



Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy

Państwowa służba geologiczna
Państwowa służba hydrogeologiczna

ZADANIE KAPS CO₂: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS (2015-2017 R)



Warszawa 2017

ZADANIE KAPS CO2: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS (2015-2017 R)

WYKONAWCY

dr inż. Adam Wójcicki (główny wykonawca, koordynator)
mgr inż. Teresa Adamczak-Biały
mgr Jolanta Duczmańska-Kłonowska
dr Anna Feldman-Olszewska
dr Maciej Kłonowski
dr inż. Marcin Słodkowski

WARSZAWA 2017

Zadanie 5 - Rekomendacje dotyczące dalszych działań w zakresie stosowania technologii CCS na skalę przemysłową

5.1 Sprawozdanie

W ramach zadania podsumowano zebrane dotąd informacje i odniesiono je do warunków polskich (rekomendacje odnośnie ewentualnego przyszłego stosowania tej technologii, w tym szacunkowe koszty i sposoby zapewnienia bezpieczeństwa składowania).

Jako podsumowanie zebranych informacji można podać szereg faktów. Po pierwsze technologia CCS wyrosła na bazie projektów EOR realizowanych w USA od 1972 roku. Przez dziesięciolecia do wspomaganie wydobywania ropy naftowej wykorzystywano dwutlenek węgla występujący w naturalnych "złożach", przetwarzając go z jednych struktur geologicznych do innych struktur geologicznych. Idea CCS polega z kolei na wychwytywaniu dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych. Koszt wychwytywania dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych w instalacjach energetycznych jest 3-4 krotnie wyższy niż koszt pozyskiwania CO₂ występującego w naturalnych "złożach" (nie mamy w Polsce udokumentowanych "złóż" dwutlenku węgla). Procesy przemysłowe takie jak oczyszczanie gazu ziemnego, gazyfikacja węgla czy ewentualnie produkcja nawozów sztucznych umożliwiają produkcję CO₂ po cenie zbliżonej do pozyskiwanego z naturalnych „złóż”. Aktualnie funkcjonujące lub będące w trakcie uruchamiania projekty CCS/CCUS (w sumie 21 projektów) zlokalizowane są na terenie USA, Kanady, Australii, Arabii Saudyjskiej, Chin, Brazylii i Norwegii (Morze Północne i Barentsa). Większość z tych projektów obejmuje wspomaganie wydobywania ropy naftowej, co podnosi znacząco opłacalność ekonomiczną, zwłaszcza jeśli dwutlenek węgla pochodzi z procesów przemysłowych takich jak oczyszczanie gazu ziemnego, gazyfikacja węgla czy produkcja nawozów sztucznych, gdzie koszt wychwytu CO₂ jest znacznie niższy niż w przypadku instalacji energetycznych.

ANALIZA WYKONALNOŚCI – ZAGADNIENIA OGÓLNE

Z rozważań przeprowadzonych w rozdziale 4.1 wynika, że w warunkach polskich sens ekonomiczny stosowania technologii CCS na skalę przemysłową wiąże się z

wykorzystaniem szcerpanych złóż węglowodorów (z ekonomicznego punktu widzenia najlepiej złóż ropy – CO₂-EOR, choć krajowy potencjał nie jest tu wielki). Jednakże potencjał składowania CO₂ w szcerpanych złożach węglowodorów w Polsce odpowiada około 5 latom emisji z instalacji energetycznych i przemysłowych w naszym kraju (Wójcicki, red., 2013; strona [www Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami](http://www.Krajowego_Ośrodka_Bilansowania_i_Zarządzania_Emisjami)), a ponadto pojemność składowania tych złóż jest przeważnie relatywnie niewielka, wystarczająca jedynie w nielicznych przypadkach na potrzeby przyszłych projektów komercyjnych średniej wielkości (tzn. składowanie w granicach kilkunastu-kilkudziesięciu milionów ton globalnie) a reszta na potrzeby niedużych projektów komercyjnych (do 10 mln ton globalnie). Jedynie duże struktury w solankowych poziomach wodonośnych (im większe tym lepiej) zapewniają składowanie CO₂ w ramach dużych projektów komercyjnych (składowanie CO₂ w ilościach rzędu 100 mln ton i więcej) a ich potencjał wydaje się być wystarczający na kilkadziesiąt lat stosowania technologii CCS (Wójcicki, red., 2013).

