

3xW

WĘGIEL
WODÓR
WIEDZA



KWARTALNIK

**ANDRZEJ CHMIELA, JANUSZ SMOLIŁO, MARTA GAJDIK,
MARTA PILARSKA, SEBASTIAN GUJA, ADAM SMOLIŃSKI**

Porównanie magazynowania nadwyżki energii elektrycznej w formie wodoru z innymi formami magazynowania energii w projektach samowystarczalności energetycznej pompowni wód kopalnianych

WOJCIECH PAWŁUSZKO

Komisja Europejska chce zwiększyć potencjał dolin wodorowych

IV KWARTAŁ 2023

WYDAWCA

📍 Agencja Rozwoju Przemysłu S.A. Oddział Katowice
ul. Mikołowska 100, 40-065 Katowice



ISSN 2719-8677

Kwartalnik istnieje od 2020 r.

REDAKCJA

📧 redakcja@katowice.arp.pl ☎ 32 757 48 00

Redaktor Naczelny
dr Beata Barszczowska

Zastępca Redaktora Naczelnego
dr hab. Marcin Sobczyk

Sekretarz Redakcji
dr inż. Renata Włodarczyk

Komitet wydawniczy
Magdalena Wojtyła
Anna Kielerz

RADA NAUKOWA

prof. dr hab. inż. Maria Sozańska, Politechnika Śląska,
Wydział Inżynierii Materiałowej, Katedra Technologii Ma-
teriałowych

prof. dr hab. inż. Marek Brzeżański, Politechnika Kra-
kowska

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, Politechnika Śląska

prof. dr hab. Adam Smoliński, Główny Instytut Gór-
nictwa

prof. dr hab. inż. Konrad Świerczek, Akademia Górniczo-
-Hutnicza

dr hab. Maria Jolanta Korabik, prof. Uniwersytetu
Wrocławskiego, kierownik Zakładu Dydaktyki Chemii

dr hab. Marcin Sobczyk, prof. Uniwersytetu Wrocław-
skiego, Wydział Chemii

dr inż. Renata Włodarczyk, Katedra Zaawansowanych
Technologii Energetycznych, Wydział Infrastruktury
i Środowiska, Politechnika Częstochowska

dr Michał Kobyłka, Uniwersytet Wrocławski Wydział
Chemii, Zakład Dydaktyki Chemii, koordynator egzami-
nacyjny OKE we Wrocławiu

dr inż. Aleksander Sobolewski, Instytut Technologii
Paliw i Energii

dr inż. Artur Kozłowski, Sieć Badawcza Łukasiewicz
Instytut Technik Innowacyjnych EMAG

Joanna Kubit dyrektor, Zespół Szkół Naftowo-Gazowni-
czych im. Ignacego Łukasiewicza w Krośnie

Wojciech Pawłuszko, Radca Prawny ARP

dr Beata Barszczowska, Wicedyrektor Oddziału ARP
S.A. w Katowicach

Od Redakcji

Zachęcamy do zgłębienia wiedzy na temat koncepcji modernizacji i wykorzystania pompowni wód kopalnianych w kontekście gospodarki o obiegu zamkniętym. Zakłada ona stworzenie kompleksu składającego się z farm fotowoltaicznych połączonych z efektywnym magazynowaniem energii poprzez produkcję zielonego wodoru z elektrolizy wody. Autorzy nie tylko omówili różne scenariusze pracy pompowni kopalnianych, ale także dokonali analizy porównawczej magazynowania nadwyżki energii elektrycznej w formie wodoru z innymi formami magazynowania uzyskanej nadwyżki.

Polecamy uwadze także Czytelników artykuł Mec. Wojciecha Pawłuszko, w którym podsumowano wynik zakończonych konsultacji publicznych prowadzonych przez Komisję Europejską w celu opracowania planu działania dotyczącego zwiększenia potencjału energetycznego UE poprzez doliny wodorowe. Plan zakłada przyspieszenie wykorzystania wodoru jako substytutu dla gazu ziemnego, węgla i ropy naftowej w sektorach przemysłowych i transporcie, gdzie trudno jest znacząco ograniczyć emisję gazów cieplarnianych. Aby osiągnąć wyznaczone cele, przewiduje się m.in. podwojenie liczby dolin wodorowych w UE. ■

Zapraszamy do zgłaszania publikacji!



Jak się zarejestrować
na stronie

<https://journal.h2poland.eu>

OJS
OPEN
JOURNAL
SYSTEMS



Wysłać na adres ojshelp@h2poland.eu

następujące informacje:

1. imię 2. nazwisko 3. adres e-mail

Administrator strony **zakłada konto**

i wysyła, na podany adres e-mail,

wiadomość z **danymi do logowania**



Teraz można się zalogować

<https://journal.h2poland.eu/3xw/login>

Andrzej CHMIELA, Janusz SMOLIŁO, Marta GAJDIK, Marta PILARSKA, Sebastian GUJA, Adam SMOLIŃSKI

Porównanie magazynowania nadwyżki energii elektrycznej w formie wodoru z innymi formami magazynowania energii w projektach samowystarczalności energetycznej pompowni wód kopalnianych

Streszczenie

Zarys teoretyczny: Pompownie należące do Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A. (SRK S.A.) pompują rocznie około 100 mln m³ wód dołowych. Pompownie te chronią sąsiednie kopalnie i niżej położone obszary przed zalaniem oraz chronią podziemne warstwy wodonośne przed zanieczyszczeniem.

Cel artykułu: Przedstawiono koncepcję modernizacji pompowni wód kopalnianych w kontekście gospodarki o obiegu zamkniętym. Koncepcja ta zakłada budowę kompleksu składającego się z farm fotowoltaicznych połączonych z wydajnym magazynowaniem energii w postaci zielonego wodoru produkowanego w procesie elektrolizy wody. W tym celu zostanie wykorzystany potencjał zlikwidowanych zakładów górniczych, w tym wykorzystanie pompowanych wód kopalnianych. Inwestycje w odnawialne źródła energii zmniejszą ślad środowiskowy działalności pompowni poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych.

