarne magazynowanie energii. Do roku 2040 oczekiwane jest pojawienie się blisko 600 milionów pojazdów elektrycznych na świecie[17]. Należy także dodać, że ogniwa stosowane w pojazdach po utracie 30% pojemności znajdą zastosowanie na rynku *aftermarket* magazynów stacjonarnych, co w perspektywie do 2040 r. stanowić może nawet do 1,3 TWh.
- ***bezwładniki FES.*** W perspektywie do roku 2025 spodziewany jest ponad dwukrotny wzrost udziału FES na rynku do poziomu ponad 2 GW[14].
- ***ogniwa przepływowe (VRFB).*** W perspektywie roku 2024[23] (na podstawie danych od Sumitomo Electric, UniEnergy Technologies, Gildemeister, Primus Power, redT Energy Storage, EnSync Energy Systems, China Local Manufacturers Covered, Dalian Rongke Power) spodziewany jest intensywny, ponad dwukrotny wzrost udziału ogniw przepływowych na globalnym rynku do poziomu ponad 1 GWh. W perspektywie 2027 r. Bushveld Minerals prognozuje wzrost udziału ogniw przepływowych na globalnym rynku do poziomu 27,5 GWh[24].
- ***układy wykorzystujące wodór, m.in. w ogniwach paliwowych (H_2+FC).*** Według IRENA[15] do 2050 r. 8% w końcowym zużyciu energii na świecie będzie stanowił wodór wytwarzany z OZE (19 eksadżuli; 1 EJ=10^{18} J).
- ***superkondensatory (UC).*** Do roku 2026[25] spodziewany jest wzrost (do poziomu do 0,5 GW) udziału superkondensatorów na globalnym rynku.
- ***układy wykorzystujące stopione sole (MS) oraz materiały zmiennofazowe (PCM).*** W perspektywie do roku 2022[28] spodziewany jest wzrost do blisko 2,51 GW, natomiast do roku 2024 do blisko 3,3 GW instalacji wykorzystujących PCM/MS oraz skoncentrowaną energię słoneczną.
- ***zasobniki ciepła (TES).*** Do roku 2025[32] spodziewany jest trzykrotny wzrost udziału TES na rynku w porównaniu do roku 2017, do poziomu blisko 10 GW.

Te technologie, zgodnie z szacunkami IEA, IRENA, BP, Komisji Europejskiej, w najbliższym czasie, w perspektywie do roku 2030 oraz 2050, będą się rozwijały najintensywniej.

Do sezonowego magazynowania energii najodpowiedniejsze są**:** magazyny wodoru z ogniwami paliwowymi (H_2+FC). Dedykowane do uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej.

Do średnioterminowego oraz długoterminowego magazynowania energii najlepsze są: elektrownie szczytowo-pompowe (PHS), magazyny sprężonego powietrza (CAES), magazyny ciekłego powietrza (LAES) oraz magazyny wodoru (H_2+FC). Dedykowane do uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej.

Do dobowego magazynowania energii najlepsze są: PHS, ogniwa BES (m.in. VRFB, Li-ion), magazyny wodoru z ogniwami paliwowymi. Dedykowane do uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej podczas szczytowego zapotrzebowania na moc, w szczycie przedpołudniowym oraz popołudniowym.

Do krótkoterminowego/chwilowego magazynowania energii najlepsze są układy: superkondensatory (UC), bezwładniki (FES) oraz układy z cewkami nadprzewodzącymi (SMES). Magazyny te mogą pracować jako stabilizatory napięcia i częstotliwości dla sieci elektroenergetycznej w celach chwilowego uelastycznienia zapotrzebowania na moc. Magazyny te posiadają wysoką gęstość mocy oraz wysoką żywotność, do miliona cykli.

Do zastosowania **w transporcie drogowym**, **lotniczym** najlepsze są: ogniwa Li-ion, Li-ion+UC (magazyny hybrydowe).

Do zastosowania przy magazynowaniu energii **w żegludze morskiej** najlepsze są: ogniwa PbA (stanowiące również balast), ogniwa Li-ion, układy hybrydowe: Li-ion-UC, PbA-UC.

Do zastosowania przy magazynowaniu **energii elektrycznej w budownictwie** najbardziej odpowiednie są: ogniwa Li-ion, ogniwa PbA, ogniwa VRFB oraz układy hybrydowe Li-ion-UC, PbA-UC, VRFB-UC, Li-ion-FES, PbA-FES, VRFB-FES.

Do zastosowania przy magazynowaniu **energii cieplnej w budownictwie** najbardziej odpowiednie są materiały zmiennofazowe/stopione sole oraz zasobniki ciepła.

Do zastosowania i współpracy **z mikroinstalacjami prosumenckimi** najbardziej odpowiednie są: ogniwa Li-ion, PbA, ogniwa przepływowe VRFB oraz hybrydowe magazyny energii, m.in. Li-ion-UC, PbA-UC, VRFB-UC, Li-ion-FES, PbA-FES, VRFB-FES.

DLACZEGO HYBRYDOWE MAGAZYNY?

Poprzez ich połączenie wydłużona zostaje żywotność ogniw (FES/UC uelastycznia, ogranicza chwilowe obciążenia ogniw elektrochemicznych PbA/Li-ion/VRFB oraz zwiększa dyspozycyjność mocy).

PbA/Li-ion/VRFB + FES/UC = dwu-, trzykrotne wydłużenie żywotności[260] ogniw PbA/Li-ion/VRFB.

REKOMENDACJE DLA POLSKI:

- Zawarcie w krajowych dokumentach strategicznych informacji o **perspektywicznych hybrydowych technikach magazynowania energii, które posiadają łącznie więcej zalet niż każda z technik z osobna** (BES-UC, VRFB-UC, BES-VRFB-UC etc.).
- **Określenie zasad wsparcia** dla ww. technik (z uwzględnieniem oddziaływania na środowisko, m.in. GHG, GWI, oraz cyklu życia), perspektywa gospodarki neutralnej klimatycznie.
- **Postawienie na autonomiczność infrastruktury opartej na magazynowaniu**, m.in. dla rozwoju elektromobilności.
- **Określenie potencjału rozwoju rodzimego rynku dot. recyklingu komponentów magazynów energii** w kontekście gospodarki o obiegu zamkniętym.
- **Określenie wymagań dla aktualnego i przyszłego stanu krajowych zdolności dotyczących organizacji utylizacji i recyklingu** wyeksploatowanych komponentów magazynów energii, m.in. akumulatorów pojazdów elektrycznych.
- **Stymulacja programami bodźcowymi** w formie m.in. dotacji (NFOŚiGW, ARiMR, BGK, PFR), programów na innowacje dla przedsiębiorstw, osób fizycznych etc.
- **Uzyskanie wzrostu bezpieczeństwa energetycznego państwa** poprzez rozwój rozproszonych magazynów energii z poszanowaniem zasobów naturalnych.
- **Określenie strategicznych programów badawczych i rozwojowych w zakresie innowacyjnych i perspektywicznych technologii magazynowania energii**, z położeniem nacisku na hybrydowe magazyny energii (m.in. NCBiR, NFOŚiGW, PFR).

Poprzez uzyskanie odpowiedniego wsparcia dla rozwoju wykazanych w niniejszym raporcie perspektywicznych technik magazynowania energii możliwe jest na terytorium Polski osiągnięcie w najbliższej perspektywie gospodarki niskoemisyjnej o obiegu zamkniętym, natomiast w dłuższej perspektywie, po roku 2050, należy podjąć starania, aby lokalne mikrosieci osiągnęły zeroemisyjność. Stanowi to duże wyzwanie, niemniej jednak podjęcie odpowiednich działań dotyczących wsparcia dla technik magazynowania energii jest konieczne już teraz, aby zakładany cel, tzn. zeroemisyjność, został osiągnięty.

BIBLIOGRAFIA

[1] R.F. Beims, C.L. Simonato, V.R. Wiggers, Technology readiness level assessment of pyrolysis of trygliceride biomass to fuels and chemicals, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 2019, 521–529.

[2] G. Cáceres, K. Fullenkamp, M. Montané, K. Naplocha, A. Dmitruk, Encapsulated Nitrates Phase Change Material Selection for Use as Thermal Storage and Heat Transfer Materials at High Temperature in Concentrated Solar Power Plants, *Energies,* 10, 2017, 1318; doi:10.3390/en10091318.

[3] H. Nazir, M. Batool, F.J. Bolivar Osorio, M. Isaza-Ruiz, X. Xu, K. Vignarooban, P. Phelan, Inamuddin, A.M. Kannan, Recent developments in phase change materials for energy storage applications: A review, *International Journal of Heat and Mass Transfer,* 129, 2019, 491–523.

[4] Z. Wang, S. Sun, X. Lin, C. Liu, N. Tong, Q. Sui, Z. Li, A remote integrated energy system based on cogeneration of a concentrating solar power plant and buildings with phase change materials, *Energy Conversion and Management*, 187, 2019, 472–485.

[5] B.C Zhao, M.S. Cheng, C. Liu, Z.M. Dai, Thermal performance and cost analysis of a multi-layered solid-PCM thermocline thermal energy storage for CSP tower plants, *Applied Energy*, 178, 2016, 784–799.

[6] J. Lizana, M. de-Borja-Torrejon, A. Barrios-Paduraa, T. Auerb, R. Chacartegui, Passive cooling through phase change materials in buildings. A critical study of implementation alternatives, *Applied Energy*, 254 2019, 113658.

[7] International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Power Generation Costs in 2017, 124.

[8] S.F. Michael Manwaring, Pumped Storage Report, National Hydropower Association's Pumped Storage Development Council, Washington 2018.

[9] Kougias I., Szabó S., Pumped hydroelectric storage utilization assessment: Forerunner of renewable energy integration or Trojan horse?, *Energy*, 140, 2017, 318–329.

[10] Eurostat. Infrastructure – electricity – annual data (nrg_113a), Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg 2017.

[11] European Court of auditors, EU suport for Energy storage, Briefing Paper, April 2019.

[12] IRENA 2017, Elctricity Storage and Renewables, Cost and Markets to 2030.

[13] Sciacovelli A., Li Y., Chen H., Wu Y., Wang J., Garvey S., Ding Y., Dynamic simulation of Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES) plant with integrated thermal storage–Link between components performance and plant performance, *Applied energy*, 185, 2017, 16–28.

[14] Grandviewresearch, https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/flywheel-energy-storage-market [dostęp: 17.11.2019].

[15] IRENA, Global Energy Transformation – A roadmap to 2050, 2019.

[16] Allan G.Z., Pedersen S., Life cycle assessment of hydrogen production and consumption in an isolated territory, *Procedia CIRP*, 69, 2018, 529–533.

[17] EU JRC science for policy report, Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications, 2018.

[18] Graphite price, http://www.northerngraphite.com/about-graphite/graphite-pricing/ [dostęp: 02.11.2019].

[19] Manganium production, https://www.metalbulletin.com/Article/3856454/World-manganese-ore-production-hit-20mln-tonnes-in-2018-IMnI.html [dostęp: 02.11.2019].

[20] Nickel price, https://markets.businessinsider.com/commodities/nickel-price [dostęp: 02.11.2019].

[21] Nickel reserves, https://seekingalpha.com/article/4246690-top-5-nickel-producers-smaller-producers-consider [dostęp: 02.11.2019].

[22] Manganase reserves, https://www.statista.com/statistics/264953/global-reserves-of-magnesium-by-major-countries/ [dostęp: 02.11.2019].