W rozdziale 4.1 rozważano cztery warianty/scenariusze dla przykładowych projektów CCS/CCUS w warunkach polskich (**Tabela 4.1 i 4.2**). Założenia dla tych scenariuszy przygotowano w szczególności w oparciu o informacje odnośnie potencjału geologicznego składowania CO₂ w Polsce (zamawiany przez Ministerstwo Środowiska temat „Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z ich programem monitorowania”, 2008-2012/13; Wójcicki (red.), 2013) i scenariuszy CO₂-EOR i CO₂-EGR dla wybranych złóż ropy i gazu ziemnego w Polsce (zamawiany przez Ministerstwo Środowiska temat "Program wspomaganie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO₂", 2011-2012; Lubaś i in., 2015) oraz dostępne materiały ze wstępnych studiów wykonalności/przebiegów ekologicznych opracowywanych przez firmy energetyczne planujące budowę nowych bloków energetycznych („CCS ready”; PGE Opole: [Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy \(i technologiczny, jako aneks do tegoż raportu\)/przebieg ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole](#); PKE & ZAK Kędzierzyn: Sutor i Tchórz, 2009, 2010; Tymowski i in., 2010; PGE Bełchatów: prezentacja PGE z 2011 roku, dostępna na stronie [www Procesy Inwestycyjne](#)) jak również z analogicznych opracowań wykonanych w ramach planowanych kilka lat temu w Polsce projektów demonstracyjnych CCS.

Najbardziej aktualne koszty wychwytu i sprężania oraz (ogólnie) transportu i składowania dostępne są w szczególności w najnowszych publikacjach GCCSI/ zamieszczonych na stronie GCCSI (np. CCS Cost Network, 2016; raport roczny na stronie [www Global CCS Institute The Global Status of CCS, 2017](#); Irlam, 2017, gdzie podano m.in. orientacyjne

koszty instalacji wychwytu w skali demonstracyjnej, tzn. rzędu milionów ton zatłaczanego CO₂/rok, dla warunków polskich – patrz też **Tabela 4.1**).

W związku z powyższym została przeprowadzona, przedstawiona w dalszej części niniejszego rozdziału, analiza wykonalności i bezpieczeństwa stosowania technologii CCS w warunkach polskich, dla wybranych 4 scenariuszy odnoszących się (typowych dla) instalacji energetycznych i zakładów przemysłowych, które mogłyby być wybudowane w Polsce w niezbyt odległej przyszłości. Skupiono się przy tym na etapie geologicznego składowania, podając szacunkowe koszty i sposoby zapewnienia bezpieczeństwa składowania (te ostatnie zgodnie z ustawą z dnia 27 września 2013 o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw; Dz. U. poz. 1238), z uwagi na fakt, że z etapem tym związane są ryzyka w najdłuższej perspektywie czasowej.

