

Projekt pilotażowego rozwiązania samowystarczalności energetycznej pompowni zabezpieczającej przed zalaniem sąsiednie zakłady górnicze

Janusz Smoliło, Andrzej Morawski, Marta Gajdzik, Andrzej Chmiela

1. Wstęp

Gospodarka oparta na przemyśle wydobywczym charakteryzuje regiony górnicze, które są objęte procesem Sprawiedliwej Transformacji. W wyniku prowadzonej polityki Unii Europejskiej dążącej do osiągnięcia neutralności klimatycznej, kraje muszą przygotować się do odejścia od spalania paliw kopalnych, w tym węgla. Planowane przedsięwzięcie samowystarczalności energetycznej pompowni ma istotny wpływ na strukturę społeczną i gospodarczą regionu górniczego. Projekt wpisuje się w proces Sprawiedliwej Transformacji i jest szansą na rozwój regionalny, dzięki wprowadzeniu nowych technologii, nowoczesnych rozwiązań technicznych, technologicznych, a także ekonomicznych. Omawiany projekt będzie kreował nowe rynki związane z nowoczesnym transportem i „zieloną energetyką”. Projekt samowystarczalności energetycznej jest także szansą na rewitalizację terenów pogórnich zdegradowanych w wyniku intensywnej eksploatacji złóż.

2. Problem badawczy

Wśród zadań Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A. (SRK S.A.) jest zagospodarowanie majątku po likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego. Działalność, którą SRK S.A. prowadzi od 2000 r., zapewnia bezpieczną eksploatację węgla wszystkim kopalniom. Gdyby zaprzestano odwadniania, spowodowałoby to zatopienie czynnych kopalń i niżej położonych terenów na powierzchni. Spółka przy odwadnianiu sposobem głębinowym lub stacjonarnym odpompowuje rocznie około 100 mln m³ wody (dane za 2021 r.). Zakup energii elektrycznej jest jednym z największych składników kosztów niezbędnych do prowadzenia działań statutowych SRK S.A. Zużycie „czarnej” energii w 2021r. w Oddziałach Spółki wyniosło ponad 289 GWh i spowodowało emisję około 155 mln Mg CO₂ do atmosfery, co wiązało się z karami w wysokości 13,9 mld euro [5, 6, 7].

Opracowanie koncepcji pilotażowego rozwiązania samowystarczalności energetycznej przykładowej pompowni należącej do Oddziału SRK S.A. Centralny Zakład Odwadniania Kopalń w Czeladzi (CZOK) stanowiło główny cel badawczy. Poza pokryciem zapotrzebowania energetycznego pompowni „zieloną” energią, projekt ma na celu rewitalizację obiektów pompowni, utrzymanie dotychczasowych i stworzenie nowych miejsc pracy. Bardzo istotnym elementem projektowym był aspekt ekonomiczny, ograniczenie nakładów i zwiększenie

Streszczenie: W publikacji przeprowadzono analizę możliwości obniżenia kosztów działalności pompowni wód kopalnianych i przedstawiono rozwiązania jej niezależności energetycznej. Największym komponentem kosztów utrzymania pompowni są nakłady na zakup energii elektrycznej. W celu pokrycia zapotrzebowania energetycznego pompowni energią „zieloną”, zaproponowano zmodernizowanie części instalacji odwadniającej poprzez budowę farmy fotowoltaicznej w pobliżu pompowni. Inwestycja w kierunku odnawialnych źródeł energii dodatkowo ograniczy wpływ jej funkcjonowania na środowisko poprzez ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Przedstawione warianty zapewniają pełną lub prawie pełną samowystarczalność energetyczną proponowanej koncepcji funkcjonowania pompowni. Efektem zastosowania dowolnego z wariantów może być stworzenie alternatywnych wobec górnictwa miejsc pracy oraz gwarancja efektywnego zagospodarowania majątku, co będzie sprzyjało transformacji energetycznej, ochronie środowiska oraz rewitalizacji terenów pogórnich.

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii, magazynowanie energii, rewitalizacja terenów pogórnich, likwidacja kopalni.

THE PILOT PROJECT OF ENERGY SELF-SUFFICIENCY OF THE PUMPING STATION THAT PROTECTS NEIGHBORING MINING PLANTS AGAINST FLOODING.

Abstract: The publication analyzes the possibility of reducing the operating costs of the mine water pumping station and presents the solutions for its energy independence. The largest component of the pumping station maintenance costs are expenditures on the purchase of electricity. In order to cover the energy demand of the pumping station with „green” energy, it was proposed to modernize a part of the drainage system by building a photovoltaic farm near the pumping station. The investment in renewable energy sources will additionally reduce the impact of its operation on the environment by reducing greenhouse gas emissions. The presented variants ensure full or almost full energy self-sufficiency of the proposed concept of pumping station operation. The effect of applying any variants may create new workplaces and guarantee effective asset management, which will be conducive to energy transformation, environmental protection and revitalization of post-mining areas.

Keywords: renewable energy sources, energy storage, revitalization of post-mining areas, liquidation of a mine.

efektywności finansowej przedsięwzięcia. Ponadto wymienione działania wpisują się w program Sprawiedliwej Transformacji regionów górniczych.

3. Charakterystyka analizowanej pompowni

W 2018 roku SRK S.A. przejęła postawioną w stan likwidacji oznaczoną części zakładu górniczego. Po przeprowadzeniu likwidacji zbędnych obiektów od 1 stycznia 2023 r. kopalnia weszła w struktury Oddziału SRK S.A. Centralny Zakład Odwadniania Kopalń w Czeladzi (CZOK) jako pompownia stacjonarna. Analizowana pompownia znajduje się na terenie jednej z dzielnic dużego miasta w Aglomeracji Śląskiej.