[23] Marketintellica, https://www.marketintellica.com/report/MI97555-global-redox-flow-battery-industry-market [dostęp: 04.11.2019].
[24] Bushveld Minerals & Bushveld Energy, http://www.bushveldminerals.com/wp-content/uploads/2018/11/Energy-Storage-Vanadium-Redox-Flow-Batteries-101.pdf [dostęp: 03.11.2019].
[25] Growth Opportunities for the Global Supercapacitor Market 2017 2026: Trends, Forecast, and Opportunity Analysis, https://www.lucintel.com/supercapacitor-market-2017-2026.aspx [dostęp: 17.11.2019].
[26] Micronal PCM, https://www.maisonpassive.be/IMG/pdf/Micronal_EN.pdf [dostęp: 07.08.2019].
[27] Bland A., Khzouz M., Statheros T., Gkanas E.I., PCMs for Residential Building Applications: A Short Review Focused on Disadvantages and Proposals for Future Development, *Buildings,* 7, 2017, 78; doi:10.3390/buildings7030078.
[28] Global Molten Salt Solar Energy Thermal Storage and Concentrated Solar Power (CSP) Market 2019 by Manufacturers, Regions, Type and Application, Forecast to 2024, https://www.marketandresearch.biz/report/100751/global-molten-salt-solar-energy-thermal-storage-and-concentrated-solar-power-csp-market-growth-2019-2024 [dostęp: 31.12.2019].
[29] Kouhia M., Laukkanen T., Holmberg H., Ahtila P., District heat network as a short-term energy storage, *Energy*, 177, 2019, 293–303.
[30] M. Kwestarz, Heat storage – types of storage, *Czysta Energia (Clean energy),* 12, 2016, 29–35.
[31] Dincer I., Ezan M.A., Heat Storage: A Unique Solution for Energy Systems, Springer, 2018.
[32] Thermal Energy Storage Market Analysis By Type (Sensible Heat Storage, Latent Heat Storage, Thermochemical Heat Storage), By Technology, By Storage Material, By Application, By End-use, And Segment Forecasts, 2018–2025.
[33] World Energy, https://www.world-energy.org/article/1125.html [dostęp: 01.11.2019].
[34] BloombergNEF, https://about.bnef.com/blog/energy-storage-620-billion-investment-opportunity-2040/ [dostęp: 01.11.2019].
[35] Green Car Congress, https://www.greencarcongress.com/2019/07/20190731-bnef.html [dostęp: 01.11.2019].
[36] Polish Act on electromobility and alternative fuels of 11 January 2018.
[37] Information from the President of the Energy Regulatory Office No. 60/2017 on the use of the concept of "installed electrical capacity", August 21, Warsaw 2017.
[38] The Act of the Energy Law April 10, 1997, consolidated text as at May 23, 2019.
[39] Polish Act on electromobility and alternative fuels – infographic guide, http://pspa.com.pl/assets/uploads/2018/11/RAPORT_PSPA_Przewodnik_po_ustawie_o_elektromobilnosci.pdf [dostęp: 05.09.2019]; http://pspa.com.pl/assets/uploads/2018/11/RAPORT_PSPA_Przewodnik_ po_ustawie_o_elektromobilnosci.pdf [dostęp: 05.09.2019].
[40] Act of 19 July 2019 amending the act on renewable energy sources and certain other acts, http://g.ekspert.infor.pl/p/_dane/akty_pdf/DZU/2019/157/1524.pdf#zoom= 90 [dostęp: 05.09.2019].
[41] Paris Agreement, United Nations, 2015 (art. 2 par. 1a & art. 4 par. 4) [dostęp: 10.06.2019].
[42] EEA Report, Trends and projections in Europe 2018 Tracking progress towards Europe's climate and energy targets, No 16/2018, ISSN 1977-8449, 8–13, 14–17.
[43] Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC [pp.2, par.13].
[44] Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources [par. 8, pp. L 328/83, Art. 25, pp. L 328/125].
[45] Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure [par. 23, 27-30, 33, pp. L 307/4 & L 307/5].
[46] BP Statistical Review of World Energy 2019, Statistical Review of World Energy – all data, 1965–2018, https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html [sheet name: Renewables Generation by source].
[47] M.C. Argyrou, P. Christodoulides, S.A. Kalogirou, Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 2018, 804–821.
[48] L. Dusonchet, S. Favuzza, F. Massaro, E. Telaretti, G. Zizzo, Technological and legislative status point of stationary energy storages in the EU, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101, 2019, 158–167.

[49] S. Hajiaghasi, Ahmad Salemnia, Mohsen Hamzeh, Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review, *Journal of Energy Storage*, 21, 2019, 543–570.
[50] M. Aneke, M. Wang, Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review, *Applied Energy*, 179, 2016, 350–377.
[51] J. Wang, K. Lu, L. Ma, J. Wang, M. Dooner, S. Miao, J. Li, D. Wang, Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development, *Energies*, 10, 2017, 991; doi:10.3390/en10070991.
[52] A.R. Dehghani-Sanija, E. Tharumalingam, M.B. Dusseault, R. Fraser, Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, 2019, 192–208.
[53] M.S. Guney, Y. Tepe, Classification and assessment of energy storage systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 2017, 1187–1197.
[54] P. Nikolaidis, A. Poullikkas, Cost metrics of electrical energy storage technologies in potential power system operations, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 25, 2018, 43–59.
[55] R.F. Beims, C.L. Simonato, V.R. Wiggers, Technology readiness level assessment of pyrolysis of trygliceride biomass to fuels and chemicals, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 2019, 521–529.
[56] G. Cáceres, K. Fullenkamp, M. Montané, K. Naplocha, A. Dmitruk, Encapsulated Nitrates Phase Change Material Selection for Use as Thermal Storage and Heat Transfer Materials at High Temperature in Concentrated Solar Power Plants, *Energies*, 10, 2017, 1318, doi:10.3390/en10091318.
[57] H. Nazir, M. Batool, F.J. Bolivar Osorio, M. Isaza-Ruiz, X. Xu, K. Vignarooban, P. Phelan, Inamuddin, A.M. Kannan, Recent developments in phase change materials for energy storage applications: A review, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 129, 2019, 491–523.
[58] G.J. Maya, A. Davidson, B. Monahov, Lead batteries for utility energy storage: A review, *Journal of Energy Storage*, 15, 2018, 145–157.
[59] L. Goldie-Scot, A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices, BloombergNEF, March 5, 2019, https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/ [dostęp: 28.06.2019].
[60] Z. Wang, S. Sun, X. Lin, C. Liu, N. Tong, Q. Sui, Z. Li, A remote integrated energy system based on cogeneration of a concentrating solar power plant and buildings with phase change materials, *Energy Conversion and Management*, 187, 2019, 472–485.
[61] B.C. Zhao, M.S. Cheng, C. Liu, Z.M. Dai, Thermal performance and cost analysis of a multi-layered solid-PCM thermocline thermal energy storage for CSP tower plants, *Applied Energy*, 178, 2016, 784–799.
[62] Y. Saada, R. Younes, S. Abboudi, A. Ilinca, Hydro-pneumatic storage for wind-diesel electricity generation in remote sites, *Applied Energy*, 231, 2018, 1159–1178.
[63] U.S. Energy Information Administration, 2017.
[64] J.A. Aguilar-Jiméneza, N. Velázqueza, A. Acuñab, R. Cota, E. González, L. González, R. López, S. Islas, Techno-economic analysis of a hybrid PV-CSP system with thermal energy storage applied to isolated microgrids, *Solar Energy*, 174, 2018, 55–65.
[65] Obi Manasseh, S.M. Jensen, Jennifer B. Ferris, Robert B. Bass, Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 2017, 908–920.
[66] F. Klumpp, Comparison of pumped hydro, hydrogen storage and compressed air energy storage for integrating high shares of renewable energies — Potential, cost-comparison and ranking, *Journal of Energy Storage*, 8, 2016, 119–128.
[67] IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi 2019.
[68] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes, I. Staffell, Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies, *Joule* 3, January 16, 2019, 81–100, Elsevier Inc.
[69] Lifetime cost of electricity storage, https://energystorage.shinyapps.io/LCOSApp/?fbclid=IwAR0YxhhfoqhzFSO8gfdNm3qB_qZCb1LRaf_SsPnueyH4dk5vhkguCVfbODA [dostęp: 02.07.2019].
[70] Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies, https://figshare.com/ articles/ Projecting_the_future_levelized_cost_of_electricity_storage_technologies_dataset/7330931 [dostęp: 02.07.2019].
[71] World Wind Energy Assiciation website, https://wwindea.org/blog/2018/02/12/2017-statistics/ [dostęp: 18.07.2019].
[72] D. Fraile, A. Mbistrova, Wind in power 2017 – Annual combined onshore and offshore wind energy statistics, 2018.

[73] S.F. Michael Manwaring, Pumped Storage Report, Washington: National Hydropower Association's Pumped Storage Development Council, 2018.
[74] Puchta M., Bard J., Dick C., Hau D., Krautkremer B., Thalemann F., Hahn H., Development and testing of a novel offshore pumped storage concept for storing energy at sea – Stensea, *Journal of Energy Storage*, 14, 2017, 271-275.
[75] Slocum A.H., Fennell G.E., Dundar G., Hodder B.G., Meredith J.D., Sager M.A., Ocean renewable energy storage (ORES) system: Analysis of an undersea energy storage concept, *Proceedings of the IEEE*, 101(4), 2013, 906–924.
[76] Overcoming the barriers to pumped storage hydropower, *ENTURA*, 22, 2017, 2, http://www.entura.com.au/overcoming-the-barriers-to-pumped-storage-hydropower/ [dostęp: 09.06.2019].
[77] S. Kapila, A.O. Oni, E.D. Gemechu, A. Kumar, Development of net energy ratios and life cycle greenhouse gas emissions of large-scale mechanical energy storage systems, *Energy*, 170, 2019, 592–603.
[78] S. Karhinen, H. Huuki, Private and social benefits of a pumped hydro energy storage with increasing amount of wind power, *Energy Economics*, https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.05.024, 2019.
[79] Lu B., Stocks M., Blakers A., Anderson K., Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage, *Applied energy*, 222, 2018, 300–312.
[80] H.-E. Corporation, Pumped hydro cost modelling, Entura, Australia, Cambridge 2018.
[81] Electric Power Annual 2016 US Energy Information Administration, 2017, revised 2018.
[82] Integrated System Plan modelling assumptions Australian Energy Market Operator, 2018.
[83] DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA, September 2016.
[84] Polish Power Grids – Energy demand, https://www.pse.pl/web/pse-eng/data/polish-power-system-operation/basic-data [dostęp: 14.01.2020].
[85] LAZARD, LAZARD'S levelized cost of storage analysis – version 4.0, November 2018, https://www. lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf [dostęp: 13.06.2019].
[86] Meng H., Wang M., Olumayegun O., Luo X., Liu X. Process design, operation and economic evaluation of compressed air energy storage (CAES) for wind power through modelling and simulation, *Renewable Energy*, 136, 2019, 923–936.
[87] Kaldemeyer C., Boysen C., Tuschy I., Compressed Air Energy Storage in the German Energy System–Status Quo & Perspectives, *Energy Procedia*, 99, 2016, 298–313.
[88] Magnum Compressed Air Energy Storage, https://magnumdev.com/project-information/magnum-caes/ [dostęp: 27.07.2019].
[89] Milewski J., Badyda K., Szabłowski L., Compressed air energy storage systems. *Journal of Power Technologies*, 96(4), 2016, 245–260.
[90] Energy Storage Assiciation – Compressed Air Energy Storage, http://energystorage.org/compressed-air-energy-storage-caes [dostęp: 24.07.2019].
[91] Energy Policy of Poland until 2040 (PEP2040) – projekt w. 1.2 – 23.11.2018, Ministry of Energy, https://www.gov.pl/attachment/376a6254-2b6d-4406-a3a5-a0435d18be0f [dostęp: 24.07.2019].
[92] N. Khan, S. Dilshad, R. Khalid, A. R. Kalair, N. Abas, Review of energy storage and transportation of Energy, *Energy Storage*, Willey, Vol. 1, Iss. 3, 2019, 1–49.
[93] A. Sciacovelli, D. Smith, H. Navarro, Y. Li, Y. Ding, Liquid air energy storage – Operation and performance of the first pilot plant in the world, Proceedings of ECOS 2016 – The 29th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, June 19-23, 2016, Portorož, Slovenia.
[94] Highview Power launches world's first grid-scale liquid air energy storage plant, 2018, https://www.highviewpower.com/news_announcement/world-first-liquid-air-energy-storage-plant/ [dostęp: 27.07. 2019].
[95] Krawczyk P., Szablowski L., Karellas S., Kakaras E., Badyda K., Comparative thermodynamic analysis of compressed air and liquid air energy storage systems, *Energy*, 142, 2018, 46–54.
[96] R. Riley, Liquid Air Energy Storage. How cryogenics can support a greener grid, CEC-Madison, WI – July 11th, Highview Power Storage, 2017.
[97] S. Nelmes, Liquid air energy storage (LAES). Pumped Hydro Capability, No Geographical Constraints, Highview Power Storage, 2017.
[98] Lin B., Wu W., Bai M., Xie C., Liquid air energy storage: Price arbitrage operations and sizing optimization in the GB real-time electricity market, *Energy Economics*, 78, 2019, 647–655.