Metody badawcze: Artykuł ma charakter koncepcyjny. Aby osiągnąć postawiony cel, dokonano analizy literatury, regulacji prawnych oraz przeprowadzono badania empiryczne. Zaproponowano różne scenariusze pracy pompowni kopalnianych. Przeprowadzono porównanie magazynowania nadwyżki energii elektrycznej w formie wodoru z innymi formami magazynowania uzyskanej nadwyżki.

Główne wnioski: Przedstawione warianty zapewniają częściową lub pełną samowystarczalność energetyczną proponowanej koncepcji pracy pompowni. Efektem

zastosowania dowolnej opcji modernizacji pompowni mogłoby być utworzenie alternatywnych miejsc pracy dla górnictwa i gwarancja efektywnego zarządzania majątkiem.

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii, magazynowanie energii, rewitalizacja terenów pogórnicznych, gospodarka obiegu zamkniętego, wodór.

1. Wstęp

W wyniku prowadzonej polityki Unii Europejskiej dążącej do osiągnięcia neutralności klimatycznej, kraje członkowskie UE muszą przygotować się do odejścia od spalania paliw kopalnych, w tym węgla. Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. (dalej także: SRK S.A. lub Spółka) zamierza podjąć działania inwestycyjne celem pozyskania alternatywnych, odnawialnych źródeł energii wraz z technologiami magazynowania jej nadwyżek. Magazynowanie energii w wodorze pozwala na bardzo efektywne długoterminowe przechowywanie wygenerowanych nadwyżek energii i ich wykorzystanie w dowolnym momencie [1, 2, 3, 4]. Podjęcie przez Spółkę tych działań jest zgodne z kierunkami wyznaczonymi przez Komisję Europejską w ramach przyjętego w czerwcu 2021r. europejskiego prawa o klimacie „Europejski Zielony Ład”, w ramach którego cel redukcji emisji o 55% do 2030 r. oraz cel neutralności klimatycznej do 2050 r. stały się prawnie wiążące. Zgodnie z tym nurtem Spółka prowadząca restrukturyzację polskiego górnictwa węglowego musi iść z nurtem maksymalnego ograniczenia negatywnego oddziaływania na środowisko działalności likwidacji

cyjnej i polikwidacyjnej na terenach byłych kopalń węgla kamiennego [5, 6, 7, 8, 9].

2. Wyzwania stojące przed SRK S.A.

Podstawowym przedmiotem działalności Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A. jest prowadzenie likwidacji kopalń, ochrona sąsiednich kopalń przed zagrożeniem wodnym, efektywne zagospodarowanie, rekultywacja i rewitalizacja przejmowanych terenów pogórnich, zabezpieczenie przed zniszczeniem obiektów stanowiących dziedzictwo kulturowe i przemysłowe, restrukturyzacja zatrudnienia przez tworzenie nowych miejsc pracy oraz dbałość o środowisko naturalne [7, 10, 11, 12]. Pompownie należące do SRK S.A. przy odwadnianiu sposobem głębinowym lub stacjonarnym odpompowują rocznie około 100 mln m³ wody (dane za 2022 r.). Odpompowywanie tego wolumenu wody wiąże się z wysokimi kosztami zakupu energii elektrycznej. Proces odpompowywania wód kopalnianych w kopalniach musi być prowadzony nieustannie nawet po zakończeniu wydobywania [13, 14, 15, 16, 17, 18].

Opracowanie koncepcji rozwiązań samowystarczalności energetycznej pompowni należących do SRK S.A. ma na celu częściowe pokrycie zapotrzebowania energetycznego pompowni „zieloną” energią [19, 20]. Wytworzona przy użyciu paneli fotowoltaicznych energia mogłaby teoretycznie zaspokoić do około 40% całkowitego zapotrzebowania Oddziałów SRK S.A. Efektem ekonomicznym jest ograniczenie zapotrzebowania na dotację budżetową, a efektem ekologicznym ograniczenie emisji CO₂ [21, 22].

W dni słoneczne zapotrzebowanie zaspokajane będzie przez farmy fotowoltaiczne, ale wtedy najczęściej wystąpi również nadprodukcja energii. W okresie produkcji energii elektrycznej w Spółce Restrukturyzacji Kopalń S.A. możliwe będzie wykorzystanie jedynie części wyprodukowanej energii elektrycznej. Tym samym, około 60% wyprodukowanej energii stanowić będzie nadwyżkę moż-

liwą do zmagazynowania. Magazynowanie energii przez systemy bateryjne czy instalacje szybowe pozwala na magazynowanie krótkotrwałe. Z tych powodów w części projektów samowystarczalności energetycznej pompowni SRK S.A. 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. Magazynowanie energii w wytworzonym wodorze pozwala na bardzo efektywne długoterminowe przechowywanie wygenerowanych nadwyżek energii i ich wykorzystanie w czasie własnego zapotrzebowania na energię elektryczną w dni niesłoneczne. Za najbardziej przyszłościową i rekomendowaną technologię magazynowania energii przez wytwarzanie wodoru uważa się elektrolizę wody [23, 24, 25, 26].

3. Analizowane warianty modeli elementów samowystarczalności energetycznej w SRK S.A.

3.1. Przyjęte warianty modeli samowystarczalności energetycznej związanych z pompowaniem wód kopalnianych

W SRK S.A. przy projektowaniu modeli samowystarczalności energetycznej opartych o farmy fotowoltaiczne zaadoptowano 2 podstawowe struktury projektowe: systemy on-site i systemy off-site. W zaadoptowanej strukturze on-site panele i odbiorniki prądu znajdują się na tej samej nieruchomości (działają w tzw. sieci wydzielonej). Odbiornikami prądu jest infrastruktura związana z pompowaniem wód kopalnianych. W realiach SRK S.A. zaadoptowane systemy on-site występują w dwóch odmianach. W jednej z odmian farma fotowoltaiczna jest na tyle mała, że całość wytworzonej „zielonej” energii jest na bieżąco konsumowana przez pompownię. W drugim przypadku instalacja fotowoltaiczna generuje więcej energii niż pompownia mogłaby wykorzystać na bieżąco.

