

Analiza porównawcza metod magazynowania energii

Comparative Analysis of Energy Storage Methods

Piotr Krośnicki^{1*} ¹ Wydział Inżynierii i Ekonomii, Państwowa Akademia Nauk Stosowanych im. Ignacego Mościckiego w Ciechanowie* Kontakt / Correspondence: piotrekpiotrek03@wp.pl

Streszczenie:

W niniejszym artykule przedstawiono analizę porównawczą różnych metod magazynowania energii. Uwzględniono aspekty technologiczne, ekonomiczne, środowiskowe oraz efektywność energetyczną wybranych systemów magazynowania energii, takich jak: magazyny ciepła, akumulatory elektrochemiczne, superkondensatory, magazyny sprężonego powietrza, magazynowanie wodoru oraz elektrownie szczytowo-pompowe. Na podstawie przeprowadzonych analiz opisano zalety i wady, a także perspektywy rozwoju wybranych technologii w kontekście transformacji energetycznej.

Słowa kluczowe: magazynowanie energii, energia, akumulatory, wodór, efektywność energetyczna, transformacja energetyczna, metody magazynowania energii, koszty energii

Abstract:

In this article, a comparative analysis of various energy storage methods is presented. Technological, economic, environmental aspects, as well as the energy efficiency of selected energy storage systems such as thermal storage, electrochemical batteries, supercapacitors, compressed air energy storage, hydrogen storage, and pumped-storage power plants are analysed. Based on the conducted analyses, the advantages and disadvantages, as well as the development prospects of the selected technologies in the context of the energy transition are described.

Keywords: energy storage, energy, batteries, hydrogen, energy efficiency, energy transition, energy storage methods, energy cost

1. Wstęp

Współczesna energetyka stoi przed ogromnymi wyzwaniami związanymi z koniecznością ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, poprawą środowiska naturalnego, zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz zapewnienia stabilności dostaw energii elektrycznej i ciepłej. Dynamiczny rozwój źródeł rozproszonych takich jak fotowoltaika czy farmy wiatrowe wymaga elastycznych mechanizmów bilansowania popytu i podaży. W tym kontekście magazynowanie energii staje się nieodzownym elementem nowoczesnych systemów energetycznych.

Celem niniejszego artykułu jest analiza porównawcza metod magazynowania energii z punktu widzenia ich zastosowań, sprawności, kosztów, skalowalności oraz integracji z systemami energetycznymi. Uwzględniono zarówno technologie magazynowania energii cieplnej jak i energii elektrycznej. Szczególną uwagę poświęcono możliwościom wykorzystania tych technologii w kontekście transformacji energetycznej i rozwoju gospodarki niskoemisyjnej. Przedstawiona analiza opiera się na przeglądzie

literatury, danych technologicznych i ekonomicznych, a także przykładach wdrożeń i scenariuszach rozwoju rynku magazynowania energii.

2. Termiczne metody magazynowania energii

Termiczne metody magazynowania energii odgrywają kluczową rolę w zwiększaniu efektywności systemów energetycznych, szczególnie w kontekście wykorzystania odnawialnych źródeł energii [3]. Do podstawowych mechanizmów należą magazynowanie ciepła jawnego (sensownego), ciepła utajonego oraz magazynowanie w reakcjach chemicznych.

Techniki te pozwalają na przechowywanie nadmiaru ciepła i jego wykorzystanie w okresach zwiększonego zapotrzebowania. Omówiono najważniejsze technologie, ich charakterystyki, zastosowania, zalety i ograniczenia.

Wśród metod termicznych wyróżniamy m.in.:

- magazynowanie ciepła w zbiornikach wodnych,
- gruntowe magazyny ciepła,

- wykorzystanie materiałów zmiennofazowych (PCM),
- magazyny z reakcjami sorpcyjnymi i chemicznymi.

Czynnikiem determinującym rozwój tych metod jest przede wszystkim konieczność zwiększenia stabilności dostaw ciepła oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych.

2.1. Długoterminowe i krótkoterminowe magazynowanie ciepła

Długoterminowe i krótkoterminowe magazynowanie ciepła to dwa podstawowe podejścia wykorzystywane w systemach termicznych [3]. Kluczowym kryterium rozróżniającym jest czas przechowywania energii – krótkoterminowe systemy operują zazwyczaj w cyklu dobowym lub tygodniowym, natomiast długoterminowe umożliwiają przechowywanie energii przez okresy sezonowe.