[99] X. Dai, K. Wei, X. Zhang, Analysis of the Peak Load Leveling Mode of a Hybrid Power System with Flywheel Energy Storage in Oil Drilling Rig, *Energies*, 12, 2019, 606; doi:10.3390/en12040606.
[100] M.E. Amiryar, K.R. Pullen, A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications, *Applied Science*, 7, 2017, 286; doi:10.3390/app7030286.
[101] EasyStreet, http://easystreet.com/ [dostęp: 01.08.2019].
[102] VYCON, https://vyconenergy.com/2018/06/18/mexico-city-international-airport-depends-on-vycons-flywheel-systems-for-critical-backup-power/ [dostęp: 01.08.2019].
[103] DOE Global Energy Storage Database, https://www.energystorageexchange.org/projects/1495 [dostęp: 02.08.2019].
[104] C. Herrmann, W. Dewulf, M. Hauschild, A. Kaluza, S. Kara, S. Skerlos, Life cycle engineering of lightweight structures, *CIRP Annals – Manufacturing Technology*, 67, 2018, 651–672.
[105] Steel price, https://www.lme.com/Metals/Ferrous/HRC-N-America#tabIndex=2 [dostęp: 08.08.2019].
[106] Price and demand for carbon fiber until 2020, https://www.infosys.com/engineering-services/white-papers/Documents/carbon-composites-cost-effective.pdf [dostęp: 08.08.2019].
[107] J. Šonský, V. Tesař, Design of a stabilised flywheel unit for efficient energy storage, *Journal of Energy Storage*, 24, 2019, 100765.
[108] K.R. Pullen, The Status and Future of Flywheel, *Energy Storage*, Vol. 3, Iss. 6, 19 June 2019, 1394–1399.
[109] S. Dambone Sessa, A. Tortella, M. Andriollo, R. Benato, Li-Ion Battery-Flywheel Hybrid Storage System: Countering Battery Aging During a Grid Frequency Regulation Service, *Applied Sciences*, 8, 2018, 2330; doi:10.3390/app8112330.
[110] F. Meishner, D.U. Sauer, Wayside energy recovery systems in DC urban railway grids, Wayside energy recovery systems in DC urban railway grids, *eTransportation*, 1, 2019, 100001.
[111] C. Sliwiński, Kinetic energy recovery systems in motor vehicles, IOP Conf. Series: *Materials Science and Engineering*, 148, 2016, 012056, doi:10.1088/1757-899X/148/1/012056.
[112] S. Wicki, E.G. Hansen, Clean energy storage technology in the making: An innovation systems perspective on flywheel energy storage, *Journal of Cleaner Production*, 162, 2017, 1118-1134.
[113] L. Schlapbach, A. Züttel, Hydrogen-storage materials for mobile applications, *Nature*, 414, 2001, 353–358.
[114] D. Rand, Hydrogen Energy – Challenges and Prospects, RSC Publishing, 2008.
[115] W.F. Maier, *Angewandte Chemie Int. Ed.*, 50, 2011, 426.
[116] C. Russel, *Enterprise and electrolysis,* Chemistry World, August 2003.
[117] H. Berg, *Review of Polarography*, 54, 2008, 99.
[118] J.J. Leung, J. Warnan, D.H. Nam, J.Z. Zhang, J. Willkomm, E. Reisner, *Chem. Sci.*, 8, 2017, 5172–5180.
[119] D.W. Wakerley K.H. Ly, N. Kornienko, K. Orchard, M.F. Kuehnel, E. Reisner, *E. Chem. Eur. J.*, 24, 2018, 18385-18388.
[120] A. Mishra, A. Mehta, S. Basu, N.P. Shetti, K. Raghava Reddy, T.M. Aminabhavi, *Carbon*, 149, 2019, 693–721.
[121] V. Andrei, R.L.Z. Hoye, M. Crespo-Quesada, M. Bajada, S. Ahmad, M. De Volder, R. Friend, E. Reisner, *E. Adv. Energy Mater.*, 8, 2018, 1801403.
[122] J.H. Kim, D. Hansora, P. Sharma, J.W. Jang, J.S. Lee, *Chem. Soc. Rev.*, 48, 2019, 1855.
[123] P. Atkins, *Physical Chemistry, 6th edition*, W.H. Freeman and Company, New York 1997.
[124] S.S. Al-Zakwani, A. Maroufmashat, A. Mazouz, M. Fowler, A. Elkamel, *Allocation of Ontario's Surplus Electricity to Different Power-to-Gas Applications, Energies*, 12, 2019, 2675.
[125] L. Kaiwen, Y. Bin, Z. Tao, *Economic analysis of hydrogen production from steam reforming process: A literature review. Energy Sources Part B Econ. Plan. Policy*, 13, 2018, 109–115.
[126] Kupecki J., Motylinski K., Jagielski S., Wierzbicki M., Brouwer J., Naumovich Y., Skrzypkiewicz M., Energy Analysis of a 10 kW-class power-to-gas system based on a solid oxide electrolyzer (SOE), *Energy Conversion and Management*, 199, 2019, 111934.
[127] Target Explanation Document: Onboard Hydrogen Storage for Light-Duty Fuel Cell Vehicles, USDRIVE, US Department of Energy, 2017.
[128] Hua T.Q., Ahluwalia R.K., Peng J.-K., Kromer M., Lasher S., McKenney K., Law K., Sinha J., *Int. J. Hydrog Energy*, 36, 2011, 3037.
[129] http://www.webelements.com [dostęp: 28.07.2019].
[130] https://www.idealhy.eu/ [dostęp: 28.07.2019].
[131] Schlapbach L., Zuttel A., *Nature*, 414, 2001, 353.
[132] C. Milanese, S. Garroni, F. Gennari, A. Marini, T. Klassen, M. Dornheim, C. Pistidda, *Metals*, 8, 2018, 567.

[133] M. Paskevicius, L.H. Jepsen, P. Schouwink, R. Černý, D.B. Ravnsbæk, Y. Filinchuk, M. Dornheim, F. Besenbacherf, T.R. Jensen, *Chemical Society Reviews*, 46, 2017, 1565.
[134] R. Owarzany, P.J. Leszczynski, K.J. Fijalkowski, W. Grochala, *Crystals*, 6, 2016, 88.
[135] T. Graham, *Philosophical Transactions of the Royal Society*, 156, 1866, 415.
[136] B. Bogdanovic, M. Schwickardi, *Journal of Alloys and Compounds*, 1, 1997, 353–354.
[137] Japanese group unveils SOFC Ene-Farm residential cogen unit, *Fuel Cells Bulletin*, 4, 2012, 4.
[138] Kulkarni A., Giddey S., Materials issues and recent developments in molten carbonate fuel cells, Journal of Solid State Electrochemistry 16(10), 2012, 3123–3146.
[139] Promising perovskite cathode for low-temperature SOFCs, *Fuel Cells Bulletin*, 2, 2017, 15.
[140] Singhal S.C., Kendall K., High Temperature Solid Oxide Fuel Cells: Fundamentals, Design and Applications, Elsevier, 2003.
[141] Kupecki J. (ed.), Selected aspects of mathematical modeling of SOFC stacks during dynamic operation [in Polish], ITE – PIB, ISBN 978-83-7789-501-6, 2018.
[142] Kupecki J., Skrzypkiewicz M., Stefanski M., Stepien M., Wierzbicki M., Golec T., Selected aspects of the design and operation of the first Polish residential micro-CHP unit based on solid oxide fuel cells, *Journal of Power Technologies*, 96(4), 2016, 270–275.
[143] Santarelli M., Briesemeister L., Gandiglio M., Hermann S., Kuczynski P., Kupecki J., Lanzini A., Llovell F., Papurello D., Spliethoff H., Swiatkowski B., Torres-Sanglas J., Vega L.F., Carbon recovery and re-utilization (CRR) from the exhaust of a solid oxide fuel cell (SOFC): analysis through a proof-of-concept, *Journal of CO2 Utilization*, 18, 2017, 206–221.
[144] DEMOSOFC project website, http://cordis.europa.eu/project/rcn/197931_en.html [dostęp: 13.07.2019].
[145] Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC.
[146] Kupecki J. (ed.), Selected aspects of mathematical modeling of SOFC stacks during dynamic operation [in Polish], ITE – PIB, ISBN 978-83-7789-501-6, 2018.
[147] Toyota Mirai technical data, https://media.toyota.co.uk/wp-content/files_mf/1444919532151015Mtoyota MiraiTechSpecFinal.pdf [dostęp: 14.07.2019].
[148] Hydrogenics catalogue data, https://www.hydrogenics.com/wp-content/uploads/2-1-1-industrial-brochure _english.pdf?sfvrsn=2 [dostęp: 29.07.2019].
[149] Sunfire catalogue data with SOE electrolysers, https://www.sunfire.de/en/products-and-technology/ sunfire-hylink [dostęp: 29.07.2019].
[150] Graves C., Sune D., Ebbesen S.D., Mogensen M., Lackner K.S., Sustainable hydrocarbon fuels by recycling CO2 and H2O with renewable or nuclear energy, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 2011, 1–23.
[151] An exception is the work of the American Delphi company on auxiliary power systems with SOFC cells for trucks and the e-Bio Fuel-Cell system developed by Nissan based on a SOFC cell powered with bioethanol, whose operation was demonstrated on the example of the NV200 model, https://newsroom.nissan-global.com/releases/160614-01-e [dostęp: 14.01.2020].
[152] Bhandari R., Trudewind C.A., Zapp P., Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – *A review. J. Clean. Prod.*, 85, 2014, 151–163.
[153] Verma A., Kumar A., Life cycle assessment of hydrogen production from underground coal gasification, *Appl. Energy*, 147, 2015, 556–568.
[154] GREET Model, http://greet.es.anl.gov/ [dostęp: 10.06.2019].
[155] The term deep desulphurisation is commonly used to refer to sulfur removal systems where the fuel after purification contains up to 1 ppm. For fuels such as agricultural biogas, the initial sulfur content in the raw fuel can be up to 20,000 ppm.
[156] EU project repository – STAYERS project, https://cordis.europa.eu/project/rcn/97935/factsheet/en [dostęp: 13.07.2019].
[157] Cooper J.S., Grot S., Hartnig C., 5 – Recycling and life cycle assessment of fuel cell materials, [w:] Hartnig C., Roth C. (eds), Polymer Electrolyte Membrane and Direct Methanol Fuel Cell Technology, Woodhead Publishing, Volume 1, 2012, 117–134.
[158] The cermet is a composite of dispersed metal particles in a solid electrolyte matrix (CER – ceramics / MET – metal).

