

Krzysztof JERZAK 
ORCID: 0000-0002-0183-1928

Szkoła Doktorska SGH
al. Niepodległości 162
02-554 Warszawa

Drugie życie kopalni – możliwości wykorzystania nieczynnych kopalni węgla na potrzeby transformacji energetycznej i minimalizacji zjawiska osieroceń

Abstrakt: Transformacja energetyczna przyspiesza, a globalne regulacje klimatyczne prowadzą do odchodzenia od paliw kopalnych. Prowadzi to do występowania zjawiska osieroceń, czyli kosztów, aktywów i zasobów osieroconych. Jednym z kierunków ograniczania skali tego problemu jest rozwój alternatywnych technologii magazynowania energii, możliwych do zaadaptowania w infrastrukturze pokopalnianej. Potencjalne rozwiązania obejmują m.in. systemy, takie jak: UPSH, A-CAES, MTES oraz inne innowacyjne grawitacyjne technologie magazynowania energii, które dodatkowo mogą przyczynić się do zwiększenia stabilności energetycznej w warunkach postępującej transformacji systemu energetycznego.

Słowa kluczowe: aktywa osierocone, koszty osierocone, zasoby osierocone, osierocenia, transformacja energetyczna, kopalnie węgla, polityka klimatyczna, likwidacja kopalni, magazynowanie energii

The second life of mines – the possibilities of using closed coal mines for the purposes of energy transformation and minimizing the phenomenon of orphans

Abstract: The energy transition is accelerating, and global climate regulations are leading to a move away from fossil fuels. This results in the emergence of “stranded,” meaning stranded costs, assets, and resources. One way to reduce the scale of this problem is the development of alternative energy-storage technologies that can be adapted for use in post-mining infrastructure. Potential solutions include systems such as UPSH, A-CAES, MTES, and other innovative gravitational energy-storage technologies, which can additionally help increase energy stability amid the ongoing transformation of the energy system.

Keywords: stranded assets, stranded costs, stranded resources, energy transition, coal mines, climate policy, abandoned mines, energy storage.

Wstęp

Dynamicznie postępująca transformacja energetyczna prowadzi do głębokich zmian w strukturze wytwarzania i wykorzystania energii. Międzynarodowe porozumienia wyznaczają kierunek redukcji emisji gazów cieplarnianych i dekarbonizacji, co wiąże się ze stopniowym odchodzeniem od paliw kopalnych. Proces ten jest szczególnie istotny w krajach z wysokim stopniem uzależnienia od tego typu źródeł energii.

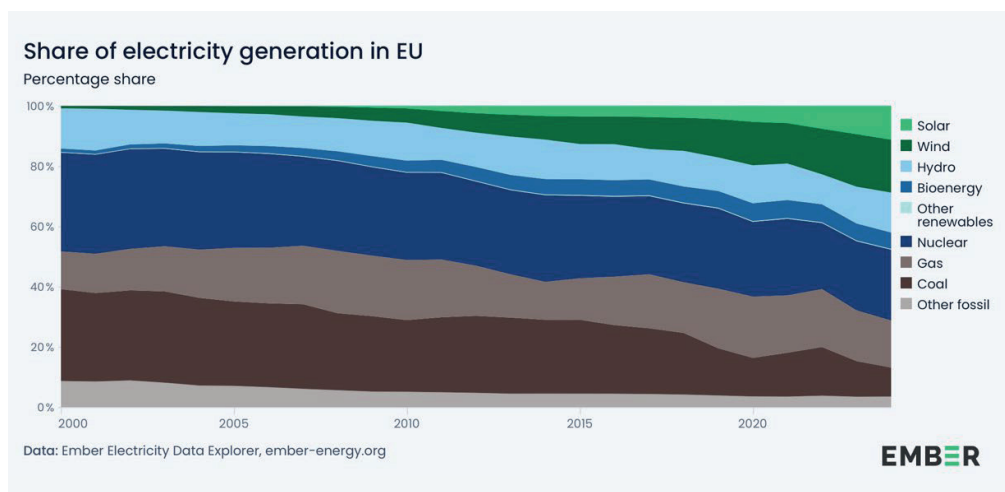
W Polsce, gdzie od dekad energetyka oparta jest na węglu, transformacja ta nie prowadzi jedynie do zmian technologicznych, ale i do poważnych skutków ekonomiczno-społecznych. Do negatywnych zjawisk tego procesu zalicza się tzw. osierocenia, czyli koszty, aktywa i zasoby osierocone, które w wyniku różnych czynników zewnętrznych stają się stratą ekonomiczną. Pojęcie to wywodzące się z czasów liberalizacji rynków energii, obecnie nabiera szerszego znaczenia. Skala i dynamika tego zjawiska są szczególnie widoczne w sektorze górnictwa węgla. Proces likwidacji kopalń powoduje nie tylko utratę potencjału produkcyjnego, lecz także problem z gospodarowaniem pozostawioną infrastrukturą i rekultywacją terenu. Analiza zjawiska osierocenia staje się zatem istotnym elementem w analizie ryzyk związanych z transformacją energetyczną oraz bodźcem do poszukiwania innowacyjnych form zagospodarowania infrastruktury pokopalnianej jako metod ograniczających ich występowanie.

Niniejsze opracowanie ma na celu zarysowanie genezy i istoty zjawiska osierocenia w kontekście transformacji energetycznej w Polsce, a także przedstawienie technologii magazynowania energii jako potencjalnych instrumentów ograniczających skalę tych zjawisk w procesie likwidacji kopalń. Zaprezentowano w nim międzynarodowe tło regulacyjne i zmiany w strukturze miksu energetycznego. Zestawienie to pozwala na podjęcie dalszych rozważań dotyczących złożoności problemu, którego niwelacja może odegrać kluczową rolę w polskiej transformacji energetycznej.

Zjawisko osierocenia jako negatywny aspekt transformacji energetycznej. Od globalnych regulacji klimatycznych do zmian w krajowym miksie energetycznym

Postępujące zmiany klimatyczne generują potrzebę implementacji globalnych regulacji ukierunkowanych na ograniczanie dalszej eskalacji tego zjawiska i minimalizację jego negatywnych konsekwencji. Jednym z najważniejszych współczesnych dokumentów mających na celu ograniczenie globalnego ocieplenia i walkę ze zmianą klimatu jest Porozumienie paryskie, osiągnięte podczas Konferencji ONZ w sprawie Zmian Klimatu (COP21) w Paryżu 12 grudnia 2015 roku (United Nations, 2025). Ostatecznie weszło ono w życie 4 listopada 2016 roku, gdy został spełniony warunek ratyfikacyjny przez co najmniej 55 państw odpowiedzialnych za co najmniej 55% globalnych emisji gazów cieplarnianych (Rada Unii Europejskiej, 2025a). Unia Europejska zatwierdziła je w drodze decyzji dnia 5 października 2016 roku (Rada Unii Europejskiej, 2016), natomiast Polska dokonała jego ratyfikacji poprzez ustawę podpisaną przez Prezydenta 6 października 2016 roku (Dz.U. 2016, poz. 1631).