W pompowni utrzymywany jest stacjonarny system odwadniania. Ten system odwadniania bazuje na sieci około 8 km wyrobisk zaadoptowanych na pompownię. Do pozostawionych wyrobisk kierowane są wszystkie wody dopływające do pompowni. Ze względów wentylacyjnych w pompowni do obsługi zadania odpompowywania wód dołowych pozostawiono dwa szyby. Wody z systemu głównego odwadniania, zgodnie z posiadanym pozwoleniem wodno-prawnym, pompowane są rurociągami zabudowanymi w szybie „II”, a następnie poprzez 3 powierzchniowe osadniki, grawitacyjnie spływają kolektorem do pobliskiej rzeki. Weryfikując stan większości rzek i cieków wodnych (w tym i pobliskiej rzeki), zlokalizowanych na terenach silnie zurbanizowanych i uprzemysłowionych, należy stwierdzić, że zatraciły one swój naturalny charakter. W związku z powyższym, konieczne jest badanie powstających zanieczyszczeń przed przystąpieniem do modernizacji systemów hydrotechnicznych [2, 8, 11, 15]. Działalność pompowni wymagała pozostawienia 11 budynków i budowli. Pozostałe obiekty przejętej kopalni zostały już zlikwidowane lub ich wyburzenia prowadzone są na bieżąco. Pozostawionym obiektom powierzchniowym towarzyszy zrehabilitowany obszar dawnych urządzeń służących podsadzce i bocznicy kolejowej oraz placów magazynowych o powierzchni 8,7 ha. Obecnie w pompowni pracuje 90 osób, w tym 85 pod ziemią i 5 na powierzchni. W 2022 roku pompownia wypompuwała 1,1 mln m³ wody. Szacuje się, że pompownia do realizacji swoich działań wymaga około 6,25 GWh energii elektrycznej, a roczne zapotrzebowanie na moc cieplną wynosi około 1 MW.

4. Założenia projektowe

Modernizacja istniejącej infrastruktury pompowni połączona z nowymi technologiami służącymi również lokalnej społeczności będzie samofinansującym się rozwiązaniem, pozytywnie odbieranym społecznie i wizerunkowo. Jednym ze sposobów ograniczenia zapotrzebowania na zakup energii elektrycznej z sieci jest budowa farm fotowoltaicznych lub wiatrowych. Ze względu na małą wietrzność Górnego Śląska i bliskość budynków mieszkalnych w projekcie zrezygnowano z wykorzystania energii wiatrowej. System fotowoltaiczny składa się z modułów fotowoltaicznych (paneli) i elementów dostosowujących prąd stały generowany w ogniwach do potrzeb zasilanych urządzeń. Gdy system ma dostarczać energię elektryczną w nocy lub w dni niesłoneczne, konieczne jest zastosowanie systemu magazynowania energii wytwarzanej w ciągu dni słonecznych (akumulatora) [1, 5].

Farmy fotowoltaiczne można tworzyć na gruntach przemysłowych przeznaczenia produkcyjnego, należy jednak zwrócić uwagę na występującą infrastrukturę techniczną (okablowanie, rurociągi, gazociągi, itd.) oraz na zanieczyszczenie wcześniejszymi procesami produkcyjnymi. Najlepiej jeśli powierzchnia farmy ma ekspozycję południową oraz regularną formę, pozwalającą na uporządkowaną zabudowę paneli. Te uwarunkowania spełniane są przez analizowaną pompownię. Dodatkowym warunkiem, również w pełni spełnianym przez projektowaną nieruchomość, jest dobry dostęp dla pojazdów technicznych, a także bliskość instalacji średniego i wysokiego napięcia. Przy doborze wielkości farmy fotowoltaicznej przyjęto maksymalne wykorzystanie dostępnej powierzchni, włączając w to powierzchnię dostępnych dachów i wiat nad parkingami.

Projekt zakłada wybudowanie farmy o mocy wytwórczej około 7,4 MWp, która rocznie będzie w stanie wyprodukować około 10 GWh „zielonej”, „czystej” energii elektrycznej. Pompownia w szczytach wymaga około 2,3 MW. W dni słoneczne zapotrzebowanie całkowicie zostanie zaspokojone przez zabudowaną farmę fotowoltaiczną i wtedy wystąpi również nadprodukcja energii. W obliczeniach i projekcie przyjęto wdrożenie instalacji produkującej energię na własne potrzeby.

Wykorzystanie potencjału źródeł OZE jest ograniczone warunkami technicznymi i atmosferycznymi. Nie można mówić o rozwoju OZE bez technologii magazynowania energii w okresach jej zwiększonego wytwarzania dla wykorzystania w okresach deficytu. W pompowni ze względu na wydajność pomp prowadzenie odwadniania prowadzi się przez około 6 godzin na dobę, przez wszystkie dni w roku. Nasłonecznienie w dni słoneczne zapewnia z nadwyżką zapotrzebowanie energetyczne pompowni. Powoduje to, że magazynowanie większych zasobów energetycznych na pracę analizowanej pompowni w nocy jest zbędne. W projekcie przewidziano jedynie zabudowę niewielkiego akumulatorowego magazynu energii dla zapewnienia zasilania również w nocy. Występuje jednak potrzeba magazynowania energii na dni niesłoneczne. Magazynowanie energii przez systemy bateryjne czy instalacje szybowe pozwala na magazynowanie krótkotrwałe. Magazynowanie energii w wytworzonym wodorze pozwala na bardzo efektywne długoterminowe przechowywanie wygenerowanych nadwyżek energii i ich wykorzystanie w czasie większego zapotrzebowania na energię elektryczną. Za najbardziej przyszłościową i rekomendowaną technologię magazynowania energii przez wytwarzanie wodoru uważa się elektrolizę wody [12, 13, 14]. Z tych powodów w projekcie samowystarczalności energetycznej przykładowej pompowni CZOK przyjęto magazynowanie nadmiaru energii przez pozyskiwanie wodoru, a magazynowanie akumulatorowe jedynie dla zasilania części urządzeń pracujących również w nocy, buforowania wytworzonej energii lub na ewentualne potrzeby stabilizacji pracy elektrolizerów.