Taki model samowystarczalności energetycznej może wiązać się z nadwyżkami energii możliwymi do wykorzystania po zmagazynowaniu w tej lokalizacji lub po jej przesłaniu w zmagazynowanej formie przez inną pompownię należącą do Spółki [27, 28, 29].

Typowa struktura off-site, tzw. „wyspa”, to struktura wytwarzająca energię bez możliwości jej skonsumowania na miejscu. Rozwiązaniem mogłoby być przesłanie wygenerowanej energii poprzez krajową sieć energetyczną do miejsca faktycznego odbioru i w tym samym czasie zużyta w pompowniach należących do Spółki (farma zintegrowana z krajową siecią elektryczną) lub jej zmagazynowanie i przewiezienie „zmagazynowanej” formy energii do innej pompowni. Teoretycznie istnieje również system near-site, gdzie panele i odbiorniki prądu znajdują się na sąsiednich nieruchomościach i połączone są własnym łączem energetycznym. W przypadku SRK S.A. taki układ nie jest możliwy.

Przy założeniu maksymalizacji wykorzystania wytworzonej energii elektrycznej zaprojektowano dwie grupy wariantów modernizacji systemów samowystarczalności energetycznej pompowni wód dołowych. Rozważane są warianty wymagające uzyskania koncesji na produkcję energii elektrycznej oraz warianty, w których zrezygnowano z ubiegania się o taką koncesję. Każda z grup występuje w kilku odmianach, co daje 8 wariantów decyzyjnych różniących się wysokością koniecznych nakładów i różnym stopniem zaspokojenia potrzeb energetycznych pompowni. W projekcie przewidziano również rozwiązania, które pozwalają wykorzystać część energii na własne potrzeby, a resztę sprzedać do sieci (warianty 2, 3 i 4) lub zmagazynować (warianty 5, 6, 7 i 8), ale i wariant 1 produkujący wyłącznie na potrzeby własne.

W pierwszej grupie wariantów (warianty 1, 2, 3 i 4) założono wyłącznie budowę instalacji paneli fotowoltaicznych tzw. farmy, z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą. W wariantach 2, 3 i 4 konieczne będzie

uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. W drugiej grupie wariantów zrezygnowano z uzyskiwania koncesji na produkcję energii elektrycznej na rzecz zmagazynowania energii w pozyskiwanym z elektrolizy wodorze (warianty 5, 6 i 7) lub wykorzystywania wygenerowanej energii na bieżąco wyłącznie na cele własne bez oddawania jej do sieci krajowej (wariant 1). W wariantach 5, 6 i 7 poza instalacją paneli fotowoltaicznych przewidziano dodatkowe wyposażenie do elektrolizy wody, magazynowania, sprzedaży lub spalania wytworzonego wodoru. Ze względów formalnych do drugiej grupy zaliczono również wariant decyzyjny, gdzie przy pompowni instaluje się małą farmę generującą „zieloną” energię elektryczną w całości na bieżąco konsumowaną przez pompownię (wariant 1). Do tej grupy wariantów zaliczono również wariant 8 z magazynowaniem nadwyżki energii elektrycznej wyłącznie na potrzeby własne w akumulatorowych (bateryjnych) magazynach energii.

W opracowaniu wszystkie nakłady podano jako wielokrotność nakładów niezbędnych na realizację wariantu 1 generującego energię elektryczną wyłącznie na potrzeby własne. Przy doborze wielkości farm fotowoltaicznych przyjęto maksymalne wykorzystanie dostępnej powierzchni włączając w to powierzchnię dostępnych dachów i wiat nad parkingami. Uzyskane przychody ze sprzedaży wodoru i tlenu oraz ewentualny planowany przychód wynikający z obrotu energią elektryczną i ciepłą przeznaczone będą na zakup brakującej części energii elektrycznej, co obniży zapotrzebowanie na dotację budżetową i ograniczy emisję CO₂ [12, 30, 31].

3.2. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 1

Wariant 1 jest najprostszym przykładem projektu samowystarczalności energetycznej możliwym do zaimplementowania w realiach Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A. Projekt przewiduje budowę instalacji fotowoltaicz-

nej wraz z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą przy istniejącej pompowni wód kopalnianych. Realizacja projektu jest możliwa tylko w systemie on-site. Wielkość farmy, a zarazem i jej moc dostosowana jest do wysokości zapotrzebowania energetycznego wyposażenia pompowni. W tym wariantcie decyzyjnym energia generowana przez farmę fotowoltaiczną ma nie przekraczać wahań zapotrzebowania energetycznego pompowni i być w całości konsumowana przez pompownię, bez chwilowego nawet oddawania energii do sieci krajowej. W modelu w dni słoneczne, możliwe będzie zaspokojenie „zieloną” energią do około 40% dziennego zapotrzebowania pompowni na energię elektryczną.

3.3. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 2

W wariantcie 2 przyjęto wdrożenie instalacji produkującej energię na własne potrzeby, oddawanie do sieci krajowej nadwyżki wygenerowanej energii. Przewidziano budowę instalacji paneli fotowoltaicznych tzw. farmy wraz z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą. 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 będzie do sieci lokalnego dostawcy i w tej samej chwili odbierana będzie w innej pompowni należącej do Spółki. Taki model wymaga opłacenia u lokalnego dostawcy kosztów przesyłu energii pomniejszających ilość energii możliwej do pobrania w innym punkcie. Ocenia się, że do pobrania będzie możliwe około 90% nadwyżki oddanej do sieci. W tym modelu decyzyjnym, w realiach SRK S.A., mogą pracować zarówno zaadoptowane systemy on-site jak i systemy off-site. Różnica polega jedynie na tym, że w systemach on-site do sieci

krajowej oddawana będzie jedynie nadwyżka wyprodukowanej energii, natomiast dla systemów off-site całość wygenerowanej przez farmę „zielonej” energii elektrycznej.