ANALIZA BEZPIECZEŃSTWA SKŁADOWANIA – ZAGADNIENIA OGÓLNE

Bezpieczne składowanie dwutlenku węgla w poziomach solankowych wymaga, zwłaszcza na lądzie, bardzo kosztownego szczegółowego rozpoznania potencjalnego składowiska i jeszcze bardziej kosztownego monitoringu przed, w trakcie i po zakończeniu zatłaczania. W przypadku szcerpanych złóż węglowodorów, produkujących gaz ziemny i/lub ropę naftową przez dziesiątki lat, rozpatrywane struktury geologiczne są na ogół bardzo dobrze rozpoznane otworami i badaniami geofizycznymi. Istotny z punktu widzenia bezpieczeństwa składowania jest fakt, że w przypadku szcerpanych złóż węglowodorów zatłaczanie dwutlenku węgla pozwala przywrócić ciśnienie złożowe do wartości bliższych ciśnieniu pierwotnemu, a zatłaczanie CO₂ do poziomów solankowych podnosi ciśnienie złożowe. W ostatnim przypadku dla oceny bezpieczeństwa składowania niezbędne jest, obok monitorowania chmury CO₂ zatłoczonego do formacji zbiornikowych oraz nadkładu uszczelniającego i użytkowych poziomów wodonośnych, także precyzyjne określenie rozkładu ciśnienia w górotworze przed, w trakcie i po zakończeniu zatłaczania do poziomów solankowych, jak również określenie, przy jakich wartościach ciśnienia w górotworze (kompleksie składowania obejmującym formacje zbiornikowe i uszczelniające) zapewniona jest integralność i szczelność składowiska, a w szczególności ile możemy bezpiecznie zatłoczyć w otworze w danych warunkach geologicznych. Wspólne dla poziomów solankowych i złóż węglowodorów jest zagadnienie likwidacji otworów po zakończeniu zatłaczania – niezbędne jest stosowanie cementów odpornych na oddziaływanie dwutlenku węgla w perspektywie tysięcy lat, co w praktyce oznacza też ponowne zacementowanie starych, wcześniej zlikwidowanych otworów na obszarze składowisk dwutlenku węgla.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa składowania nie ma istotnej różnicy pomiędzy wykorzystaniem szcerpanych złóż węglowodorów czy to na lądzie czy pod dnem morza (tyle, że na morzu rzadziej można spotkać działaczy pseudoekologicznych, sabotujących z zasady każdą inwestycję; w Polsce jedynie projekt Borzęcin, obejmujący zatłaczanie gazu kwaśnego, składającego się głównie z CO₂, będącego produktem oczyszczania gazu ziemnego, był atakowany w jednym elaboracie najbardziej zajadłych „ekologów” – Walosik & Petrys, 2009).

ANALIZA WYKONALNOŚCI I BEZPIECZEŃSTWA STOSOWANIA TECHNOLOGII CCS W WARUNKACH POLSKICH, DLA WYBRANYCH 4 SCENARIUSZY

Poszczególne scenariusze/warianty (**Tabela 4.1**) dotyczyły instalacji energetycznych o różnych wielkościach wychwytu strumienia dwutlenku węgla (odpowiednio 5 mln ton/rok; 2,5 mln ton na rok; 1 mln ton/rok i 0,5 mln t/rok). Pierwszy scenariusz obejmuje wychwyt, transport i składowanie CO₂ na lądzie w wielkości pośredniej pomiędzy projektem demonstracyjnym CCS PGE Bełchatów a scenariuszem „CCS ready” dla nowych bloków nr 5 i 6 elektrowni Opole (tzn. pochodzącego z elektrowni opalanej węglem brunatnym), z wykorzystaniem średniej wielkości składowiska w poziomach solankowych. Drugi scenariusz to składowanie na lądzie w szcerpanym złożu gazu (jednym z największych jak na warunki polskie, jak złoża Żuchłów czy Załęcze-Wiewierz; województwo dolnośląskie), dla strumienia CO₂ takiego jak w przypadku planowanego niegdyś projektu demonstracyjnego CCS PKE/ZAK Kędzierzyn, odpowiadającego emisji szeregu elektrowni na obszarze Górnego Śląska (opalanych węglem kamiennym). Trzeci wariant to składowanie ze wspomaganie wydobywania węglowodorów w (częściowo) szcerpanym złożu ropy na lądzie (największym jak na warunki polskie – chodzi o złoża węglowodorów w rejonie bloku Gorzowa w NW Polsce, w szczególności o eksploatowane od dłuższego czasu złoża BMB), dla strumienia CO₂ odpowiadającego emisji niedużej elektrowni (albo jednego bloku większej elektrowni) lub większej elektrociepłowni (opalanych węglem kamiennym). Ostatni, czwarty scenariusz, to składowanie ze wspomaganie wydobywania węglowodorów w szcerpanym złożu ropy naftowej na morzu (największym jak na warunki polskie – chodzi o złoża węglowodorów we wschodniej części polskiej strefy ekonomicznej Bałtyku, w szczególności o eksploatowane od dłuższego czasu złoża B 3) dla strumienia CO₂ odpowiadającego emisji elektrociepłowni średniej wielkości.