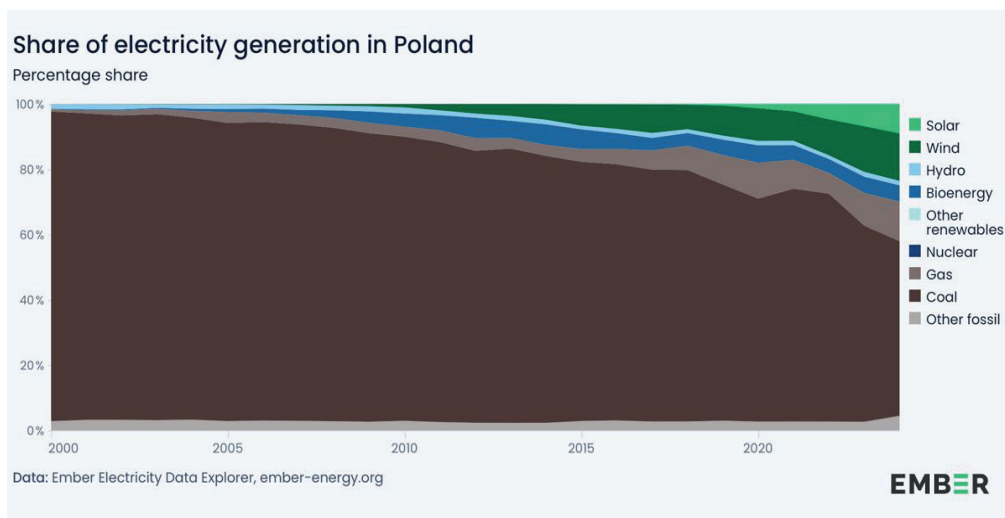
Celem długoterminowym jest zatrzymanie wzrostu średniej globalnej temperatury na poziomie 1,5°C do końca tego stulecia. Aby to osiągnąć, pierwotnie założono 40% redukcję emisji gazów cieplarnianych w całej gospodarce UE do 2030 roku w porównaniu z rokiem 1990 (Rada Unii Europejskiej, 2016). Według najnowszych aktualizacji Unia Europejska zamierza do 2030 roku zredukować emisję gazów cieplarnianych netto o 55%, natomiast do 2035 roku – od 66,25% do 72,5%, co ma doprowadzić do neutralności klimatycznej w 2050 roku. Powyższe plany wiążą się z koniecznością transformacji sektora energetycznego, aby stał się w przeważającej części wolny od paliw kopalnych (Rada Unii Europejskiej, 2025b). Unia Europejska dąży do osiągnięcia już w latach 30. XXI wieku globalnego systemu elektroenergetycznego w pełni lub w znaczącej części zdekarbonizowanego, bez tworzenia nowych elektrowni węglowych (Rada Unii Europejskiej, 2025c). Według najnowszych danych za 2024 rok produkcja energii elektrycznej w Unii Europejskiej opierała się w 10% na węglu i w 16% na gazie ziemnym, natomiast instalacje fotowoltaiczne i elektrownie wiatrowe odpowiadały – odpowiednio – za 11% i 17% wytwarzanej energii. Jest to pierwszy raz, gdy ze słońca pozyskano więcej energii niż z węgla (Rosslowe, Petrovich, 2025).



Rysunek 1. Udział źródeł wytwórczych w produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej od 2000 do 2024 roku

ŹRÓDŁO: EMBER 2025

Polski miks energetyczny prezentuje się wyraźnie odmiennie, charakteryzując się dominującą rolą paliw kopalnych jako podstawowym źródłem wytwarzania energii elektrycznej. W latach 2000–2005 węgiel odpowiadał za 92–95% produkcji energii. Trend spadkowy rozpoczął się jednak dopiero w 2010 roku, gdy węgiel zmniejszył swój udział z około 87% w 2010 roku do około 80% w 2015 roku. Wynikało to głównie z rozwoju



Rysunek 2. Udział źródeł wytwórczych w produkcji energii elektrycznej w Polsce od 2000 do 2024 roku

ŹRÓDŁO: EMBER 2025

energetyki wiatrowej i większego zużycia gazu. Od 2016 roku tempo redukcji udziału węgla uległo znacznemu przyspieszeniu, co wiąże się m.in. z wejściem w życie Porozumienia paryskiego, wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂ i dynamicznym rozwojem fotowoltaiki, obserwowanym od lat 2019–2020. Według najnowszych danych za 2024 rok udział węgla w krajowym miksie energetycznym znacząco się obniżył, jednakże dalej pozostaje na wysokim poziomie w odniesieniu do innych krajów UE, osiągając około 53%. Równocześnie odsetek energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych wyraźnie wzrósł w porównaniu z okresem bezpośrednio po zawarciu Porozumienia paryskiego (2015 – 13,8%, 2016 – 13,7%). W 2024 roku blisko 30% energii elektrycznej w Polsce pochodziło już z odnawialnych źródeł energii – por. Rysunek 1 i 2 (EMBER, 2025).

Postępująca transformacja energetyczna, czyli geneza zjawiska osieroceń w Polsce

Polska transformacja energetyczna rozpoczęła się w zasadzie pod koniec XX wieku jako jeden z elementów zmiany gospodarki na rynkową, czyli wraz z początkiem kapitalizmu. Za jej genezę można uznać wprowadzenie Ustawy z 24 lutego 1990 roku, likwidującej Wspólnotę Węgla Kamiennego, Wspólnotę Energetyki i Węgla Brunatnego. Zarządzanie krajową energetyką powierzono Ministrowi Przemysłu i Handlu, na którego barkach spoczęła koordynacja procesów legislacyjnych związanych z otwartym rynkiem i prywatyzacją (Dz.U. 1990 nr 14 poz. 89). Głównym celem procesu transformacji poza aspektami ekonomicznymi i technologicznymi, takimi jak redukcja kosztów, poprawa efektywności

w sektorze energetycznym i jego unowocześnienie, było umożliwienie odbiorcom energii wyboru jej dostawcy. Zostało to sprecyzowane w Ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348). Decentralizacja systemu energetycznego oznaczała, iż na szczeblu centralnym podejmowano jedynie decyzje strategiczne, czyli planowanie i prognozowanie działań dotyczących rozwoju energetyki, natomiast to samorządy gminne były odpowiedzialne za opracowanie założeń do przyjętych planów, uwzględniając przy tym lokalne źródła energii (Krajniak, 2018).

Poza demonopolizacją rynku energii innymi efektami ustawy były uwolnienie rynku, wzrost konkurencyjności, prywatyzacja przedsiębiorstw i podział rynku energii na podsektory: wytwórstwo, przesył, dystrybucja i handel energią (Widerski, 2013: 46). Odnosząc się do jednej z ogólnych zasad mikroekonomii – wzrost konkurencyjności wpływa na obniżenie cen w porównaniu do stanu monopolistycznego. Można zatem uznać te zjawiska za pozytywne efekty liberalizacji. Innym było wprowadzenie zasady *Third Party Access* (TPA), która chociażby umożliwiła wybór dostawcy energii jej odbiorcom końcowym. Z kolei w prawie wspólnotowym liberalizacja rynków energii została wprowadzona na podstawie następujących dyrektyw: 96/92/WE z 1996 r., 2003/54/WE z 2003 r. i 2009/72/WE z 2009 r.

Zmiana podejścia do rynku energii poprzez działania zwiększające konkurencyjność wiąże się nie tylko z pozytywnymi skutkami, lecz także z pewnymi zagrożeniami. Można do nich zaliczyć na przykład obawę o stabilność i bezpieczeństwo energetyczne państwa przy rozproszeniu odpowiedzialności. Był to moment, w którym w Polsce pojawiło się pojęcie kosztów osieroconych. Likwidacja monopolu energetycznego spowodowała, że pierwotne założenia co do przyszłych zysków firm energetycznych w nowych warunkach konkurencyjnych zaczęły być nierealne do osiągnięcia, a co istotne – zyski nie pokrywały poniesionych kosztów (Motowidlak, 2007). Prowadziło to do powstawania kosztów osieroconych, określanых przez Motowidlaka jako: „koszty inwestycji i zobowiązań umownych dokonanych przed rozpoczęciem procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej i zaakceptowanych przez organy regulacyjne w stawkach i taryfach opłat, a niemożliwe do odzyskania w nowych warunkach. Ich wysokość stanowi różnica pomiędzy przychodem planowanym w okolicznościach, gdy podejmowano decyzje inwestycyjne, a przychodem możliwym do uzyskania w nowych realiach”.