3.4. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 3

W wariantcie 3 przyjęto wdrożenie instalacji pozwalającej wykorzystać część energii na własne potrzeby, a resztę sprzedać do sieci krajowej. Przewidziano budowę instalacji paneli fotowoltaicznych tzw. farmy wraz z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą. Aby zapewnić jak największe wykorzystanie wytwarzanej energii elektrycznej na bieżąco, założono w dni słoneczne zmianę czasu pompowania i pracy najbardziej energochłonnego wyposażenia na okresy nasłonecznienia zapewniające wykorzystanie w pompowni do około 40% produkowanej energii elektrycznej. Nadwyżka, czyli około 60% wytworzonej energii sprzedawana będzie do sieci lokalnego dostawcy, a uzyskany w ten sposób przychód przeznaczony będzie na zakup energii niezbędnej do zasilania wyposażenia pompowni w okresach niesłonecznych. W okresie niesłonecznym nastąpi zakup „czarnej” energii z przychodu z wcześniejszej sprzedaży nadwyżki. 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 dostarczenia przez niego „czarnej” energii. Chwilowa odsprzedaż energii elektrycznej do sieci krajowej spełnia funkcję magazynu energii. Wstępnie oceniono, że możliwe będzie odzyskanie około 20% sprzedanej nadwyżki energii elektrycznej. W realiach SRK S.A. w tym modelu decyzyjnym mogą pracować zarówno zaadoptowane systemy on-site jak i systemy off-site.

3.5. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 4

Wariant 4 jest bardzo zbliżony do wariantu 3 i jest funkcjonalnie podobny do formy typu near-site. Przyjęto tu wdrożenie instalacji wytwarzającej „zieloną” energię z częściowym wykorzystaniem wygenerowanej energii na własne potrzeby i sprzedaż nadwyżki do sieci lokalnego odbiorcy „zielonej” energii. Przewidziano budowę instalacji paneli fotowoltaicznych tzw. farmy wraz z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą. Elementem dodatkowym jest wspólna inwestycja w linię energetyczną łączącą farmę z nieopodal położoną nieruchomością lokalnego odbiorcy „zielonej” energii. Założono pompowanie i pracę najbardziej energochłonnego wyposażenia w okresach nasłonecznienia. Zapewnia to wykorzystanie w pompowni do około 40% produkowanej energii elektrycznej. Nadwyżka, czyli około 60% wytworzonej energii sprzedawana będzie do sieci innemu odbiorcy, a uzyskany w ten sposób przychód przeznaczony będzie na zakup energii na potrzeby pracy pompowni w godzinach niesłonecznych. 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. Pozwoli to na zakup energii, niezależnie od aktualnie wynegocjowanej ceny, a także „odzyskanie” około 80% sprzedanej wygenerowanej nadwyżki energii elektrycznej. Chwilowa odsprzedaż wygenerowanej „zielonej” energii elektrycznej jest formą magazynowania energii pozwalającą na wykorzystanie nadwyżki w dowolnej chwili. Model decyzyjny dopuszcza zarówno zaadoptowane systemy on-site jak i systemy off-site.

3.6. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 5

Wariant 5 przewiduje nieoddawanie energii elektrycznej do sieci lokalnego dystrybutora. W wariantcie przyjęto magazynowanie nadmiaru energii elektrycznej produ-

owanej przez farmę fotowoltaiczną w postaci wodoru. Wodór ma być w całości sprzedawany we własnej stacji tankowania, a uzyskany w ten sposób przychód przeznaczony ma być na zakup energii do zasilania wyposażenia pompowni w okresach niesłonecznych. Sprzedaż pozyskanego wodoru będzie formą długoterminowego magazynowania nadwyżki wygenerowanej energii elektrycznej. Wariant 5 poza budową podstawowej instalacji z paneli fotowoltaicznych tzw. farmy wraz z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą wymaga dodatkowego wyposażenia związanego z elektrolizą wody, magazynowaniem i dystrybucją wodoru. Na dodatkowe wyposażenie składają się elektrolizery, sprężarki i zbiorniki magazynowania tlenu i wodoru, stacja tankowania wodoru, magazyn energii cieplnej.

W okresach z nadprodukcją „zielonej” energii elektrycznej, nadwyżki tej energii 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 do 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 przychodu z wcześniejszego obrotu „zielonym” wodorem. Dodatkowo sprzedaż wyprodukowanego tlenu pokryje część kosztów zakupu „czarnej energii” dla pompowni w okresach niesłonecznych. Zakup energii u lokalnego dostawcy będzie odbywał się zgodnie z aktualnie wynegocjowaną ceną zakupu „czarnej” energii. Ocenia się, że taka forma funkcjonowania elementu samowystarczalności energetycznej Spółki mogłaby zapewnić możliwość wykorzystania do około 96% zmagazynowanej ilości energii elektrycznej. Model decyzyjny dopuszcza systemy on-site, zlokalizowane przy pompowniach i systemy off-site, tzw.

wyspy, zlokalizowane daleko od miejsc odbioru energii (pompowni).

3.7. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 6

Wariant 6 jest zbliżony do wariantu 5. Przy ustaleniu modelu funkcjonowania wariantu zrezygnowano z budowy stacji tankowania, a sprzedaż wodoru prowadzona będzie innemu dystrybutorowi po cenach hurtowych. Ze względu na trudne do określenia na tym etapie projektowania koszty dostaw wodoru przyjęto, że wódór sprzedawany będzie za 60% aktualnej ceny detalicznej. W okresie niesłonecznym nastąpi zakup „czarnej” energii u lokalnego dostawcy z przychodu z wcześniejszej sprzedaży nadwyżki „zielonego” wodoru i tlenu. Zakup energii u lokalnego dostawcy będzie odbywał się zgodnie z aktualnie wynegocjowaną ceną zakupu „czarnej” energii. Ocenia się, że taka forma funkcjonowania elementu samowystarczalności energetycznej Spółki mogłaby przy cenie zakupu energii elektrycznej z III kwartału 2023 roku zapewnić możliwość wykorzystania do około 72% zmagazynowanej ilości energii elektrycznej. Zaproponowany model samowystarczalności energetycznej sprawdza się zarówno dla systemów on-site, jak i systemów off-site.