Długoterminowe magazyny ciepła (Seasonal Thermal Energy Storage – STES) gromadzą nadwyżki energii cieplnej, głównie z OZE, w okresie letnim, by wykorzystać je zimą. W tej kategorii wyróżniamy technologie takie jak:

- ATES (Aquifer Thermal Energy Storage) – magazynowanie w warstwach wodonośnych,
- BTES (Borehole Thermal Energy Storage) – akumulacja w gruncie,
- CTES (Cavern or Tank Thermal Energy Storage) – magazynowanie w dużych zbiornikach podziemnych.

Krótkoterminowe magazyny ciepła służą do bilansowania zapotrzebowania na ciepło w cyklu dobowym. Przykładem mogą być zasobniki ciepłej wody użytkowej (CWU) współpracujące z kolektorami słonecznymi czy pompami ciepła.

Efektywność każdego typu magazynu zależy od:

- izolacji termicznej,
- pojemności cieplnej medium,
- strat ciepła,
- sprawności cyklu ładowania/rozładowania.

Długoterminowe magazynowanie pozwala na znaczną redukcję zużycia paliw kopalnych, poprawę jakości powietrza i zwiększenie udziału OZE w bilansie cieplnym. Wadą są wyższe koszty inwestycyjne i większe wymagania terenowe.

Systemy UTES (Underground Thermal Energy Storage) dzielą się na trzy podstawowe typy: ATES, BTES i CTES. Ich efektywność zależy od warunków geologicznych, objętości magazynu oraz izolacji termicznej. Temperatura przechowywania i jakość izolacji mają kluczowe znaczenie dla ograniczenia strat ciepła.

Przy projektowaniu systemów UTES uwzględnia się także:

- gęstość energii magazynowanej (w kWh/m³),
- koszt inwestycyjny (np. dla BTES 50–150 EUR/kWh),
- sezonowe pokrycie zapotrzebowania cieplnego,
- wpływ przepływu wód gruntowych na efektywność systemu.

W systemach krótkoterminowych dominują zbiorniki buforowe, często wspomagane przez źródła OZE. Ich pojemność cieplna zależy od masy nośnika energii i różnicy temperatur w cyklu pracy.

Przykład obliczenia zakumulowanego ciepła:

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (1)$$

gdzie:

- Q – energia cieplna,
- m – masa medium,
- c_p – ciepło właściwe,
- ΔT – różnica temperatur.

2.2. Magazynowanie ciepła przy użyciu materiałów zmiennofazowych

Magazynowanie ciepła przy użyciu materiałów zmiennofazowych (PCM – Phase Change Materials) polega na akumulacji energii cieplnej poprzez przemianę fazową substancji – najczęściej ze stanu stałego w ciekły lub odwrotnie [3]. Proces ten zachodzi w ściśle określonej temperaturze i pozwala na magazynowanie znacznie większej ilości energii niż tradycyjne nośniki, takie jak woda czy beton.

Zalety PCM to duża gęstość energii – nawet 10 razy wyższa niż w przypadku magazynów jawnych, stabilna temperatura podczas ładowania i rozładowania, możliwość miniaturyzacji magazynów ciepła. Wadami PCM są niska przewodność cieplna (utrudniająca szybki transfer energii) i koszt materiałów.

Najczęściej stosowane materiały PCM to parafiny, kwasy tłuszczowe, hydraty soli, nieorganiczne sole, metale niskotopliwe. Wybór odpowiedniego PCM zależy od zakresu temperatury przemiany fazowej, ciepła przemiany fazowej, przewodności cieplnej, stabilności chemicznej i cyklicznej, toksyczności i palności. Jednak dzięki miniaturyzacji i wysokiej sprawności są one szczególnie przydatne w budownictwie pasywnym, chłodnictwie oraz do stabilizacji temperatury w systemach elektronicznych i medycznych.

Dobór odpowiedniego PCM zależy nie tylko od temperatury przemiany fazowej, ale również od kompatybilności chemicznej z materiałami konstrukcyjnymi oraz stabilności termicznej podczas wielokrotnego cyklu ładowania i rozładowania.

PCM dzielimy na organiczne (parafiny, kwasy tłuszczowe), nieorganiczne (hydraty soli, metale niskotopliwe), eutektyczne mieszaniny (np. parafina + alkohol tłuszczowy). Parafiny mają dobrą stabilność chemiczną i są nietoksyczne, ale cechują się niską przewodnością cieplną. Hydraty soli mają wyższą gęstość energii, lecz podatne są na przechłodzenie i segregację faz.

