

ZARZĄDZANIE WYBOREM WARIANTU SAMOWYSTARCZALNOŚCI ENERGETYCZNEJ POMPOWNI WÓD KOPALNIANYCH

Andrzej CHMIELA^{1*}, Janusz SMOLIŁO², Adam SMOLIŃSKI³ and Małgorzata
MAGDZIARCZYK⁴

¹ Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A., Bytom; achmiela@srk.com.pl; ORCID 0000-0002-0833-0923

² Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A., Bytom; jsmolilo@srk.com.pl; ORCID 0000-0003-4987-2881

³ Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A., Bytom, Główny Instytut Górnictwa, Katowice,
asmolinski@srk.com.pl; ORCID 0000-0002-4901-7546

⁴ Politechnika Opolska, Wydział Ekonomii i Zarządzania, Opole, m.magdziarczyk@po.edu.pl;
ORCID 0000-0003-1503-8469

* Korespondencja achmiela@srk.com.pl; Tel.: +505 685 118

Streszczenie: Odpompowywanie wód kopalnianych w kopalniach zlikwidowanych chroni kopalnie sąsiednie i niżej położone tereny przed zalaniem. Systemy pompowania wód kopalnianych towarzyszą prawie każdej działalności podziemnego wydobycia kopalin. Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. roczne odpompowuje około 100 mln m³ wód kopalnianych. Nowatorskie zastosowanie odnawialnych źródeł energii (OZE) do wspomagania procesu pompowania wód kopalnianych pozwoli na znaczne obniżenie kapitałochłonności tego działania i ograniczy emisję CO₂ do atmosfery. Zaproponowane innowacyjne scenariusze samowystarczalności energetycznej wpisują się w potrzeby Spółki, w procesy Sprawiedliwej Transformacji terenów pogórnich i mogą być wykorzystane przez inne przedsiębiorstwa górnicze. Przeanalizowano wpływ ostatnich gwałtownych zmian ceny zakupu energii elektrycznej na preferencje wyboru wariantu przy projektowaniu nowych instalacji samowystarczalności energetycznej. Badania wykazały, że niższa cena energii elektrycznej sprzyja magazynowaniu nadwyżki wytworzonej energii elektrycznej (OZE) w postaci wodoru elektrolitycznego.

Słowa kluczowe: odwadnianie kopalń zlikwidowanych, analiza wielkoryterialna, odnawialne źródła energii (OZE), pozyskiwanie wodoru, rewitalizacja instalacji pogórnich.

MANAGING THE SELECTION OF AN ENERGY SELF-SUFFICIENCY VARIANT OF AN EXEMPLARY MINE WATER PUMPING STATION

Abstract: Pumping mine water in closed mines protects neighboring mines and lower-lying areas from flooding. Mine water pumping systems accompany almost every underground mineral extraction activity. Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. pumps out approximately

100 million m³ of mine water annually. The innovative use of renewable energy sources (RES) to support the process of pumping mine water will significantly reduce the capital intensity of this activity and reduce CO₂ emissions into the atmosphere. The proposed innovative energy self-sufficiency scenarios fit the needs of the Company, the Just Transformation processes of post-mining areas and can be used by other mining companies. The impact of recent rapid changes in the purchase price of electricity on the preferences for selecting the variant when designing new energy self-sufficiency installations was analyzed. Studies have shown that a lower electricity price promotes the storage of surplus generated electricity (RES) in the form of electrolytic hydrogen.

Keywords: drainage of closed mines, multicriterial analysis, renewable energy sources (RES), hydrogen extraction, revitalization of post-mining installations.

1. Wprowadzenie

Prowadzenie odwadniania zrobów kopalń zlikwidowanych przez Spółkę Restrukturyzacji Kopalń S.A. (SRK S.A.) zabezpiecza czynne kopalnie węgla przed potencjalnym zalaniem. Pompownie Spółki odpompowują rocznie około 100 mln m³ wody (dane za 2022 r.). Zakup energii elektrycznej jest jednym z największych składników kosztów. Zużycie „czarnej” energii w 2022 r. w Pompowniach Spółki wyniosło około 290 GWh, co odpowiada emisji około 238 mln Mg CO₂ do atmosfery (Bluszcz, and Smoliło, 2021, Chmiela, 2022, 2023). Zaprzestanie odwadniania, poza zagrożeniem dla czynnych kopalń spowodowałoby też zatopienie niżej położonych terenów na powierzchni i zanieczyszczenie przypowierzchniowych warstw wodonośnych (Bondaruk et al., 2015, Chmielewska et al., 2020, Łabaj et al., 2020, Mhlongo, 2023, Wysocka et al., 2019, Mhlongo, and Amponsah-Dacosta, 2016).

Głównym celem badawczym było poznanie wpływu zmieniającej się ceny zakupu energii elektrycznej na preferencje projektowe przy wyborze wariantu modelu samowystarczalności energetycznej przykładowej pompowni należącej do Oddziału SRK S.A. Centralny Zakład Odwadniania Kopalń w Czeladzi (CZOK). Modernizacja pompowni będzie pilotażowym rozwiązaniem możliwym do powielania w kolejnych lokalizacjach. Połączenie odnawialnych źródeł energii i procesów odwadniania zrobów kopalnianych jest nowym dotychczas niepraktykowanym rozwiązaniem. Poza pokryciem zapotrzebowania energetycznego pompowni, projekt ma na celu rewitalizację obiektów pompowni, utrzymanie dotychczasowych i stworzenie nowych miejsc pracy. Bardzo istotnym elementem projektowym było ograniczenie nakładów i zwiększenie efektywności finansowej przedsięwzięcia (Smoliło et al., 2023). Wpływ wysokości ceny zakupu energii elektrycznej wpłynie na przewidywany zakres modernizacji pompowni by w możliwie największym stopniu stać się instalacją samowystarczalną energetycznie.

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. Gdy system ma dostarczać energię elektryczną w nocy lub w dni niesłoneczne, konieczne jest zastosowanie systemu magazynowania energii wytwarzanej w ciągu dni słonecznych (akumulatora) (Smoliło et al., 2023).

2. Metody

2.1. Charakterystyka analizowanej pompowni

W 2018 roku SRK S.A. przejęła postawioną w stan likwidacji oznaczoną częścią zakładu górniczego jako pompownię stacjonarna. Analizowana pompownia znajduje się na terenie jednej z dzielnic dużego miasta w Aglomeracji Śląskiej (Bondaruk et al., 2015, Chmielewska et al., 2020, Łabaj et al., 2020, Narbaitz et al., 2020, Mercado et al., 2021, Mhlongo, 2023, Rubio et al., 2019).

W Pompowni utrzymywany jest stacjonarny system odwadniania. Ten system odwadniania bazuje na sieci dwóch szybów i około 8 km wyrobisk zaadoptowanych na pompownię. Do pozostawionych wyrobisk kierowane są wszystkie wody dopływające do pompowni. Wody z systemu głównego odwadniania, zgodnie z posiadaniem pozwoleniem wodno-prawnym, pompowane są rurociągami zabudowanymi w szybie „II”, a następnie poprzez 3 powierzchniowe osadniki, grawitacyjnie spływają kolektorem do pobliskiej rzeki.

Działalność pompowni wymagała pozostawienia 11 budynków i budowli. Pozostawionym obiektom powierzchniowym towarzyszy zrehabilitowany obszar dawnych urządzeń służących podsadce i boczniczy kolejowej oraz placów magazynowych o powierzchni 8,7 ha. 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.

2.2. Założenia projektowe

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.

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. Dodatkowym atutem 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.

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 naddatkiem 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 części urządzeń również w nocy. Występuje jednak potrzeba magazynowania energii na dni niesłoneczne. 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 (Howaniec et al., 2023, Smoliński, and Howaniec, 2020, Wojtacha-Rychter et al., 2019). Z tych powodów w części wariantów projektu 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.

2.3. Metody badawcze

Badania (tabela 1) rozpoczęto od analizy literatury oraz dostępnych dokumentacji technicznych. Następnie po analizie zaproponowanych wariantów modernizacji pompowni na podstawie wywiadu bezpośredniego z ekspertami, dla każdego wariantu określono model funkcjonowania oraz niezbędne wyposażenie i nakłady. Badania ankietowe przeprowadzono na reprezentatywnej grupie 74 osób. Ekspertami byli pracownicy naukowcy i pracownicy inżyniersko-techniczni działów energomaszynowych Spółki (Badakhshan et al., 2023, Schwartz, 2016, Thiede et al., 2019).

W kolejnym kroku zapytano ekspertów o potencjalne oceny cząstkowe/kryteria oceny wariantów modernizacji pompowni. Ekspertom przedstawiono autorską propozycję kryteriów

oceny (ocen cząstkowych) zaproponowanych wariantów modernizacji pompowni (wywiad bezpośredni) i poproszono ich o dopisanie brakujących ich zdaniem kryteriów oceny.

Tabela 1.