5. Wyniki badań

5.1. Zakres modernizacji pompowni

Przy założeniu nieoddawania energii elektrycznej do sieci lokalnego dystrybutora, ustalono dwa warianty wyposażenia pompowni. W obu wariantach przyjęto magazynowanie nadmiaru energii elektrycznej produkowanej przez farmę

Tabela 1. Wariantowe wyposażenie OZE w projektowanej pompowni

Wyposażenie wspólne wariantów		
1.	Farma fotowoltaiczna z 13000 paneli o mocy 600 Wp każdy, razem około 7,4 MWp	
2.	Elektrolizer 2,5 MW – 2 szt.	
3.	Akumulatorowy magazyn energii o pojemności 1 MWh	
4.	Sprężarka wodoru do standardu H35 lub H70	
5.	Sprężarka tlenu	
6.	Zbiornik magazynowania tlenu na 30 Mg O ₂	
Wyposażenie opcjonalne wariantów		
7.	Opcjonalnie termomodernizacja budynków	
8.	Opcjonalnie budowa Stacji Uzdatniania Wód Dołowych (SUWD)	
9.	Opcjonalnie łącznie termomodernizacja budynków i budowa Stacji Uzdatniania Wód Dołowych	
Wyposażenie Wariant 1	Wyposażenie Wariant 2	
10.	Zbiornik na 2 Mg wodoru	Zbiornik na 40 Mg wodoru
11.	Stacja tankowania wodoru	Silnik kogeneracyjny 700 kW – 2 szt.
12.		Magazyn energii cieplnej 20000 m ³

Źródło: opracowanie własne

fotowoltaiczną w postaci wodoru. W wariantcie 1 wodór ma być w całości sprzedawany we własnej stacji tankowania, natomiast w wariantcie 2 ma być magazynowany na miejscu i wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej i cieplnej w silnikach kogeneracyjnych w okresach niedoboru energii. W wariantcie 2 nadmiar wodoru ma być transportowany do innej pompowni celem wytworzenia tam energii elektrycznej i cieplnej. W obu przypadkach sprzedaż wyprodukowanego tlenu pokryje część kosztów zakupu „czarnej energii”. Wyposażenie obu wariantów zamieszczono w tabeli 1.

W wersji projektu ze sprzedażą wodoru dla pojazdów dodatkowym elementem infrastruktury pompowni byłaby stacja tankowania. W wersji z wykorzystaniem wodoru do produkcji energii elektrycznej i cieplnej pompownię należy wyposażyć w podziemny lub naziemny magazyn wodoru (H35 lub H70) zapewniający paliwo dla pompowni na 90 dni pracy oraz silniki kogeneracyjne. Zaplanowano również budowę podziemnego magazynu energii cieplnej o pojemności około 20000 m³. Niezależnie od wariantu, pompownię należy wyposażyć w sprężarkę wyprodukowanego wodoru do standardu H35 lub H70. W okresach z nadprodukcją wodoru nadwyżki energii elektrycznej będą poprzez elektrolizę magazynowane w formie wodoru. Wyprodukowany wodór po sprężeniu do znamionowej wartości będzie przekazywany do zbiornika, skąd w wariantcie pierwszym na bieżąco sprzedawany będzie w stacji tankowania, a w wariantcie drugim będzie oczekiwał na okres niedoboru energii w pompowni. W sytuacji niedoboru energii w pompowni, wodór kierowany będzie do silników kogeneracyjnych. Silniki kogeneracyjne produkować będą energię elektryczną na zapotrzebowanie pompowni, a energia cieplna będzie konsumowana na potrzeby własne i oddawana odpłatnie do sieci ciepłowniczej sąsiadujących budynków mieszkalnych.

5.2. Analiza modernizacji pompowni poprzez budowę farmy fotowoltaicznej i magazynowanie nadwyżek energii w postaci „zielonego wodoru”

Praca pompowni w wariantcie 1 w wersji podstawowej.

W dni słoneczne panele fotowoltaiczne o łącznej mocy 7,4 MWp zaczynają produkować energię elektryczną. Ze względu na początkową niską produkcję wytworzoną energią ładowany jest akumulatorowy magazyn energii. Po wystarczającym wstępnym naładowaniu uruchamiany jest proces elektrolizy, który trwa do momentu wyładowania magazynu lub uzyskania wystarczającej mocy przez instalację fotowoltaiczną do zasilania infrastruktury pompowni. Pompowanie jest prowadzone w dni słoneczne w okresach największego nasłonecznienia, a w dni niesłoneczne jest prowadzone w okresach o najniższej cenie zakupu energii. Po zakończeniu pompowania całość energii podawana będzie do elektrolizerów. Ze względu na znaczne zanieczyszczenie wód dołowych dla potrzeb elektrolizy w projekcie przyjęto, że elektrolizery zasilane będą zakupioną wodą pitną z rurociągów komunalnych [3, 9, 16]. Woda kopalniana będzie służyć jedynie do chłodzenia samego procesu elektrolizy, a uzyskane ciepło może zostać zmagazynowane i wykorzystane na potrzeby własne. Nadmiar energii elektrycznej jest odprowadzany do elektrolizerów włączanych zgodnie z zapotrzebowaniem. W zależności od wielkości nadmiaru energii przewiduje się pracę pojedynczego elektrolizera lub równoległą pracę dwóch elektrolizerów. Energia cieplna pochodząca z chłodzenia pracujących elektrolizerów będzie magazynowana w podziemnym magazynie ciepła i wykorzystywana na własne potrzeby w pompowni, na przykład do dogrzania wody użytkowej dla łaźni górniczej. Ze względu na niewielką nadprodukcję ciepła i jej produkcję jedynie w dni słoneczne, nie przewiduje się zbywania go okolicznym mieszkańcom. Inwestycję uznano za nieefektywną. W okresie wieczornego obniżenia produkcji energii elektrycznej ponownie energia będzie magazynowana w akumulatorowym magazynie energii, a po ewentualnym napełnieniu magazynu odprowadzona do elektrolizerów lub spożytkowana w nocy na inne zadania w pompowni. Podobnie, w dni z niewielką produkcją prądu z instalacji fotowoltaicznej, produkowana energia będzie gromadzona w buforowym akumulatorowym magazynie energii dla krótkotrwałego pełnego zasilania pracy elektrolizera po wypełnieniu magazynu lub zużycia zmagazynowanej energii np. do oświetlenia pompowni w nocy.