[159] Synthetic copolymer of teflon monomer and perfluorinated oligovinyl ether terminated with a sulfone residue.
[160] Cobalt price, http://www.infomine.com/investment/metal-prices/cobalt/5-year/ [dostęp: 14.01.2020].
[161] Crofer is the protected trade name of the product offered by ThyssenKrup / VDM Metals.
[162] https://nelhydrogen.com/ [dostęp: 29.07.2019].
[163] https://www.hydrogenics.com/technology-resources/hydrogen-technology/electrolysis/
[164] https://mcphy.com/en/our-products-and-solutions/electrolyzers/ [dostęp: 29.07.2019].
[165] http://www.itm-power.com/ [dostęp: 29.07.2019].
[166] https://new.siemens.com/global/en/products/energy/renewable-energy/hydrogen-solutions.html [dostęp: 29.07.2019].
[167] https://www.sunfire.de/en/products-and-technology [dostęp: 29.07.2019].
[168] http://www.eco-soec-project.eu/partners#eifer [dostęp: 29.07.2019].
[169] https://www.fz-juelich.de/iek/iek-1/EN/Research/FestoxidBrennstoff_Elektrolysezellen/_node.html [dostęp: 29.07.2019].
[170] https://www.ikts.fraunhofer.de/en/departments/energy_bio-medical_technology/materials_and_ components/ceramic_energy_converters.html [dostęp: 29.07.2019].
[171] HITEP: https://ien.com.pl/informacja-ogolna-2424 [dostęp: 29.07.2019].
[172] Sunfire supplies Boeing with largest reversible solid oxide electrolyser/fuel cell system, *Fuel Cells Bulletin*, 2, 2016, 1.
[173] NEL information about the construction of the largest electrolyser factory, https://nelhydrogen.com/press-release/constructing-the-worlds-largest-electrolyzer-manufacturing-plant/ [dostęp: 29.07.2019].
[174] Shiva Kumar S., Himabindu V., Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review, *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 2019, 442–454.
[175] B.D. James, C. Houchins, J.M. Huya-Kouadio, D.A. DeSantis, Final Report: Hydrogen Storage.
[176] DEMCOPEM 2 MW project website, http://www.demcopem-2mw.eu/ [dostęp: 07.07.2019].
[177] Guandalini G., Foresti S., Campanari S., Coolegemb J., ten Have J., Simulation of a 2 MW PEM Fuel Cell Plant for Hydrogen Recovery from Chlor-Alkali Industry, *Energy Procedia*, 105, 2017, 1839-1846.
[178] Kulkarni A., Giddey S.,Materials issues and recent developments in molten carbonate fuel cells, *Journal of Solid State Electrochemistry*, 16(10), 2012, 3123–3146.
[179] Status of POSCO ENERGY's, http://eng.poscoenergy.com/_ui/down/posco_2011sr_eng.pdf [dostęp: 13.07.2019].
[180] Promising perovskite cathode for low-temperature SOFCs, *Fuel Cells Bulletin*, 2, 2017, 15.
[181] Kupecki J., Introduction [w:] Kupecki J. (ed.), Modeling, Design, Construction, and Operation of Power Generators with Solid Oxide Fuel Cells – From single cell to complete power system, Springer, Cham., 2018.
[182] Pfeifer T. Nousch L., Lieftink D., Modena, S., System design and process layout for a SOFC micro-CHP unit with reduced operating temperatures, International *Journal of Hydrogen Energy*, 38, 2013, 431–439.
[183] DEMOSOFC project website, http://www.demosofc.eu/ [dostęp: 13.07.2019].
[184] FuelCell Energy in 20 MW project with Korea Southern Power, *Fuel Cells Bulletin*, 10, 2017, 5–6.
[185] NEL electrolysers specification, https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/ [dostęp: 29.07.2019].
[186] Analysis of US Department of Energy, Multi-Year Research, Development and Demonstration Plan (Hydrogen Production), https://www.energy.gov/eere/fuelcells/downloads/fuel-cell-technologies-office-multi-year-research-development-and-22 [dostęp: 29.07.2019].
[187] Weidner S., Faltenbacher M., François I., Thomas D., Skùlason J.B., Maggi C., Feasibility study of large scale hydrogen power-to-gas applications and cost of the systems evolving with scaling up in Germany, Belgium and Iceland, *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(33), 2018, 15625–15638.
[188] Shaner M., Atwater H.A., Lewis N.S., McFarland E.W., A comparative technoeconomic analysis of renewable hydrogen production using solar energy, *Energy and Environmental Science*, 9, 2016, 2354–237.
[189] Lück L., Larscheid P., Maaz A., Moser A., Economic potential of water electrolysis within future electricity markets, 14th International conference on the European Energy Market (EEM) 2017, doi:10.1109/EEM.2017.7981950.
[190] Van Leeuwen C., Mulder M., Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables, *Applied Energy*, 232, 2018, 258–272.
[191] Götz M., Lefebvre J., Mörs F., McDaniel Koch A., Graf F., Bajohr S., Reimert R., Kolb T., Renewable power-to-gas: a technological and economic review, *Renewable Energy*, 85, 2016, 1371–1390.

[192] E&E Consultant, Etude portant sur l'hydrogene et la m ethanation comme proced e de valorisation de l 'electricit e exc edentaire, Cassel, France, 2014, http://www.grtgaz.com/fileadmin/engagements/documents/fr/Power-to-Gas-etude-ADEME-GRTgaz-GrDF-complete.pdf [dostęp: 29.07.2019].
[193] B.D. James, C. Houchins, J.M. Huya-Kouadio, D.A. DeSantis, Final Report: Hydrogen Storage. System Cost Analysis, Strategic Analysis, 2016.
[194] Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs, Independent Review of National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, 2014.
[195] Manufacturing Cost Analysis of 1, 5, 10 and 25 kW Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications, Battelle Memorial Institute 505 King Avenue Columbus, 2017.
[196] Manufacturing Cost Analysis of 100 and 250 Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications, Battelle Memorial Institute 505 King Avenue Columbus, 2016, 94–95.
[197] Scataglini R., Mayyas A., Wei M., Han Chan Sh., Lipman T., Gosselin D., D'Alessio A., Breunig H., Colella W.G., James B.D., A Total Cost of Ownership Model for Solid Oxide Fuel Cells in Combined Heat and Power and PowerOnly Applications; Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2015.
[198] Roland Berger elaborationcommissioned by Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking; Advancing Europe's Energy systems: Stationary fuel cells in distributed generation, 2015.
[199] F. Fischer, H. Tropsch, Über die direkte Synthese von Erdöl-Kohlenwasserstoffen bei gewöhnlichem, *Druck*, 59, 1926, 830.
[200] Craxford S.R., The Fischer-Tropsch synthesis of hydrocarbons and some related reactions, *T Faraday Soc*, 35, 1939, 946.
[201] Sabatier P., Hydrogénations et déshydrogénations par catalyse, *Eur J Inorg Chem*, 44, 1911.
[202] Wieclaw-Solny L., Wilk A., Chwola T., Krotki A., Tatarczuk A., Zdeb J., Catalytic carbon dioxide hydrogenation as a prospective method for energy storage and utilization of captured CO2, *Journal of Power Technologies*, 96(4), 2016, 213–218.
[203] Eveloy V., Gebreegziabher T., A Review of Projected Power-to-Gas Deployment Scenarios, *Energies*, 11, 2018, 1824, doi:10.3390/en11071824.
[204] 2SynFuel project website, http://www.tosynfuel.eu/#home [dostęp: 10.07.2019].
[205] STORE&GO project website, https://www.storeandgo.info [dostęp: 10.07.2019].
[206] Jupiter 1000 project website, https://www.jupiter1000.eu/english [dostęp: 10.07.2019].
[207] HySynGas project website, https://www.hysyngas.de/ [dostęp: 10.07.2019].
[208] TENNESEE project website, en.raport2017.tauron.pl/innowacje/innowacje-w-2017-roku [dostęp: 31.07.2019].
[209] CO2-SNG project website: www.tauron-wytwarzanie.pl/innowacje/co2-sng [dostęp: 31.07.2019].
[210] Schürle M., Business models for power to gas – focus on short term power trading, Energieforschungsgesprache Disentis, 25.01.2018, www.alpenforce.com/media/EFGD18_Schürle.pdf [dostęp: 31.07.2019].
[211] The Oxford Institute for Energy Studies, october 2018, www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/10/Powert-to-Gas-Linking-Electricity-and-Gas-in-a-Decarbonising-World-Insight-39.pdf [dostęp: 31.07.2019].
[212] Czerwinski A., Podsadni P., Rogulski Z., Lach J., Wrobel K., Composite lead-acid battery, national patent application nr P.423253 (2017); international patent application no. PCT/PL2018/000100, 2018.
[213] Czerwinski A., Wrobel J., Lach J., Wrobel K., Podsadni P., The charging-discharging behavior of the lead-acid cell with electrodes based on carbon matrix, *J. Solid State Electrochem.*, 22, 2018, 2703.
[214] Directive 2006/66/EC of the European Parliament and of the Council of 6 September 2006 on batteries and accumulators and waste batteries and accumulators and repealing Directive 91/157/EEC.
[215] Liu K., Liu Y., Lin D., Pei A., Cui Y., Materials for lithium-ion battery safety, *Science Advances*, 4, 2018, 9820.
[216] Vanýsek P., Electrochemical Series, in Handbook of Chemistry and Physics: 92nd Edition, Chemical Rubber Company, 2011.
[217] Koohi-Fayegh S., Rosen M.A., Optimization of seasonal storage for community-level energy systems: status and needs, *Energy, Ecology and Environment*, 2(3), 2017, 169–181.
[218] Cold storage and thermal energy storage technologies – CRYOGEL, www.airclima-research.com/cold-storage-technologies [dostęp: 31.07.2019].
[219] BMW i3, https://insideevs.com/news/338067/bmw-i3-samsung-sdi-94-ah-battery-rated-for-524000-miles/ [dostęp: 08.08.2019].