Metody badawcze i wyniki ich wykorzystania w badaniach

Metody badawcze	Wyniki wykorzystania metod badawczych
Studium literatury i dokumentacji	Określenie zapotrzebowania energetycznego pompowni
Analiza wyposażenia pompowni	Określenie zakresów niezbędnych inwestycji
Analiza	Analiza zmian podstawowych parametrów na rynku odnawialnych źródeł energii
Synteza	Przygotowanie scenariuszy decyzyjnych wariantów
Wywiad bezpośredni	Wyznaczenie kryteriów oceny wariantów
Badania ankietowe	Jednokryterialna ocena wariantów likwidacji
(rozeznanie cenowe)	Nadanie wag kryteriom oceny wariantów
Badania panelowe	Wielokryterialna ocena wariantów likwidacji
	Wskazanie trendów wynikających ze zmiany sytuacji rynkowej

Po stworzeniu wstępnej listy ocen cząstkowych/kryteriów oceny ponownie przedstawiono ją tym samym ekspertom (badania panelowe) z prośbą o przypisanie każdej z ocen odpowiedniej wagi w zakresie od 0 do 10 (0 - kryterium nieważne, 10 - kryterium bardzo ważne). Po uzupełnieniu wag usunięto nieistotne oceny cząstkowe oraz oceny opisujące podobny zakres badanych wariantów uzyskując bazę 6 kryteriów oceny z przypisanymi im wagami (tabela 2). Na podstawie ustalonych i scenariuszy decyzyjnych wariantów modernizacji pompowni, przeprowadzono rozeznanie cenowe (badania ankietowe), które umożliwiło dokonanie analizy jednokryterialnej, a następnie analizy wielokryterialnej zaproponowanych wariantów likwidacji. Ocenę jednokryterialną i wielokryterialną prowadzono dla różnych uwarunkowań rynkowych. Uzyskane wyniki pozwoliły ocenić trendów oraz na wyłonienie optymalnego wariantu modernizacji pompowni dla różnych sytuacji rynkowych (Bagherzadeh et al., 2022, Kochenderfer, 2015, Shnorhokian, and Mitri, 2022, Tokarski et al., 2021). W trakcie badań wskazano obszary i problemy badawcze wymagające rozwiązania dla optymalizacji ewentualnych przyszłych procesów rewitalizacji obiektów pogórnich.

2.4. Metoda wyboru

Przed przeprowadzeniem oceny dokonano badania opinii ekspertów dotyczącego wyznaczenia kryteriów oceny przyjętych wariantów modelu likwidacji Kopalni. Eksperci (pracownicy naukowcy i pracownicy inżyniersko-techniczni działów energomaszynowych Spółki) uznali, że do oceny wariantu modelu likwidacji należy zastosować oceny cząstkowe/kryteria zaprezentowane w tabeli 2 (Anton et al., 2019, Bätinaš et al., 2022, Hudymáčová et al., 2010, Prakash, and Prasad, 2022). Kryterium „Czas zwrotu nakładów” opisuje zakres pokrywający się z zakresami kryteriów „Obniżenie wydatków na zakup energii elektrycznej” oraz „Nakłady na modernizację pompowni”. Większość z ankietowanych wskazała jednak, że znajomość czasu zwrotu nakładów, bardzo pomaga im w ocenie badanego problemu decyzyjnego. Aby uniknąć kilkakrotnej oceny tego samego parametru

uznano, że kryterium „Czas zwrotu nakładów” pozostanie wśród ocen cząstkowych/kryteriów oceniających warianty modernizacji pompowni. Tej ocenie cząstkowej przyznano jedynie minimalną wagę nie wpływającą w sposób znaczący na ocenę końcową, tak by pełniła jedynie rolę pomocniczą. Ostatecznie eksperci uzgodnili listę ocen cząstkowych/kryteriów wraz z ich wagami (Aleskerov et al., 2003, Chmiela, 2023, Dyczko, 2023, Zadrag, and Kniaziewicz, 2019).

Tabela 2.

Kryteria oceny wariantów modernizacji pompowni

Ocena cząstkowa/Kryterium oceny			Waga
1.	Obniżenie wydatków na zakup energii elektrycznej.	[jednostki badawcze]	0,265
2.	Nakłady na modernizację pompowni	[jednostki badawcze]	0,269
3.	Czas zwrotu nakładów	[lata]	0,001
4.	Niezależność energetyczna pompowni	[%]	0,354
5.	Ograniczenie emisji CO ₂	[Mg CO ₂ /rok]	0,052
6.	Nowe miejsca pracy	[szt.]	0,060

Wybór wariantu odbywał się dwuetapowo. W pierwszym etapie oceny zastosowano jednokryterialną ocenę ze względu na poszczególne oceny cząstkowe/kryteria i w przypadku wyboru więcej niż jednego wariantu ostatecznie wybierano wariant o najmniejszym czasie zwrotu nakładów. W drugim etapie przeprowadzono analizę wielokryterialną uwzględniającą łącznie wszystkie kryteria oceny dla analizowanych 6 wariantów modernizacji pompowni przy wszystkich analizowanych wielkościach kosztów zakupu energii elektrycznej (Amoah, and Stemm, 2021, Gossen et al., 2016, Łabaj et al., 2020, Schotten, and Morais, 2023, Wolnowska, and Konicki, 2019). Uzyskane wyniki pozwoliły na określenie wpływu zmian wielkości kosztów zakupu energii elektrycznej na wybór optymalnego wariantu modernizacji pompowni.

2.5. Przyjęte warianty modernizacji pompowni wód kopalnianych

2.5.1. Założenia ogólne

Przy założeniu maksymalizacji wykorzystania wytworzonej energii elektrycznej zaprojektowano dwie grupy wariantów modernizacji pompowni wód dołowych. Każda z grup występuje w trzech odmianach wariantów, co daje 6 wariantów decyzyjnych różniących się wysokością koniecznych nakładów i różnym stopniem zaspokojenia potrzeb energetycznych pompowni. W wszystkich wariantach elementami stałymi będzie farma fotowoltaiczna zbudowana z 13 000 paneli o mocy 600 Wp każdy i mocy sumarycznej około 6,89 MWp oraz akumulatorowy magazyn na 2 MWh.

Wykorzystanie potencjału źródeł OZE jest ograniczone warunkami technicznymi czy atmosferycznymi i wymaga odpowiednich technologii magazynowania energii wytworzonej w okresach jej zwiększonej produkcji i wykorzystania jej w okresach deficytu. W pompowni ze względu na wydajność pomp, odwadnianie prowadzi się przez około

6 godzin na dobę, przez wszystkie dni w roku. Nasłonecznienie umożliwiające produkcję energii elektrycznej w dni słoneczne jest znacznie dłuższe niż 6 godzin powoduje, że magazynowanie energii, w analizowanej pompowni, na pracę w nocy jest zbędne. Występuje jednak potrzeba magazynowania energii na dni niesłoneczne. Magazynowanie energii w wytworzonym wodorze pozwala na bardzo efektywne długoterminowe przechowywanie wygenerowanych nadwyżek energii i ich wykorzystaniu w czasie większego zapotrzebowania na prąd. Z tych powodów w projekcie samowystarczalności energetycznej przykładowej pompowni CZOK przyjęto magazynowanie nadmiaru energii przez pozyskiwanie wodoru, a magazynowanie akumulatorowe jedynie dla buforowania wytworzonej energii i na potrzeby stabilizacji pracy niezbędnego wyposażenia w nocy.

W pierwszej grupie wariantów (warianty 1, 2 i 3) założono wyłącznie budowę instalacji paneli fotowoltaicznych tzw. farmy z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą oraz 2 MWh akumulatorowego magazynu energii. W tych wariantach konieczne będzie uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

W drugiej grupie wariantów (warianty 4, 5 i 6) zrezygnowano z uzyskiwania koncesji na produkcję energii elektrycznej na rzecz magazynowania energii w pozyskiwanym z elektrolizy wodorze. W tej grupie wariantów poza instalacją paneli fotowoltaicznych przewidziano dodatkowe wyposażenie do elektrolizy wody, magazynowania, sprzedaży lub spalania wytworzonego wodoru. W wariantach 4, 5 i 6 sprzedaż wyprodukowanego tlenu pokryje część kosztów zakupu „czarnej energii” dla pompowni.

2.5.2. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 1.

W wariantcie 1 przyjęto wdrożenie instalacji produkującej energię na własne potrzeby na zasadzie tzw. „wirtualnego prosumenta”. Przewidziano budowę instalacji paneli fotowoltaicznych, tzw. farmy, o mocy 6,89 MWp wraz z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą. W dni niesłoneczne praca pompowni prowadzona jest w okresach doby o najniższej cenie energii elektrycznej. Projekt zakłada maksymalne spożycie energii elektrycznej w okresie jej wytwarzania, dlatego założono zmianę czasu pompowania i pracy najbardziej energochłonnego wyposażenia na okresy słoneczne z produkcją farmy. Taka zmiana zapewnia wykorzystanie w pompowni do około 40% produkowanej energii elektrycznej. Pozostała nadwyżka czyli około 60% wytworzonej energii oddawana jest do sieci lokalnego dostawcy i w tej samej chwili odbierana w innej pompowni. Taki model wymaga opłacenia u lokalnego dostawcy kosztów przesyłu energii.