Wyprodukowany tlen i wodór poprzez sprężarki podawany będzie do zbiorników magazynowych. Wodór na bieżąco będzie sprzedawany w stacji tankowania. Odbiorcami w okresie początkowym będą autobusy miejskie, a wraz z rozwojem mobilności wodorowej również i inni użytkownicy – lokalni mieszkańcy. Wyprodukowany tlen sprzedawany będzie hurtowniom specjalizującym się w obrocie gazami. Za uzyskane dochody pompownia zakupi „czarną energię” od lokalnego dostawcy. W zależności od wynegocjowanych cen zakupu energii od lokalnego dostawcy przewiduje się pokrycie zapotrzebowania energetycznego pompowni w zakresie od 98% do ponad 120% (dla ceny energii z I kwartału 2023 roku wynosi

108%). W wariantcie 1 przyjmuje się autokonsumpcję jedynie części wyprodukowanej przez instalację fotowoltaiczną „zielonej energii”. W projekcie przyjęto zasilanie pompowni „energią zieloną” przez 7 godzin, w tym 6 godzin pracy pomp i pozostałego wyposażenia oraz dodatkowo uśrednionej jednej godziny pełnego zasilania na inne procesy technologiczne (takie przybliżenie nie wpłynie znacząco na prawidłowość projektowania). W tym układzie autokonsumpcja wyniesie około 24% wyprodukowanej „zielonej energii”. Odpowiada to 1,2 Mg ekwiwalentnej emisji CO₂ do atmosfery. Dla cen energii z I kwartału 2023 roku, zaproponowana inwestycja spowodowałaby pełne zaspokojenie potrzeb energetycznych pompowni, a pozostała energia mogłaby być wykorzystana na potrzeby zasilania innej pompowni należącej do Spółki.

Praca pompowni w wariantcie 2 w wersji podstawowej.

Praca pompowni w zakresie pracy instalacji fotowoltaicznej, buforowego akumulatorowego magazynu energii i elektrolizerów przebiega analogicznie jak w wariantcie 1. Analogicznie jak w wariantcie 1 czas pracy pompowni wynosi 7 godzin pełnego obciążenia. W tym wariantcie całość wyprodukowanego wodoru poprzez sprężarkę podawana jest do zbiornika na wodór. W okresach zapotrzebowania na energię elektryczną wodór kierowany jest do silników kogeneracyjnych wytwarzających energię elektryczną i ciepłą. Wytworzona przez zastosowane silniki kogeneracyjne energia elektryczna kierowana będzie do zasilania pompowni. Ewentualne chwilowe nadmiary wytworzonej energii elektrycznej, jako energia „odpadowa”, kierowane będą do buforowego akumulatorowego magazynu energii i następnie zasilą potrzeby pompowni lub ewentualnie kierowane będą do procesu elektrolizy. Wyprodukowana energia ciepła kierowana będzie do podziemnego magazynu ciepła. Ze względu na znaczny nadmiar mocy ciepłej, przekraczający zapotrzebowanie pompowni, przewidziano odpłatne skierowanie tych nadmiarów do sieci ciepłowniczej lokalnych mieszkańców. Uzyskany przychód ze sprzedaży ciepła produkowanego najczęściej w dni chłodne i zmagazynowanego tlenu przeznaczony będzie na zakup brakującej części zapotrzebowania na energię elektryczną od lokalnego dystrybutora.

Zwiększenie nakładów o 14% w stosunku do wariantu 1 zwiększyło niezależność pompowni od dostaw energii z zewnątrz. Oceniono, że w wariantcie 2 autokonsumpcja wyprodukowanej przez instalację fotowoltaiczną „zielonej energii” wyniesie około 80%, co odpowiada około 2,7 Mg ekwiwalentnej emisji CO₂ do atmosfery. W tym przypadku pompownia będzie musiała zakupić około 20% energii z zewnątrz. W tym wariantcie dla cen energii z I kwartału 2023 roku uzyskano wirtualną niezależność pompowni na poziomie 101%, co powoduje, że pozostały 1% energii będzie można przekazać do innej pompowni. Wirtualna niezależność energetyczna oznacza, że pompownia na własne potrzeby zużyje jedynie energię elektryczną produkowaną przez instalację fotowoltaiczną w godzinach pompowania, pozostała część energii będzie zakupiona od lokalnego dostawcy z zysku ze sprzedaży wodoru i tlenu. Suma „zielonej energii” wykorzystanej w czasie pompowania i energii zakupionej z zysku ze sprzedaży produktów elektrolizy w stosunku do potrzeb energetycznych daje wspomnianą wirtualną

Tabela 2. Podstawowe wskaźniki efektywności finansowej modernizacji pompowni

Wersja podstawowa	Oszczędność	Sumaryczne nakłady	Zwrot nakładów	Wirtualna niezależność energetyczna pompowni
	[Wielokrotność nakładów na wariant 1]		[lata]	[%]
Wariant 1 podstawowy	0,116	1,00	8,64	108,24%
Wariant 2 podstawowy	0,108	1,14	10,55	100,98%

Źródło: opracowanie własne

niezależność energetyczną pompowni. W tabeli 2. zaprezentowano zaprojektowane wyniki finansowe przedsięwzięcia dla wynegocjowanej ceny zakupu energii elektrycznej w I kwartale 2023 roku. Wysokość nakładów i przewidywane oszczędności, zarówno w tabeli 2. jak i we wszystkich pozostałych, podano jako wielokrotność nakładów niezbędnych do sfinansowania wariantu 1 modernizacji pompowni w wersji podstawowej.