W celu poprawy przewodnictwa cieplnego PCM stosuje się metalowe lub grafitowe struktury przewodzące, mikrokapsułkowanie PCM, łączenie z matrycą porowatą (np. poliuretan, włókna węglowe). W instalacjach HVAC PCM są często zintegrowane z przegrodami budowlanymi, sufitami chłodzącymi, ścianami akumulacyjnymi lub zbiornikami ciepłej wody użytkowej. Mogą być też stosowane w transporcie leków, urządzeniach elektronicznych oraz systemach odzysku ciepła z przemysłu.

2.3. Gruntowe magazyny ciepła

Gruntowe magazyny ciepła to rozwiązania wykorzystujące naturalną pojemność cieplną gruntu lub skał do sezonowego magazynowania energii cieplnej [3]. Technologia ta pozwala na efektywne przechowywanie ciepła przez długi czas nawet kilka miesięcy bez konieczności stosowania kosztownych zbiorników. Podstawą działania gruntowego magazynu ciepła są gruntowe wymienniki ciepła, które transportują energię cieplną do i z ośrodka magazynującego.

Ich zalety to niski koszt eksploatacji, możliwość lokalizacji niemal w dowolnym miejscu, duża pojemność cieplna zależna od objętości gruntu oraz brak konieczności stosowania specjalnych zbiorników. Wady to ryzyko strat ciepła przez przepływ wód gruntowych, długi czas nagrzewania i rozładowania oraz potrzeba dużych powierzchni terenu przy systemach poziomych.

Czynniki wpływające na efektywność to przewodność i dyfuzyjność cieplna gruntu, obecność wód gruntowych (mogą powodować straty ciepła), geometria i głębokość sond i izolacja termiczna powierzchni.

Gruntowe magazyny ciepła są szczególnie użyteczne w połączeniu z pompami ciepła, gdzie pełnią również funkcję regeneracyjną źródła dolnego. W systemach BTES sondy pionowe instalowane są zazwyczaj w odwiertach o głębokości od 30 do 150 metrów, tworząc układ umożliwiający sezonowe gromadzenie i odbiór energii cieplnej. Medium roboczym jest zwykle roztwór glikolu lub woda. Grunt może pełnić rolę zarówno nośnika ciepła, jak i jego izolatora. Ważnym aspektem w projektowaniu BTES jest rozkład temperatury w ośrodku gruntowym i unikanie zjawiska nadmiernego wychładzania dolnej warstwy. Dlatego często integruje się je z pompami ciepła, które zapewniają lepsze wykorzystanie niskotemperaturowego zasobu.

Parametry efektywności BTES: gęstość energii magazynowanej: ok. 20–50 kWh/m³, sprawność cyklu: 40–60%, koszt inwestycyjny: 40–100 EUR/kWh (zależnie od głębokości i warunków gruntowych) [3].

2.4. Wodne magazyny ciepła (ATES i TTES)

Wodne magazyny ciepła są jedną z najbardziej efektywnych form sezonowego magazynowania energii cieplnej [1]. Wyróżnia się dwa podstawowe typy ATES (Aquifer Thermal Energy Storage) wykorzystujące warstwy wodonośne oraz TTES (Tank Thermal Energy Storage) oparte na sztucznych zbiornikach magazynujących wodę.

System ATES polega na zatłaczaniu ciepłej wody do podziemnych warstw wodonośnych w okresach nadwyżki energii (lato), a następnie jej odzyskiwaniu w zimie. Działa zazwyczaj w konfiguracji dwuotworowej (dwa odwierty: jeden do zatłaczania, drugi do poboru). Ich zalety to bardzo duża pojemność cieplna systemu, stabilność temperaturowa podziemnych zbiorników, niskie koszty eksploatacji, wysoka sprawność całkowita. Ograniczenia ATES to wymagana odpowiednia geologia i hydrogeologia, konieczność uzyskania zezwoleń środowiskowych oraz ryzyko mieszania się warstw wodonośnych.

Z kolei TTES to zbiorniki naziemne lub podziemne (np. stalowe lub żelbetowe), w których magazynowana jest gorąca woda. Mogą być stosowane zarówno w domowych instalacjach, jak i w dużych systemach ciepłowniczych.

Ich sprawność zależy od poziomu izolacji, temperatury magazynowania i powierzchni strat ciepła. W systemach ATES funkcjonują dwie studnie: ciepła i zimna. W okresie letnim woda o podwyższonej temperaturze zatłaczana jest do warstwy wodonośnej (studnia ciepła), natomiast zimą z tej samej warstwy pobiera się wodę do systemu grzewczego, jednocześnie zatłaczając do drugiej studni schłodzoną wodę. Systemy te mogą być bardzo efektywne, osiągając sprawność magazynowania powyżej 80%. Parametry ATES: temperatura pracy: 5–30°C, głębokość warstw wodonośnych: 20–150 m, pojemność cieplna: setki MWh, koszt

inwestycyjny: 1–5 EUR/kWh.