Współcześnie pojęcie aktywów i zasobów osieroconych jest szerzej rozwijane. Definicja aktywów osieroconych (ang. *stranded assets*), zaprezentowana w raporcie z programu „Stranded Assets” prowadzonego przez Smith School of Enterprise and the Environment na Uniwersytecie Oksfordzkim, trafnie oddaje ich istotę. Program bada zagadnienie aktywów osieroconych, określając je jako: „aktywa, które ucierpiały w wyniku nieprzewidzianych lub przedwczesnych odpisów aktualizujących, dewaluacji lub przekształcenia w zobowiązania” (tłumaczenie własne autora z języka angielskiego). Autorzy raportu wskazują ryzyka związane ze zmianą środowiska jako jeden z powodów występowania takiej sytuacji. Należą do nich wyzwania wynikające ze zmian klimatu, wyczerpywanie zasobów, wprowadzanie nowych regulacji czy zmieniające się normy społeczne oraz panujący trend wśród konsumentów (Caldecott, et al., 2014). Zasoby osierocone

(ang. *stranded resources*) można uznać za szczególną kategorię aktywów osieroconych. Termin ten obejmuje szeroki zakres zasobów naturalnych, które pozostają niewykorzystane lub wykorzystane w ograniczonym stopniu z powodu braku ekonomicznej opłacalności. Przyczyny tego zjawiska są analogiczne do wskazanych w przypadku aktywów osieroconych i obejmują czynniki technologiczne, regulacyjne, polityczne i ogólne zmiany zachodzące na rynkach (Bos, Gupta, 2019). Koszty, aktywa i zasoby osierocone są zatem pojęciami pokrewnymi – powstają poprzez czynnik zewnętrzny powodujący osierocenie, czyli spadek wartości lub utratę zakładanego zysku.

W kontekście niniejszego opracowania przykładem aktywa osieroconego jest zakład górniczy wraz z całą infrastrukturą, którego funkcjonowanie przestaje być ekonomicznie uzasadnione między innymi wskutek wprowadzenia nowych regulacji klimatycznych. Przykładem zasobów osieroconych są z kolei niewydobyte złoża węgla. W zależności od stopnia realizacji polityki klimatycznej, światowe wartości osieroceń są wyrażane w setkach miliardów dolarów w związku z porzuconymi mocami wydobywczymi węgla konwencjonalnego (Johnson et al., 2015). Istnieją również szacunki wskazujące, że wartość netto niewykorzystanego potencjału produkcyjnego paliw kopalnych do roku 2050 może mieścić się w przedziale od 21,5 do 30,6 bln dol., w zależności od przyjętego scenariusza polityki klimatycznej. Wartość aktywów osieroconych według obliczeń badaczy w przypadku elektrowni węglowych może wynieść od 1,3 do 2,3 bln dol. (Chen et al., 2023). Zjawisko osieroceń może rozszerzać się na kolejne segmenty gospodarki, w tym na sektor finansowy. Znaczna część nakładów inwestycyjnych poniesionych w energetyce była finansowana przez instytucje bankowe, co zwiększa ich wrażliwość na związane z tym ryzyko. W Polsce ekspozycja ta wyniosła w 2022 roku około 1,9 mld zł w odniesieniu do paliw kopalnych, natomiast w skali całego sektora sięgała około 21 mld zł (Stefaniak, 2022). Osierocenia uważa się często za źródło ryzyka systemowego, co dodatkowo nadaje wagi temu zagadnieniu (Kurowski, 2024).

W Polsce od listopada 1993 do sierpnia 2022 roku wyłączono z eksploatacji 45 kopalń (Korzus, 2025). Spowodowało to spadek wydobywania o 90 mln ton oraz redukcję zatrudnienia w wysokości 300 tysięcy miejsc pracy od początku okresu transformacji do końca 2019 roku (Instytut Badań Strukturalnych, 2021). Stale prowadzone są dalsze działania mające przyspieszyć likwidację kopalń (Frączyk, 2025), co niesie za sobą wzrost ryzyka osieroceń. Wraz z postępującym odchodzeniem od węgla należy oczekiwać rozwoju innowacyjnych technologii, które usprawnią ten proces i ograniczą jego negatywne konsekwencje. Przewiduje się, że rozwiązania te umożliwią efektywną transformację poszczególnych sektorów, przyczynią się do redukcji emisji zanieczyszczeń, a także wygenerują nowe miejsca pracy (Wojtkowska-Łodej, et al., 2022).

Wtórne zagospodarowanie kopalni węgla jako strategia ograniczająca osierocenia

Zamkniętymi kopalniami zarządza w głównej mierze Spółka Restrukturyzacji Kopalń SA (SRK). Do jej podstawowych zadań należy przeprowadzenie likwidacji kopalni i zabez-

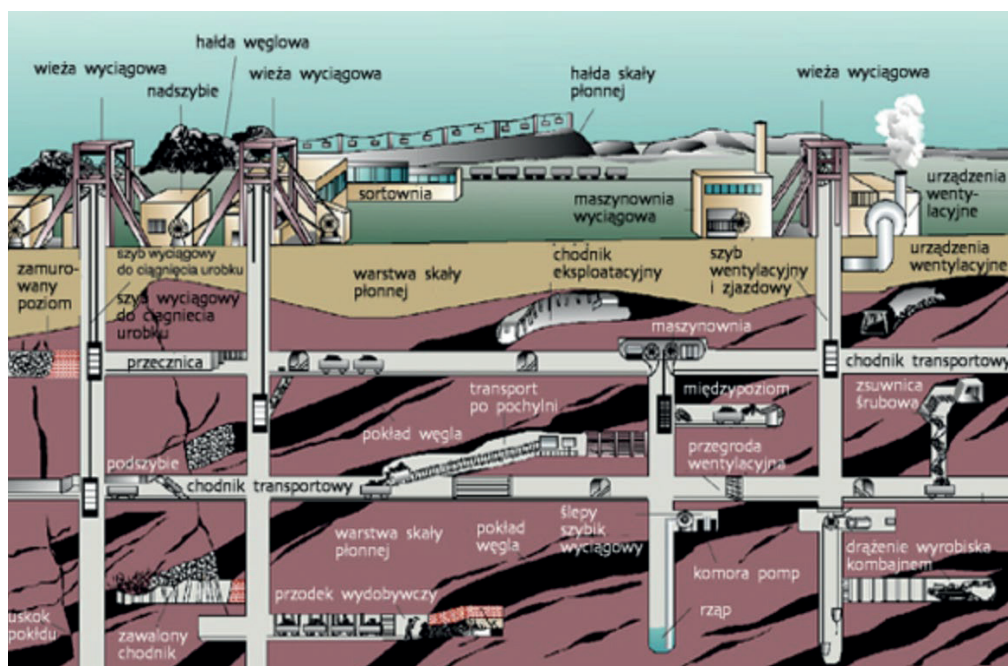
pieczenie sąsiadujących zakładów górniczych przed zagrożeniem pożarowym, wodnym i gazowym (SRK, 2025a). W najnowszym projekcie rozporządzenia ws. likwidacji kopalń opublikowanym przez Ministerstwo Energii, przewiduje się, że likwidacją zakładów górniczych będą mogły zajmować się także inne podmioty niż jedynie SRK. Kwalifikuje się do nich Polską Grupę Górniczą, Południowy Koncern Węglowy oraz Węgłokoks Kraj. Zgodnie z projektem ustawy przedsiębiorstwa te będą pokrywać koszty likwidacji zadań z funduszy likwidacyjnych poszczególnych zakładów górniczych, z własnych pozostałych środków oraz ze wsparcia publicznego, obejmującego dotacje budżetowe i środki uzyskane poprzez podwyższenie kapitału zakładowego firm górniczych w formie skarbowych papierów wartościowych przekazanych przez Skarb Państwa (PAP, 2025).

W ramach struktury SRK funkcjonuje Centralny Zakład Odwadniania Kopalń (CZOK), który zapewnia bezpieczeństwo pracujących zakładów górniczych przed przedostaniem się wody z nieczynnych kopalń. Centralny Zakład Odwadniania Kopalń zabezpiecza przed zalaniem 12 czynnych zakładów górniczych. W związku powyższym funkcjonuje 17 pompowni, które rocznie przetwarzają ponad 100 mln m³ wody (SRK, 2025b).