2.5.3. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 2.

W wariantcie 2 przyjęto wdrożenie instalacji produkującej energię na własne potrzeby pozwalającą wykorzystać maksymalną ilość energii na własne potrzeby, a resztę sprzedać do sieci. Przewidziano budowę instalacji paneli fotowoltaicznych tzw. farmy o mocy 6,89 MWp wraz z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą. Podobnie jak w wariantcie 1 w dni

nieśłoneczne prace pompowni prowadzona jest w okresach doby o najniższej cenie energii elektrycznej. Założonej zmianie czasu pompowania i pracy najbardziej energochłonnego wyposażenia w okresach nasłonecznienia zapewnia wykorzystanie w pompowni do około 40% produkowanej energii elektrycznej. Nadwyżka czyli również około 60% wytworzonej energii sprzedawana jest do sieci lokalnego dostawcy, a uzyskany w ten sposób dochód przeznaczany będzie na zakup energii na pracę w okresach nieśłonecznych. Wysokość zysku z odprowadzenia energii do sieci wymaga przeprowadzenia negocjacji, dlatego dla uproszczenia modelu rozliczeń przyjęto, że zakup energii u lokalnego dostawcy będzie odbywał się zgodnie z aktualnie wynegocjowaną ceną. Ze względu na to, że sprzedaż do sieci prowadzona byłaby w okresach nadprodukcji „zielonej” energii przyjęto, że lokalny dostawca odbierze oddawaną mu nadwyżkę „zielonej” energii za jedynie 20% wynegocjowanej ceny dostarczania przez niego „czarnej” energii.

2.5.4. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 3.

Wariant 3 jest bardzo zbliżony do wariantu 2. Podobnie przyjęto tu wdrożenie instalacji produkującej energię na własne potrzeby pozwalającą wykorzystać maksymalną ilość energii na własne potrzeby, a resztę sprzedać do sieci lokalnego odbiorcy „zielonej” energii. Przewidziano budowę instalacji paneli fotowoltaicznych tzw. farmy o mocy 6,89 MWp wraz z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą. Elementem dodatkowym jest wspólna inwestycja w linię energetyczną łączącą pompownię z nieopodal położoną nieruchomością lokalnego odbiorcy „zielonej” energii. Podobnie jak w wariantach 1 i 2 w dni nieśłoneczne prace pompowni prowadzona jest w okresach doby o najniższej cenie energii elektrycznej. Założona zmiana czasu pompowania i pracy najbardziej energochłonnego wyposażenia w okresach nasłonecznienia zapewnia wykorzystanie w pompowni do około 40% produkowanej energii elektrycznej. Nadwyżka czyli również około 60% wytworzonej energii sprzedawana jest do sieci innego odbiorcy, a uzyskany w ten sposób dochód przeznaczany będzie na zakup energii na pracę w okresach nieśłonecznych. Ze względu na różnicę pomiędzy ceną sprzedaży a zakupu energii elektrycznej wariant 2 zakłada wykorzystanie jedynie części z oddanej do sieci „zielonej” energii elektrycznej. Dla uproszczenia modelu rozliczeń przyjęto, że zakup energii u lokalnego dostawcy będzie odbywał się zgodnie z aktualnie wynegocjowaną ceną, a sprzedaż nadprodukcji „zielonej” energii lokalnemu odbiorcy za 80% wynegocjowanej ceny zakupu „czarnej” energii.

2.5.5. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 4.

Wariant 4 przewiduje nieoddawanie energii elektrycznej do sieci lokalnego dystrybutora. W wariantach przyjęto magazynowanie nadmiaru energii elektrycznej produkowanej przez farmę fotowoltaiczną w postaci wodoru. Wodór ma być w całości sprzedawany we własnej stacji tankowania, a uzyskany w ten sposób dochód przeznaczany ma być na zakup energii na pracę w okresach nieśłonecznych. Wariant 4 poza budową podstawowej instalacji z paneli

fotowoltaicznych tzw. farmy o mocy 6,89 MWp wraz z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą oraz akumulatorowego magazynu energii wymaga dodatkowego wyposażenia związanego z elektrolizą wody, magazynowaniem i dystrybucją wodoru. Na dodatkowe wyposażenie składają się:

- Elektrolizer 2,5 MW – 2 szt.,
- Sprężarka tlenu,
- Sprężarka wodoru do standardu H35 lub H70,
- Zbiornik magazynowania na 30 Mg tlenu,
- Zbiornik na 2 Mg wodoru,
- Stacja tankowania wodoru,
- Magazyn energii cieplnej 5 000 m³.

Proces elektrolizy wody jest procesem związanym z uboczną produkcją energii cieplnej. Wytworzona energia cieplna może być wykorzystana na potrzeby własne pompowni. W okresach słonecznych związanych z produkcją energii elektrycznej przez farmę i prowadzeniem procesu elektrolizy zapotrzebowanie na ciepło jest minimalne (Chand, and Paladino, 2023, Changqing, and Jong-Beom, 2021). Deficyt ciepła występuje natomiast w okresach niesłonecznych. Dlatego zaplanowano budowę podziemnego magazynu energii cieplnej o pojemności około 5 000 m³ zapewniającego „własne” ciepło w pozostałym okresie. Niezależnie od wariantu, pompownię należy wyposażyć w sprężarkę wyprodukowanego wodoru do standardu H35 lub H70 wymaganego do tankowania pojazdów wodorowych. W okresach z nadprodukcją energii nadwyżki energii elektrycznej będą poprzez elektrolizę magazynowane w formie wodoru. Wyprodukowany wodór po sprężeniu do znamionowej wartości będzie przekazywany do zbiornika skąd na bieżąco sprzedawany będzie w stacji tankowania po cenach zbliżonych do cen detalicznych.

Ze względu na trudne od określenia na tym etapie projektowania, koszty dystrybucji przyjęto, że zysk ze sprzedaży wodoru będzie wynosił 90% aktualnej ceny detalicznej. W okresie niesłonecznym nastąpi zakup „czarnej” energii u lokalnego dostawcy z zysku z wcześniejszej sprzedaży nadwyżki „zielonego” wodoru. Zakup energii u lokalnego dostawcy będzie odbywał się zgodnie z aktualnie wynegocjowaną ceną zakupu „czarnej” energii. Sprzedaż wyprodukowanego tlenu pokryje część kosztów zakupu „czarnej energii”.

2.5.6. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 5.

Wariant 5 jest zbliżony do wariantu 4. Przy ustalaniu modelu funkcjonowania wariantu zrezygnowano z budowy stacji tankowania, a sprzedaż wodoru prowadzona będzie innemu dystrybutorowi po cenach hurtowych. Ze względu na trudne od określenia na tym etapie projektowania, koszty dostaw wodoru przyjęto, że zysk ze sprzedaż wodoru będzie odbywała się za 60% aktualnej ceny detalicznej. Do kosztów wyposażenia można dodać nakłady na zakup lub wynajem cysterny, ale możliwe też jest wynegocjowanie odbioru wodoru środkiem

własnym przez lokalnego dystrybutora. Z tego powodu w obliczeniach nie uwzględniono tego składnika kosztów. W okresie niesłonecznym nastąpi zakup „czarnej” energii u lokalnego dostawcy z zysku z wcześniejszej sprzedaży nadwyżki „zielonego” wodoru. Zakup energii u lokalnego dostawcy będzie odbywał się zgodnie z aktualnie wynegocjowaną ceną zakupu „czarnej” energii. Sprzedaż wyprodukowanego tlenu pokryje część kosztów zakupu „czarnej energii”.

2.5.7. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 6.

Wariant 6 przewiduje nieoddawanie energii elektrycznej do sieci lokalnego dystrybutora i magazynowanie nadmiaru energii elektrycznej produkowanej przez farmę fotowoltaiczną w postaci wodoru (Jae-Chan et al., 2021, Liu et al., 2023, Talhofer, and Hořková-Mayerová, 2019, Yuan et al., 2023), a następnie spalanie go w silnikach kogeneracyjnych dla ponownego pozyskania energii. Wariant 6 poza budową podstawowej instalacji z paneli fotowoltaicznych tzw. farmy o mocy 6,89 MWp wraz z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą oraz akumulatorowego magazynu energii wymaga dodatkowego wyposażenia związanego z elektrolizą wody, magazynowaniem i spalaniem wodoru. Na dodatkowe wyposażenie składają się:

- Elektrolizer 2,5 MW – 2 szt.,
- Sprężarka tlenu,
- Silnik kogeneracyjny 700 kW - 2 szt.,
- Zbiornik magazynowania na 30 Mg tlenu,
- Zbiornik na 40 Mg wodoru,
- Magazyn energii cieplnej 20 000 m³.

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 gdzie 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. Ewentualny nadmiar wodoru ma być transportowany do innej pompowni celem wytworzenia tam energii elektrycznej i cieplnej. W okresie niesłonecznym zakup „czarnej” energii u lokalnego dostawcy będzie odbywał się zgodnie z aktualnie wynegocjowaną ceną zakupu „czarnej” energii. Sprzedaż wyprodukowanego tlenu i energii cieplnej pokryje część kosztów zakupu „czarnej energii”.