TTES (Tank Thermal Energy Storage) może być wykonany jako zbiornik naziemny (stalowy, izolowany) lub podziemny zbiornik żelbetowy. Ich projekt opiera się na zasadzie minimalizacji strat ciepła poprzez dobór odpowiednich izolacji (np. pianki PUR, wełna mineralna) i systemów utrzymania warstwowości temperatury. Zastosowania TTES obejmują buforowanie ciepła z kolektorów słonecznych, magazynowanie nadmiaru ciepła z elektrociepłowni czy integrację z sieciami ciepłowniczymi.

2.5. Magazynowanie ciepła z wykorzystaniem układów sorpcyjnych i reakcji chemicznych

Magazynowanie ciepła z wykorzystaniem układów sorpcyjnych i reakcji chemicznych polega na przechowywaniu energii w formie wiązań chemicznych. Proces magazynowania zachodzi w wyniku reakcji endoenergetycznych (pochłaniających ciepło), a odzysk energii następuje poprzez reakcje odwrotne egzoenergetyczne (wydzielające ciepło). Dwa główne mechanizmy to sorpcja (adsorpcja lub absorpcja) i reakcje chemiczne odwracalne (np. hydratacja, reakcje gaz-ciało stałe). Najczęściej wykorzystywane materiały to tlenki metali, sole hydratacyjne (np. CaCl₂, MgSO₄) czy zeolity i silikaże (dla adsorpcji). Technologia znajduje zastosowanie w sezonowych magazynach ciepła w budownictwie (np. systemy solarne), mobilnych magazynach energii cieplnej, instalacjach przemysłowych wymagających ciepła procesowego.

Zalety magazynowania chemicznego to bardzo wysoka gęstość energetyczna, praktycznie brak strat podczas długiego przechowywania, możliwość transportu zgromadzonej energii w postaci materiału chemicznego oraz możliwość pracy w temperaturach niskich i wysokich.

Wady tej technologii to złożoność instalacji i sterowania, degradacja materiałów przy wielu cyklach, wyższe koszty inwestycyjne, konieczność precyzyjnej kontroli warunków reakcji.

Choć technologia ta jest wciąż rozwijana, ma duży potencjał w obszarze długoterminowego i bezstratnego przechowywania ciepła, szczególnie w połączeniu z odnawialnymi źródłami energii. Magazyny sorpcyjne wykorzystują procesy fizykochemiczne, w których ciepło jest absorbowane lub wydzielane w trakcie adsorpcji (na powierzchni materiału) lub absorpcji (wewnątrz struktury). Typowe materiały to zeolity, silikaże oraz tlenki litu i wapnia.

Z kolei chemiczne magazyny ciepła (TCES – Thermochemical Energy Storage) opierają się na reakcjach odwracalnych, takich jak odwodnienie/hydratacja (np. Ca(OH)₂ ↔ CaO + H₂O), reakcje utleniania/redukcji (np. MnO₂/Mn₂O₃) czy - reakcje absorpcji gazów (NH₃, H₂O) w solach. Korzyścią z zastosowania reakcji chemicznych jest niemal bezstratne przechowywanie energii przez wiele miesięcy oraz możliwość łatwego transportu materiału reaktywnego. Technologia ta znajduje zastosowanie m.in. w budownictwie pasywnym (magazyny sezonowe), przemyśle chemicznym oraz jako systemy awaryjne odzysku ciepła z procesów wysokotemperaturowych. Parametry TCES to gęstość energii: 150–300 kWh/m³, temperatura pracy: 80–400°C, sprawność: 50–75%, koszt: 5–20 EUR/kWh (w fazie demonstracyjnej).

3. Metody magazynowania energii elektrycznej

W obliczu rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz potrzeby zwiększenia elastyczności i stabilności systemów elektroenergetycznych, magazynowanie energii elektrycznej zyskuje na znaczeniu. Technologie te umożliwiają gromadzenie nadwyżek energii w okresach niskiego zapotrzebowania i oddawanie jej w momentach szczytowego zużycia.

Do głównych metod magazynowania energii elektrycznej zalicza się akumulatory (elektrochemiczne), superkondensatory, elektrownie szczytowo-pompowe, magazyny sprężonego powietrza oraz magazynowanie wodoru (konwersja elektrochemiczna). Każda z tych technologii posiada odmienną charakterystykę techniczną, kosztową oraz środowiskową.