Wodę kopalnianą można efektywnie wykorzystać chociażby w przemyśle lub w celach grzewczych. W 2012 roku zakończono i oddano do użytku termomodernizację budynku administracji CZOK w Czeladzi. Jednym z celów przeprowadzenia prac remontowych była zmiana systemu grzewczego z wykorzystaniem wody kopalnianej ze zlikwidowanej kopalni „Saturn”. W instalacji zostały wykorzystane pompy ciepła, dla których dolnym źródłem zasilania jest woda pozyskiwana z szybu „Paweł”, o średniej temperaturze rocznej około 13°C. W pierwszym kroku pozyskana woda trafia do zbiornika przelewowego, a następnie do stacji filtrów, gdyż zawiera znaczną ilość związków manganu i żelaza, co może wpływać negatywnie na funkcjonowanie wymiennika pomp ciepła. W kolejnym etapie przepływa do parowacza, gdzie oddaje ciepło i następnie trafia do zbiornika. Później kierowana jest do rzeki Brynicy (Tokarz, Mucha, 2013: 106–110).

Łączna moc grzewcza kotłowni wynosi 117,8 kW, co pozwala ogrzać cały budynek o powierzchni użytkowej wynoszącej 1884 m² i kubaturze ogrzewanej części 6040 m³ (SRK, 2025c). Wykonanie pełnej termomodernizacji (łącznie z elewacją zewnętrzną i stolarką okienną) pozwoliło zaoszczędzić około 278 MWh/rok (411 MWh/rok przed termomodernizacją, 133 MWh/rok po termomodernizacji), zatem korzyść finansowa jest znacznych rozmiarów (Tokarz, Mucha, 2013: 111).

Zamknięte zakłady górnicze obejmują rozległe obszary, które po odpowiedniej rekultywacji i adaptacji mogą zostać przeznaczone do ponownego wykorzystania. Tereny te stwarzają możliwość lokalizacji farm fotowoltaicznych i wiatrowych, obiektów przemysłowych i zabudowy mieszkaniowej, a także zagospodarowania ich na cele rekreacyjne. Istotnym elementem pozostaje również podziemna infrastruktura kopalniana – jak szyby i chodniki transportowe (Rysunek 3) – dysponująca znacznym potencjałem funkcjonalnym. Zasypywanie szybów wiąże się z bardzo wysokimi kosztami, sięgającymi setek milionów złotych, które mogłyby zostać przeznaczone na dostosowanie istniejącej



Rysunek 3. Przekrój schematyczny kopalni węgla

ŹRÓDŁO: ENCYKLOPEDIA PWN, 2025

infrastruktury na przykład do potrzeb technologii magazynowania energii (Dudała, 2025), co może być odpowiedzią na pilną potrzebę transformacji energetycznej nie tylko w Polsce, lecz także na świecie.

PSH (*Pumped-Storage Hydroelectricity*)

Technologia PSH (elektrownie szczytowo-pompowe: ESP) jest dobrze znanym na świecie sposobem magazynowania energii z wykorzystaniem dwóch zbiorników wodnych położonych na różnych wysokościach. Energia elektryczna jest wytwarzana, gdy woda spływa grawitacyjnie z górnego do dolnego zbiornika, przepływając przez turbinę. W celu ponownego napełnienia zbiornika, konieczne jest użycie energii do przepompowania wody z powrotem – na przykład w sytuacji nadprodukcji energii elektrycznej w sieci. Pierwsze znane przykłady wykorzystania tej technologii sięgają lat 90. XIX wieku (U.S. Department of Energy, 2025). Według przeprowadzonego przez Urząd Regulacji Energetyki monitoringu rejestrów w Polsce elektrownie szczytowo-pompowe odpowiadają za 85% całkowitej mocy magazynów energii. Moc i pojemność tego typu magazynów przyłączonych do sieci operatorów według stanu na koniec 2023 roku jest następująca: Stacja Żarnowiec (710 MW, 3800 MWh) widoczna na Rysunku 4 (PGE Energia Odnawialna, 2025), Stacja



Rysunek 4. Elektrownia szczytowo-pompowa Żarnowiec

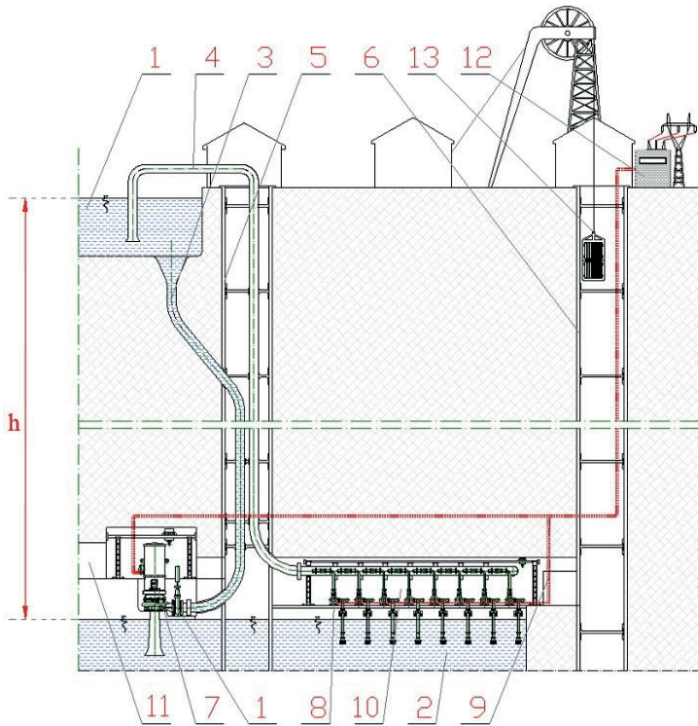
ŹRÓDŁO: PGE ENERGIA ODNAWIALNA, 2025

Bujaków (540 MW, 2000 MWh), Warszawa Solina (198 MW, 640 MWh) (Urząd Regulacji Energetyki, 2024). Na świecie elektrownie szczytowo-pompowe odpowiadają za około 90% światowej mocy magazynowania energii (Kulpa, et al., 2024: 1830).

UPSH (Underground Pumped-Storage Hydropower)

Rozwój technologii elektrowni szczytowo-pompowych, obecnie najważniejszej i najbardziej dojrzałej formy magazynowania energii, prowadzi do poszukiwania nowych lokalizacji, które mogłyby zostać do niej zaadaptowane. Literatura wskazuje w tym kontekście, że wykorzystanie zamkniętych zakładów górniczych węgla jako podziemnych elektrowni szczytowo-pompowych (UPSH) stanowi naturalne rozwinięcie jej klasycznej wersji, co obrazuje Rysunek 5. Kopalnie oferują infrastrukturę, którą można zaadaptować na zbiorniki, komory maszynowe i kanały przepływowe, co istotnie obniży koszty inwestycyjne i ogranicza wpływ na środowisko takiego przedsięwzięcia (Xin Lyu et al., 2022: 16012).

W badaniach dotyczących Polski wskazuje się, że zamknięte kopalnie – osiagające głębokości od około 300 m do ponad 1000 m – stwarzają sprzyjające warunki do lokalizacji podziemnych zbiorników dolnych oraz instalacji pompowo-turbinowych. Tak znaczne różnice wysokości umożliwiają uzyskanie spadków hydraulicznych porównywalnych z tymi,



Oznaczenia: zbiornik górny (1), zbiornik dolny (2), kanał dopływu wód opadowych (3), kanał odprowadzający (4), szyb przepływu wody (5), szyb transportowy (6), turbina wodna (7), pompy odśrodkowe (8), linie energetyczne (9), komora pomp (10), chodnik transportowy (11), stacja transformacji napięcia (12) i klatka transportowa (13)

Rysunek 5. Diagram infrastruktury PSH w zamkniętej kopalni węgla kamiennego

ŹRÓDŁO: GRZEGORZ PECZKIS, 2021: 213–225

które występują w konwencjonalnych, nadziemnych elektrowniach szczytowo-pompowych (PSH). Jednocześnie wykorzystanie istniejących szybów, wyrobisk i systemów odwadniających pozwala na ponowne wykorzystanie infrastruktury pogórnictwa, której utrzymanie stanowi znaczący problem ekonomiczny i środowiskowy (Saigustia, Robak, 2021: 6272).