[220] Electric Vehicles, https://www.sail-cg.com/electric-vehicles.html [dostęp: 08.08.2019].
[221] Electric Vehicle requirements, https://www.sail-cg.com/electric-vehicles.html [dostęp: 08.08.2019].
[222] Nissan Leaf [dostęp: https://www.nissan.pl/oferty.html#category=SAMOCHODY+OSOBOWE&model=LEAFZE1A [dostęp: 08.08.2019].
[223] Chevrolet Volt, https://formula-hybrid.org/wp-content/uploads/Chevrolet-Volt-Battery_101.pdf [dostęp: 08.08.2019].
[224] TESLA X, https://www.tesla.com/sites/default/files/model_x_owners_manual_europe_en_gb.pdf [dostęp: 08.08.2019].
[225] Toyota Prius, https://www.toyota.com/content/ebrochure/2020/priusprime_ebrochure.pdf [dostęp: 08.08.2019].
[226] TESLA Powerwall, https://www.tesla.com/en_GB/powerwall?redirect=no [dostęp: 08.08.2019].
[227] Draft regulation of the Ministry of Energy, July 4, 2019, http://n-22-7.dcs.redcdn.pl/file/o2/tvn/web-content/m/p121/f/139f0874f2ded2e41b0393c4ac5644f7/0af1909c-ef55-43d0-a7e8-6987f02ed9ee.pdf [dostęp: 08.08.2019].
[228] Government Legislation Center, https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12322752/katalog/12609459#12609459 [dostęp: 08.08.2019].
[229] NFEP&WM, http://nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/ [dostęp: 08.08.2019].
[230] Li-ion applications, https://www.powertechsystems.eu/ [dostęp: 08.08.2019].
[231] G.J. Maya, A. Davidson, B. Monahov, Lead batteries for utility energy storage: A review, *Journal of Energy Storage*, 15, 2018, 145–157.
[232] D. Kumara, S.K. Rajouria, S.B. Kuhar, D.K. Kanchan, Progress and prospects of sodium-sulfur batteries: A review, *Solid State Ionics*, 312, 2017, 8–16.
[233] L. Mucha, T. C. Frankel, K. D. Sadof, The hidden costs of cobalt mining, *The Washington Post, In Sight, Perspective* (online), [dostęp: 28.02.2018].
[234] A. Katwala, The spiralling environmental cost of our lithium battery addiction, *WIRED on Energy* (online), [dostęp: 05.08.2018].
[235] https://www.worstpolluted.org/projects_reports/display/84?fbclid=IwAR2nGAOo_MSt7hBlLGDKP565INQJ3tZL2ClOAbn7VnGFCtLaevJkG7R6hbQ [dostęp: 07.10.2019].
[236] M. Opray, Nickel mining: the hidden environmental cost of electric cars, *The Guardian* (online) [dostęp: 24.08.2017].
[237] M. Baumann, J.F. Peters, M. Weil, A. Grunwald, CO2 Footprint and Life-Cycle Costs of Electrochemical Energy Storage for Stationary Grid Applications, *Energy Technol.*, 5, 2017, 1071–1083. doi:10.1002/ente.201600622.
[238] P. Piorkowski, A. Chmielewski, K. Bogdzinski, J. Mozaryn, T. Mydlowski, Research on Ultracapacitors in Hybrid Systems: Case Study, *Energies*, 11, 2018, 2551; doi:10.3390/en11102551.
[239] A. Chmielewski, P. Piorkowski, K. Bogdzinski, P. Szulim, R. Guminski, Test bench and model research of hybrid energy storage, *Journal of Power Technologies*, 97(5), 2017, 406–415.
[240] RedT Energy storage, https://www.redtenergy.com/vanadium-lithium-hybrid-systems-optimal-power-energy-applications/ [dostęp: 08.08.2019].
[241] RedT Energy storage Botswana, https://redtenergy.com/customers/off-grid-energy/ [dostęp: 09.08.2019].
[242] RedT Energy storage Hotel, http://redtenergy.com/story/solar-mini-grid-for-resort-hotel/ [dostęp: 07.09.2019].
[243] RedT Energy storage Germany, https://redtenergy.com/story/700mwh-germany-grid/ [dostęp: 09.08.2019].
[244] H. Prifti, A. Parasuraman, S. Winardi, T.M. Lim, M. Skyllas-Kazacos, Membranes for Redox Flow Battery Applications, *Membranes*, 2, 2012, 275–306; doi:10.3390/membranes2020275.
[245] Vanadium prices, https://www.vanadiumprice.com/ [dostęp: 06.08.2019].
[246] Zinc prices, http://www.infomine.com/investment/metal-price-futures/zinc/3-month/5-year/ [dostęp: 06.08.2019].
[247] M. Ghate, P. Raj, A. Singh, S. Pradhan, M.M. Hussain, K.K. Abdulla, Design, development and fabrication of indigenous 30 kA NbTi CICC for fusion relevant superconducting magnet, *Cryogenics*, 63, 2014, 166–173.
[248] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke, Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Applied Energy*, 137, 2015, 511–536.

[249] P. Mukherjee, V.V. Rao, Design and development of high temperature superconducting magnetic energy storage for power applications – A review, *Physica C: Superconductivity and its applications*, 563, 2019, 67–73.
[250] Janowski T., Kondratowicz-Kucewicz B., Kozak J., Kozak S., Majka M., Malinowski H., Surdacki P., Wojtasiewicz G., Nadprzewodnikowe zasobniki energii (Superconducting energy storage), LIBER DUO s.c., Lublin 2007.
[251] V. Corato et al. Progress in the design of the superconducting magnets for the EU DEMO, *Fusion Engineering and Design*, 136, 2018, 1597–1604.
[252] Report on the Environmental Benefits of Recycling – 2016 edition, Bureau of International Recycling (BIR), BIR-Nominated Commodities: Aluminium, Copper, Ferrous and Paper, https://www.mrai.org.in/ site/ assets/ files/7762/report_on_environmental_benefits_of_recycling_-_2016_edition.pdf [dostęp: 08.08.2019].
[253] S. Grimes, J. Donaldson, G.C. Gomez, Report on the Environmental Benefits of Recycling, Bureau of International Recycling (BIR), Imperial College London 2008, https://www.mgg-recycling.com/wp-content/uploads/2013/06/BIR_CO2_report.pdf [dostęp: 08.08.2019].
[254] Niobium prices, https://www.niocorp.com/the-fundamentals-of-ferroniobium/ [dostęp: 09.08.2019].
[255] Tin prices, http://www.infomine.com/investment/metal-prices/tin/6-month/ [dostęp: 09.08.2019].
[256] Parchomiuk M., Strzelecki R., Zymmer K., Domino A., Modular Power Converter with Superconducting Magnetic Energy Storage for Electric Power Distribution System – Analysis and Simulation, EPE'17 ECCE Europe, ISBN: 9789075815276 et CFP17850-ART.
[257] J. Zhu, M. Qiu, B. Wei, H. Zhang, X. Lai, W. Yuan, Design, dynamic simulation and construction of a hybrid HTS SMES (high-temperature superconducting magnetic energy storage systems) for Chinese power grid, *Energy*, 51, 2013, 184–192.
[258] J. Zhu, W. Yuan, T.A. Coombs, Q. Ming, Simulation and experiment of a YBCO SMES prototype in voltage sag compensation, *Physica C*, 471, 2011, 199–204.
[259] Data: https://www.maxwell.com/images/documents/3V_3400F_datasheet.pdf [dostęp: 08.08.2019].
[260] A. Chmielewski, The use of the battery-supercapacitor module in distributed generation devices and vehicle drives, OWPW, Waraw 2019.
[261] Buller S., Karden E., Kok D., De Doncker RW, Modeling the dynamic behavior of supercapacitors using impedance spectroscopy, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 38, No. 6, 2002, 1622–1626.
[262] Merger of Tesla with Maxwell Technologies, https://ir.tesla.com/news-releases/news-release-details/tesla-completes-acquisition-maxwell-technologies [dostęp: 08.09.2019].
[263] L.I. Schultz, N.P. Querques, Tracing the ultracapacitor commercialization pathway, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 2014, 1119–1126.
[264] R. Kunič, Carbon footprint of thermal insulation materials in building envelopes, Energy Efficiency, doi:10.1007/s12053-017-9536-1, 2017.
[265] W. Raza, F. Ali, N. Razac, Y. Luo, Ki-Hyun K., J. Yanga, S. Kumare, A. Mehmooda, E.E. Kwon, Recent advancements in supercapacitor technology, *Nano Energy*, 52, 2018, 441–473.
[266] D. DeRosa, S. Higashiya, A. Schulz, M. Rane-Fondacaro, P. Haldar, High performance spiro ammonium electrolyte for Electric Double Layer Capacitors, *Journal of Power Sources*, 360, 2017, 41–47.
[267] Maxwell Technologies, https://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/modules [dostęp: 06.08.2019].
[268] G. Cáceres, K. Fullenkamp, M. Montané, K. Naplocha, A. Dmitruk, Encapsulated Nitrates Phase Change Material Selection for Use as Thermal Storage and Heat Transfer Materials at High Temperature in Concentrated Solar Power Plants, *Energies*, 10, 2017, 1318; doi:10.3390/en10091318.
[269] H. Nazir, M. Batool, F.J. Bolivar Osorio, M. Isaza-Ruiz, X. Xu, K. Vignarooban, P. Phelan, Inamuddin, A.M. Kannan, Recent developments in phase change materials for energy storage applications: A review, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 129, 2019, 491–523.
[270] Z. Wang, S. Sun, X. Lin, C. Liu, N. Tong, Q. Sui, Z. Li, A remote integrated energy system based on cogeneration of a concentrating solar power plant and buildings with phase change materials, *Energy Conversion and Management*, 187, 2019, 472–485.
[271] B.C. Zhao, M.S. Cheng, C. Liu, Z.M. Dai, Thermal performance and cost analysis of a multi-layered solid-PCM thermocline thermal energy storage for CSP tower plants, *Applied Energy*, 178, 2016, 784–799.
[272] PLUSS Technology for better world, http://pluss.co.in/upload/application/plusa21fab_pluss_cold-chain-transportation.pdf [dostęp: 08.08.2019].

[273] CSP Concentrated Solar Power – PLUSS Technology for better world, http://pluss.co.in/upload/application /plus10d82e_Pluss%20PCM%20in%20Solar%20 Application.pdf [dostęp: 08.08.2019].
[274] PCM product, http://www.pcmproducts.net/Phase_Change_Material_Development.htm [dostęp: 08.08. 2019].
[275] N.R. Jankowski, F.P. McCluskey, A review of phase change materials for vehicle component thermal buffering, *Applied Energy*, 113, 2014, 1525–1561.
[276] SolarReverse, https://www.solarreserve.com/en/technology/heliostats-and-collector-field-controls.html [dostęp: 08.08.2019].
[277] J.J. Burkhardt, G.A. Heath, C.S. Turch, Life Cycle Assessment of a Parabolic Trough Concentrating Solar Power Plant and the Impacts of Key Design Alternatives, *Environmental Science & Technology*, 45, 2011, 2457–2464.
[278] L.F. Cabeza et al. Lithium in thermal energy storage: A state-of-the-art review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 2015, 1106–1112.
[279] Micronal PCM, https://www.maisonpassive.be/IMG/pdf/Micronal_EN.pdf [dostęp: 07.08.2019].
[280] R. Elarem, S. Mellouli, E. Abhilash, A. Jemni, Performance analysis of a household refrigerator integrating a PCM heat exchanger, *Applied Thermal Engineering*, 125, 2017, 1320–1333.
[281] S. Rosiek, M.S. Romero-Cano, A.M. Puertas, F.J. Batlles, Industrial food chamber cooling and power system integrated with renewable energy as an example of power grid sustainability improvement, *Renewable Energy*, 138, 2019, 697–708.
[282] Thermix Service, http://www.thermix.pl/klimatyzacja-precyzyjna/free-cooling-lodz-thermix-service [dostęp: 08.08.2019].
[283] S.A. Nadaa, D.H. El-Nagar, H.M.S. Hussein, Improving the thermal regulation and efficiency enhancement of PCMIntegrated PV modules using nano particles, *Energy Conversion and Management*, 166, 2018, 735–743.
[284] R. Stropnik, U. Stritih, Increasing the efficiency of PV panel with the use of PCM, *Renewable Energy*, 97, 2016, 671–679.
[285] D. Satoa, N. Yamada, Review of photovoltaic module cooling methods and performance evaluation of the radiative cooling method, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, 2019, 151–166.
[286] Microtek, https://cdn2.hubspot.net/hubfs/4153344/Microtek%20Laboratories%20December2017/PDF/MPDS3300-0050%20Product%20Data%20Sheet%20-%20nextek18D%20Rev%200.pdf?__hstc= 144617194.0dc4234c2bbf4e99b51667c448163bd8.1565546280443.1565546280443.1565771364318.2&__hssc=144617194.10.1565771364318&t=1530493736469&submissionGuid=5d333077-3742-4d37-8dd0-d264d7124f9b [dostęp: 09.09.2019].
[287] M. Abuşkaa, S. Şevikb, A. Kayapunar, A comparative investigation of the effect of honeycomb core on the latent heat storage with PCM in solar air heater, *Applied Thermal Engineering*, 148, 2019, 684–693.
[288] J. Denga, S. Furbo, W. Kong, J. Fan, Thermal performance assessment and improvement of a solar domestic hot water tank with PCM in the mantle, *Energy & Buildings*, 172, 2018, 10–21.
[289] K.S. Kshetrimayum, Young-Gak Y., Hye-Ri G., Chul-Jin L., Preventing heat propagation and thermal runaway in electric vehicle battery modules using integrated PCM and micro-channel plate cooling system, *Applied Thermal Engineering*, 159, 2019, 113797.
[290] R. Koyama, Y. Arai, Y. Yamauchi, S. Takeya, F. Endo, A. Hotta, R. Ohmura, Thermophysical properties of trimethylolethane (TME) hydrate as phase change material for cooling lithium-ion battery in electric vehicle, *Journal of Power Sources*, 427, 2019, 70–76.
[291] A. Aliane, S. Abboudi, C. Seladji, B. Guendouz, An illustrated review on solar absorption cooling experimental studies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, 2016, 443–458.
[292] F. Dal Magro, M. Jimenez-Arreola, A. Romagnoli, Improving energy recovery efficiency by retrofitting a PCM-based technology to an ORC system operating under thermal power fluctuations, *Applied Energy*, 208, 2017, 972–985.
[293] K.Du, J. Calautit, Z. Wang, Y. Wu, H. Liu, A review of the applications of phase change materials in cooling, heating and power generation in different temperature ranges, *Applied Energy*, 220, 2018, 242–273.
[294] PCM Technology, http://www.pcmtechnology.eu/applications/_385_____GB [dostęp: 08.08.2019].
[295] A. Hassan, M. Shakeel Laghari, Y. Rashid, Micro-Encapsulated Phase Change Materials: A Review of Encapsulation, Safety and Thermal Characteristics, *Sustainability* 8, 2016, 1046; doi:10.3390/su8101046.