3.1. Akumulatory

Akumulatory elektrochemiczne to najczęściej stosowana technologia magazynowania energii elektrycznej, zarówno w małych aplikacjach (np. urządzenia mobilne), jak i w dużych systemach energetycznych (np. magazyny przy farmach PV) [5]. Podstawą działania akumulatorów jest odwracalna reakcja elektrochemiczna zachodząca między elektrodami w obecności elektrolitu. Proces ładowania i rozładowania pozwala na wielokrotne użytkowanie.

Najczęściej stosowane są akumulatory litowo-jonowe (Li-ion), kwasowo-ołowiowe, sodowo-siarkowe, redox flow (przepływowe), niklowo-metalowo-wodorkowe. Wykorzystuje się je w domowych systemach PV (off-grid i on-grid), pojazdach elektrycznych, magazynach energii przy farmach wiatrowych i słonecznych oraz do stabilizacji sieci elektroenergetycznych.

Zalety akumulatorów to wysoka sprawność (do 90%), szybka reakcja na zapotrzebowanie, skalowalność systemów, rozwinięta technologia i dostępność na rynku.

Wady to ograniczona liczba cykli życia (szczególnie w tańszych technologiach), ryzyko zapłonu lub wycieku elektrolitu, degradacja pojemności w czasie, wysokie koszty inwestycyjne dla systemów wielkoskalowych.

Koszty akumulatorów są wyrażane m.in. wskaźnikiem LCOS. Dla litowo-jonowych obecnie wynosi on ok. 100–200 USD/kWh, ale spodziewany jest dalszy spadek dzięki rozwojowi technologii i recyklingowi materiałów. Akumulatory litowo-jonowe są obecnie najczęściej stosowanymi urządzeniami do magazynowania energii w sektorze energii odnawialnej. Składają się z katody (zwykle z tlenków metali), anody (z grafitu) oraz elektrolitu ciekłego lub stałego.

W ostatnich latach rozwijane są alternatywne typy akumulatorów LFP (litowo-żelazowo-fosforanowe) – zwiększone bezpieczeństwo i żywotność, NMC (niklowo-manganowo-kobaltowe) – wyższa gęstość energii, akumulatory sodowo-jonowe – tańsze, oparte na powszechnych pierwiastkach, oraz akumulatory przepływowe (redox flow) – skalowalne i trwałe, oddzielają energię od mocy. Ich parametry techniczne to gęstość energii: 100–250 Wh/kg (Li-ion), liczba cykli życia: 2 000–10 000, sprawność ładowania/rozładowania: 85–95%, czas reakcji: poniżej 1 s.

Obecnie kluczowym obszarem staje się recykling akumulatorów ze względu na ograniczoną dostępność litu, kobaltu i niklu.

3.2. Superkondensatory

Superkondensatory, znane również jako ultrakondensatory lub kondensatory dwuwarstwowe, to urządzenia magazynujące energię w polu elektrycznym, a nie w reakcjach chemicznych. W przeciwieństwie do akumulatorów, cechują się bardzo wysoką mocą, ekstremalnie krótkim czasem ładowania i rozładowania oraz dużą liczbą cykli pracy. Zasada działania opiera się na zjawisku podwójnej warstwy elektrostatycznej powstającej na granicy elektroda–elektrolit. Dzięki temu możliwe jest szybkie gromadzenie i uwalnianie ładunku elektrycznego.

Zaletami superkondensatorów są bardzo duża moc chwilowa, czas ładowania/rozładowania liczony w sekundach, bardzo długa żywotność (nawet >1 000 000 cykli), brak efektu pamięci, możliwość pracy w szerokim zakresie temperatur. Do wady zaliczane są niższa gęstość energii w porównaniu do akumulatorów, wyższy koszt jednostkowy energii (USD/kWh) oraz samorozładowanie – trudność w długotrwałym przechowywaniu energii.

Superkondensatory stosowane są do wspomagania systemów bateryjnych (hybrydyzacja), systemów zasilania awaryjnego i podtrzymania napięcia (UPS), systemów odzysku energii hamowania (np. w tramwajach i windach) oraz do stabilizacji napięcia i mocy w mikrosieciach. Superkondensatory wykorzystywane są również jako systemy buforowe w pojazdach szynowych, pojazdach elektrycznych, a także do odzysku energii hamowania (regeneracyjnego). W połączeniu z akumulatorami zwiększają stabilność napięciową i wydłużają żywotność ogniw głównych.