5.3. Analiza modernizacji pompowni poprzez budowę farmy fotowoltaicznej i magazynowanie nadwyżek energii w postaci „zielonego wodoru” wraz z termomodernizacją budynków

W „Audycie energetycznym przedsiębiorstwa” z 2021 roku wskazano m.in. na celowość termomodernizacji obiektów, którymi zarządza Spółka, w tym i obiektów pompowni. Zgodnie z sugestiami audytu energetycznego przedsiębiorstwa ustalono, że niedobory energii elektrycznej czy ciepłej w bilansie energetycznym pompowni można ograniczyć przez zmniejszenie jej zapotrzebowania. Przyczynami wysokich kosztów użytkowania budynków są nadmierne straty ciepła. W analizie zaproponowano wersję przeprowadzenia obu wariantów modernizacji pompowni wzbogaconą o termomodernizację budynków technicznych i biurowych. Przeprowadzenie termomodernizacji zwiększyło koszty inwestycyjne o około 1% w wariantcie 1T i 2T. Efektem ekonomicznym będzie ograniczenie zapotrzebowania na pobór ciepła o około 40%, a efektem ekologicznym ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 305 Mg CO₂ /rok. Czas zwrotu inwestycji w termomodernizację budynków biurowych pompowni wynosi 3,4 roku, a budynków technicznych 3,5 roku. Poza bezspornym efektem ekonomicznym i ekologicznym dla Spółki, istotnym niemierzalnym efektem społecznym jest zatrudnienie specjalistycznych firm zewnętrznych specjalizujących się w termomodernizacji, co może pobudzić gospodarkę regionu i ściśle wynika z założeń Sprawiedliwej Transformacji i Zrównoważonego Rozwoju Regionów. W tabeli 3 zaprezentowano planowane wyniki finansowe modernizacji pompowni z przeprowadzeniem termomodernizacji budynków. Zgodnie z przewidywaniami przeprowadzenie termomodernizacji poprawiło wskaźniki wirtualnej energetycznej niezależności pompowni. Zarówno w wariantcie 1T jak i 2T pozyskana energia z paneli fotowoltaicznych, przy cenach energii z I kwartału 2023 roku, zapewnia pokrycie zapotrzebowania energetycznego pompowni. W stosunku do wersji modernizacji bez termomodernizacji, czas zwrotu nakładów w wariantcie 2T nieco się zmniejszył, a w wariantcie 1T nieco zwiększył.

Tabela 3. Podstawowe wskaźniki efektywności finansowej modernizacji pompowni z łączną termomodernizacją budynków

Wersja z termomodernizacją budynków	Oszczędność	Sumaryczne nakłady	Zwrot nakładów	Wirtualna niezależność energetyczna pompowni
	[Wielokrotność nakładów na wariant 1]		[lata]	[%]
Wariant 1T	0,116	1,01	8,76	112,73%
Wariant 2T	0,113	1,02	9,03	105,36%

Zródło: opracowanie własne

5.4. Analiza modernizacji pompowni poprzez budowę farmy fotowoltaicznej i magazynowanie nadwyżek energii w postaci „zielonego wodoru” wraz z budową Stacji Uzdatniania Wód Dołowych (SUWD)

Jako rozwiązanie opcjonalne dla obu wariantów przyjęto możliwość budowy Stacji Uzdatniania Wód Dołowych (SUWD) dostosowanej do wolumenu wód odprowadzanych przez pompownię do lokalnych cieków [4, 10]. Pompownia przy odwadnianiu sposobem stacjonarnym odpompowuje rocznie około 1,1 mln m³ wody miernie zasolonej. Dostępna ilość wody dołowej pompowanej przez 6 godzin w ciągu doby zapewnia stały strumień wody do elektrolizera na poziomie 1875 l/h przez całą dobę. Przy wykorzystaniu wolumenu pompowanych wód kopalnianych, pompownia mogłaby pełnić rolę jednego z ujęć strategiczno-awaryjnych na wypadek zdarzeń kryzysowych (zalecenia Światowej Organizacji Zdrowia). Zagospodarowanie wód wpływa na obniżenie kosztów pompowania, ochronę zasobów wód podziemnych i środowiska, poprzez zmniejszenie niedoborów wody, zmniejszenie zrzutu wód do cieków i ograniczenie emisji soli. Zabudowa SUWD o wydajności 1,2 mln m³ zwiększy roczne zapotrzebowanie energetyczne pompowni o około 1,75 GWh. Część uzdatnionej wody zostanie skierowana do elektrolizerów, co uniezależni pompownię od dostaw wody pitnej od lokalnego dostawcy. Dochód ze sprzedaży pozostałej części uzdatnionej wody będzie dodatkowym źródłem finansowania zakupu brakującej części energii elektrycznej od lokalnego dostawcy.

W tabeli 4 zaprezentowano podstawowe wskaźniki efektywności przeprowadzenia opcji modernizacji pompowni w wariantach 1 i 2 z budową SUWD. Zwiększenie nakładów dla wariantów 1S i 2S o 54% zwiększyło roczne dochody dla obu wariantów o 35% i 33%. Nakłady na budowę Stacji Uzdatniania

Tabela 4. Podstawowe wskaźniki efektywności finansowej modernizacji pompowni i budowy SUWD

Wersja z SUWD	Oszczędność	Sumaryczne nakłady	Zwrot nakładów	Wirtualna niezależność energetyczna pompowni
	[Wielokrotność nakładów na wariant 1]		[lata]	[%]
Wariant 1S	0,135	1,54	11,42	102,50%
Wariant 2S	0,133	1,54	11,57	97,41%

Zródło: opracowanie własne

Tabela 5. Podstawowe wskaźniki efektywności finansowej modernizacji pompowni z budową SUWD i termomodernizacją budynków.