3. Wpływ zmiany aktualnej ceny zakupu energii elektrycznej na wybór optymalnego wariantu

3.1. Wpływ zmiany aktualnej ceny zakupu energii elektrycznej na ocenę jednokryterialną wariantów

W publikacji przeanalizowano efekty zmiany aktualnej ceny zakupu energii elektrycznej. Dla ułatwienia analizy przyjęto maksymalnie uproszczony model rozliczeń finansowych, zapewniający jednak wystarczające dla prawidłowości analizy odwzorowanie rzeczywistości.

Wszystkie informacje dotyczące kosztów (oceny częściowe: „Obniżenie wydatków na zakup energii elektrycznej” oraz „Nakłady na modernizację pompowni”) podano w [jednostkach badawczych] [jb] jako ułamek od wartości bazowej, za którą przyjęto wysokość nakładów wyznaczonych w trakcie rozeznania cenowego przeprowadzonego w czerwcu 2023 roku na realizację wariantu pierwszego nazwanego roboczo "Wirtualny prosument".

W związku dynamicznymi zmianami na rynku surowców energetycznych w krótkim czasie następowały znaczące zmiany opłaty za energię elektryczną. Przeanalizowano cztery wartości tego parametru. Jako bazową przyjęto cenę energii elektrycznej z II kwartału 2023 roku i nadano jej roboczą wartość 1. Dla porównania przeanalizowano kształtowanie się ocen częściowych dla ceny z I kwartału 2023 oraz przewidywaną cenę dla III kwartału 2023 roku oraz cenę obowiązującą w Spółce w 2022 roku. Analiza wykazała, że zmiana ceny zakupu energii elektrycznej odpowiada za zmianę jedynie 3 z 6 przyjętych ocen częściowych, ale też znacząco wpływa na ocenę wielokryterialną. Ocenami częściowymi zależnymi od wysokości aktualnej ceny zakupu energii elektrycznej były: „Obniżenie wydatków na zakup energii elektrycznej”, „Czas zwrotu nakładów” oraz „Niezależność energetyczna pompowni”.

3.2. Zmiany wartości oceny częściowej „Obniżenie wydatków na zakup energii elektrycznej”

Dla ułatwienia analizy przyjęto uproszczony sposób obliczania wartości oceny częściowej „Obniżenie wydatków na zakup energii elektrycznej”. Przyjęto, że na wartość tej oceny częściowej składać będzie się oszczędność wynikająca z faktycznego bieżącego zużycia wyprodukowanej przez farmę „zielonej” energii elektrycznej oraz z wykorzystania zmagazynowanej nadwyżki energii. Tą wartość należy powiększyć o dochód z ewentualnej sprzedaży „zielonej” energii, energii cieplnej, wodoru czy tlenu, a pomniejszyć koszty związane z ich obrotem. W modelu przyjęto, że wszelkie uzyskane dochody będą kierowane na zakup brakującej części „czarnej” energii elektrycznej u lokalnego dostawcy za aktualnie wynegocjowaną stawkę. Ostateczną wartość oceny częściowej podobnie jak w przypadku „Nakłady na modernizację pompowni” wyrażono jako wielokrotność nakładów na modernizację Wariantu 1 odpowiadających realiom III kwartału 2023 roku.

Analiza zmian ceny energii elektrycznej wykazała zmianę wartości obniżenia wydatków na zakup energii elektrycznej wszystkich wariantów modernizacji pompowni (tabela 3). Relatywnie niska cena energii elektrycznej promowała warianty z magazynowaniem nadwyżek wyprodukowanej energii w wodorze pozyskanym w procesie elektrolizy. Prawie czterokrotny wzrost ceny energii elektrycznej w I kwartale 2023 roku w stosunku do realiów 2022 roku spowodował, że wariant 4 "Sprzedaż detaliczna wodoru", wariant 5 "Sprzedaż hurtowa wodoru" i wariant 6 "Spalanie wodoru" przestały przynosić największe zyski. Wysoka cena energii elektrycznej promuje warianty modernizacji z obrotem energii elektrycznej. Spadek ceny energii elektrycznej w II kwartale 2023 roku o 22 punkty procentowe, a w III kwartale 2023 roku o kolejne 5 punktów procentowych ponownie sprawił, że największe zyski ponownie zaczął przynosić wariant 4. Cena zakupu energii elektrycznej z II i III kwartału nadal jest na tyle wysoka, że promuje warianty 1 i 3 z obrotem energią elektryczną, które po wariantach 4 przynoszą największe zyski.

Tabela 3.

Zmiany wartości oceny częściowej „Obniżenie wydatków na zakup energii elektrycznej”

	2022	kwartał 2023			rok	kwartał 2023		
	rok	I	II	III	2022	I	II	III
Cena energii	0,43	1,22	1,00	0,95	0,43	1,22	1,00	0,95
Warianty	Wartości pierwotne [j/b]				Wartości ułamkowe [%]			
1 "Wirtualny prosument"	0,08	0,36	0,28	0,27	0,29	1,27	1,00	0,94
2 "Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca"	0,06	0,16	0,13	0,13	0,43	1,22	1,00	0,95
3 "Sprzedaż i kupno - inny odbiorca"	0,13	0,36	0,29	0,28	0,43	1,22	1,00	0,95
4 "Sprzedaż detaliczna wodoru"	0,28	0,34	0,33	0,32	0,86	1,05	1,00	0,99
5 "Sprzedaż hurtowa wodoru"	0,22	0,28	0,26	0,26	0,83	1,06	1,00	0,99
6 "Spalanie wodoru"	0,16	0,27	0,24	0,23	0,66	1,13	1,00	0,97
Wynik:	Najlepszy	Drugi	Trzeci					

Ocena jednokryterialna wariantów. Dla uwarunkowań III kwartału 2023 roku, najkorzystniejszym był wariant 4 "Sprzedaż detaliczna wodoru", kolejnym wariant 3 "Sprzedaż i kupno - inny odbiorca", a trzecim wariant 1 "Wirtualny prosument".

3.3. Zmiany wartości oceny częściowej „Nakłady na modernizację pompowni”

Przy szacowaniu wartości oceny częściowej „Nakłady na modernizację pompowni” uwzględniono nakłady stałe dla wszystkich wariantów takie jak nakłady na budowę farmy fotowoltaicznej wraz z pełnym wyposażeniem (np. ogrodzenie, system monitoringu itp.) i kosztami eksploatacyjnymi (np. ubezpieczenie, koszty obsługi, podatki itp.) oraz koszty związane z dodatkowym wyposażeniem wariantów (np. bezpośrednia linia zasilania lokalnego odbiorcy, czy elektrolizery, silniki kogeneracyjne, zbiorniki gazów, sprężarki i magazyny energii) wraz z ich kosztami eksploatacyjnymi. Ostateczną wartość oceny częściowej podobnie jak w przypadku „Obniżenie wydatków na zakup energii elektrycznej” wyrażono jako wielokrotność nakładów na modernizację Wariantu 1 odpowiadających

realiom III kwartału 2023 roku. Wartość oceny cząstkowej „Nakłady na modernizację pompowni” nie jest zależna od zmian ceny zakupu energii elektrycznej, a jedynie od kosztu jednostkowego budowy farmy fotowoltaicznej przyjętego w rozeznaniu cenowym (tabela 4.).

Tabela 4.

Wartości oceny cząstkowej „Nakłady na modernizację pompowni”

Warianty		[jednostki badawcze]		
1	"Wirtualny prosument"	1,00		
2	"Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca"	1,00		
3	"Sprzedaż i kupno - inny odbiorca"	1,03		
4	"Sprzedaż detaliczna wodoru"	2,74		
5	"Sprzedaż hurtowa wodoru"	2,34		
6	"Spalanie wodoru"	3,06		
Wynik:		Najlepszy	Drugi	Trzeci

Ocena jednokryterialna wariantów. Dla uwarunkowań III kwartału 2023 roku, najkorzystniejszymi były warianty 1 "Wirtualny prosument" i 2 "Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca". Ze względu na niższy czas zwrotu nakładów jako najlepszy wybrano wariant 1 "Wirtualny prosument", a jako kolejny wariant 2 "Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca". Nieco gorszym okazał się wariant 3 "Sprzedaż i kupno - inny odbiorca".

3.4. Zmiany wartości oceny cząstkowej „Czas zwrotu nakładów”

Dla uproszczenia obliczeń, sposób wyliczania „Czasu zwrotu nakładów” przyjęto w najprostszy sposób i podzielono wartość „Niezbędne nakłady na modernizację pompowni” przez wartość „Obniżenie wydatków na zakup energii elektrycznej”. Dzięki takiemu uproszczeniu łatwiejsze było analizowanie wpływu wybranych czynników wynikających ze zmian uwarunkowań rynkowych. Wszystkie rozliczenia i analizy prowadzone są w jednostce czasu równej 1 rok, dlatego dla ułatwienia analizy, wartość oceny cząstkowej podana jest również w latach.