Superkondensatory stanowią obiecującą technologię w zastosowaniach wymagających dużej mocy i niezawodności, szczególnie tam, gdzie istotna jest częsta cykliczna praca i bardzo szybki transfer energii. W superkondensatorach energia magazynowana jest na granicy elektrody i elektrolitu w postaci podwójnej warstwy elektrycznej. Nie zachodzi tu przemiana chemiczna, co sprawia, że procesy są odwracalne i bardzo szybkie. Nowoczesne rozwiązania obejmują tzw. kondensatory hybrydowe które łączą wysoką gęstość energii baterii z dużą mocą superkondensatora.

Ich parametry techniczne to gęstość energii: 5–15 Wh/kg, gęstość mocy: do 10 000 W/kg, czas ładowania: od 1 do 10 sekund, żywotność: > 1 milion cykli.

3.3. Elektrownie szczytowo-pompowe

Elektrownie szczytowo-pompowe (ESP) to najstarsza i najbardziej rozwinięta technologia wielkoskalowego magazynowania energii elektrycznej [2]. Opierają się na zasadzie magazynowania energii w postaci potencjalnej poprzez pompowanie wody do górnego zbiornika w czasie nadmiaru energii, a następnie jej uwalnianie do dolnego zbiornika przez turbiny w czasie szczytowego zapotrzebowania.

Zalety ESP to bardzo duża pojemność energetyczna (nawet setki MWh), wysoka sprawność cyklu (70–85%), długa żywotność techniczna (ponad 50 lat) oraz stabilna praca i możliwość regulacji częstotliwości sieci.

Wadami są wymagana odpowiednia topografia terenu, duże koszty inwestycyjne, długi czas budowy i procedury środowiskowe, ograniczona liczba lokalizacji na świecie.

ESP stosowane są do stabilizacji systemu elektroenergetycznego, bilansowania dziennego cyklu produkcji i zapotrzebowania, integracji z OZE (kompensacja niestabilnej generacji) oraz jako

rezerwa mocy dla operatorów systemów przesyłowych.

ESP stanowią podstawę magazynowania energii w krajach górzystych. Ich rozwój może być wspierany poprzez modernizację istniejących zbiorników wodnych i zastosowanie rozwiązań podziemnych (pompownie w wyrobiskach górniczych). ESP mogą działać w cyklu dziennym (ładowanie w nocy, rozładowanie w ciągu dnia) lub sezonowym w zależności od różnicy poziomów zbiorników i wielkości magazynowanej objętości wody.

Typowa konfiguracja ESP obejmuje górny zbiornik (naturalny lub sztuczny), dolny zbiornik (np. jezioro, rzeka, zatoka), rurociągi i komory ciśnieniowe oraz turbiny wodne i pompy odwracalne. Nowoczesne projekty zakładają budowę ESP w opuszczonych kopalniach lub tunelach. Warianty te pozwalają ograniczyć wpływ na środowisko oraz zwiększyć dostępność lokalizacji na terenach nizinnych.

Parametry techniczne ESP to moc: 100–1000 MW, pojemność: do 1000 MWh, sprawność: 70–85%, czas reakcji: kilka minut.

3.4. Magazyny sprężonego powietrza

Magazyny sprężonego powietrza (CAES – Compressed Air Energy Storage) to systemy, w których energia elektryczna jest przekształcana w energię sprężonego powietrza i magazynowana w podziemnych zbiornikach, takich jak kawerny solne, kopalnie lub specjalne zbiorniki [5]. Podczas rozładowania sprężone powietrze jest uwalniane i napędza turbiny generujące energię elektryczną. Zbiorniki sprężonego powietrza mogą być podziemne (kawerny solne, pokłady węgla), naziemne (zbiorniki stalowe lub betonowe) oraz zintegrowane z istniejącą infrastrukturą (np. kopalnie, tunele).

Dwa główne typy CAES to konwencjonalne (diabatyckie) – ciepło sprężania jest tracone lub wykorzystywane częściowo oraz adiabatyczne – ciepło jest magazynowane i wykorzystywane przy rozprężaniu, co zwiększa sprawność.

Zalety CAES to duża skala możliwej pojemności (setki MWh), długi czas przechowywania bez strat, relatywnie niskie koszty magazynowania energii oraz możliwość integracji z OZE. Wady to stosunkowo niska sprawność całkowita (ok. 40–60%), konieczność odpowiednich warunków geologicznych, hałas i złożoność systemu chłodzenia i ogrzewania powietrza oraz potrzeba gazu ziemnego w niektórych konfiguracjach.

Przykładowe zastosowania CAES to stabilizacja systemu energetycznego w okresach szczytowych, magazynowanie nadwyżek energii z farm wiatrowych czy rezerwa mocy i wsparcie systemów awaryjnych.