W świetle obowiązującego Prawa geologicznego i górniczego i górniczego geologiczne składowanie dwutlenku węgla dopuszczalne jest tylko w ramach projektów

demonstracyjnych (Dział III, Rozdział 1, Artykuł 21, punkt 1a). Sytuacja projektów CO₂-EOR nie jest do końca jasna, ponieważ o permanentnym składowaniu możemy mówić dopiero po zakończeniu wydobywania węglowodorów, ale na zatłaczanie CO₂, które będzie docelowo składowane (w międzyczasie część zatłoczonego dwutlenku węgla zostanie wydobyta wraz z węglowodorami, oddzielona i ponownie zatłoczona, jednocześnie śladowe ilości CO₂ uciekną przy tym do atmosfery), potrzebna jest nowa koncesja, a wcześniej ogłoszenie przez operatora, że rozpoczyna on projekt demonstracyjny CCS/CCUS.

Ponadto w chwili obecnej obowiązuje rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 3 września 2014 r. w sprawie obszarów, na których dopuszcza się lokalizowanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla (Dz.U. 2014 poz. 1272). W rozporządzeniu podany jest obszar zbiornika kambryjskiego położony w północno-wschodniej części polskiej strefy ekonomicznej na Morzu Bałtyckim, obejmujący dwa eksploatowane złoża węglowodorów – ropy naftowej i kondensatu ropnego (B 3 i B 8; pierwsze jest już szcerpane w znacznym stopniu, drugie eksploatowane od niedawna) oraz dwa złoża zagospodarowane, a także ich bezpośrednie otoczenie.

Spośród omawianych poniżej czterech scenariuszy, jedynie scenariusz nr 4 dotyczy zagospodarowania składowisk w tym obszarze. W scenariuszach 1, 2 i 3 obszar ten w ogóle nie był brany pod uwagę, z uwagi na fakt, że jego potencjał składowania jest niewielki (Wójcicki, red., 2013), niższy niż pojemność składowiska założona w scenariuszu 3, a tym bardziej w scenariuszach 2 i 1. Generalnie można stwierdzić, że scenariusze 1, 2 i 3 byłyby aktualnie możliwe do realizacji jedynie w przypadku zmiany omawianego rozporządzenia (lecz możliwe do realizacji w świetle obowiązującego Pgg, jako projekty demonstracyjne).

W rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków związanych z podziemnym składowaniem dwutlenku węgla (Dz. U. 2015 poz. 2144), w szczególności załącznikach nr 1 (zabezpieczenie finansowe; eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego przez operatora) i 2 (zabezpieczenie środków; działania KAPS – Krajowego Administratora Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla, po przekazaniu odpowiedzialności do tego organu przez operatora) podane są następujące pozycje kosztów:

1. koszty prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla na etapie eksploatacji składowiska;
2. koszty prowadzenia działań naprawczych na etapie eksploatacji składowiska (związanych z możliwymi wyciekami/wydostaniem się dwutlenku węgla poza kompleks składowania);