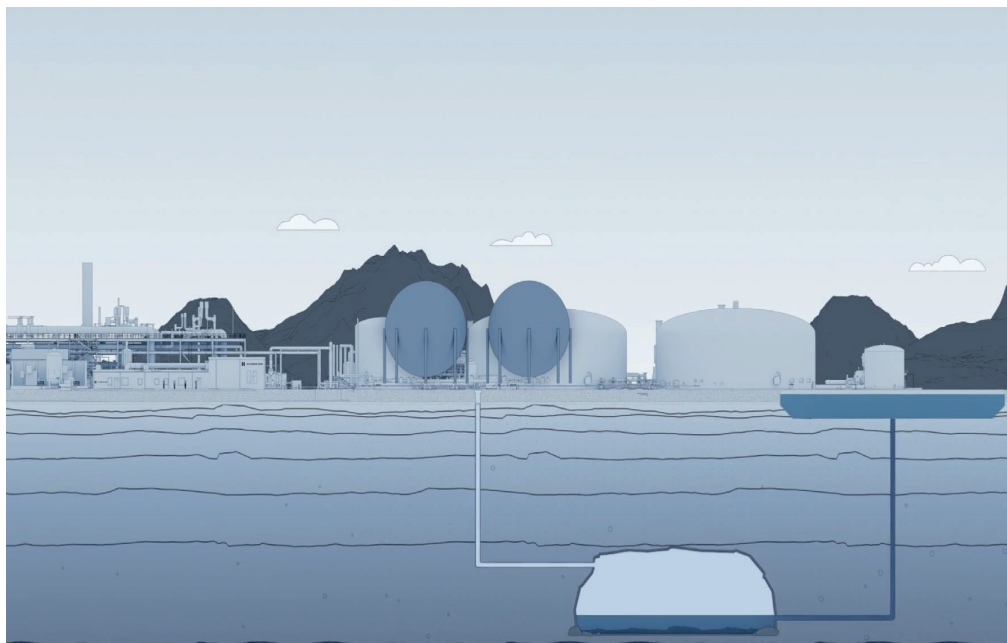
Czechy zrealizowały pilotażowy projekt elektrowni szczytowo-pompowej w zamkniętej kopalni węgla w Jeremenko koło Ostrawy. Instalacja została uruchomiona w lipcu 2015 roku. Wykorzystano istniejący system odwadniania kopalni, montując turbinę Peltona na głębokości około 580 m. Układ osiągnął moc elektryczną około 680 kW przy przepływie $0,14 \text{ m}^3/\text{s}$, wykorzystując krążącą w systemie wodę kopalnianą o temperaturze 26°C . Zbiornik powierzchniowy miał objętość 4000 m^3 , a przewód doprowadzający wodę – średnicę 300 mm. Wyniki pozwoliły oszacować, że docelowa moc podobnych instalacji w warunkach kopalnianych mogłaby wynosić 5–10 MW przy zbiornikach rzędu 20 tys. m^3 .

Rozważano także wykorzystanie ciepła pochodzącego z wody do celów grzewczych (Pecz-
kis, 2021: 213–225).

Badacze wskazują, że z technicznego punktu widzenia istnieje możliwość zrealizowania procesu magazynowania energii na zasadzie działania PSH w kopalni węgla kamiennego. Jednakże ze względu na ograniczenia wynikające z wymiarów szybów kopalnianych moc pojedynczego obiektu nie przekroczy 25 MW bez znaczących inwestycji w infrastrukturę kopalni. Moc rzędu 90 MW może zostać osiągnięta przy stosownych inwestycjach w szyby, wyrobiska i komory (Pecz-
kis, 2021).

A-CAES (*Advanced Compressed Air Energy Storage*)

Technologia A-CAES to przykład wykorzystania kombinacji powietrza, wody i podziem-
nych kawern w twardych skałach w celu magazynowania energii. A-CAES działa podobnie
do CAES (ang. *Compressed Air Energy Storage*), jednakże dodatkowo wychwytuje ciepło.
Elementy infrastruktury tej technologii prezentuje Rysunek 6. Energia elektryczna pobie-
rana jest z nadwyżek pochodzących ze źródeł odnawialnych lub z sieci poza godzinami
szczytu, a następnie wykorzystywana do zasilania sprężarek, które generują ogrzane sprę-
żone powietrze. Ciepło pozyskiwane jest ze sprężonego powietrza i akumulowane w odpo-
wiednim zbiorniku, aby mogło zostać wykorzystane w dalszym etapie. Zimne powietrze



Rysunek 6. Technologia A-CAES firmy Hydrostor

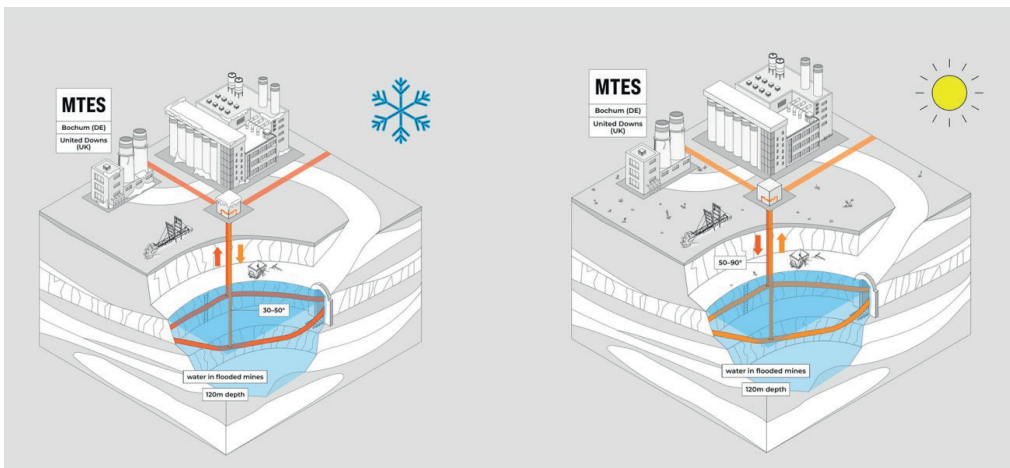
ŹRÓDŁO: HYDROSTOR, 2025A

jest następnie magazynowane w specjalnej kawernie, która wykorzystuje ciśnienie słupa wody do zwiększania gęstości magazynowania i utrzymania stałego ciśnienia w systemie. W momencie zapotrzebowania na energię ciężar słupa wody zostaje uwolniony i dzięki sile grawitacji wypycha zimne powietrze na powierzchnię, gdzie jest łączone ze zmagazynowanym ciepłem i następnie rozprężane w turbinie, generując przy tym energię elektryczną (Hydrostor, 2025a).

Projekt pilotażowy powstał na terenie dawnej kopalni soli w The Goderich Energy Storage Centre, Goderich, Ontario, Kanada o mocy 1,75 MW i pojemności około 10 MWh (Kaczmarczyk, Dobrzaniecki, 2023: 25–36). Obecnie są prowadzone analizy dwóch lokalizacji rozważanych pod kątem realizacji A-CAES: Greater Napanee oraz Loyalist Township. Obydwie lokalizacje są poddawane równoległej ocenie, przy czym etap początkowy przewiduje instalację o mocy 500 MW, natomiast w dalszych fazach rozwojowych zakłada się możliwość zwiększenia dostępnej mocy do poziomu od 1000 do 2000 MW (Hydrostor, 2025b).