[296] K. Kubinski, Ł. Szablowski, Dynamic model of solar heating plant with seasonal thermal energy storage, *Renewable Energy*, 145, 2020, 2025–2033, https://doi.org/10.1016/j.renene [dostęp: 2019.07.120].
[297] Koohi-Fayegh S., Rosen M. A., Optimization of seasonal storage for community-level energy systems: status and needs. Energy, *Ecology and Environment*, 2(3), 2017, 169–181.
[298] CRYOGEL, Cold storage technologies, http://www.airclima-research.com/cold-storage-technologies [dostęp: 31.07.2019].
[299] M. Kwestarz, Heat thermal storage, *Nowoczesne Cieplownictwo*, 30.03.2019, www.nowoczesnecieplownictwo.pl/magazynowanie-ciepla-w-zasobnikach/ [dostęp: 19.09.2019].
[300] C. Mostert, B. Ostrander, S. Bringezu, T.M. Kneiske, Comparing Electrical Energy Storage Technologies Regarding Their Material and Carbon Footprint, *Energies*, 11, 2018, 3386; doi:10.3390/en11123386.
[301] V. Jülch, Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method, *Applied Energy*, 183, 2016, 1594–1606.

SPIS RYSUNKÓW

RYS. 1. STRUKTURA TECHNOLOGII W NOWYCH MOCACH WYTWÓRCZYCH ZAINSTALOWANYCH W ROKU 2017 49

RYS. 2. OBECNA STRUKTURA (DANE ZA ROK 2017) ŹRÓDEŁ OZE W EUROPIE 49

RYS. 3. ZASADA DZIAŁANIA ELEKTROWNI SZCZYTOWO-POMPOWEJ – OPRACOWANIE WŁASNE 51

RYS. 4. ZASADA DZIAŁANIA I UPROSZCZONY SCHEMAT BUDOWY DOLNEGO ZBIORNIKA ELEKTROWNI SZCZYTOWO-POMPOWEJ W TECHNOLOGII STENSEA 52

RYS. 5. ELEKTROWNIE SZCZYTOWO-POMPOWE NA ŚWIECIE 52

RYS. 6. ANALIZA PORÓWNAWCZA LCA EMISJI GHG UWZGLĘDNIAJĄCA: A) ETAPY BUDOWY, EKSPLOATACJI, LIKWIDACJI, B) WYTWORZENIA ENERGII I MATERIAŁÓW, ODPOWIEDNIO DLA A-CAES, C-CAES ORAZ PHS. 54

RYS. 7. TYPY POTENCJALNYCH LOKALIZACJI ZBIORNIKÓW ELEKTROWNI SZCZYTOWO-POMPOWYCH – OPRACOWANIE WŁASNE 55

RYS. 8. A) LCOS & ACC MAGAZYNU PHS Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015–2050. 59

RYS. 9. ZASADA DZIAŁANIA ELEKTROWNI A-CAES – OPRACOWANIE WŁASNE 62

RYS. 10. ZASADA DZIAŁANIA ELEKTROWNI D-CAES – OPRACOWANIE WŁASNE 62

RYS. 11. A) LCOS & ACC MAGAZYNU CAES Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015-2050 65

RYS. 12. ZASADA DZIAŁANIA ELEKTROWNI A-LAES – OPRACOWANIE WŁASNE 68

RYS. 13. ZASADA DZIAŁANIA ELEKTROWNI D-LAES – OPRACOWANIE WŁASNE 69

RYS. 14. WPŁYW WIELKOŚCI INSTALACJI LAES NA KOSZTY INWESTYCYJNE 70

RYS. 15. A) LCOS & ACC MAGAZYNU LAES Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015–2050 72

RYS. 16. ZASADA DZIAŁANIA BEZWŁADNIKA KINETYCZNEGO – OPRACOWANIE WŁASNE 75

RYS. 17. A) LCOS & ACC MAGAZYNU FES Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015-2050 79

RYS. 18. OGNIWO SOC PRACUJĄCE W TRYBIE ELEKTROLIZERA SOE (Z LEWEJ) ORAZ W TRYBIE OGNIWA PALIWOWEGO SOFC (Z PRAWEJ) 84

RYS. 19. PODSTAWOWE RÓŻNICE W DOSTARCZANIU I ODBIORZE MEDIÓW W INSTALACJI Z: A) SOFC I B) SOE. 85

RYS. 20. UPROSZCZONY SCHEMAT OGNIWA PALIWOWEGO WRAZ ZE WSKAZANIEM LOKALIZACJI CHARAKTERYSTYCZNYCH STRAT ZACHODZĄCYCH PODCZAS JEGO PRACY 90

RYS. 21. GRAFICZNA PREZENTACJA ZAKRESU STOSOWALNOŚCI WYBRANYCH UKŁADÓW ENERGETYCZNYCH, Z UWZGLĘDNIENIEM ZNAMIONOWEJ MOCY ELEKTRYCZNEJ, SPRAWNOŚCI ORAZ TEMPERATURY PRACY[147] 91

RYS. 22. PORÓWNANIE PARAMETRÓW ELEKTROLIZERÓW ALKALICZNYCH, PEM I STAŁOTLENKOWYCH. NA PODSTAWIE ARTYKUŁU C. GRAVESA ET AL., UZUPEŁNIONE O DANE NIEPUBLIKOWANE INSTYTUTU ENERGETYKI 92

RYS. 23. MOŻLIWOŚĆ WYKORZYSTANIA SIECI GAZOWEJ JAKO UKŁADU MAGAZYNOWANIA I DYSTRYBUCJI WODORU DLA RÓŻNYCH GAŁĘZI PRZEMYSŁU 93

RYS. 24. ZMIANA CENY KOBALTU NA PRZESTRZENI OSTATNICH 5 LAT (STAN NA DZIEŃ 1 SIERPNIA 2019 R.) 97

RYS. 25. A) LCOS & ACC DLA SYSTEMÓW NIEZAWODNEGO ZASILANIA BAZUJĄCYCH NA OGNIWACH PALIWOWYCH ZASILANYCH WODOREM Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015-2050 DLA SYSTEMÓW NIEZAWODNEGO ZASILANIA BAZUJĄCYCH NA OGNIWACH PALIWOWYCH ZASILANYCH WODOREM 102

RYS. 26. ZESTAWIENIE CZTERECH NAJWAŻNIEJSZYCH TECHNOLOGII WYSTĘPUJĄCYCH POD WSPÓLNĄ NAZWĄ P2X 111

RYS. 27. SCHEMAT DZIAŁANIA AKUMULATORA PBA PODCZAS ROZŁADOWANIA – OPRACOWANIE WŁASNE 118

RYS. 28. SCHEMAT DZIAŁANIA AKUMULATORA NICD PODCZAS ROZŁADOWANIA – OPRACOWANIE WŁASNE 119

RYS. 29. SCHEMAT DZIAŁANIA AKUMULATORA NIMH PODCZAS PROCESU ROZŁADOWANIA – OPRACOWANIE WŁASNE 120

RYS. 30. SCHEMAT DZIAŁANIA AKUMULATORA LITOWO-JONOWEGO – OPRACOWANIE WŁASNE 121

RYS. 31. A) LCOS & ACC MAGAZYNU PBA Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015-2050 127

RYS. 32. A) LCOS & ACC MAGAZYNU LI-ION Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015-2050 128

RYS. 33. A) LCOS & ACC MAGAZYNU NAS Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015-2050 129

RYS. 34. SCHEMAT DZIAŁANIA BATERII PRZEPŁYWOWEJ VRFB – OPRACOWANIE WŁASNE 135

RYS. 35. A) LCOS & ACC MAGAZYNU UC Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015-2050 138

RYS. 36. SCHEMAT UKŁADU SMES – OPRACOWANIE WŁASNE 141

RYS. 37. A) LCOS & ACC MAGAZYNU SMES Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015-2050 144

RYS. 38. SCHEMAT SUPERKONDENSATORA Z PODWÓJNĄ WARSTWĄ (UC/EDLC) – OPRACOWANIE WŁASNE 147

RYS. 39. A) LCOS & ACC MAGAZYNU UC Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015-2050 150

RYS. 40. A) LCOS & ACC MAGAZYNU PCM/MS Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015-2050 156

RYS. 41. ZASADA DZIAŁANIA MAGAZYNU TES – OPRACOWANIE WŁASNE 161

RYS. 42. A) LCOS & ACC DLA TES Z PODZIAŁEM NA KOSZTY, B) ZMIANA LCOS & ACC W PERSPEKTYWIE LAT 2015-2050 165

RYS. 43. ŚLAD WĘGLOWY OKREŚLONY PRZEZ WSKAŹNIK GWI 169

RYS. 44. WYKRESY ZBIORCZE: A) LCOS – DLA ANALIZOWANYCH TECHNIK PRZY ZASTOSOWANIU W ARBITRAŻU ENERGII, B) ACC – DLA ANALIZOWANYCH TECHNIK PRZY ZASTOSOWANIU W ARBITRAŻU ENERGII, C) LCOS – DLA ANALIZOWANYCH TECHNIK PRZY ZASTOSOWANIU W REAKCJI PIERWOTNEJ, D) ACC – DLA ANALIZOWANYCH TECHNIK PRZY ZASTOSOWANIU W REAKCJI PIERWOTNEJ, E) LCOS – DLA ANALIZOWANYCH TECHNIK PRZY ZASTOSOWANIU W ARBITRAŻU CIEPŁA, F) ACC – DLA ANALIZOWANYCH TECHNIK PRZY ZASTOSOWANIU W ARBITRAŻU CIEPŁA 172

SPIS TABEL

TABELA 1. KLASYFIKACJA RODZAJÓW ENERGII I TECHNIK JEJ MAGAZYNOWANIA 41

TABELA 2. TECHNICZNE CHARAKTERYSTYKI MAGAZYNÓW ENERGII 42

TABELA 3. PORÓWNANIE RÓŻNYCH TYPÓW TECHNIK MAGAZYNOWANIA ENERGII POD WZGLĘDEM KOSZTÓW 43

TABELA 4. SZACOWANE KOSZTY LCOE DLA RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ WYTWARZANIA I MAGAZYNOWANIA ENERGII 45