3. koszty rozliczania emisji dwutlenku węgla na etapie eksploatacji składowiska (związanych z możliwymi wyciekami/wydostaniem się dwutlenku węgla poza kompleks składowania);
4. koszty prowadzenia działań naprawczych i działań zapobiegawczych odnoszących się do szkód w środowisku i ich naprawy, na etapie eksploatacji składowiska;
5. koszty wypłat odszkodowań za szkody, jakie ujawniły się do czasu zamknięcia podziemnego składowiska dwutlenku węgla;
6. koszty usunięcia obiektów zakładu górniczego, likwidacji odwiertów i innych instalacji;
7. koszty prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla po zamknięciu składowiska do czasu przekazania KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko;
8. koszty prowadzenia działań naprawczych na etapie likwidacji zakładu górniczego (związanych z możliwymi wyciekami/wydostaniem się dwutlenku węgla poza kompleks składowania);
9. koszty rozliczania emisji dwutlenku węgla na etapie likwidacji zakładu górniczego (związanych z możliwymi wyciekami/wydostaniem się dwutlenku węgla poza kompleks składowania);
10. koszty prowadzenia działań naprawczych i działań zapobiegawczych odnoszących się do szkód w środowisku i ich naprawy, na etapie likwidacji zakładu górniczego;
11. koszty prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla na etapie od czasu przekazania KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko;
12. koszty finansowania zabezpieczenia ryzyka związanego z podejmowaniem działań naprawczych na etapie od czasu przekazania KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko (związanych z możliwymi wyciekami/wydostaniem się dwutlenku węgla poza kompleks składowania);
13. koszty rozliczania emisji dwutlenku węgla na etapie od czasu przekazania KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko (związanych z możliwymi wyciekami/wydostaniem się dwutlenku węgla poza kompleks składowania);

14. koszty prowadzenia działań naprawczych i działań zapobiegawczych odnoszących się do szkód w środowisku i ich naprawy, na etapie od czasu przekazania KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko;

15. koszty prowadzenia innych działań mających na celu zagwarantowanie długoterminowej stabilności składowiska, na etapie od czasu przekazania KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko;

16. koszty wypłat odszkodowań za szkody mogące ujawnić się po przekazaniu KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko.

Zgodnie z zapisami załącznika nr 3 do ww. rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r., w przypadku podmiotu składającego wniosek o udzielenie koncesji na podziemne składowanie dwutlenku węgla ustanawiane jest zabezpieczenie finansowe i zabezpieczenie środków, przy czym w obu przypadkach minimalny udział środków pieniężnych wynosi 15-30% (pierwsza wartość dla podmiotów o kapitale obrotowym powyżej 500 mln zł a druga – poniżej 10 mln zł) kosztów podanych odpowiednio w pozycjach 1-10 i 11-16. Udział ten może wzrosnąć o kolejne 10%, o ile całkowita pojemność składowiska wynosi ponad 50 mln ton CO₂, występuje podwyższone ryzyko wycieków/wydostania się dwutlenku węgla poza kompleks składowania (ponad 2% całkowitej ilości składowanego CO₂), planowany okres eksploatacji składowiska wynosi powyżej 10 lat i jeśli podmiot wnioskujący o koncesję nie ma dostatecznego doświadczenia w prowadzeniu działalności w zakresie podziemnego składowania dwutlenku węgla.

Powyższe koszty (pozycje 1-16) zostały ujęte w wyliczeniach dla kolejnych scenariuszy, natomiast dodatkowo podane są kwoty globalne i udział środków pieniężnych dla zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków.