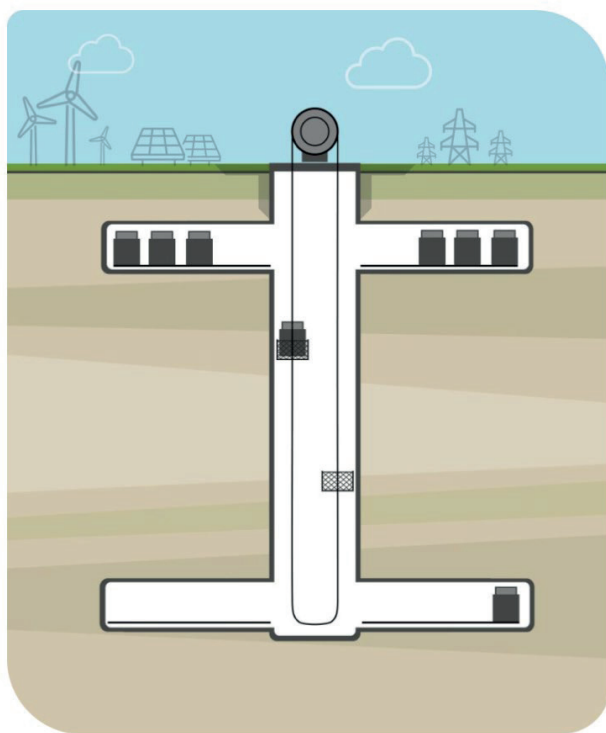
MTES (*Mine Thermal Energy Storage*)

System MTES jest to technologia, w której zalane wyrobiska pogórnice pełnią funkcję podziemnych magazynów ciepła, umożliwiając akumulację energii termicznej w czasie obniżonego zapotrzebowania oraz jej późniejsze wykorzystanie w okresach zwiększonej potrzeby grzewczej (Quiros, et al., 2025). Przykładem skutecznej implementacji tej technologii jest pilotażowy projekt HEATSTORE, gdzie opuszczona kopalnia w Bochum – wcześniej pozyskująca węgiel kamienny – jest wykorzystywana na magazyn ciepła oparty na wodach kopalnianych. Instalacja MTES w Bochum (schemat widoczny na Rysunku 7),



Rysunek 7. Technologia MTES

ŹRÓDŁO: PUSH-IT, 2025



Rysunek 8. GraviStore

ŹRÓDŁO: GRAVITRICITY, 2025A

realizowana w ramach projektu PUSH-IT, zostanie zlokalizowana na terenie centrum technicznego Uniwersytetu Ruhry we współpracy z tą jednostką. Instalacja ma zagospodarowywać letnie nadwyżki ciepła pochodzące z centrum danych. Funkcję magazynu ciepła ma pełnić opuszczona kopalnia Mansfeld (Hahn, et al., 2024).

GraviStore

GraviStore pełni funkcję podziemnego magazynu energii grawitacyjnej, gdzie ciężkie masy są podnoszone i opuszczane w celu magazynowania i uwalniania energii elektrycznej (Rysunek 8). W sytuacji nadwyżki energii odnawialnej lub taniej energii elektrycznej odbywa się podnoszenie ciężkich bloków, dzięki czemu magazynowana jest ich energia potencjalna. Opuszczanie ciężaru przekształca energię potencjalną w kinetyczną, wytwarzając przy tym energię elektryczną. Technologia została tak opracowana, aby wykorzystywać istniejącą infrastrukturę górniczą: szyby i wyciągi kopalniane (Gravitricity, 2025a).

Firma Gravitricity uruchomiła projekt pilotażowy powstał w porcie Leith w Edynburgu. W demonstratorze wykorzystano dwa ciężary o masie 25 ton każdy, które zostały

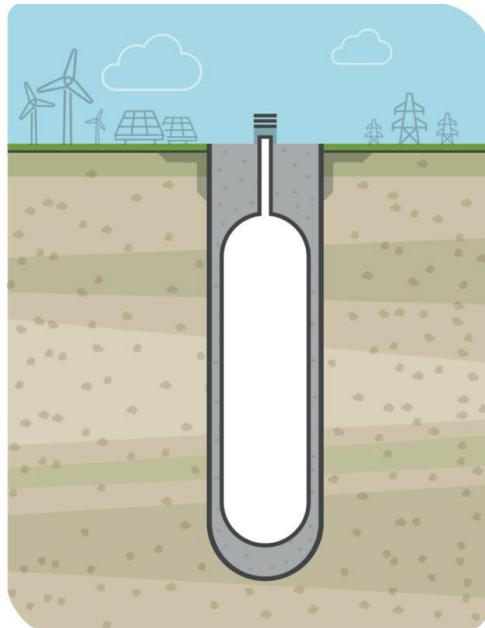
zawieszane na stalowych linach na 15-metrowej konstrukcji. Pozwoliło to wygenerować moc 250 kW (Gravitricity, 2025b).

H₂FlexiStore (*Underground Hydrogen Storage System*)

Gravitricity zaprezentowało również technologię H₂FlexiStore. Jest to modułowy system magazynowania wodoru w zbiornikach składających się z wielowarstwowej powłoki, które instaluje się w podziemnym szybie (Rysunek 9). Pojedynczy moduł może zapewnić magazynowanie do 100 ton wodoru, co przekłada się na 3,3 GWh energii pierwotnej lub 1,6 GWh energii elektrycznej. System został zaprojektowany tak, aby można było go instalować w różnych warunkach geologicznych (Gravitricity, 2025c).

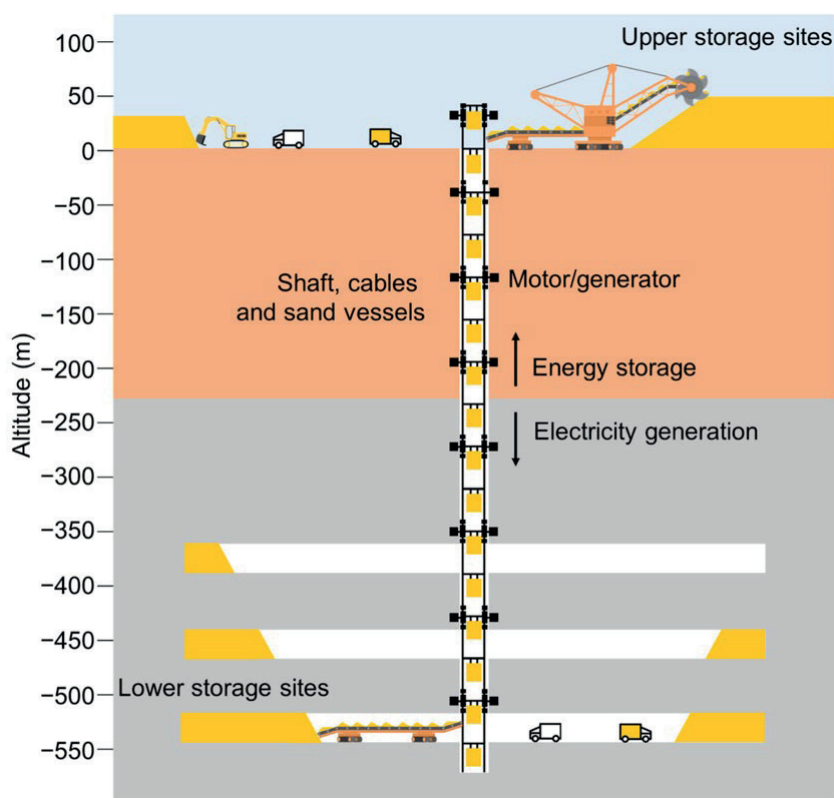
Underground Gravity Energy Storage (UGES)

Underground Gravity Energy Storage (UGES) to koncepcyjna technologia grawitacyjnego magazynowania energii, która wykorzystuje zamknięte kopalnie jako dolne zbiorniki magazynowe energii. Magazynowanie odbywa się poprzez unoszenie dużych ilości piasku z poziomów podziemnych na powierzchnię w okresach nadwyżki energii elektrycznej. W sytuacji przeciwnej opuszczany piasek w dół szybu (masa) napędza układ silników/generatorów (Hunt et al., 2023: 825).



Rysunek 9. H₂FlexiStore

ŹRÓDŁO: GRAVITRICITY, 2025C



Rysunek 10. *Underground Gravity Energy Storage*

ŹRÓDŁO: HUNT, ET AL., 2023: 825

System UGES składa się następujących kluczowych elementów (Rysunek 10):

- szyb kopalniany – pełni funkcję drogi dla kontenerów z piaskiem,
- silnik/generatory – umieszczane wzdłuż szybu generują energię,
- górny magazyn – stożkowy nasyp piasku na powierzchni,
- dolny magazyn – wypełnione piaskiem wyrobiska kopalni,
- modułowe, składane kontenery – umożliwiają szybkie napełnianie/rozładunek,
- sprzęt górniczy – do przemieszczania piasku na powierzchnię i pod powierzchnią ziemi (Hunt, et al., 2023: 825).