Wersja z termomodernizacją budynków i SUWD	Oszczędność	Sumaryczne nakłady	Zwrot nakładów	Wirtualna niezależność energetyczna pompowni
	[Wielokrotność nakładów na wariant 1]		[lata]	[%]
Wariant 1TS	0,135	1,55	11,52	105,92%
Wariant 2TS	0,138	1,56	11,31	100,57%

Zródło: opracowanie własne

Wód Dołowych wydłużyły czas zwrotu nakładów o 3 lata dla wariantu 1S i o 1 rok dla wariantu 2S w stosunku do ich wersji podstawowych. Opcja budowy SUWD na terenie pompowni zmniejszyła wirtualną niezależność energetyczną pompowni w obu wariantach. W wariantcie 2S pompownia dla cen zakupu energii z I kwartału 2023 roku, będzie zmuszona do zakupu brakującej części energii elektrycznej (około 2,6%) ze źródeł zewnętrznych. Należy jednak pamiętać, że w wariantcie 1S i 2S zapotrzebowanie energetyczne zwiększyło się o około 28%. Oceniono, że w wariantcie 1 autokonsumpcja wyniesie około 27% „zielonej energii”. Odpowiada to 1,4 Mg ekwiwalentnej emisji CO₂ do atmosfery. W wariantcie 2 autokonsumpcja „zielonej energii” wyniesie około 84%, co odpowiada około 4,2 Mg ekwiwalentnej emisji CO₂ do atmosfery.

5.5. Analiza modernizacji pompowni poprzez budowę farmy fotowoltaicznej i magazynowanie nadwyżek energii w postaci „zielonego wodoru” wraz z termomodernizacją budynków i budową Stacji Uzdatniania Wód Dołowych (SUWD)

Jako ostatnią opcję modernizacji pompowni przeanalizowano łączną inwestycję zabudowy farmy fotowoltaicznej, systemu magazynowania nadwyżek „zielonej energii” w postaci „zielonego wodoru”, termomodernizacji budynków pompowni oraz budowy Stacji Uzdatniania Wód Dołowych w opisanych wcześniej wariantach ze sprzedażą wodoru i ze spalaniem wodoru na potrzeby własne. Taka inwestycja zwiększa nakłady o 55% w wariantcie 1TS w stosunku do wersji podstawowej oraz o 37% w wariantcie 2TS w stosunku do wariantu 2 w opcji podstawowej. W tabeli 5 przedstawiono projektowane parametry ekonomiczne planowanej inwestycji dla cen energii z I kwartału 2023 roku. W obu wariantach nawet zwiększone zapotrzebowanie energetyczne pompowni jest w pełni zaspokajane przez zabudowany system wytwarzania i magazynowania „zielonej energii”. Nadmiar energii można będzie przeznaczyć do zagospodarowania w innych pompowniach Spółki jako uzupełnienie potrzeb.

5. Dyskusja

W wyniku przeprowadzonych badań zaprojektowano dwa warianty koncepcji pilotażowego rozwiązania samowystarczalności energetycznej przykładowej pompowni CZOK, w czterech odmianach każdy. W obu wariantach we wszystkich odmianach, przyjęto zamianę w wodór nadwyżek energetycznych produkowanych przez farmę fotowoltaiczną zbudowaną na terenie

pompowni. Wyniki finansowe będą powiększane o dochód ze sprzedaży wyprodukowanego tlenu. W obliczeniach przyjęto, że tlen będzie sprzedawany za 60% obowiązującej ceny tlenu technicznego. W obu wariantach zastosowano akumulatorowy magazyn energii o wielkości 1 MWh. Ten magazyn energii buforowałby szczytkową produkcję energii elektrycznej wczesnym rankiem, późnym popołudniem lub przy częściowym zachmurzeniu. Po przynajmniej częściowym zapełnieniu akumulatorowego magazynu energii, przechowana energia wykorzystywana byłaby do stabilizacji zasilania wyposażenia pompowni w czasie niepełnej produkcji energii przez ogniwa fotowoltaiczne lub w godzinach nocnych np. do oświetlenia.

Jako alternatywne rozwiązania przyjęto termomodernizację budynków pompowni dla zmniejszenia zapotrzebowania na energię cieplną oraz budowę Stacji Uzdatniania Wód Dołowych dla zagospodarowania odpompowywanej wody przez jej sprzedaż po uzdatnieniu do celów spożycia przez ludzi, oraz wersję łączącą termomodernizację i budowę Stacji Uzdatniania Wód Dołowych. W projekcie przyjęto, że uzdatniona woda i wyprodukowane ciepło w silnikach kogeneracyjnych będą sprzedawane za 60% aktualnie wynegocjowanej ceny zakupu od dostawcy zewnętrznego.

W pierwszym wariantcie całość wyprodukowanego wodoru będzie sprzedawana w stacji tankowania. W obliczeniach przyjęto, że sprzedaż wodoru będzie prowadzona za 60% aktualnej ceny detalicznej. Uwarunkowania rynkowe mogą poprawić wyniki finansowe w tym zakresie, gdyby np. sprzedaż prowadzona była za kwotę bardziej zbliżoną do ceny detalicznej. Dla wariantu 1, we wszystkich wersjach, bardzo istotnym parametrem jest aktualna cena zakupu energii elektrycznej u lokalnego dostawcy. Dla cen energii wynegocjowanych przez Spółkę w pierwszym kwartale 2023 roku, zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych zwróciłby się, w zależności od wersji, po około 9 do 12 latach (tabele 2, 3, 4 i 5). Pompownia byłaby wirtualnie niezależna od dostaw energii z zewnątrz, a nadwyżki energii mogłyby być kierowane do uzupełnienia zapotrzebowania energetycznego innych pompowni. Sytuacja zmienia się dynamicznie i dla cen przewidywanych na drugi kwartał 2023 zwrot nakładów nastąpiłby po około 9 do 13 latach, przy wirtualnej niezależności energetycznej na poziomie około 117% do 129%.