1. Składowanie na lądzie – projekt CCS obejmujący składowanie średnio 5 mln ton CO₂/rok (przez 30 lat), w poziomach solankowych, a więc z wykorzystaniem szerokiego zakresu monitoringu, przed, w trakcie i po zakończeniu zatłaczania, celem zapewnienia bezpiecznego składowania (Tabele 5.1.1 i 5.1.2 zawierające nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne). Ponadto niezbędne jest w takim przypadku coraz dokładne i szczegółowe rozpoznanie struktury, m.in. celem określenia przestrzennego rozkładu parametrów uszczelnienia (miąższość, integralność, skład, ciśnienie przebicia) jak również oceny możliwości ucieczki CO₂ poza kompleks składowania, W przypadku nakładów

inwestycyjnych koszty składowania zależą w największym stopniu od liczby wykonanych odwiertów (zatłaczających i badawczych/monitoringowych), natomiast globalne koszty operacyjne zależą w największym stopniu od ilości zatłaczanego CO₂ (koszty zatłaczania i opłaty za składowanie) i długości okresu zatłaczania/funkcjonowania składowiska (w tym istotne są koszty monitoringu). Otrzymujemy w tym przypadku jednostkowy koszt składowania wynoszący około **3-4 euro/tCO₂**. Koszty transportu dla rurociągu o długości 100-150 km byłyby zbliżone do kosztów składowania, natomiast koszty wychwytu (i sprężania dwutlenku węgla kierowanego do rurociągu) byłyby kilkakrotnie większe od łącznych kosztów transportu i składowania (patrz **Tabela 4.1**).

Tabela 5.1.1 Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 1 (poziomy solankowe na lądzie).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Prace przygotowawcze*; Wstępne rozpoznanie składowiska (geofizyka)	0-1	12 000 000
Szczegółowe rozpoznanie składowiska (sejsmika 3D, MT, 3-4 otwory badawcze)	1-2	160 000 000
Budowa składowiska (5-8 otworów zatłaczających – poziomych lub pionowych, otwory badawcze zaadoptowane do monitoringu, infrastruktura naziemna)	2-5	320 000 000
Odbiór (nadzór/testowanie)	5-6	8 000 000
RAZEM	-	500 000 000

*obejmuje też wniesienie opłat koncesyjnych i UUG

Tabela 5.1.2 Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 1 (poziomy solankowe na lądzie).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Monitoring (wszystkie etapy) oraz likwidacja zakładu górniczego (etap zamknięcia)	4-5 (zerowy)	12 000 000
	5-35 (zatłaczanie)	320 000 000
	35-55 (zamknięcie)	102 000 000
	55-85 (po zamknięciu)**	52 000 000
Opłaty za składowanie (5 zł/t)	5-35	750 000 000
Inne1 (koszty osobowe, mediów- w tym energii elektrycznej, ubezpieczeń, itd.)	4-5	6 000 000
	5-35	180 000 000
	35-55	56 000 000
	55-85**	32 000 000
Inne2 (możliwe działania naprawcze, rozliczanie emisji, działania naprawcze i zapobiegawcze, odszkodowania)	5-35	200 000 000
	35-55	150 000 000
	55-85**	200 000 000
RAZEM	-	2 060 000 000

**pozycje stanowią kwotę wniesionego wcześniej (w formie i terminach podanych w umowie koncesyjnej) przez operatora zabezpieczenia środków na potrzeby działań państwa po zamknięciu składowiska lub wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń w trakcie jego eksploatacji

Podstawą do wyliczenia kwoty zabezpieczenia finansowego w scenariuszu nr 1 są koszty prowadzenia monitoringu (oraz budowy infrastruktury monitoringu, w tym otworów, określone jako 30% pozycji „Budowa składowiska” z Tabeli 5.1.1) oraz pozycji Inne2 z Tabeli 5.1.2, dla lat 5-55 (eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego). Koszty w pozycji „Inne1” dla lat 5-55 odnoszą się do zatłaczania. Daje to kwotę **772+96=868 mln zł**, w której udział środków pieniężnych wynosiłby najprawdopodobniej **35%**. Natomiast zabezpieczenie środków obejmuje pozycje „Monitoring”, „Inne1” i „Inne2” w Tabeli 5.1.2 dla lat 55-85 (po

zamknięciu składowiska i przekazaniu odpowiedzialności KAPS), co daje kwotę **284 mln zł** i udział środków pieniężnych **35%**.