Tabela 5.

Zmiany wartości oceny cząstkowej „Czas zwrotu nakładów”

	2022	kwartał 2023			rok 2022	kwartał 2023		
	rok	I	II	III		I	II	III
Cena energii	0,43	1,22	1,00	0,95	0,43	1,22	1,00	0,95
Warianty	Wartości pierwotne [lata]				Wartości ułamkowe [%]			
1 "Wirtualny prosument"	12,14	2,80	3,56	3,77	3,41	0,79	1,00	1,06
2 "Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca"	17,62	6,23	7,59	7,95	2,32	0,82	1,00	1,05
3 "Sprzedaż i kupno - inny odbiorca"	8,14	2,88	3,51	3,67	2,32	0,82	1,00	1,05
4 "Sprzedaż detaliczna wodoru"	9,74	8,00	8,42	8,51	1,16	0,95	1,00	1,01
5 "Sprzedaż hurtowa wodoru"	10,69	8,36	8,90	9,02	1,20	0,94	1,00	1,01
6 "Spalanie wodoru"	19,60	11,5	12,9	13,3	1,51	0,88	1,00	1,03
Wynik:	Najlepszy	Drugi	Trzeci					

Analiza zmian ceny energii elektrycznej wykazała zmianę wartości czasu zwrotu nakładów wszystkich wariantów modernizacji pompowni (tabela 5). Niska cena energii elektrycznej powodowała, że czas zwrotu nakładów wariantów ze sprzedażą wodoru pozyskanym w procesie elektrolizy był konkurencyjny z czasem zwrotu nakładów pozostałych wariantów. Chwilowy prawie czterokrotny wzrost ceny energii elektrycznej w I kwartale 2023 roku w stosunku do realiów 2022 roku spowodował, że wariant 3 "Sprzedaż i kupno - inny odbiorca" przy tej wysokiej cenie energii przestał przynosić najkrótszy czas zwrotu nakładów. Wysoka cena energii elektrycznej promuje warianty modernizacji z obrotem energii elektrycznej. Spadek ceny energii elektrycznej w II kwartale i w III kwartale 2023 roku ponownie sprawił, że najkrótszy czas zwrotu nakładów ponownie zaczął dawać wariant 3. Cena zakupu energii elektrycznej w II i III kwartale nadal jest na tyle wysoka, że promuje warianty z obrotem energią elektryczną.

Ocena jednokryterialna wariantów. Dla uwarunkowań III kwartału 2023 roku, najkorzystniejszym pozostał wariant 3 "Sprzedaż i kupno - inny odbiorca", kolejnym wariant 1 "Wirtualny prosument", a trzecim wariant 2 "Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca".

3.5. Zmiany wartości oceny cząstkowej „Niezależność energetyczna pompowni”

W przyjętym uproszczonym sposobie obliczania wartości oceny cząstkowej „Niezależność energetyczna pompowni” podzielono roczną ilość pozyskanej energii elektrycznej przez roczne zapotrzebowanie energetyczne pompowni i wyrażono procentach. Na roczną ilość pozyskanej energii składa bieżące zużycie wyprodukowanej przez farmę „zielonej” energii elektrycznej i ewentualnego wykorzystania zmagazynowanej nadwyżki energii (wariant 6) oraz z „czarnej” energii zakupionej z dochodów pompowni za obrót z ewentualnej sprzedaży „zielonej” energii, energii cieplnej, wodoru czy tlenu, pomniejszonych o koszty związane z ich obrotem. W modelu przyjęto, że zakup brakującej „czarnej” energii elektrycznej u lokalnego dostawcy prowadzony będzie za aktualnie wynegocjowaną stawkę.

Tabela 6.

Zmiany wartości oceny cząstkowej „Niezależność energetyczna pompowni”

	2022	kwartał 2023			rok	kwartał 2023		
	rok	I	II	III	2022	I	II	III
Cena energii	0,43	1,22	1,00	0,95	0,43	1,22	1,00	0,95
Warianty	Wartości pierwotne [jb]				Wartości ułamkowe [%]			
1 "Wirtualny prosument"	124%	148%	145%	144%	0,86	1,02	1,00	0,99
2 "Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca"	61%	61%	61%	61%	1,00	1,00	1,00	1,00
3 "Sprzedaż i kupno - inny odbiorca"	135%	135%	135%	135%	1,00	1,00	1,00	1,00
4 "Sprzedaż detaliczna wodoru"	301%	129%	150%	155%	2,01	0,86	1,00	1,04
5 "Sprzedaż hurtowa wodoru"	234%	106%	121%	125%	1,93	0,87	1,00	1,03
6 "Spalanie wodoru"	167%	101%	109%	111%	1,54	0,93	1,00	1,02
Wynik:	Najlepszy	Drugi	Trzeci					

Analiza zmian ceny energii elektrycznej wykazała zmianę wartości niezależności energetycznej pompowni głównie wariantów z magazynowaniem nadwyżek wyprodukowanej energii w wodorze pozyskanym w procesie elektrolizy (tabela 6). Relatywnie niska cena energii elektrycznej promowała te warianty. Prawie czterokrotny wzrost ceny energii elektrycznej w I kwartale 2023 roku w stosunku do realiów 2022 roku spowodował, że rozliczanie dochodów w wariantach 5 i 6 zaczęły zaspokajać znacznie mniej zapotrzebowania energetycznego pompowni, przez co warianty 1 i 3 przy niezminionej wartości tego parametru stały się bardziej atrakcyjne. Wysoka cena energii elektrycznej promuje warianty modernizacji z obrotem energii elektrycznej. Dalszy spadek ceny energii elektrycznej o 22 punkty procentowe w II kwartale, i o 5 punktów procentowych w III kwartale 2023 roku ponownie sprawił, że największą niezależność energetyczną ponownie zaczął przynosić wariant 4 „Sprzedaż detaliczna wodoru”. Cena zakupu energii elektrycznej z II i III kwartału nadal jest na tyle wysoka, że promuje warianty 1 i 3 z obrotem energią elektryczną, które po wariantach 4 „Sprzedaż detaliczna wodoru” dają największą niezależność energetyczną.

Ocena jednokryterialna wariantów. Dla uwarunkowań III kwartału 2023 roku, najkorzystniejszym był wariant 4 przewidujący sprzedaż detaliczną wodoru, kolejnym wariant 1 "Wirtualny prosument", a trzecim wariant 3 "Sprzedaż i kupno - inny odbiorca".

3.6. Zmiany wartości ocen cząstkowych „Ograniczenie emisji CO₂”

Przyjęta do analizy wartość oceny cząstkowej „Ograniczenie emisji CO₂” wynika tylko z faktycznego zużycia „zielonej” energii elektrycznej wyprodukowanej przez farmę fotowoltaiczną pompowni. Wartość tą przemnożono przez współczynnik emisyjności obowiązujący w III kwartale 2023 roku. W tabeli 7. wartość ograniczenia emisji CO₂ dla wszystkich analizowanych wariantów podano w Mg CO₂/rok. Wartość oceny cząstkowej „Ograniczenie emisji CO₂” nie jest zależna od zmian uwarunkowań rynkowych, a jedynie od przyjętego współczynnika emisyjności. Ewentualne zmiany współczynnika emisyjności nie wpłyną na kolejność wyboru przyjętych do analizy wariantów modernizacji pompowni.

Tabela 7.

Wartości oceny cząstkowej „Ograniczenie emisji CO₂”

Warianty		[Mg CO ₂ /rok]		
1	"Wirtualny prosument"	7413		
2	"Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca"	1832		
3	"Sprzedaż i kupno - inny odbiorca"	1832		
4	"Sprzedaż detaliczna wodoru"	1832		
5	"Sprzedaż hurtowa wodoru"	1832		
6	"Spalanie wodoru"	3331		
Wynik:		Najlepszy	Drugi	Trzeci

Ocena jednokryterialna wariantów. Największym ograniczeniem emisyjności charakteryzuje się wariant 1 "Wirtualny prosument", a kolejnym jest wariant 6 "Spalanie

wodoru". Pozostałe warianty są równoważne w tym kryterium oceny, ale ze względu na założenia wyboru wariantów równoważnych przez ocenę czasu zwrotu nakładów jako trzeci wybrano wariant 3 "Sprzedaż i kupno - inny odbiorca".

3.7. Zmiany wartości ocen częściowych „Nowe miejsca pracy”

Oszacowana wartość oceny częściowej „Nowe miejsca pracy” wynika tylko z faktycznego zapotrzebowania kadrowego farmy fotowoltaicznej oraz dodatkowej infrastruktury modernizacji pompowni. Oszacowane zapotrzebowanie na pracowników dla wszystkich analizowanych wariantów podano w tabeli 8. Wartość oceny częściowej „Nowe miejsca pracy” i kolejność wyboru przyjętych do analizy wariantów modernizacji pompowni nie jest zależna od zmian analizowanych uwarunkowań rynkowych. Ze względu na większy zakres kompetencji wariantów przewidujących magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej w wodorze w tych wariantach oszacowano większe zatrudnienie pracowników.