W wariantcie drugim zaprojektowano wykorzystanie wyprodukowanego wodoru na potrzeby własne. Wyprodukowany wodór napędzałby silniki kogeneracyjne produkujące energię elektryczną i ciepłą. Ten wariant jest znacznie droższy i wymaga nakładów inwestycyjnych większych od nakładów na wariant 1 o prawie 14%, ale jest bardziej niezależny od zmiany cen energii elektrycznej i całkowicie niezależny od zmian ceny wodoru (tabele 2, 3, 4 i 5). Wodór jest całkowicie wykorzystywany na własne potrzeby energetyczne. Dla porównania przy cenie zakupu energii elektrycznej z pierwszego kwartału 2023 zwrot nakładów dla wariantu 2, w zależności od wersji, nastąpi po 11 do 12 latach, a dla przewidywanych cen energii za drugi kwartał po około 12 lub 13 latach. Zmiana ceny zakupu energii elektrycznej nie wpłynie na omawianą wcześniej wirtualną niezależność energetyczną na poziomie około 100%. Niższy niż w wariantcie pierwszym wirtualny wskaźnik niezależności

energetycznej wynika ze sprawności silników kogeneracyjnych i strat nią spowodowanych.

W zakresie uzdatniania wód kopalnianych SRK S.A. podpisała listy intencyjne dotyczące przyszłego odbioru wód kopalnianych z kilkoma samorządami lokalnymi. Warunkiem kontynuowania rozmów dotyczących warunków odbioru wód jest przeprowadzenie badań pilotażowych dla wytypowanych lokalizacji celem określenia możliwości uzdatniania wód do paramentów wody przeznaczonej dla spożycia przez ludzi, zakresu uzdatniania wód, konkretnych kosztów inwestycyjnych oraz eksploatacyjnych. Szacunkowe koszty budowy SUWD i uzdatniania wód przyjęto na podstawie przeprowadzonych już przez Spółkę badań pilotażowych w pompowniach o porównywalnych parametrach wody kopalnianej.

Po uzupełnieniu inwestycji o wybudowanie SUWD nakłady na wariant 1S zwiększyły się o 37%, na wariant 2S o 49% (tabele 2, 3, 4 i 5). Dodatkowe źródło korzyści finansowych ze sprzedaży uzdatnionej wody zwiększyło sumaryczny dochód w obu wariantach. Dodatkowy przychód w praktyce niewiele zmienił czas zwrotu nakładów, który pozostał na poziomie około 10 lat dla wariantu 1S i 12 lat dla wariantu 2S, niemniej należy pamiętać, że zwiększyło się też zapotrzebowanie energetyczne pompowni o około 28% w stosunku do opcji bez takiej stacji. Zyski energetyczne dla Spółki jako całość są większe o 17% dla wariantu 1S, a dla wariantu 2S o 24%. W obu wariantach we wszystkich alternatywnych rozwiązaniach projektowych termomodernizacja budynków pompowni powoduje, że wariant 2 staje się wirtualnie niezależny od dostaw zewnętrznych i nie będzie wymagał finansowania zewnętrznego (tabele 2, 3, 4 i 5).

Dla prawidłowego funkcjonowania pilotażowego rozwiązania samowystarczalności energetycznej przykładowej pompowni CZOK ocenia się, że konieczne będzie zwiększenie zatrudnienia o około 6 do 12 pracowników w wariantcie 1 i o około 8 do 14 w wariantcie 2. Ten fakt jest zbliżony z celami Sprawiedliwej Transformacji, ze Statutem oraz wizją i misją Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A.

7. Wnioski

Analizowana pompownia jest jedną z 19 pompowni rozsiadanych po całej aglomeracji śląskiej. Sieć pompowni Oddziału SRK S.A. CZOK zabezpiecza przed zalaniem czynne kopalnie i powierzchnię terenu. Największym komponentem kosztów działalności każdej pompowni są opłaty za zakup energii elektrycznej. Opracowanie i wdrażanie wydajnych sposobów wytwarzania i magazynowania energii jest istotnym zadaniem dla działalności Spółki. Działania te wpisują się również w projekty zwiększające udział energii pozyskanej ze źródeł odnawialnych w miksie energetycznym Polski. Innowacyjne systemy wytwarzania i magazynowania energii w obiektach nieczynnych kopalń są atrakcyjne zarówno ekonomicznie jak i wizerunkowo.

Inwestycja w modernizację pompowni do modelu jednostki o samowystarczalności energetycznej stworzyłaby możliwość powołania centrum badawczo-rozwojowego, gdzie w praktyce możliwe byłoby sprawdzenie innowacyjnych rozwiązań „zero emisyjnych” technologii. Rozwiązania wypracowane i sprawdzone w takim centrum mogłyby być prezentowane i powielane w innych lokalizacjach.

Przeprowadzona ocena przyjętych wariantów modernizacji pompowni wód dołowych miała na celu przedstawienie całościowej oceny proponowanych działań uwzględniających możliwe do zastosowania warianty. Wynik przeprowadzonej analizy jest jedynie informacją, która umożliwi wybór wariantu optymalnego.