2. Składowanie na lądzie – projekt CCS/CCUS obejmujący składowanie średnio 2,5 mln ton CO₂/rok (przez 30 lat), w (praktycznie) szcerpanym złożu gazu (pierwotne zasoby wydobywalne rzędu 20-25 mld m³ gazu ziemnego), czyli strukturze geologicznej stosunkowo dobrze rozpoznanej, produkującej gaz przez dziesiątki lat (**Tabele 5.1.3 i 5.1.4** zawierające nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne). Głównym ryzykiem przy składowaniu CO₂ w tym przypadku mogą być nieszczelne otwory, zarówno zlikwidowane wcześniej jak i zbędne na etapie zatłaczania lub po jego zaprzestaniu (przy likwidacji otworów niezbędne jest stosowanie cementów odpornych na korozję CO₂, stare otwory najprawdopodobniej powinny być ponownie zacementowane). Nakłady inwestycyjne związane z zagospodarowaniem składowiska i koszty operacyjne związane z monitoringiem składowiska są w związku z tym wyraźnie niższe niż w przypadku składowania w poziomach solankowych (1). Po stronie przychodów operatora składowiska mamy dodatkową produkcję gazu związaną z zatłaczaniem dwutlenku węgla do złoża; realistyczna wartość to zwiększenie wydobycia gazu o około 7% (Lubaś i in., 2015) czyli o dodatkowe **1,5 mld m³** – przyjmując cenę netto gazu 0,5 zł/m³ (Lubaś (red.), 2012) otrzymujemy kwotę 750 mln PLN, a więc nieco niższą od globalnych kosztów samego składowania. Otrzymujemy w tym przypadku jednostkowy koszt składowania wynoszący około **4-5 euro/tCO₂**. Koszty transportu dla rurociągu o długości 150-200 km byłyby zbliżone do kosztów składowania, natomiast koszty wychwytu (i sprężania) byłyby kilkakrotnie większe od łącznych kosztów transportu i składowania (patrz **Tabela 4.1**).

Tabela 5.1.3 Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 2 (szcerpane złożo gazu na lądzie).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Prace przygotowawcze*; Szczegółowe rozpoznanie składowiska (sejsmika 3D, MT, 1-2 otwory badawcze)	0-2	60 000 000
Budowa składowiska (3-7 otworów zatłaczających – poziomych lub pionowych, zaadoptowanych lub nowych, 3-4 otwory zaadoptowane do	2-5	240 000 000

monitoringu, infrastruktura naziemna (w tym do oczyszczania gazu)		
Odbiór (nadzór/testowanie)	5-6	4 000 000
RAZEM	-	304 000 000

*obejmuje też wniesienie opłat koncesyjnych i UUG

Tabela 5.1.4 Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 2 (sczerpane złożę gazu na lądzie).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
	4-5 (zerowy)	8 000 000
Monitoring (wszystkie etapy) oraz likwidacja zakładu górniczego (etap zamknięcia)	5-35 (zatłaczanie)	240 000 000
	35-55 (zamknięcie)	100 000 000
	55-85 (po zamknięciu)**	60 000 000
Opłaty za składowanie (5zł/t)	5-35	375 000 000
Inne (koszty osobowe, mediów- w tym energii elektrycznej, ubezpieczeń, itd.)	4-5	4 000 000
	5-35	120 000 000
	35-55	50 000 000
	55-85**	30 000 000
<i>Inne2 (możliwe działania naprawcze, rozliczanie emisji, działania naprawcze i zapobiegawcze, odszkodowania)</i>	5-35	100 000 000
	35-55	75 000 000
	55-85**	100 000 000
RAZEM	-	1 262 000 000