Tabela 8.

Wartości oceny częściowej „Nowe miejsca pracy”

Warianty		[szt.]		
1	"Wirtualny prosument"	3		
2	"Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca"	3		
3	"Sprzedaż i kupno - inny odbiorca"	3		
4	"Sprzedaż detaliczna wodoru"	6		
5	"Sprzedaż hurtowa wodoru"	5		
6	"Spalanie wodoru"	8		
Wynik:		Najlepszy	Drugi	Trzeci

Ocena jednokryterialna wariantów. Charakter oceny częściowej „Nowe miejsca pracy” może być różnie odbierany. Przeprowadzone badania miały na celu rozważenie wariantów pod względem potencjalnych możliwości rewitalizacji i restrukturyzacji majątku pogórniczego i zgodnie z tą zasadą tworzenie nowych miejsc pracy jest odbierane pozytywnie. Przyjmując ten tok myślenia, najkorzystniejsze są warianty przewidujące magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej w wodorze. W tym kryterium najlepszym jest wariant 6 "Spalanie wodoru", kolejnym wariant 4 " Sprzedaż detaliczna wodoru ", a trzecim wariant 5 „Sprzedaż hurtowa wodoru.

3.8. Wpływ zmiany aktualnej ceny zakupu energii elektrycznej na ocenę wielokryterialną wariantów

Wielokryterialna ocena przyjętych wariantów modernizacji pompowni wód kopalnianych polega na uzyskaniu całościowej oceny badanego zjawiska uwzględniającego łącznie wszystkie kryteria oceny (Chmiela, 2023). Uzyskany współczynnik wskazuje „odległość” analizowanego wariantu od hipotetycznego idealnego wariantu charakteryzującego się najbardziej optymalnymi parametrami z badanej grupy sześciu wariantów. W zastosowanym

przekształceniu ilorazowym analizowane parametry należy zaklasyfikować do grup zgodnie z ich charakterem. W tej metodzie analizowane parametry dzieli się na parametry o charakterze „stymulant”, których wzrost wartości bezwzględnej odbierany jest pozytywnie, „destymulant”, których wzrost wartości odbierany jest negatywnie oraz „nominant”, dla których wzrost wartości bezwzględnej odbierany jest przedziałami pozytywnie lub negatywnie. W badanym przykładzie „Nakłady na modernizację pompowni” oraz „Czas zwrotu nakładów” mają wartości, których wzrost wartości bezwzględnej odbierany jest negatywnie wobec czego przypisano im charakter „destymulant”. W „Obniżenie wydatków na zakup energii elektrycznej”, w „Niezależność energetyczna pompowni”, w „Ograniczenie emisji CO₂” oraz w „Nowe miejsca pracy” wzrost wartości bezwzględnej odbierany jest pozytywnie, więc tym kryteriom nadano charakter „stymulant”. W analizie wielokryterialnej każdemu z kryteriów oceny nadaje się jego wagę wpływającą na wynik całościowy. Wartości wag dla poszczególnych kryteriów oceny zamieszczono w tabeli 2. (Güntner et al., 1999, Koziol et al., 2023, Mahrous et al., 2021, Panahi, and Gitinavard, 2021, Urych et al., 2021).

Zastosowana w ocenie wielokryterialnej metoda przekształcenia ilorazowego eliminuje problem ewentualnej różnicy jednostek analizowanych parametrów oraz różnicy w bezwzględnej wielkości liczb opisujących poszczególne parametry lokując uzyskane wartości poszczególnych parametrów jako bezwymiarową liczbę w przedziale od 0 do 1 (Iwaszenko, 2020, Kozák et al., 2016, Mercado et al., 2021, Mucha et al., 2016). Ocenę wielokryterialną „OW” prowadzono według wzoru:

$$OW_j = w_1 \frac{h_{1j}}{h_{1max}} + w_2 \frac{h_{2min}}{h_{2j}} + w_3 \frac{h_{3min}}{h_{3j}} + w_4 \frac{h_{4j}}{h_{4max}} + w_5 \frac{h_{5j}}{h_{5max}} + w_6 \frac{h_{6j}}{h_{6max}} \quad (1)$$

gdzie:

OW_j - wartość oceny wielokryterialnej dla wariantu „j”,

i - numer kryterium oceny wariantów modernizacji pompowni,

j - numer wariantu modernizacji pompowni,

w_i - waga dla kryterium numer „i”,

$h_{i min}$ - najmniejsza wartość w kryterium numer „i”,

$h_{i max}$ - największa wartość w kryterium numer „i”,

h_{ij} - wartość w kryterium „i” dla wariantu numer „j”.

W tabelach 9, 10, 11 i 12 zamieszczono wyniki wielokryterialnej oceny wariantów modernizacji pompowni we wszystkich przyjętych do oceny wartościach ceny za zakup energii elektrycznej przez pompownię.

Przy zastosowaniu przyjętego modelu oceny wariantu modernizacji pompowni i dla uwarunkowań końca 2022 roku w procesie analizy wielokryterialnej optymalnymi była grupa wariantów przewidujących magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej wyprodukowanej przez farmę w postaci wodoru pozyskiwanego z elektrolizy.

Tabela 9.*Macierz decyzyjna wyboru wariantu modernizacji pompowni wód dołowych dla ceny energii elektrycznej z końca 2022 roku*

Cena energii elektrycznej - 43% ceny z II kwartału 2023								
Warianty		Obniżenie wydatków	Sumaryczne nakłady	Zwrot nakładów	Niezależność pompowni	Ograniczenie emisji CO ₂	Nowe miejsca pracy	Ocena wielkoryterialna
		[jednostki badawcze]	[lata]	[%]	[Mg CO ₂ /rok]	[szt.]	[bezwymiarowo]	
1	"Wirtualny prosument"	0,08	1,00	12,14	124%	7413	3	0,5673
2	"Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca"	0,06	1,00	17,62	61%	1832	3	0,4310
3	"Sprzedaż i kupno - inny odbiorca"	0,13	1,03	7413	135%	1832	3	0,5771
4	"Sprzedaż detaliczna wodoru"	0,28	2,74	9,74	301%	1832	6	0,7771
5	"Sprzedaż hurtowa wodoru"	0,22	2,34	10,69	234%	1832	5	0,6485
6	"Spalanie wodoru"	0,16	3,06	19,60	167%	3331	8	0,5186
Wynik:		Najlepszy	Drugi	Trzeci				

Tabela 10.*Macierz decyzyjna wyboru wariantu modernizacji pompowni wód dołowych dla ceny energii elektrycznej z I kwartału 2023 roku*

Cena energii elektrycznej - 122% ceny z II kwartału 2023								
Warianty		[jednostki badawcze]	[lata]	[%]	[Mg CO ₂ /rok]	[szt.]	[bezwymiarowo]	
1	"Wirtualny prosument"	0,36	1,00	2,80	148%	7413	3	0,9615
2	"Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca"	0,16	1,00	6,23	61%	1832	3	0,5676
3	"Sprzedaż i kupno - inny odbiorca"	0,36	1,03	2,88	135%	1832	3	0,8854
4	"Sprzedaż detaliczna wodoru"	0,34	2,74	8,00	129%	1832	6	0,7183
5	"Sprzedaż hurtowa wodoru"	0,28	2,34	8,36	106%	1832	5	0,6245
6	"Spalanie wodoru"	0,27	3,06	11,46	101%	3331	8	0,6094
Wynik:		Najlepszy	Drugi	Trzeci				

Tabela 11.*Macierz decyzyjna wyboru wariantu modernizacji pompowni wód dołowych dla ceny energii elektrycznej z II kwartału 2023 roku*

Cena energii elektrycznej z II kwartału 2023								
Warianty		[jednostki badawcze]	[lata]	[%]	[Mg CO ₂ /rok]	[szt.]	[bezwymiarowo]	
1	"Wirtualny prosument"	0,28	1,00	3,56	145%	7413	3	0,9147
2	"Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca"	0,13	1,00	7,59	61%	1832	3	0,5545
3	"Sprzedaż i kupno - inny odbiorca"	0,29	1,03	3,51	135%	1832	3	0,8558
4	"Sprzedaż detaliczna wodoru"	0,33	2,74	8,42	150%	1832	6	0,7744
5	"Sprzedaż hurtowa wodoru"	0,26	2,34	8,90	121%	1832	5	0,6645
6	"Spalanie wodoru"	0,24	3,06	12,95	109%	3331	8	0,6202
Wynik:		Najlepszy	Drugi	Trzeci				

Tabela 12.*Macierz decyzyjna wyboru wariantu modernizacji pompowni wód dołowych dla ceny energii elektrycznej z III kwartału 2023 roku*