Wszystkie przedstawione rozwiązania techniczne są ekonomicznie uzasadnione i zalecane do realizacji ze względu na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Spółki, a zarazem i Polski. Realizacja zaproponowanych zmian w strukturę pompowni może być przeprowadzona częściowo lub w pełnym zakresie. Przy podejmowaniu ostatecznej decyzji należy rozważyć również scenariusze pośrednie. Decyzja o skali przedsięwzięcia uzależniona jest od możliwości finansowych i uzgodnień z lokalnymi samorządami. Realizacja wszystkich zaproponowanych przedsięwzięć wymaga nakładów, które powinny się zwrócić po okresie od 10 do 12 lat (tabele 2, 3, 4 i 5). Aby zapewnić powodzenie opisanych działań nakierowanych na rozwój Spółki i regionu wymagana będzie współpraca z administracją lokalną i wypracowanie wspólnego stanowiska.

Literatura

- [1] BLUSZCZ A., SMOLIŁO J.: *Uwarunkowania transformacji rejonów górniczych*, [w] *Wybrane problemy środowiska przyrodniczego w ujęciu naukowym*. Lublin: Wydaw. Naukowe Tygiel. 2021.
- [2] BONDARUK J., JANSON E., WYSOCKA M., CHAŁUPNIK S.: [2] *Identification of hazards for water environment in the Upper Silesian Coal Basin caused by the discharge of salt mine water containing particularly harmful substances and radionuclides*. „Journal of Sustainable Mining”, 2015.
- [3] CHAND K., PALADINO O.: *Recent developments of membranes and electrocatalysts for the hydrogen production by anion exchange membrane water electrolyzers: A review*. „Arabian Journal of Chemistry”, 2023.
- [4] CHANGQING L., JONG-BEOM B.: *The promise of hydrogen production from alkaline anion exchange membrane electrolyzers*. „Nano Energy”, 2021,
- [5] CHMIELA A.: *Procesy restrukturyzacji i rewitalizacji kopalń postawionych w stan likwidacji*. Systemy Wspomagania w Inżynierii Produkcji, 2022.
- [6] CHMIELA A., SMOLIŁO J.: *Systemy magazynowania energii szansą transformacji terenów pogórnich*. „Napędy i Sterowanie” 02/2023.
- [7] CHMIELA A., SMOLIŁO J.: *Wielokryterialna ocena wariantów likwidacji „Kopalni”, likwidowanej oznaczonej części zakładu górniczego w aspekcie pozyskania metanu ze zrobów*. „Rynek Energii” 06(163)/2022.
- [8] CHMIELEWSKA I., CHAŁUPNIK S., WYSOCKA M., SMOLIŃSKI A.: *Radium measurements in bottled natural mineral-, spring- and medicinal waters from Poland*. „Water Resources and Industry”, 2020.
- [9] JAE-CHAN K., JUNHYEONG K., JONG CHEL P., SANG HYUN A., DONG-WAN K.: *Ru2P nanofibers for high-performance anion exchange membrane water electrolyzer*. „Chemical Engineering Journal”, 2021.
- [10] LIU L., BAI L., LIU Z., MIAO S., PAN J., SHEN L., SHI Y., LI N.: *Side-chain structural engineering on poly (terphenyl piperidinium)*

anion exchange membrane for water electrolyzers, „Journal of Membrane Science”, 2023.

- [11] ŁABAJ P., WYSOCKA M., JANSON E., DESKA M.: *Application of the Unified Stream Assessment Method to Determine the Direction of Revitalization of Heavily Transformed Urban Rivers*. „Water Resources” 47(4)/2020.
- [12] SMOLIŃSKI A., HOWANIEC N.: *Hydrogen energy, electrolyzers and fuel cells – The future of modern energy sector*. „International Journal of Hydrogen Energy” 45(9)/2020.
- [13] TOKARSKI S., MAGDZIARCZYK M., SMOLIŃSKI A.: *Risk management scenarios for investment program delays in the Polish power industry*. „Energies” 2021.
- [14] WOJTACHA-RYCHTER K., KUCHARSKI P., SMOLIŃSKI A.: *Conventional and alternative sources of thermal energy in the production of cement an impact on CO₂ emission*. „Energies” 2021.
- [15] WYSOCKA M., CHAŁUPNIK S., CHMIELEWSKA I., JANSON E., RADZIEJOWSKI W., SAMOLEJ K.: *Natural Radioactivity in Polish Coal Mines: An Attempt to Assess the Trend of Radium Release into the Environment*. International Journal of Mine Water, 2019.
- [16] YUAN S., ZHAO C., CAI X., AN L., SHEN S., YAN X., ZHANG J.: *Bubble evolution and transport in PEM water electrolysis: Mechanism, impact, and management*. „Progress in Energy and Combustion Science”, 2023.

 Dr inż. Janusz Smoliło Prezes Zarządu Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A. Naukowo zajmuje się wdrażaniem podejścia procesowego do zagadnień związanych z restrukturyzacją, rewitalizacją i likwidacją zakładów górniczych postawionych w stan likwidacji. Publikuje prace z zakresu efektywności planowania i realizacji procesów zagospodarowania majątku pogórniczego. e-mail: jsmililo@srk.com.pl

Mgr inż. Andrzej Morawski nadsztygar Urządzeń Elektrycznych w Oddziale SRK S.A. CZOK. Zajmuje się wdrażaniem i realizacją rozwiązań innowacyjnych w obszarach działalności energetycznej Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A. Koordynuje projekty związane z odnawialnymi źródłami energii. e-mail: amorawski@srk.com.pl

Mgr Marta Gajdzik kieruje działem ds. innowacji technologicznych Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A. Jest koordynatorem ds. realizacji programów badawczych. Współpracuje z instytutami naukowo badawczymi oraz wyższymi uczelniami polskimi i zagranicznymi w zakresie realizacji projektów w obszarze innowacji technologicznych. e-mail: marta.gajdzik@srk.com.pl

Dr inż. Andrzej Chmiela zajmuje się planowaniem, wdrażaniem i realizacją rozwiązań innowacyjnych w obszarach funkcjonowania Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A. Specjalność naukowa: organizacja i zarządzanie w górnictwie, technologie eksploatacji złóż oraz zastosowania analizy wielokryterialnej. e-mail: achmiela@srk.com.pl