3.8. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 7

Wariant 7 przewiduje nieoddawanie energii elektrycznej do sieci krajowej i magazynowanie nadmiaru energii elektrycznej produkowanej przez farmę fotowoltaiczną w postaci wodoru, a następnie spalanie go w silnikach kogeneracyjnych dla ponownego pozyskania energii na potrzeby własne. Wariant 7 poza budową podstawowej instalacji z paneli fotowoltaicznych tzw. farmy wraz z niezbędnym wyposażeniem i infrastrukturą wymaga dodatkowego wyposażenia związanego z elektrolizą wody, magazynowaniem i spalaniem wodoru.

W okresach z nadprodukcją energii elektrycznej nadwyżki energii będą poprzez elektrolizę magazynowane w formie wodoru. Wyprodukowany wódór po sprężeniu do znamionowej wartości będzie przekazywany do zbiornika, gdzie będzie oczekiwał na okres niedoboru energii w pompowni. W sytuacji niedoboru energii w pompowni, wódór kierowany będzie do silników kogeneracyjnych. Silniki kogeneracyjne produkować będą energię elektryczną na potrzeby własne pompowni. Wytworzona energia cieplna będzie konsumowana na potrzeby własne, a jej nadwyżka oddawana będzie odpłatnie do sieci ciepłowniczej lokalnego operatora. Ewentualny nadmiar wodoru może 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”. Ze względu na niską sprawność procesu elektrolizy i procesu spalania w silnikach kogeneracyjnych ocenia się, że możliwe będzie do wykorzystania około 67% wygenerowanej nadwyżki „zielonej” energii. W tym modelu decyzyjnym zmagazynowany wódór ma być spalany dla ponownego wytworzenia energii, dlatego możliwy jest do aplikacji jedynie na systemach on-site zlokalizowanych przy punktach odbioru „zielonej” energii, w przypadku SRK S.A. pompowni wód dołowych.

3.9. Wyposażenie i zasada funkcjonowania wariantu 8

Magazynowanie energii elektrycznej w akumulatorowych (bateryjnych) magazynach energii jest przewidziane na krótki okres. Z tego powodu w modelu decyzyjnym wariantu 8 przewidziano magazynowanie nadwyżek wygenerowanej energii elektrycznej jedynie na potrzeby własne pracy wyposażenia pompowni w pozostałym

okresie doby dnia słonecznego. W dni słoneczne najbardziej energochłonne wyposażenie będzie pracować w czasie generowania energii elektrycznej dla jak największego wykorzystania na bieżąco efektów pracy farmy fotowoltaicznej. Wielkość farmy będzie tak dobrana, aby wygenerowana przez nią nadwyżka energii elektrycznej po zmagazynowaniu w akumulatorowych magazynach energii jeszcze tej samej doby rozliczeniowej była wykorzystana do zasilenia pompowni. Nie będzie konieczności oddawania energii na zewnątrz w jakiegokolwiek formie. Model decyzyjny wariantu 8 dopuszcza jedynie systemy on-site zlokalizowane przy pompowniach wód kopalnianych. W dni słoneczne, możliwe będzie zastąpienie „zieloną” energią do około 100% dziennego zapotrzebowania pompowni na energię elektryczną.

4. Ocena wariantów

Do analizy przedstawiono 8 technicznie możliwych do zastosowania w SRK S.A. wariantów elementów samowystarczalności energetycznej (Tabela 1). Wątpliwości praktyków dotyczyły wariantów przewidujących oddawanie nadwyżki wyprodukowanej energii do sieci krajowej. Wariant 2 i wariant 3, w których przewidziano obrót wytworzoną „zieloną” energią uzależnione są od możliwości przesyłowych lokalnego dostawcy energii elektrycznej. Należy przyjąć, że uzyskanie wszystkich pozwoleń na praktyczne wykonanie tych wariantów ze względów formalnych może być utrudnione. Zaletą tych wariantów jest relatywnie niski koszt inwestycyjny. Wątpliwości dotyczyły również wariantu 4, którego możliwość realizacji uzależniona jest jedynie od kwestii formalno-prawnych dopuszczenia takiej formy prowadzenia działalności przez

SRK S.A. Prowadzone rozmowy z partnerami zewnętrznymi wskazują, że istnieją potencjalni odbiorcy zainteresowani zakupem „zielonej” energii. Zaletą tego wariantu jest mały zakres działań inwestycyjnych i związane z tym niskie nakłady.

Duży potencjał wdrożeniowy mają warianty przewidujące magazynowanie wygenerowanej nadwyżki energii elektrycznej w formie wodoru pozyskanego w procesie elektrolizy. Wadą tych wariantów jest ponad pięciokrotnie wyższy koszt realizacji niż koszt wariantu 1. Zaletą jest możliwość długoterminowego magazynowania nadwyżek energii. Wielkość wykorzystania zmagazynowanej wygenerowanej nadwyżki energii elektrycznej jest uzależniona od aktualnej ceny zakupu energii elektrycznej. Rozliczenia handlowe w obrocie wodorem jako produktem handlowym po jego sprzedaży mogą powodować, że możliwe będzie pozyskanie większej ilości energii niż zmagazynowano. Ocenia się, że takie formy funkcjonowania elementu samowystarczalności energetycznej Spółki mogłyby w zależności od wariantu, zapewnić możliwość wykorzystania od 67% do 96% zmagazynowanej wygenerowanej nadwyżki energii elektrycznej (Tabela 1). Niższa cena zakupu energii elektrycznej zwiększa ilość energii możliwej do zakupienia z dochodu ze sprzedaży wodoru. Przykładowo bardzo prawdopodobny spadek ceny energii elektrycznej już o 5 punktów procentowych w stosunku do III kwartału 2023 roku spowodowałby, że w wariantcie 5 możliwe byłoby odzyskanie całości zmagazynowanej nadwyżki. Dla cen energii z 2022 roku warianty 5, 6 i 7 gwarantują zakup większej ilości energii elektrycznej niż oddano do zmagazynowania.