Polskie koncepcje wtórnego wykorzystania kopalni

W Polsce nie ma jeszcze dużego, działającego systemu magazynowania energii w zamkniętych zakładach górniczych. Jest natomiast kilka projektów badawczych i koncepcji, które do tego dążą. Przykładem jest projekt „GrEnMine – *Gravitational Energy Storage in the*

Post-Mine Areas”, który ma za zadanie opracować nowe grawitacyjne systemy magazynowania energii na terenach poeksploatacyjnych i składowiskach odpadów pogórnictwa (Poltegor Instytut, 2025). Projekt ma potrwać do czerwca 2027 roku, a jego budżet to 3,5 mln euro. Demonstrator technologii ma powstać na terenie Kopalni Węgla Brunatnego Turów w Bogatyni (Politechnika Wrocławska, 2025).

Przyszłość w grawitacyjnym magazynowaniu energii widzi również OZE RENTIER SA. W przeciwieństwie do tradycyjnych akumulatorów, których eksploatacja wiąże się z obciążeniem środowiskowym, omawiane rozwiązanie bazuje na podnoszeniu stalowych bloków z wykorzystaniem odwracalnych silników elektrycznych. Energia jest magazynowana poprzez ich unoszenie w okresach nadprodukcji, a następnie odzyskiwana, gdy zapotrzebowanie w systemie jest podwyższone. Modułowa konstrukcja umożliwia budowę instalacji o zróżnicowanej mocy w bezpośrednim sąsiedztwie źródeł energii odnawialnej. Szacunki wskazują, iż na obszarze jednego hektara można zrealizować magazyn o pojemności rzędu 50 MWh. Projekt znajduje się obecnie w fazie koncepcyjnej (przedsiębiorstwo uzyskało patent) i oczekuje na pozyskanie finansowania na realizację instalacji pilotażowej (OZE RENTIER, 2025).

Na początku lipca 2023 roku zaczęto realizację projektu badawczego *Hybrid Energy Storage System Using Post-Mining Infrastructure* (Hybrydowy system magazynowania energii wykorzystujący infrastrukturę pokopalnianą), oznaczonego akronimem HESS. Jego głównym celem jest opracowanie HESS, wykorzystującego infrastrukturę pogórnictwa, obejmującą zarówno szyby, jak i podziemne wyrobiska kopalniane. W ramach przedsięwzięcia przewidziano analizy możliwości jednoczesnego magazynowania energii poprzez PSH, CAES (sprężonego gazu) i TES (magazynowanie ciepła). Projekt jest finansowany ze środków Funduszu Badawczego Węgla i Stali (RFCS) Unii Europejskiej i realizowany w ramach konsorcjum: Instytut Technologii Paliw i Energii (lider projektu), Instytut Techniki Górniczej KOMAG, Politechnika Śląska, Premogovnik Velenje d.o.o. (Słowenia), VSB – Technical University of Ostrava (Czechy) i ma potrwać do końca II kwartału 2026 roku (Politechnika Śląska, 2025).

Śląski System Magazynowania Energii stanowi koncepcję stworzenia zintegrowanej sieci magazynów energii na obszarze Górnego Śląska, opierających swoje funkcjonowanie na infrastrukturze zamkniętych kopalń. Założenie to obejmuje wykorzystanie zarówno podziemnych elementów infrastruktury – takich jak szyby i wyrobiska górnicze – jak również terenów powierzchniowych powstałych w wyniku działalności pogórnictwa. Do udziału w projekcie wstępnie zakwalifikowano 4 kopalnie:

- 1) szyb „Budryk” na terenie KWK „Centrum” w Bytomiu,
- 2) szyb „Gigant” w Zabrze,
- 3) KWK „Makowszy” w Zabrze
- 4) KWK „Ruch-Pokój” w Rudzie Śląskiej.

Magazyny energii miałyby funkcjonować, opierając się na zasadzie magazynowania grawitacyjnego, z wykorzystaniem wody. Koncepcja zakłada użycie obciążnika wypełnionego wodą, poruszającego się wzdłuż szybu górniczego w celu akumulacji i odzysku energii (E-magazyny.pl, 2025).

Podsumowanie

Globalna transformacja energetyczna oznacza dla gospodarek nieustającą konieczność adaptacji do zmieniających się warunków, zwłaszcza w przypadku tych mocno uzależnionych od paliw kopalnych w swoim miksie energetycznym. W Polsce zjawisko osierocenia nie było do tej pory przedmiotem szerokiej dyskusji, lecz wraz z zacieśnianiem polityki klimatycznej ten stan rzeczy może ulec zmianie. Kluczowe wydaje się ograniczanie tego ryzyka, w czym może pomóc adaptacja zamkniętych kopalni do nowych celów – na przykład magazynów energii.

Współczesny rozwój technologii magazynowania energii, a w szczególności ich rosnąca różnorodność, stwarza podstawy do prowadzenia pogłębionych analiz eksperckich dotyczących ekonomicznej zasadności ich wdrażania z uwzględnieniem specyfiki poszczególnych kopalń. W niniejszym rozdziale zaprezentowano następujące propozycje dotyczące sposobów gromadzenia energii z założeniem jej późniejszego wykorzystania: podziemne elektrownie szczytowo-pompowe (UPSH), zaawansowane magazyny sprężonego powietrza (A-CAES), podziemne magazyny ciepła (MTES) oraz technologie grawitacyjne, takie jak: GraviStore i UGES. Przegląd międzynarodowych i krajowych inicjatyw – zarówno tych koncepcyjnych, jak i pilotażowych – wskazuje, że infrastruktura pokopalniana może stać się istotnym elementem transformacji energetycznej.

Wtórne wykorzystanie nieczynnych kopalni ma potencjał pełnić funkcję zarówno minimalizującą osierocenia, jak i wspierającą dynamiczną modernizację sektora energetycznego poprzez zapewnienie stabilności jego funkcjonowania. Potrzebne są jednak dalsze badania techniczne, analizy ekonomiczne i wprowadzenie odpowiednich ram regulacyjnych umożliwiających komercjalizację tych technologii.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Bos K., Gupta, J., 2019, *Stranded Assets and Stranded Resources: Implications for Climate Change Mitigation and Global Sustainable Development*, „Energy Research & Social Science” 56 (2019): 101215, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.05.025>.
- [2] Caldecott, B., et al., 2014, *Stranded Assets and Scenarios*, Stranded Assets Programme, Smith School of Enterprise and the Environment, <https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:e2328230-deac-4976-b270-4d97566f43c9>.
- [3] Dudała, J., 2025, *Nieczynne kopalnie mogą się przydać. Oto pomysł na ich „życie po życiu”*, <https://www.wnp.pl/energia/nieczynne-kopalnie-moga-sie-przydac-oto-pomysl-na-ich-zycie-po-zyciu,867188.html>.
- [4] Dz.U. 1990 nr 14 poz. 89, Ustawa z dnia 24 lutego 1990 r. o likwidacji Wspólnoty Węgla Kamiennego i Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego oraz o zmianie niektórych ustaw.
- [5] Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348, Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.
- [6] Dz.U. 2016 poz. 1631, Ustawa z dnia 6 października 2016 r. o ratyfikacji Porozumienia paryskiego do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku dnia 19 maja 1992 r., przyjętego w Paryżu w dniu 12 grudnia 2015 r.
- [7] E-magazyny.pl, 2025, *Śląski System Magazynowania Energii w pokopalnianych szybach*, <https://e-magazyny.pl/aktualnosci/slaski-system-magazynowania-energii-w-pokopalnianych-szybach/>.