Cena energii elektrycznej - 95% ceny z II kwartału 2023								
		Obniżenie wydatków	Sumaryczne nakłady	Zwrot nakładów	Niezależność pompowni	Ograniczenie emisji CO ₂	Nowe miejsca pracy	Ocena wielkoryterialna
	Warianty	[jednostki badawcze]	[lata]	[%]	[Mg CO ₂ /rok]	[szt.]	[bezwymiarowo]	
1	"Wirtualny prosument"	0,27	1,00	3,77	144%	7413	3	0,8904
2	"Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca"	0,13	1,00	7,95	61%	1832	3	0,5458
3	"Sprzedaż i kupno - inny odbiorca"	0,28	1,03	3,67	135%	1832	3	0,8362
4	"Sprzedaż detaliczna wodoru"	0,32	2,74	8,51	155%	1832	6	0,7745
5	"Sprzedaż hurtowa wodoru"	0,26	2,34	9,02	125%	1832	5	0,6633
6	"Spalanie wodoru"	0,23	3,06	13,31	111%	3331	8	0,6129
Wynik:		Najlepszy	Drugi	Trzeci				

Tabela 13.*Macierz decyzyjna wyboru wariantu modernizacji pompowni wód dołowych dla 93% ceny energii elektrycznej z III kwartału 2023 roku*

Cena energii elektrycznej - 75% ceny z II kwartału 2023								
		Obniżenie wydatków	Sumaryczne nakłady	Zwrot nakładów	Niezależność pompowni	Ograniczenie emisji CO ₂	Nowe miejsca pracy	Ocena wielkoryterialna
	Warianty	[jednostki badawcze]	[lata]	[%]	[Mg CO ₂ /rok]	[szt.]	[bezwymiarowo]	
1	"Wirtualny prosument"	0,19	1,00	5,15	140%	7413	3	0,7748
2	"Sprzedaż i kupno - lokalny dostawca"	0,10	1,00	10,11	61%	1832	3	0,5043
3	"Sprzedaż i kupno - inny odbiorca"	0,22	1,03	4,67	135%	1832	3	0,7431
4	"Sprzedaż detaliczna wodoru"	0,31	2,74	8,95	188%	1832	6	0,7751
5	"Sprzedaż hurtowa wodoru"	0,24	2,34	9,61	149%	1832	5	0,6576
6	"Spalanie wodoru"	0,20	3,06	15,21	124%	3331	8	0,5785
Wynik:		Najlepszy	Drugi	Trzeci				

Zarządzanie wyborem...

W I kwartale 2023 roku nastąpiła skokowa podwyżka cen energii elektrycznej. Zmieniło to preferencje projektowe decydentów. Wysoka cena zakupu energii elektrycznej wypromowała warianty przewidujące obrót wyprodukowaną „zieloną” energią. Należy zauważyć jednak, że optymalny w 2022 roku wariant 4 "Sprzedaż detaliczna wodoru" w I kwartale 2023 roku nadal był jednym z najkorzystniejszych wariantów i w ocenie wielokryterialnej zajmował trzecie miejsce. Stabilizacja rynku energii w 2023 roku powoduje, że ceny energii elektrycznej spadają. W II kwartale 2023 roku ceny energii spadły o 22 punkty procentowe, a w III kwartale o kolejne 5 punktów procentowych. Te zmiany nie spowodowały znaczących zmian w preferencjach projektowych. W przyjętym modelu decyzyjnym dla realiów III kwartału 2023 roku w ocenie wielokryterialnej optymalnym wariantem był wariant 1 "Wirtualny prosument", kolejnym wariant 4 "Sprzedaż detaliczna wodoru", a trzecim wariant 3 "Sprzedaż i kupno - inny odbiorca".

Zmniejszająca się wartość oceny wielokryterialnej wariantu 1 powiązana ze zmniejszaniem się ceny zakupu energii elektrycznej, zainspirowała autorów do jeszcze jednej symulacji i poszukiwania wartości granicznej, kiedy wariant 4 znów stanie się wariantem optymalnym. Okazało się, że hipotetyczna, zgodna z tendencjami rynkowymi, obniżka ceny energii z III kwartału 2023 roku o 20 punktów procentowych już promuje wariant 4 "Sprzedaż detaliczna wodoru". Macierz decyzyjną dla tej symulacji przedstawia tabela 13. Taki scenariusz zmian cen energii elektrycznej w najbliższym czasie jest niezwykle prawdopodobny. Dla takiego granicznego układu uwarunkowań rynkowych w ocenie wielokryterialnej optymalnym wariantem był wariant 4 "Sprzedaż detaliczna wodoru", kolejnym wariant 1 "Wirtualny prosument", a trzecim wariant 3 "Sprzedaż i kupno - inny odbiorca".

Tabele 9, 10, 11, 12 i 13 spełniają rolę macierzy decyzyjnych, w oparciu, o które decydent podejmuje ostateczną decyzję co do zakresu modernizacji pompowni wód dołowych. Ostateczną decyzję wyboru wariantu modernizacji pompowni pozostawia się decydentowi, który może wybrać najlepszy jego zdaniem wariant, ze względu na dowolne kryterium oceny lub zgodzić się z wynikami oceny wielokryterialnej i wybrać sugerowany przez nią optymalny wariant (Doorga et al., 2022, Pansilvania et al., 2022, Prakash, and Prasad, 2022, Stankevich, 2017), Talhofer, and Hošková-Mayerová, 2019).

4. Podsumowanie i wnioski

Zastosowanie odnawialnych źródeł energii do procesów pompowania wód kopalnianych jest niestosowanym dotąd modelem pompowni. Zastosowanie odnawialnych źródeł energii

(OZE) do odwadniania zrobów kopalń zlikwidowanych pozwoli na zwiększenie efektywności ekonomicznej. Aplikacja nowego modelu pompowni będzie pilotażowym rozwiązaniem możliwym do powielania zarówno przez Spółkę jak i przez inne przedsiębiorstwa górnicze. Ze zmiany wysokości nakładów na zakup energii elektrycznej wynikać będzie zakres modernizacji pompowni.

Zmiana ceny zakupu energii odbiła się na wartości ocen cząstkowych/kryteriów oceny zastosowanych do oceny scenariuszy (wariantów) modernizacji pompowni wód kopalnianych. Zmiana ceny zakupu energii odpowiada za zmiany jedynie w 3 z 6 przyjętych ocen cząstkowych. Ocenami cząstkowymi zależnymi od wysokości aktualnej ceny zakupu energii elektrycznej były: „Obniżenie wydatków na zakup energii elektrycznej”, „Czas zwrotu nakładów” oraz „Niezależność energetyczna pompowni”. Wartość ocen cząstkowych „Nakłady na modernizację pompowni”, „Ograniczenie emisji CO₂” i „Nowe miejsca pracy” nie jest zależna od zmian ceny zakupu energii elektrycznej. Zmiana ceny zakupu energii elektrycznej powodowała znaczące zmiany w wielokryterialnej ocenie wariantów. Niska cena zakupu energii elektrycznej w ocenie wielokryterialnej promuje magazynowanie nadwyżek energii w formie wodoru. Około czterokrotny wzrost ceny zakupu energii elektrycznej w I kwartale 2023 roku całkowicie zmienił preferencje decyzyjne. Przy wysokiej cenie zakupu energii elektrycznej ocena wielokryterialna sugerowała wybór wariantów przewidujących obrót „zieloną” energią. Obniżenie ceny zakupu energii w II i w III kwartale 2023 roku nie spowodowało znaczących zmian, ale zgodne z tendencją rynkową, hipotetyczne dalsze obniżenie ceny o dwadzieścia punktów procentowych w stosunku do III kwartału 2023 roku już zmieniło preferencje decydentów i najbardziej optymalnym uznano wariant 4 ze sprzedażą detaliczną wodoru.

Do analizy przedstawiono 6 wariantów modernizacji pompowni wód dołowych. Wszystkie warianty uznano za technicznie możliwe do przeprowadzenia, ale w przypadku 3 wariantów wystąpiły wątpliwości praktyków. Warianty 1, 2 i 3, w których przewidziano obrót wytworzoną „zieloną” energią uzależnione są od możliwości przesyłowych lokalnego dostawcy energii elektrycznej. W praktyce inwestorskiej zauważono, że w przypadku aż 60% instalacji wielkoskalowych powyżej 1 MWp, ze względu na ograniczenia infrastruktury przesyłowej, inwestycje te nie uzyskują możliwości realizacji. Należy więc przyjąć, że praktyczna realizacja tych wariantów ze względów formalnych może być utrudniona.

Najniższy koszt inwestycji modernizacji pompowni przewidziano w wariantach 1, 2 i 3. Warianty 4, 5 i 6 wymagają poniesienia nakładów dwu lub trzykrotnie wyższych nakładów, ale oferują znacznie wyższe obniżenie rachunków na zakup energii elektrycznej. Nie odbija się to jednak w czasie zwrotu nakładów. Warianty przewidujące magazynowanie nadwyżek

Zarządzanie wyborem...

wytworzonej energii w postaci wodoru, zapewniają jednak znacznie wyższe zaspokojenie potrzeb energetycznych pompowni.