Tabela 1. Porównanie modeli decyzyjnych elementów samowystarczalności energetycznej SRK S.A.

Wariant	Możliwy system		Nakłady	Wykorzystanie nadwyżki
	Off-site	On-site	[Wielokrotność nakładów]	[%]
1	NIE	TAK	1,00	brak
2	TAK	TAK	2,56	90
3	TAK	TAK	2,57	20
4	TAK	TAK	2,65	80
5	TAK	TAK	5,54	96*
6	TAK	TAK	5,48	72*
7	NIE	TAK	7,38	67*
8	NIE	TAK	12,22	brak

* - dla ceny zakupu energii elektrycznej w III kwartale 2023 roku

Wariant 1 i wariant 8 przewidują wytwarzanie energii elektrycznej jedynie na potrzeby własne i wymagają uzyskiwania jedynie podstawowych pozwoleń zewnętrznych. Należy przyjąć, że ich realizacja pod względem prawnym nie byłaby utrudniona. Wariant 8 zapewnia zasilanie pompowni we wszystkie dni słoneczne, co daje około 40% pokrycia zapotrzebowania. Wadą niestety jest wysoki koszt realizacji przedsięwzięcia, ponad dwunastokrotnie wyższy niż koszt bazowego wariantu 1. Ze względu ekonomicznych jego realizacja wydaje się wątpliwa.

Największy potencjał wdrożeniowy ma wariant 1. Jego realizacja pod względem finansowym i prawnym nie powinna być trudna do przeprowadzenia. Wadą jest jednak małe zaspokojenie zapotrzebowania energetycznego pompowni. Taki model decyzyjny przewiduje wytworzenie jedynie do około 16% energii elektrycznej niezbędnej do funkcjonowania pompowni. Z tego powodu, ograniczenie się jedynie do tego modelu funkcjonowania pompowni wydaje się nieefektywne. Aby zapewnić większą niezależność energetyczną dla Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A. należy rozważyć implementację również i innych przedstawionych modeli elementów samowystarczalności energetycznej.

5. Wnioski

Główną przyczyną inwestowania SRK S.A. w odnawialne źródła energii, w tym farmy fotowoltaiczne, jest obniżenie kosztów działalności Spółki w przyszłości oraz ochrona środowiska. Ograniczenie nakładów na pompowanie zmniejszyłoby zapotrzebowanie Spółki na dotację budżetową. W dalszej perspektywie, realizacja opisanych inwestycji pozwoli na pozyskanie nowych inwestorów dla administrowanego przez Spółkę majątku oraz umożliwi stworzenie alternatywnych wobec górnictwa miejsc pracy. Efektywniejsze zagospodarowanie majątku Spółki i wykorzystanie terenów poindustrialnych, będzie odbierane pozytywnie przez samorządy lokalne i lokalną społeczność. Omawiane projekty będą kreowały nowe rynki związane z nowoczesnym transportem i „zieloną energią”.

Projekty wpisują się w proces Sprawiedliwej Transformacji i są szansą na rozwój regionalny, dzięki wprowadzeniu nowych technologii, nowoczesnych rozwiązań technicznych i technologicznych. Zaproponowane projekty samowystarczalności energetycznej są szansą na rewitalizację terenów pogórnich zdegradowanych w wyniku intensywnej eksploatacji złóż. ■

Literatura

- [1] Changqing L., Jong-Beom B., The promise of hydrogen production from alkaline anion exchange membrane electrolyzers, *Nano Energy*, 2021.
- [2] Howaniec N, Zdeb J, Gogola K, Smoliński A. Utilization of carbon dioxide and fluidized bed fly ash in post-industrial land remediation. *Materials*. 2023.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] Biały W, Grebski W, Galecki G, Kaniak W. Environmental impact of the mechanical coal processing plant. *Acta Montanistica Slovaca* 2020; 25 (2).
- [7] Bluszcz A., Smoliński 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] 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.
- [10] 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.
- [11] Mhlongo S.E., Evaluating the post-mining land uses of former mine sites for sustainable purposes in South Africa, *Journal of Sustainable Mining*, 2023.
- [12] Salom AT, Kivinen S. Closed and abandoned mines in Namibia: a critical review of environmental impacts and constraints to rehabilitation, *South African Geographical Journal* 2020; 102:3, 389-405.
- [13] Chmiela A., Smoliński J., Smoliński A., Magdziarczyk M.; Zarządzanie wyborem wariantu samowystarczalności energetycznej pompowni wód kopalnianych, *Management and Quality – Zarządzanie i Jakość*, Vol 5 No 3, 2023.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] Smoliński 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.
- [18] 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.
- [19] Prusek S, Turek M. Improving the Management of a Mining Enterprise a Condition for Increasing the Efficiency of Hard Coal Production, *Journal of the Polish Mineral Engineering Society* 2018.

- [20] Tokarski S., Magdziarczyk M., Smoliński A., Risk management scenarios for investment program delays in the Polish power industry, *Energies* 2021.
- [21] 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.
- [22] 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.
- [23] 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.
- [24] 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.
- [25] 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.
- [26] Smoliński A., Howaniec N., Hydrogen energy, electrolyzers and fuel cells – The future of modern energy sector, *International Journal of Hydrogen Energy* 45(9), 2020.
- [27] Hudymáčová, M., Benková, M., Pócsová, J., & Škovránek, T. Supplier selection based on multi-criterial AHP method. *Acta Montanistica Slovaca*, 15(3), 249. 2010.
- [28] Krzemień A, Álvarez Fernández JJ, Riesgo Fernández P, Fidalgo Valverde G, Garcia-Cortes S. Valuation of Ecosystem Services Based on EU Carbon Allowances—Optimal Recovery for a Coal Mining Area. *International Journal of Environmental Research and Public Health*. 2023; 20(1):381. <https://doi.org/10.3390/ijerph20010381>.
- [29] Krzemień A, Álvarez Fernández JJ, Riesgo Fernández P, Fidalgo Valverde G, Garcia-Cortes S. Restoring Coal Mining-Affected Areas: The Missing Ecosystem Services. *International Journal of Environmental Research and Public Health*. 2022; <https://doi.org/10.3390/ijerph192114200>,
- [30] Kaczmarek J, Kolegowicz K, Szymła W. Restructuring of the Coal Mining Industry and the Challenges of Energy Transition in Poland (1990–2020). *Energies* 2022.
- [31] Kaczmarek J. The Balance of Outlays and Effects of Restructuring Hard Coal Mining Companies in Terms of Energy Policy of Poland PEP 2040. *Energies* 2022.