- [8] EMBER, 2025, *Electricity Data Explorer*, https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/?metric=pct_share&entity=Poland&tab=main&chart=trend&fuel=res.
- [9] Frączyk, J., 2025, *Przyspieszenie likwidacji kopalń. Ministerstwo rozszerza dotacje o cztery spółki, w tym jedną giełdową*, „Business Insider”.
- [10] Gravitricity, 2025a, *Underground Gravity Energy Storage System*, <https://gravitricity.com/gravistore/>.
- [11] Gravitricity, 2025b, *GraviStore Projects*, <https://gravitricity.com/gravistore-projects/>.
- [12] Gravitricity, 2025c, *H2FlexiStore*, <https://gravitricity.com/h2flexistore/>.
- [13] Hahn, F., et al., 2024, *Mine Thermal Energy Storage (MTES) Systems in Abandoned Collieries within the Ruhr Area*, West Virginia Mine Drainage Task Force Symposium & IMWA Congress.
- [14] Hunt, J., et al., 2023, *Underground Gravity Energy Storage: A Solution for Long-Term Energy Storage*, „Energies” 16, nr 2 (2023): 825, <https://doi.org/10.3390/en16020825>.
- [15] Hydrostor, 2025a, *Advanced Compressed Air Energy Storage*, <https://hydrostor.ca/technology/>.
- [16] Hydrostor, 2025b, *Quinte Energy Storage*, <https://hydrostor.ca/projects/quinte-storage-centre/>.
- [17] Instytut Badań Strukturalnych, 2021, *Dekarbonizacja i zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w Polsce*, „IBS Research Report” 01/2021.
- [18] Johnson, N., et al., 2015, *Stranded on a Low-Carbon Planet: Implications of Climate Policy for the Phase-Out of Coal-Based Power Plants*, „Technological Forecasting and Social Change” 90 (2015): 89–102, <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2014.02.028>.
- [19] Kaczmarczyk K., Dobrzaniecki, P., 2023, *Energy Storage Using Compressed Air*, „Mining Machines” 41, nr 1 (2023): 25–36, <https://doi.org/10.32056/KOMAG2023.1.3>.
- [20] Korzus M., *Przez lata zlikwidowano 50 kopalni, zostało ich 20. Polacy mogą tylko załamać ręce*, <https://polityka.se.pl/wiadomosci/zlikwidowano-50-kopalni-zostalo-ich-20-polacy-moga-tylko-zalamac-rece-aa-ipNP-UwPE-EXqY.html>.
- [21] Krajniak W., *Rozwój polskiej elektroenergetyki po 1945 roku*, „Studia Zachodnie”, Uniwersytet Zielonogórski, 2018.
- [22] Kulpa, J., et al., 2024, *Pumped Storage Hydropower as a Part of Energy Storage Systems in Poland—Młoty Case Study*, „Energies” 17, nr 8 (2024): 1830, <https://doi.org/10.3390/en17081830>.
- [23] Kurowski, Ł., 2024, *Ryzyko klimatyczne w sektorze bankowym*, Oficyna Wydawnicza SGH, Warszawa.
- [24] Lyu, X., et al., 2022, *Pumped Storage Hydropower in Abandoned Mine Shafts: Key Concerns and Research Directions*, „Sustainability” 14, nr 23 (2022): 16012, <https://doi.org/10.3390/su142316012>.
- [25] Motowidlak, T., 2007, *Koszty osierocone w sektorze energetycznym Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 10, nr 2.
- [26] OZE RENTIER, 2025, *Grawitacyjne magazyny energii*, <https://www.ozerentier.pl/Usługi/magazyny-energii/>.
- [27] PAP, 2025, *Więcej podmiotów dostanie dotacje na likwidację kopalń – ME*, <https://biznes.pap.pl/wiadomosci/firmy/wiecej-podmiotow-dostanie-dotacje-na-likwidacje-kopaln-me>.
- [28] Peczkis, G., 2021, *Practical Possibilities of Pumped-Storage Power Plants Implementation in Liquidated Underground Mines*, „Journal of Power Technologies” 101 (4).
- [29] PGE Energia Odnawialna, 2025, *Elektrownia Wodna Żarnowiec*, <https://pgeco.pl/nasze-objekty/elektrownie-wodne/zarnowiec>.
- [30] Politechnika Śląska, 2025, *Hybrid Energy Storage System Using Post-Mining Infrastructure*, <https://www.polsl.pl/rg4/hess/>.
- [31] Politechnika Wrocławska, 2025, *Powstaje pierwszy w Polsce grawitacyjny magazyn energii*, <https://pwr.edu.pl/uczelnia/aktualnosci/powstaje-pierwszy-w-polsce-grawitacyjny-magazyn-energii-13857.html>.
- [32] Poltegor Instytut, 2025, *GrEnMine*, <https://www.igo.wroc.pl/en/projekty-2/projekty-unijne/projects-funded-under-the-research-fund-for-coal-and-steel/gravitational-energy-storage-grenmine>.

- [33] PUSH-IT, 2025, *What is Mine Thermal Energy Storage*, <https://www.push-it-thermalstorage.eu/technologies/#mtes>.
- [34] Quiros, G., et al., 2025, *Challenges and Opportunities for High-Temperature Mine Thermal Energy Storage with Focus on Regulatory Barriers for Implementation*, IMWA.
- [35] Rada Unii Europejskiej, 2016, Decyzja Rady (UE) 2016/1841 z dnia 5 października 2016 r. w sprawie zawarcia porozumienia paryskiego przyjętego na mocy Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu.
- [36] Rada Unii Europejskiej, 2025a, *Paryskie porozumienie klimatyczne*, <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/paris-agreement-climate/#what>.
- [37] Rada Unii Europejskiej, 2025b, *Porozumienie paryskie: UE przedkłada ONZ zaktualizowany plan działań klimatycznych z orientacyjnym celem na 2035 r.*, <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2025/11/05/paris-agreement-the-eu-submits-its-updated-ndc-with-an-indicative-target-for-2035-to-the-un-ahead-of-cop30/>.
- [38] Rada Unii Europejskiej, 2025c, *EU, Submission of an updated Nationally Determined Contribution (NDC) to the UNFCCC – Approval*, dokument nr 14929/25.
- [39] Rossłowe C., Petrovich B., 2025, „European Electricity Review” (EMBER).
- [40] Saigustia C., Robak S., 2021, *Review of Potential Energy Storage in Abandoned Mines in Poland*, „Energies” 14, nr 19: 6272, <https://doi.org/10.3390/en14196272>.
- [41] SRK, 2025a, *Zadania Spółki*, <https://srk.com.pl/o-nas/zadania-spolki>.
- [42] SRK, 2025b, *Odwadnianie kopalń*, <https://srk.com.pl/o-nas/odwadniamy-kopalnie-i-wykorzystujemy-metan>.
- [43] SRK, 2025c, *Centralny Zakład Odwadniania Kopalń*, https://azm.srk.com.pl/download/SRK_ODDZIAL_CZOK, 83.pdf.
- [44] Stefaniak, S., 2022, *Ekspozycja na ryzyko. Finansowanie paliw kopalnych przez polskie banki a ryzyko osierocenia aktywów*, „Instrat Policy Note” 03/2022.
- [45] Tokarz M., Mucha W., 2013, *Wykorzystanie energii geotermalnej pochodzącej z odwadniania zakładów górniczych na przykładzie rozwiązań zastosowanych w SRK S.A. zakładzie CZOK w Czeladzi*, „Technika Poszukiwań Geologicznych – Geotermia, Zrównoważony Rozwój” nr 1.
- [46] U.S. Department of Energy, 2025, *Pumped Storage Hydropower*, <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower>.
- [47] United Nations, 2025, *The Paris Agreement*, <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>.
- [48] Urząd Regulacji Energetyki, 2024, *Magazynowanie energii elektrycznej*.
- [49] Widerski R., 2013, *Liberalizacja rynku energii elektrycznej szansą na rozwój usług*, „Polityka Energetyczna”, tom 16, zeszyt 1.
- [50] Wojtkowska-Łodej, G., et al., 2022, *The Role of Clean Generation Technologies in the Energy Transformation in Poland*, „Energies” 15, nr 13, <https://doi.org/10.3390/en15134863>.