TABELA 5. PRZYJĘTE DANE WEJŚCIOWE DLA ROKU 2015 DLA TECHNIK PRACUJĄCYCH W ARBITRAŻU ENERGII 46

TABELA 6. DANE WEJŚCIOWE DLA ROKU 2015 DLA TECHNIK PRACUJĄCYCH W REAKCJI PIERWOTNEJ 47

TABELA 7. PRZYJĘTE DANE WEJŚCIOWE DLA ROKU 2015 DLA TECHNIK PRACUJĄCYCH W ARBITRAŻU CIEPŁA 48

TABELA 8. ENERGIA NA WEJŚCIU I WYJŚCIU ORAZ NER DLA PHS, C-CAES ORAZ A-CAES 54

TABELA 9. SZACOWANE KOSZTY FOM I VOM 58

TABELA 10. ŚLAD WĘGLOWY (CARBON FOOTPRINT) W WYBRANYCH MATERIAŁACH STOSOWANYCH NA KOMPONENTY FES 76

TABELA 11. TYPOWE WŁAŚCIWOŚCI UKŁADÓW FES WOLNO- ORAZ WYSOKOOBROTOWYCH 77

TABELA 12. KRYTERIA DOE DOTYCZĄCE WŁAŚCIWOŚCI MAGAZYNÓW WODORU ZASILAJĄCYCH OGNIWA PALIWOWE 86

TABELA 13. OBJĘTOŚCIOWA GĘSTOŚĆ WODORU I ZAWARTOŚĆ WAGOWA WODORU W WYBRANYCH SUBSTANCJACH 88

TABELA 14. ZESTAWIENIE SUROWCÓW STOSOWANYCH DO BUDOWY OGNIW PALIWOWYCH 96

TABELA 15. ZAKRES STOSOWALNOŚCI ORAZ UZYSKIWANA SPRAWNOŚĆ ELEKTRYCZNA UKŁADÓW Z OGNIWAMI PALIWOWYMI PEM, MCFC, SOFC 100

TABELA 16. KOSZTY UKŁADÓW Z OGNIWAMI PALIWOWYMI W ZALEŻNOŚCI OD MOCY INSTALACJI ORAZ SKALI PRODUKCJI (KURS USD/PLN=3.89) 104

TABELA 17. KOSZTY UKŁADÓW Z OGNIWAMI PALIWOWYMI W ZALEŻNOŚCI OD MOCY INSTALACJI ORAZ SKALI PRODUKCJI (KURS USD/PLN=3.89) 104

TABELA 18. KOSZTY UKŁADÓW Z OGNIWAMI PALIWOWYMI W ZALEŻNOŚCI OD MOCY INSTALACJI ORAZ SKALI PRODUKCJI (KURS USD/PLN=3.89) 105

TABELA 19. NAJWAŻNIEJSZE PROJEKTY DOTYCZĄCE WYTWARZANIA SNG W UKŁADACH BAZUJĄCYCH NA ELEKTROLIZIE 112

TABELA 20. ŚLAD WĘGLOWY CO_2 PODCZAS PRODUKCJI AKUMULATORÓW NA PODSTAWIE LIFE-CYCLE INVENTORY (LCI) 125

TABELA 21. ŚLAD WĘGLOWY PODCZAS PRODUKCJI WYBRANYCH PIERWOTNYCH SUROWCÓW 142

TABELA 22. ŚLAD WĘGLOWY W STOPIONYCH SOLACH PODCZAS MOKREGO I SUCHEGO CHŁODZENIA 154

TABELA 23. OPIS ZBIORCZY ZASTOSOWAŃ TECHNOLOGII MAGAZYNOWANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPLNEJ ORAZ ICH PRZYDATNOŚCI W DANYCH SEGMENTACH RYNKU ENERGII I CIEPŁA 167

TABELA 24. CAPEX DLA ROZWAŻANYCH TECHNIK MAGAZYNOWANIA ENERGII – PORÓWNANIE Z PHS 194

TABELA 25. OPEX DLA ROZWAŻANYCH TECHNIK MAGAZYNOWANIA ENERGII – PORÓWNANIE Z PHS 195

TABELA 26. WYMAGANIA STAWIANE MAGAZYNOM ENERGII 198

TABELA 27. PRZYJĘTE DANE WEJŚCIOWE DLA ROKU 2015 DLA TECHNIK PRACUJĄCYCH W ARBITRAŻU ENERGII 198

TABELA 28. DANE WEJŚCIOWE DLA ROKU 2015 DLA TECHNIK PRACUJĄCYCH W REAKCJI PIERWOTNEJ 199

TABELA 29. PRZYJĘTE DANE WEJŚCIOWE DLA ROKU 2015 DLA TECHNIK PRACUJĄCYCH W ARBITRAŻU CIEPŁA 200

Aneks 1 – CAPEX I OPEX W PERSPEKTYWIE ROKU 2030

W tabeli 24 przedstawiono porównano wydatki inwestycyjne CAPEX (ang. *capital expenditures*) dla PHS i innych technik magazynowania energii obecnie oraz w perspektywie roku 2030. Z danych przedstawionych w tabeli 24 wynika, że najlepiej wypada elektrownia szczytowo-pompowa (PHS). PHS posiada najwyższą żywotność finansową, która może dochodzić do 80 lat, również sumaryczny właściwy CAPEX (biorąc pod uwagę ładowanie oraz rozładowanie) wynosi 450–1020 EUR/kW, sam zaś koszt kapitału do energii nie przekracza 20 EUR/kWh. W perspektywie 2030 r. zakłada się, że koszty te będą nieznacznie wyższe ze względu na wzrost ceny energii elektrycznej. Podobna sytuacja będzie miała miejsce w przypadku adiabatycznego oraz diabatycznego CAES. Czynnikiem decydującym, wskazującym na technologię PHS jest wyższa sprawność dla PHS, sięgająca do 85%, podczas gdy dla adiabatycznego magazynu sprężonego powietrza nie przekracza 70%.

Najkorzystniej pod względem kosztów kapitału do energii w perspektywie 2030 r. wypada metan CH_4 (koszt kapitału do energii 0,14 EUR/kWh[301], wysoki jest natomiast sumaryczny właściwy CAPEX, ponad 2 000 USD/kW.

Tabela 24. CAPEX dla rozważanych technik magazynowania energii – porównanie z PHS[301]

	PHS	D-CAES	A-CAES	Li-ion		VRLA/Pb		VRFB		H_2	CH_4
Skala czasu	Obecnie	Obecnie	2030	Obecnie	2030	Obecnie	2030	Obecnie	2030	2030	2030
Właściwy CAPEX:											
Koszt kapitału do mocy (ładowanie) [EUR/kW]	250-560	220-340	380-620	-	-	-	-	-	-	410-880	790-1360
Koszt kapitału do energii [EUR/kWh]	10-20	20-30	20-30	660-1050	230-610	240-320	190-270	930-1040	250-350	0,3-0,6	0,14
Inne koszty stałe [EUR]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	264-300
Koszt kapitału do mocy (rozładowania) [EUR/kW]	220-460	230-380	230-360	80	60-70	80	60-70	-	-	727	727
Żywotność finansowa	80	35	35	Zal. od war. eksploa-tacji	Zal. od war. eksploa-tacji	Zal. od war. eksploa-tacji	Zal. od war. eksploa-tacji	Zal. od war. eksploa-tacji	Zal. od war. eksploa-tacji	30	30
Typowy stosunek mocy: wejście/wyjście	0,95	0,92	0,92	1	1	1	1	1	1	2	2
Sprawność całkowita [%]	76	55	70	95	95	77	78	80	85	41	32

[301] V. Jülch, Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method, *Applied Energy*, 183, 2016, 1594–1606.

Tabela 25 przedstawia wydatki związane z utrzymaniem OPEX (ang. *operating expenditures*) dla PHS i innych technik magazynowania energii obecnie oraz w perspektywie 2030 r.

Tabela 25. OPEX dla rozważanych technik magazynowania energii – porównanie z PHS[301]

	PHS	D-CAES	A-CAES	Li-ion		VRLA/Pb		VRFB		H_2	CH_4
Skala czasu	Obecnie	Obecnie	2030	Obecnie	2030	Obecnie	2030	Obecnie	2030	2030	2030
Właściwy OPEX:											
Oparty na energii [EURkWh]	0,05	0,33	0,26	-	-	-	-	-	-	0,3	0,3
Oparty na mocy ładowania [% z CAPEX]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6	1,5-2
Oparty na mocy ładowania [EUR/kW]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,2
Oparty na mocy rozładowania [EUR/kW]	11	9	11	-	-	-	-	-	-	-	3,2
Oparty na mocy rozładowania [% z CAPEX]	-	-	-	2	2	2	2	2	2	0,06	0,06
Koszt Startup [EUR/kW]	0,02	0,016	0,016	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszty energii [EUR/kWh]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Koszty gazu ziemnego	-	3,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszty certyfikatów CO_2 [EUR/tCO_2]	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Aneks 2 – WYKORZYSTANE ZALEŻNOŚCI DO OSZACOWANIA LCOS oraz ACC

Zdyskontowane koszty magazynowania energii LCOS [USD/MWh], koszty życia odniesione do rocznego rozładowania wyrażonego w wolumenie energii elektrycznej w całym cyklu życia, uwzględniające: koszty inwestycyjne, koszty operacyjne (O&M), koszty wymiany, koszty utylizacji, koszty energii elektrycznej (ładowanie/rozładowanie), można zapisać w postaci:

$$LCOS[USD/MWh] = \frac{Koszty\ inwestycyjne + \sum_{k}^{i} \frac{O\&M}{(1+W_{DR})^{k}} + \sum_{k}^{i} \frac{Ch_c}{(1+W_{DR})^{k}} + \frac{E_{oL}}{(1+W_{DR})^{i+1}}}{\sum_{k}^{i} \frac{E_{disch}}{(1+W_{DR})^{k}}} \quad (1)$$

Gdzie: k – koszty bieżące w każdym roku, i – żywotność układu, W_{DR} – stopa dyskonta, Ch_c – koszty ładowania, E_{oL} – koszt wycofania z eksploatacji, $O\&M$ – koszty operacyjne, E_{disch} – roczna energia elektryczna w procesie rozładowania. Poszczególne wyrażenia w równaniu (1) można przedstawić w następującej formie:

$$\sum_{k}^{i} \frac{E_{disch}}{(1+W_{DR})^{k}} = R_{cr} \cdot GR \cdot N_{capE} \cdot \eta_{cd} \cdot (1-S_{oD}) \cdot \sum_{k=1}^{i} \frac{(1-Deg_c)^{(k-1)\cdot R_{cr}} \cdot (1-Deg_T)^{(k-1)}}{(1+W_{DR})^{k+C_{time}}} \quad (2)$$

Gdzie: R_{cr} – roczny koszt za energię elektryczną podczas rozładowania, GR – głębokość rozładowania, N_{capE} – nominalna pojemność energetyczna, η_{cd} – sprawność ładowanie/rozładowanie, Deg_C – degradacja w cyklach, Deg_T – czas degradacji, S_{oD} – samorozładowanie, C_{time} – czas budowy.

Kolejnym wyrażeniem w równaniu (1) są *Koszty inwestycyjne*, które można opisać następującą zależnością:

$$Koszty\ inwestycyjne = N_{capP} \cdot C_{power} + N_{capE} \cdot C_{energy} + \sum_{W_{DR}=1}^{W_{DRn}} \frac{C_{Replacement} \cdot N_{capP}}{(1+W_{DR})^{C_{time}+R_{ep}\cdot I_w}} \quad (3)$$

Gdzie: N_{capP} – nominalna moc, C_{power} – koszty inwestycyjne do mocy, C_{energy} – koszty inwestycyjne do energii, $C_{Replacement}$ – koszty wymiany, I_w – interwał wymiany (I_w=C_{int}/R_{cr}), C_{int} – cykle interwałów wymiany, R_{ep} – wymiany w całym cyklu użytkowania danej technologii, W_{DRn} – stopa dyskonta w roku n.