r.pr. Wojciech Pawłuszko

Pełnomocnik Zarządu ARP S.A. ds. Zgodności

Biuro Prawne ARP S.A.

Komisja Europejska chce zwiększyć potencjał dolin wodorowych

We wrześniu 2023 r. zakończyły się konsultacje publiczne prowadzone przez Komisję Europejską na potrzeby przygotowania planu działania w zakresie zwiększania potencjału energetycznego UE dzięki dolinom wodorowym, w których wzięła udział m.in. Agencja Rozwoju Przemysłu S.A. Inicjatywa jest prowadzona w kontekście unijnego planu REPowerEU zaprezentowanego 18 maja 2022 r. w obliczu agresji Rosji na Ukrainę. Przewiduje on przyspieszenie wykorzystania wodoru w celu zastąpienia gazu ziemnego, węgla i ropy naftowej w gałęziach przemysłu i w transporcie, w których trudno obniżyć emisyjność. Ma to być możliwe m.in. dzięki podwojeniu liczby dolin wodorowych w UE.

Kontekst konsultacji w sprawie dolin wodorowych

Inicjatorem konsultacji na potrzeby przygotowania planu działania w zakresie zwiększania potencjału energetycznego UE dzięki dolinom wodorowym była Dyrekcja Generalna ds. Badań Naukowych i Innowacji Komisji Europejskiej. W dokumencie przewodnim konsultacji wskazała, że doliny wodorowe (*hydrogen valleys*) mają kluczowe znaczenie dla osiągnięcia celów wynikających z REPowerEU polegających na podwojeniu unijnego celu dotyczącego wodoru odnawialnego do 10 mln ton rocznej produkcji wewnętrznej oraz dodatkowych 10 mln ton rocznego importu do 2030 r. poprzez połączenie w określonym miejscu wielu etapów łańcucha wartości wodoru, od produkcji, magazynowania i dystrybucji do różnych użytkowników, takich jak sektor transportu, przemysł i użytkownicy końcowi energii. By osiągnąć te cele, Komisja zamierza przedstawić plan działania na rzecz podwojenia liczby dolin wodorowych w UE. KE przewiduje, że skutkami wspierania dolin wodorowych będzie:

- 1) energiczne uruchomienie regionalnych gospodarek opartych na wodorze;
- 2) integracja i wydajność systemu;

- 3) poprawa bezpieczeństwa i odporności;
- 4) powstanie rynku;
- 5) lepsze postrzeganie ekosystemów wodorowych przez społeczeństwo;
- 6) wypróbowane wymogi regulacyjne;
- 7) poszerzona wiedza na temat skutków społeczno-gospodarczych i środowiskowych;
- 8) powstanie nowych miejsc pracy i przekwalifikowanie pracowników;
- 9) inwestycje lewarowane przez władze publiczne;
- 10) zwiększenie współpracy międzyregionalnej.

KE będzie chciała regularnie zwracać się do dolin wodorowych o przedstawienie aktualnych informacji na temat swojego statusu i danych dotyczących realizowanych projektów. Społeczność zainteresowanych stron będzie otrzymywała zaktualizowane informacje za pomocą rocznego sprawozdania monitorującego, przedstawianego na corocznym Europejskim Tygodniu Wodoru.

W ocenie KE obecnie głównymi przeszkodami utrudniającymi przyspieszenie rozwoju i wdrażania dolin wodorowych są:

- 1) brak produkcji wodoru w UE;
- 2) opłacalność technologii produkcji czystego wodoru;

- 3) niewystarczająca produkcja energii ze źródeł odnawialnych;
- 4) niewystarczające upowszechnienie innowacyjnych technologii czystego wodoru;
- 5) zwiększanie skali produkcji;
- 6) dopasowanie podaży i zastosowań związanych z przeznaczeniem końcowym;
- 7) dostęp do finansowania na potrzeby badań, innowacji i komercjalizacji;
- 8) niedookreślone ramy regulacyjne;
- 9) długie procedury wydawania pozwoleń;
- 10) brak norm i kodeksów;
- 11) znalezienie właściwych i zaangażowanych partnerów koalicyjnych;
- 12) znalezienie osób o wystarczających kwalifikacjach;
- 13) brak wzajemnych połączeń między dolinami wodorowymi;
- 14) brak akceptacji społecznej;
- 15) dostęp do najlepszych praktyk międzynarodowych i najnowocześniejszych technologii;
- 16) niewystarczający rozwój światowej gospodarki w zakresie czystego wodoru.