Przedstawione do analizy warianty oceniono dwuetapowo. W pierwszym etapie przeprowadzono niezależną analizę ocen cząstkowych/kryteriów oceny wariantów modernizacji pompowni. Wyłoniono najlepszy wariant w każdym z analizowanych kryteriów. W drugim etapie przeprowadzono wielokryterialną ocenę wariantów z łącznym uwzględnieniem wszystkich kryteriów oceny. Ostateczną decyzję wyboru wariantu likwidacji pozostawia się decydentowi, który może wybrać najlepszy jego zdaniem wariant, ze względu na dowolne kryterium oceny lub zgodzić się z wynikami oceny wielokryterialnej i wybrać sugerowany przez nią wariant.

Bibliografia

1. Aleskerov F., Ersel H., Yolalan R., Personnel allocation among bank branches using a two-stage multi-criterial approach, *European Journal of Operational Research* 2003.
2. Amoah N., Stemm E., Siting a centralised processing centre for artisanal and small-scale mining - a spatial multi-criteria approach, *Journal of Sustainable Mining*, 2021.
3. Anton, C., Gasparotti, C., Rusu, E. Multi-criterial analysis by determining the supportability factor in the western of the Black Sea. *Journal of Clean Energy Technologies*, 7(4). 2019.
4. Badakhshan N., Shahriar K., Afraei S., Bakhtavar E., Evaluating the impacts of the transition from open-pit to underground mining on sustainable development indexes, *Journal of Sustainable Mining*, 2023.
5. Bagherzadeh A., Najafi M., Fatehi Marji M., Noroozi M., A proper borehole pattern design for coal seam methane drainage in Tabas coal mine using Comsol Multiphysics, *Journal of Sustainable Mining*, 2022.
6. Băţinaş, R., Corleciuc, M., Ioniţă, I. L., Piticari, B. G., Nacu, S. Multi-criterial analysis of environmental accidental pollution events in Romania between 2019-2021. *Air & Water Components of the Environment/Aerul si Apa Componente ale Mediului*. 2022.
7. Bluszcz A., Smoliło J., Uwarunkowania transformacji rejonów górniczych, [in] *Wybrane problemy środowiska przyrodniczego w ujęciu naukowym*. Lublin: Wydaw. Naukowe Tygiel. 2021.
8. Bondaruk J., Janson E., Wysocka M., Chałupnik S., 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.
9. 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.
10. Changqing L., Jong-Beom B., The promise of hydrogen production from alkaline anion exchange membrane electrolyzers, *Nano Energy*, 2021.
11. Chmiela A., Procesy restrukturyzacji i rewitalizacji kopalń postawionych w stan likwidacji. *Systemy Wspomagania w Inżynierii Produkcji*, 2022.
12. Chmiela A., The Choice of the Optimal Variant of the Mine Liquidation due to the Possibility of Obtaining Methane from Goafs. *European Journal of Business and Management Research*, 8(3) 2023.
13. 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.
14. Doorga J.R.S., Hall J.W., Eyre N., Geospatial multi-criteria analysis for identifying optimum wind and solar sites in Africa: Towards effective power sector decarbonization, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2022.
15. Dyczko A. Production management system in a modern coal and coke company based on the demand and quality of the exploited raw material in the aspect of building a service-oriented architecture, *Journal of Sustainable Mining*, 2023.
16. Gossen E., Abele E., Rauscher M., Multi-criterial Selection of Track and Trace Technologies for an Anti-counterfeiting Strategy, *Procedia CIRP*, 2016.
17. Güntner, A., Uhlenbrook, S., Seibert, J., & Leibundgut, C. Multi-criterial validation of TOPMODEL in a mountainous catchment. *Hydrological Processes*, 13(11), 1603-1620. 1999.
18. Howaniec N, Zdeb J, Gogola K, Smoliński A. Utilization of Carbon Dioxide and Fluidized Bed Fly Ash in Post-Industrial Land Remediation. *Materials*. 2023.

19. Hudymáčová, M., Benková, M., Pócsová, J., & Škovránek, T. Supplier selection based on multi-criterial AHP method. *Acta Montanistica Slovaca*, 15(3), 249. 2010.
20. Iwaszenko S., Use of image processing algorithms for mine originating waste grain size determination, *Journal of Sustainable Mining*. 2020.
21. 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.
22. Kochenderfer, M. J. *Decision making under uncertainty: theory and application*. MIT press. 2015.
23. Kozák Štefan, Kolimár Ondrej, *An Innovative Multi-Criterial Decision Method for Complex Systems*, IFAC-PapersOnLine, 2016.
24. Koziel, S., Pietrenko-Dabrowska, A. Rapid multi-criterial design of microwave components with robustness analysis by means of knowledge-based surrogates. *Scientific Reports*, 2023.
25. 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.
26. 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.
27. Mahrous A., Mohamed A., Jong-Gwan K., Selection mining methods via multiple criteria decision analysis using TOPSIS and modification of the UBC method, *Journal of Sustainable Mining*, 2021.
28. Martín Narbaitz R., Chartrand Z.G., Sartaj M., Downey J. Ammonia-Ca-K competitive ion-exchange on zeolites in mining wastewater treatment: batch regeneration and column performance, *Journal of Sustainable Mining*, 2020.
29. Mercado JMR, Kawamura A, Amaguchi H, Rubio CJP. Fuzzy based multi-criteria M&E of the integrated flood risk management performance using priority ranking methodology: A case study in Metro Manila, Philippines, *International Journal of Disaster Risk Reduction*, 2021.
30. Mhlongo S. E., Amponsah-Dacosta F. A review of problems and solutions of abandoned mines in South Africa, *International Journal of Mining, Reclamation and Environment*, 279-294, 2016.
31. Mhlongo S.E., Evaluating the post-mining land uses of former mine sites for sustainable purposes in South Africa, *Journal of Sustainable Mining*, 2023.
32. Mucha, Z., Generowicz, A., Wójcik, W., Józwiakowski, K., Baran, S. Application of multi-criterial analysis to evaluate the method of utilization of sludge from small wastewater treatment plants with sustainable development of rural areas. *Environment Protection Engineering*, 2016.
33. Panahi Borujeni M., Gitinavard H., Evaluating the sustainable mining contractor selection problems: An imprecise last aggregation preference selection index method, *Journal of Sustainable Mining*, 2021.
34. Pansilvania E., Manjate A., Saadat M., Toriya H., Inagaki F., Kawamura Y., Application of Entropy Method for Estimating Factor Weights in Mining-Method Selection for Development of Novel Mining-Method Selection System, *Journal of Sustainable Mining*, 2022.
35. Prakash Pandey B., Prasad Mishra D. Improved Methodology for Monitoring the Impact of Mining Activities on Socio-Economic Conditions of Local Communities, *Journal of Sustainable Mining*, 2022.
36. Rubio CJP, Yu I, Kim H, Kim S, Jeong S. An investigation of the adequacy of urban evacuation centers using index-based flood risk assessment *Journal of the Korean Society of Hazard Mitigation* 19 (2), 197-207, 2019.
37. Schotten, P. C.; Morais, D. C. Problem Structuring and Strategic Sorting Model for Financial Organizations. *European Journal of Business and Management Research* 2023.
38. Schwartz, M.S. Ethical decision-making theory: An integrated approach. *Journal of Business Ethics*, 139, 755-776. 2016.

39. Shnorhokian S., Mitri H., Quantifying the Influence of Variations in Rock Mass Properties on Stope Stability, *Journal of Sustainable Mining*, 2022.
40. Smoliło J., Morawski A., Gajdzik M., Chmiela A., Projekt pilotażowego rozwiązania samowystarczalności energetycznej pompowni zabezpieczającej przed zalaniem sąsiednie zakłady górnicze. *Napędy i Sterowanie* 04/2023, ISSN 1507-7764, 2023.
41. Smoliński A., Howaniec N., Hydrogen energy, electrolyzers and fuel cells – The future of modern energy sector, *International Journal of Hydrogen Energy* 45(9), 2020.
42. Stankevich, A. Explaining the consumer decision-making process: Critical literature review. *Journal of International Business Research and Marketing*, 2(6). 2017.
43. Talhofer, V., Hošková-Mayerová, Š. Method of selecting a decontamination site deployment for chemical accident consequences elimination: application of multi-criterial analysis. *ISPRS International Journal of Geo-Information*, 8(4), 171. 2019.
44. Thiede, S., Turetsky, A., Kwade, A., Kara, S., & Herrmann, C. Data mining in battery production chains towards multi-criterial quality prediction. *CIRP Annals*, 68(1), 2019.
45. Tokarski S., Magdziarczyk M., Smoliński A., Risk management scenarios for investment program delays in the Polish power industry, *Energies* 2021.
46. Urych T., Chećko J., Rosa M., Wątor A., Evaluation of undeveloped hard coal deposits and estimation of hard coal reserves in the Upper Silesian Coal Basin, Poland, *Journal of Sustainable Mining*, 2021.
47. 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.
48. Wolnowska A.E., Konicki W., Multi-criterial analysis of oversize cargo transport through the city, using the AHP method, *Transportation Research Procedia* 2019.
49. 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.
50. 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.
51. Zadrąg R., Kniaziewicz T., Evaluation of the engine technical condition based on criterial analysis of exhaust emission indicators, *Transportation Research Procedia* 2019.