W systemach CAES energia mechaniczna sprężonego powietrza jest przekształcana ponownie w energię elektryczną za pomocą turbin gazowych lub ekspanderów. Konwencjonalne CAES (np. Huntorf w Niemczech) wymagają dostarczania gazu ziemnego do podgrzewania powietrza przed rozprężeniem, co obniża sprawność systemu.

Systemy adiabatyczne (A-CAES) gromadzą ciepło powstałe przy sprężaniu w osobnym zbiorniku i wykorzystują je podczas rozprężania, co eliminuje potrzebę spalania paliw kopalnych i zwiększa sprawność.

Nowe koncepcje CAES obejmują sprężanie izotermiczne (z chłodzeniem ciągłym), zastosowanie magazynów cieplnych na stopione sole oraz integrację z mikrosieciami opartymi na OZE.

Parametry techniczne to ciśnienie magazynowania: 60–100 bar,

pojemność: setki MWh, sprawność diabatycka: 40–55%, sprawność adiabatyczna: do 70%.

3.5. Magazynowanie wodoru

Magazynowanie wodoru to technologia konwersji energii elektrycznej na wodór w procesie elektrolizy, a następnie jego przechowywania i ponownego przetwarzania na energię elektryczną (np. w ogniwach paliwowych). Wodór pełni tu rolę nośnika energii chemicznej o dużej pojemności magazynowania. Proces składa się z trzech etapów: elektroliza wody (energia elektryczna → wodór), magazynowanie wodoru (sprężony, skroplony, w materiałach stałych) oraz konwersja (ogniwa paliwowe lub spalanie wodoru).

Zalety technologii to możliwość długoterminowego przechowywania energii, integracja z odnawialnymi źródłami energii, zeroemisyjność przy wykorzystaniu zielonego wodoru oraz możliwość transportu i wykorzystania w wielu sektorach (przemysł, transport, energetyka). Wadami są niska sprawność całkowita (30–40%), wysokie koszty elektrolizerów i magazynów, trudności z magazynowaniem i bezpieczeństwem wodoru oraz potrzeba infrastruktury (sieci wodorowe, stacje tankowania).

Magazyny wodoru mogą wspierać stabilizację pracy sieci OZE (power-to-gas), dostarczać paliwa dla transportu ciężkiego i morskiego czy dla zasilania awaryjnego w infrastrukturze krytycznej czy pełnić rolę magazynów energii w skali przemysłowej. Wodór ma potencjał jako nośnik energii sezonowej i międzysektorowej. Rozwój gospodarki wodorowej zależy od obniżenia kosztów i poprawy efektywności.

Wodór można magazynować w różnych formach: sprężony (350–700 bar), skroplony (–253°C), chemicznie (np. w metalach wodorowych, amoniaku) czy w materiałach porowatych (grafen, metal-organic frameworks).

Wodór może być również używany jako nośnik energii w sektorze przemysłowym, transporcie a także w procesach power-to-gas i power-to-liquid. Wyzwaniami pozostają: bezpieczeństwo (eksplozje), niska efektywność i koszty infrastruktury. Rozwój rynku zależy od wsparcia regulacyjnego i dalszych innowacji w produkcji oraz magazynowaniu wodoru.

Technologia elektrolizy dzieli się na: alkaliczne elektrolizery (AEL) – dojrzała technologia, niskie koszty, PEM (membranowe) – wyższa sprawność, elastyczność pracy oraz SOEC (wysokotemperaturowe) – największa sprawność, ale w fazie rozwoju. Parametry techniczne: sprawność elektrolizy: 60–80%, gęstość energii wodoru: 33,3 kWh/kg, sprawność ogniw paliwowych: 40–60%, całkowita sprawność magazynowania: 25–40%.

4. Wnioski końcowe

Na podstawie przeprowadzonej analizy metod magazynowania energii można stwierdzić, że każda z technologii posiada unikalne cechy. Magazynowanie energii cieplnej jest optymalnym rozwiązaniem dla systemów ciepłowniczych, budownictwa i instalacji solarnych. Z kolei magazyny energii elektrycznej, takie jak akumulatory czy elektrownie szczytowo-pompowe, znajdują zastosowanie w stabilizacji sieci i kompensacji zmienności źródeł odnawialnych.

Kluczowe czynniki wpływające na wybór odpowiedniego magazynu to:

- czas magazynowania (krótkoterminowy vs. długoterminowy),
- skala zastosowania (indywidualna, przemysłowa, systemowa),
- koszty inwestycyjne i operacyjne,
- sprawność energetyczna i środowiskowa.