Środki wsparcia rozwoju dolin wodorowych

By podwoić KE zamierza bazować na pięciu filarach:

- 1) badania i rozwój (w tym m.in. rozwój innowacyjnych technologii wodorowych potrzebnych do zwiększenia skali czy opracowanie wspólnego programu badań naukowych i innowacji z państwami członkowskimi na rzecz połączenia dolin wodorowych w UE),
- 2) ramy regulacyjne (w tym m.in. konsultacje z zainteresowanymi stronami w celu określenia zapotrzebowania na piaskownice regulacyjne mające znaczenie dla dolin wodorowych),
- 3) Stymulowanie współpracy i synergii oraz pozyskiwanie finansowania (w tym m.in. zapewnienie wytycznych dotyczących dostępu do unijnych i krajowych/

regionalnych programów wdrożeniowych i inwestycyjnych, wzmocnienie wsparcia dla inicjatyw w zakresie pomocy technicznej, takich jak pomoc w rozwoju projektów w ramach partnerstwa na rzecz czystego wodoru, inicjatywa ELENA Europejskiego Banku Inwestycyjnego lub program LIFE),

- 4) Kształcenie, szkolenie oraz umiejętności (w tym m.in. wspieranie uruchomienia akademii wodoru),
- 5) Rozwój dolin wodorowych na całym świecie (w tym m.in. wspieranie rozwoju dolin wodorowych w regionie Morza Śródziemnego i na Ukrainie czy ustanowienie programu wymiany wodoru w celu wsparcia globalnego rozwoju dolin wodorowych).

Postulaty ARP

Jako jeden z wiodących animatorów tworzenia dolin wodorowych w Polsce Agencja Rozwoju Przemysłu S.A. (ARP S.A.) również wzięła udział w konsultacjach prowadzonych przez KE. Przedstawiła dziewięć punktów, które jej zdaniem są kluczowe dla rozwoju projektów dolin wodorowych w Polsce:

- 1) W ocenie ARP S.A. warto, aby Komisja Europejska przygotowała **białą księgę na temat rozwoju dolin wodorowych w UE**. Przedstawiłaby w niej gotowe propozycje działań, które należy podjąć, by rozwinąć doliny wodorowe, a następnie poddała ten dokument konsultacjom publicznym. W takiej księdze powinny być opisane dotychczas realizowane działania w ramach prowadzonej polityki gospodarczej w krajach UE, USA i krajów azjatyckich dotyczące rozwoju gospodarki wodorowej.
- 2) ARP S.A. zauważała, że potrzebne jest **finansowanie dla tworzenia krajowych / regionalnych operatorów ekosystemów innowacji dolin wodorowych**, aby w każdym kraju był podmiot (ministerstwo lub agencja rządowa, która może powierzyć takie zadanie również określonej spółce), który wspiera samoorganizację dolin.

- 3) W ocenie ARP S.A. potrzebne jest **dalsze – szersze finansowanie w postaci grantów na rozruch i tworzenie dolin wodorowych**. Przykładowo może to być kwota np. 2 mln euro na organizację dolin wodorowych, np. bez warunku uruchomienia produkcji 500 tH₂/rocznie. ARP S.A. podkreśliła, że konkursy Small Scale HV i Large Scale HV organizowane przez Clean Hydrogen Partnership są bardzo dobrą formą zachęty do tworzenia dolin wodorowych. Wg ARP S.A. należy zwiększyć ich finansowanie, aby granty były przyznawane dla większej liczby projektów, np. 3 duże projekty oraz 10 małych. Warto, aby nabory na finansowanie dolin wodorowych były powtarzane cyklicznie, 2-3 razy w ciągu roku.
- 4) ARP S.A. stanęła na stanowisku, że istotne w skali UE jest określenie **definicji legalnej doliny wodorowej** oraz wskazanie form prawnych w poszczególnych krajach UE, w jakich doliny mogą się zawiązywać (wykaz form prowadzenia działalności preferowanych w UE) – to ustandaryzuje procesy tworzenia dolin i sprawi, że będą one bardziej transparentne. To istotne szczególnie w kontekście możliwości ubiegania się o finansowanie przez doliny wodorowe i tworzenie programów finansowych skierowanych dla dolin wodorowych przewidujących finansowanie na preferencyjnych warunkach, np. za zwiększenie produkcji zielonego wodoru i zgłoszenie po finansowanie z Europejskiego Banku Wodoru.
- 5) ARP S.A. widzi potrzebę przeznaczenia **dodatkowego finansowania na transfer technologii**, aby pobudzić rozwój technologii i dostępność np. elektrolizerów i elektrolizy, ogniw paliwowych m.in. na metanol, wodór, oraz zbiorników wodorowych. Brak dostępu do technologii wstrzymuje rozwój gospodarki wodorowej.
- 6) Z perspektywy spójności rozwoju rynku wewnętrznego UE warto rozważenia z perspektywy ARP S.A. jest wprowadzenie **kopert narodowych w programach finansowych dla regionu EŚW**, aby kraje z tego regionu również były beneficjentami rozwoju technologii w pełnym łańcuchu wartości wodoru; powinna być ogólna pula środków, o które mogą starać się podmioty ze wszystkich krajów UE i dodatkowo koperty narodowe dla poszczególnych krajów na wzór programu Connecting Europe Facility.
- 7) ARP S.A. postuluje przeznaczenie określonej puli środków na stypendia/bony na szkolenia/edukację dla personelu dopiero tworzącego doliny wodorowe w zakresie wiedzy technicznej o wodorze, zarządzania, pozyskiwania środków unijnych, regulacji tudzież stworzenia e-platformy edukacyjnej, gdzie można robić kursy online o wodorze/gospodarce wodorowej certyfikowane przez renomowane uczelnie z terenu UE.
- 8) Istotne według ARP S.A. jest doprecyzowanie, jak ma wyglądać proces tworzenia dolin wodorowych na Ukrainie oraz wskazanie puli środków na wsparcia takich projektów. Ważne jest też określenie kto miałby odpowiadać za ten proces. Należy również zastanowić się nad programem wsparcia dla krajów Partnerstwa Wschodniego.
- 9) ARP S.A. postuluje, by powstały wytyczne KE (*guidelines*) dotyczące zasad funkcjonowania piaskownic regulacyjnych dla dolin wodorowych – jakie regulacje miałyby być mniej restrykcyjne, by dolina sprawniej działała? Czy to krajowe rządy miałyby decydować o tych piaskownicach?
- Można się spodziewać, że KE przygotuje dokument obejmujący plan działania w zakresie zwiększania potencjału energetycznego UE dzięki dolinom wodorowym w pierwszym półroczu 2024 r. ■