Koszty operacyjne $O\&M$ można przedstawić w postaci:

$$\sum_{k}^{i} \frac{O\&M}{(1+W_{DR})^{k}} = \sum_{k}^{i} \frac{C_{Power\text{-}OM} \cdot N_{capP} + C_{Energy\text{-}OM} \cdot (R_{cr} \cdot S_{oDi} \cdot N_{capE})^{(k-1)\cdot R_{cr}} (1\text{-}Deg_T)^{(k-1)}}{(1+W_{DR})^{k+C_{time}}} \quad (4)$$

Gdzie: $C_{Power\text{-}OM}$ – koszty operacyjne odniesione do mocy, $C_{Energy\text{-}OM}$ – koszty operacyjne odniesione do energii, S_{oDi} – samorozładowanie w stanie bezczynności.

Wartość kosztów ładowania dla ceny energii elektrycznej $Elec_p$ z uwzględnieniem sprawności ładowania/rozładowania η_{cd} można wyrazić w następującej formie:

$$\frac{Elec_p}{\eta_{cd}} = \frac{\sum_k^i \frac{Ch_c}{(1+W_{DR})^k}}{\sum_k^i \frac{E_{disch}}{(1+W_{DR})^k}} \tag{5}$$

Koszty wycofania z eksploatacji E_{oL} można wyrazić w postaci:

$$\frac{E_{of}}{(1+W_{DR})^{i+1}} = \frac{(C_{power} \cdot N_{capP} + C_{energy} \cdot N_{capE}) \cdot \delta_{of}}{(1+W_{DR})^{i+1}} \tag{6}$$

Gdzie: δ_{of} – ułamek kosztu inwestycji.

Samorozładowanie można przedstawić za pomocą równania:

$$S_{oD} = S_{oDi} \cdot \frac{8760hrs - 2 \cdot R_{cr} \cdot t_{disch}}{R_{cr}} \tag{7}$$

Gdzie: t_{disch} – czas trwania rozładowania.

Zdyskontowane koszty mocy (skorygowany koszt mocy – ACC lub LCOS [USD/kW/rok]) – koszty życia odniesione do rocznej mocy zainstalowanej w całym cyklu życia, uwzględniające: koszty inwestycyjne, koszty operacyjne (O&M), koszty wymiany, koszty utylizacji, koszty mocy nominalnej, można opisać następującą zależnością:

$$LCOS[USD/kW_{rocznie}] = ACC = \frac{Koszty\ inwestycyjne + \sum_k^i \frac{O\&M}{(1+W_{DR})^k} + \sum_k^i \frac{Ch_c}{(1+W_{DR})^k} + \frac{E_{of}}{(1+W_{DR})^{i+1}}}{\sum_k^i \frac{N_{capP}}{(1+W_{DR})^k}} \tag{8}$$

Przyjęte do szacunków LCOS wartości liczbowe parametrów z równań (1-8) zaprezentowano w tabelach: 37 (arbitraż energii), 38 (reakcja pierwotna) oraz 39 (arbitraż ciepła).

W tabeli 26 przedstawiono wymagania stawiane magazynom energii w zastosowaniach zaprezentowanych w tabeli 23.

Tabela 26. Wymagania stawiane magazynom energii[68]

Zastosowanie	Wielkość [MW]	Czas pracy [h]	Liczba cykli [na rok]	Czas reakcji [s]
Arbitraż energii	0,001-2 000	1-24	50-400	$>10^5$
Reakcja pierwotna	1-2 000	0,02-1	250-15 000	$<10^2$
Reakcja wtórna	10-2 000	0,25-24	20-10 500	$<10^2$
Reakcja trzeciorzędna	5-1000	>1,5	20-50	$>10^2$
Przeniesienie szczytu	1-500	2-6	5-100	$>10^5$
Zimny rozruch	0,1-400	0,25-4	1-20	$>10^5$
Magazynowanie sezonowe	500-2 000	24-2000	1-5	$>10^5$
Odroczenie inwestycji w sieć przesyłową i dystrybucyjną	1-500	2-8	10-500	$>10^5$
Zarządzanie ograniczeniami	1-500	1-4	50-500	$>10^5$
Zarządzanie rachunkami	0,001-10	1-6	50-500	$>10^5$
Jakość zasilania	0,05-10	0,003-0,5	10-200	$<10^1$
Niezawodność zasilania	0,001-10	2-10	50-400	$>10^1$
Arbitraż ciepła	0,001-2 000	1-24	50-400	$>10^5$
Sezonowe magazynowanie ciepła	500-2 000	24-2000	1-5	$>10^5$

W tabeli 27 przedstawione zostały przyjęte dane wejściowe dla roku 2015 dla technik pracujących w arbitrażu energii (m.in. PHS, CAES, LAES, H_2+FC, BES), które posłużyły w tej publikacji do projekcji LCOS oraz ACC w perspektywie roku 2050.

Tabela 27. Przyjęte dane wejściowe dla roku 2015 dla technik pracujących w arbitrażu energii

Nazwa	Jednostka	Parametr	PHS	CAES	LAES	H_2+FC	PbA	Li-ion	NaS	VRFB
Koszty inwestycyjne – moc	USD/kW	C_{power}	1129,2	870,65	1390	5420	675	675	660	830
Koszty inwestycyjne – energia	USD/kWh	C_{energy}	80	39,15	345	30,5	460	500	700	760
Koszty operacyjne – moc	USD/kW/rok	$C_{Power\text{-}OM}$	7,54	4,35	20,85	45,50	8	9,5	12	12
Koszty operacyjne – energia	USD/MWh	$C_{Energy\text{-}OM}$	0,0005	0,0038	0,0038	0	0,0015	0,003	0,0035	0,001
Koszt wymiany	USD/kW	$C_{Replacement}$	0,103	0,1069	0,1069	0,302	0	0	0	0
Cykle interwałów wymiany	Cykle	C_{int}	7300	1460	1460	15000	1225	3250	3250	8300
Koszt wycofania z eksploatacji	%	E_{oL}	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Stopa dyskonta	%	W_{DR}	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Sprawność	%	η_{net}	77,8%	44,25%	60%	42%	80%	89%	82%	73,5%
Samorozładowanie	%	S_{oDi}	0	0	0	0	0	0	0	0

Nazwa	Jednostka	Parametr	PHS	CAES	LAES	H_2+FC	PbA	Li-ion	NaS	VRFB
Cykl życia	Cykle	L_{cycle}	33250	16250	16250	15 000	1250	3250	3250	8500
Okres trwałości	Lata	T_{life}	55	30	30	15	10	10	14	13
Czas odpowiedzi w sekundach	Sekundy	R	>10	>10	>10	<10	<10	<10	<10	<10
Czas degradacji	%/rok	Deg_T	0,35%	0,65%	0,66%	1,15%	2,2%	1,7%	1,6%	1,2%
Degradacja w cyklach	%/cykl	Deg_C	0,0006%	0,0012%	0,00125%	0,0011%	0,0182%	0,0069%	0,0054%	0,0027%
Czas budowy	Lata	C_{time}	2,5	1,5	1,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Koszt ładowania	USD/kWh	Ch_c	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabela 28 przedstawia przyjęte dane wejściowe dla roku 2015 dla technik pracujących w reakcji pierwotnej (m.in. FES, SMES oraz UC/EDLC), które posłużyły w tej publikacji do projekcji LCOS oraz ACC w perspektywie roku 2050.

Tabela 28. Dane wejściowe dla roku 2015 dla technik pracujących w reakcji pierwotnej

Nazwa	Jednostka	Parametr	FES	SMES	UC/EDLC
Koszty inwestycyjne – moc	USD/kW	C_{power}	640	350	80
Koszty inwestycyjne – energia	USD/kWh	C_{energy}	5 400	50 000	14 000
Koszty operacyjne – moc	USD/kW/rok	$C_{Power\text{-}OM}$	6,6	18,5	0
Koszty operacyjne – energia	USD/MWh	$C_{Energy\text{-}OM}$	0,0015	0,001	0
Koszt wymiany	USD/kW	$C_{Replacement}$	0,31	0	0
Cykle interwałów wymiany	cykle	C_{int}	22500	75000	70000
Koszt wycofania z eksploatacji	%	E_{oL}	0%	0%	0%
Stopa dyskonta	%	W_{DR}	8%	8%	8%
Sprawność	%	η_{net}	89%	95	91%
Samorozładowanie	%	S_{oDi}	0	0	0
Cykl życia	Cykle	L_{cycle}	145 000	300 000	500 000
Okres trwałości	Lata	T_{life}	17,5	25	15
Czas odpowiedzi w sekundach	Sekundy	R	<10	<10	<10
Czas degradacji	%/rok	Deg_T	1,3%	1,9%	1,6%
Degradacja w cyklach	%/cykl	Deg_C	0,0002%	0,00015%	0,0001%
Czas budowy	Lata	C_{time}	0,5	0,5	0,5
Koszt ładowania	USD/kWh	Ch_c	0,05	0,05	0,05

Tabela 29 przedstawia przyjęte dane wejściowe dla roku 2015 dla technik pracujących w arbitrażu ciepła (m.in. PCM/MS oraz TES), które posłużyły w tej publikacji do projekcji LCOS oraz ACC w perspektywie roku 2050.

Tabela 29. Przyjęte dane wejściowe dla roku 2015 dla technik pracujących w arbitrażu ciepła

Nazwa	Jednostka	Parametr	PCM	TES
Koszty inwestycyjne – moc	USD/kW	C_{power}	3500	250
Koszty inwestycyjne – energia	USD/kWh	C_{energy}	216	68
Koszty operacyjne – moc	USD/kW/rok	$C_{Power\text{-}OM}$	112	120
Koszty operacyjne – energia	USD/MWh	$C_{Energy\text{-}OM}$	0	0
Koszt wymiany	USD/kW	$C_{Replacement}$	0	0,1069
Cykle interwałów wymiany	cykle	C_{int}	100 000	1 460
Koszt wycofania z eksploatacji	%	E_{oL}	0%	0%
Stopa dyskonta	%	W_{DR}	8%	8%
Sprawność	%	η_{net}	75%	70%
Samorozładowanie	%	S_{oDi}	0	43%
Cykl życia	Cykle	L_{cycle}	50 000	100 000
Okres trwałości	Lata	T_{life}	25	30
Czas odpowiedzi w sekundach	Sekundy	R	>10	>10
Czas degradacji	%/rok	Deg_T	0,9%	0,9%
Degradacja w cyklach	%/cykl	Deg_C	0,00015%	0,0001%
Czas budowy	Lata	C_{time}	0,5	1,5
Koszt ładowania	USD/kWh	Ch_c	0,05	0,025

WWF W LICZBACH

100% RECYCLED

1961

WWF został założony
w 1961 roku

+100

WWF obecny jest w ponad
100 krajach, na 6 kontynentach

+25 MLN

WWF posiada
ponad 25 milionów
sympatyków na świecie

+5 MLN

WWF posiada ponad
5 milionów darczyńców

Dlaczego tu jesteśmy
Żeby powstrzymać degradacji środowiska naturalnego naszej planety i żeby budować przyszłość w której ludzie żyją w harmonii z naturą.

wwf.pl

odwiedź nas na **wwf.pl**

© 1986 Symbol Pandy WWF-World Wide Fund for Nature (poprzednio World Wildlife Fund)
® „WWF" jest zastrzeżonym znakiem towarowym WWF. WWF, Avenue du Mont-Blanc,
1196 Gland, Szwajcaria – tel. +41 22 364 9111 fax +41 22 364 0332 wwf.panda.org

WWF®

Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii

Wydrukowano na papierze ekologicznym

© Appolinary Kalashnikova / UNSPLASH

WWF.PL