Nie istnieje jedna uniwersalna technologia magazynowania energii, ich synergia w ramach inteligentnych sieci energetycznych może zapewnić stabilność systemu i efektywność transformacji energetycznej. Przeprowadzona analiza wskazuje, że magazynowanie energii będzie kluczowym elementem transformacji energetycznej.

Każda z przedstawionych technologii ma inne zastosowania i różny potencjał komercyjny:

- akumulatory sprawdzają się w aplikacjach krótkoterminowych i mobilnych,
- ESP i CAES są odpowiednie dla wielkoskalowych systemów elektroenergetycznych,
- technologie wodoru umożliwiają magazynowanie energii sezonowej i międzysektorowej,
- metody termiczne najlepiej integrują się z systemami ciepłowniczymi i budownictwem energooszczędnym.

Wybór technologii powinien opierać się na analizie lokalnych warunków, profilu zużycia energii, dostępności infrastruktury oraz planowanego modelu zarządzania energią (np. mikrosieci, prosumenci, agregatorzy).

Wnioski wskazują na potrzebę synergii różnych metod magazynowania w celu zapewnienia elastyczności i bezpieczeństwa dostaw energii w systemach opartych na źródłach odnawialnych.

4.1. Podsumowanie kosztów

Koszty wdrożenia i eksploatacji magazynów energii zależą od wielu czynników, takich jak technologia, skala systemu, lokalizacja czy dostępność surowców. W celu porównania różnych technologii stosuje się wskaźnik LCOS (Levelized Cost of Storage), wyrażający koszt jednostkowy magazynowanej energii (USD/kWh). Porównanie przykładowych kosztów poszczególnych

technologii magazynowania energii podano w tabeli 1.

Warto zaznaczyć, że magazynowanie ciepła cechuje się najniższym kosztem jednostkowym przy długim czasie magazynowania, natomiast technologie elektrochemiczne wyższą ceną, ale lepszą wydajnością przy krótkim czasie i dużej dynamice. Koszty magazynowania energii są nie tylko funkcją zastosowanej technologii, ale także skali instalacji, czasu użytkowania, kosztów utrzymania i integracji z innymi systemami (np. fotowoltaika, kogeneracja).

Wskaźnik LCOS nie uwzględnia wszystkich elementów ekonomicznych takich jak wartość elastyczności, wpływ na stabilność sieci czy koszt unikniętych emisji CO₂. Dlatego coraz częściej analizuje się tzw. wartości graniczne dla konkretnego scenariusza.

Dodatkowo:

- systemy o dużej liczbie cykli rocznie (np. akumulatory) szybciej amortyzują nakłady inwestycyjne,
- magazyny długoterminowe (np. wodór, ciepło sezonowe) mają niższy koszt jednostkowy przeliczeniowy,
- koszt energii magazynowanej zależy też od efektywności (sprawności) systemu i strat przesyłowych.

5. Bibliografia

- [1] Hittinger, E., & Ciez, R. E. (2020). Modeling costs and benefits of energy storage systems. *Annual Review of Environment and Resources*, 45, 445–469. <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-012320-082101>
- [2] Ralon, P., Taylor, M., Ilas, A., Diaz-Bone, H., & Kairies, K.-P. (2017). *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. International Renewable Energy Agency
- [3] Chwieduk, D., & Jaworski, M. (2023). *Energetyka odnawialna w budownictwie. Magazynowanie energii*. Wydawnictwo Naukowe PWN
- [4] Krośnicki, P. (2025). *Metody magazynowania energii – zalety, wady i koszty*. Państwowa Akademia Nauk Stosowanych im. Ignacego Mościckiego w Ciechanowie
- [5] Ceran, B. (2018). A comparative analysis of energy storage technologies. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, 21(3), 97–110. <https://doi.org/10.24425/124498>

Tabela 1. Porównanie kosztów poszczególnych technologii
Table 1. Comparison of costs of individual technologies

Technologia	Koszt magazynowania [EUR/kWh]	Szacunkowy koszt systemu 100 kWh [EUR]
Magazynowanie za pomocą PCM	300–500	30 000–50 000
Gruntowe magazyny ciepła (GTES)	50–150	5 000–15 000
Wodne magazyny ciepła (ATES/TTES)	30–120	3 000–12 000
Chemiczne magazyny ciepła	500–2 000	50 000–200 000
Akumulatory	200–500	20 000–50 000
Superkondensatory	500–1 500	50 000–150 000
Elektrownie szczytowo-pompowe	1 000–2 000	100 000–200 000
Magazynowanie sprężonego powietrza	100–500	10 000–50 000
Magazynowanie wodoru	500–2 000	50 000–200 000