**pozycje stanowią kwotę wniesionego wcześniej (w formie i terminach podanych w umowie koncesyjnej) przez operatora zabezpieczenia środków na potrzeby działań państwa po zamknięciu składowiska lub wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń w trakcie jego eksploatacji

Podstawą do wyliczenia kwoty zabezpieczenia finansowego w scenariuszu nr 2 są koszty prowadzenia monitoringu (oraz budowy infrastruktury monitoringu, w tym otworów, określone jako 30% pozycji „Budowa składowiska” z Tabeli 5.1.3) oraz pozycji Inne2 z Tabeli 5.1.4, dla lat 5-55 (eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego). Koszty w pozycji „Inne1” dla lat 5-55 odnoszą się do zatłaczania. Daje to kwotę **515+72=587 mln zł**, w której udział środków pieniężnych wynosiłby najprawdopodobniej **35%**. Natomiast zabezpieczenie środków obejmuje pozycje „Monitoring”, „Inne1” i „Inne2” w Tabeli 5.1.4 dla lat 55-85 (po zamknięciu składowiska i przekazaniu odpowiedzialności KAPS), co daje kwotę **190 mln zł** i udział środków pieniężnych **35%**.

3. Składowanie na lądzie – projekt CCS/CCUS obejmujący składowanie średnio 1 mln ton CO₂/rok (przez 30 lat), w (częściowo) szcerpanym złożu ropy (pierwotne zasoby wydobywalne rzędu 10 mln ton ropy naftowej), czyli strukturze geologicznej stosunkowo dobrze rozpoznanej, produkującej węglowodory przez wiele lat (Tabele 5.1.5 i 5.1.6 zawierające nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne). Głównym ryzykiem przy składowaniu CO₂ w tym przypadku mogą być nieszczelne otwory, zarówno zlikwidowane wcześniej jak i zbędne na etapie zatłaczania lub po jego zaprzestaniu (przy likwidacji otworów niezbędne jest stosowanie cementów odpornych na korozję CO₂, stare otwory najprawdopodobniej powinny być ponownie zacementowane). Nakłady inwestycyjne związane z zagospodarowaniem składowiska i koszty operacyjne związane z monitoringiem składowiska są porównywalne z tymi w przypadku szcerpanego złoża gazu (scenariusz 2); w przypadku nakładów inwestycyjnych mamy tu większy koszt jednostkowy wykonania otworów i zatłaczania CO₂ ponieważ złożo ropy występuje głębiej niż złożo gazu. Po stronie przychodów operatora składowiska mamy dodatkową produkcję węglowodorów związaną z zatłaczaniem dwutlenku węgla do złoża; realistyczna wartość to zwiększenie wydobywania ropy nawet o około 20% (z 30% do 50%; Lubaś i in., 2015) czyli o dodatkowe **2 mln ton** – przyjmując cenę netto ropy 50 USD/baryłkę (około 1000 zł/t) otrzymujemy kwotę 2 mld PLN, a więc dwukrotnie większą od globalnego kosztu samego składowania. Możliwa jest przy tym też dodatkowa produkcja gazu towarzyszącego ropie, rzędu 1 mld m³, co dałoby dodatkowy przychód rzędu 500 mln PLN. Otrzymujemy w tym przypadku jednostkowy koszt składowania wynoszący około **8-9 euro/tCO₂**. Koszty transportu dla rurociągu o długości rzędu 100 km byłyby rzędu połowy kosztów składowania, natomiast koszty wychwytu (i sprężania dwutlenku węgla kierowanego do rurociągu) byłyby kilkakrotnie większe od łącznych kosztów transportu i składowania (patrz **Tabela 4.1**).

Tabela 5.1.5 Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 3 (sczerpane złoża ropy na lądzie).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Prace przygotowawcze*; Szczegółowe rozpoznanie składowiska (sejsmika 3D, MT)	0-2	40 000 000
Budowa składowiska (otwory zatłaczające – 3 nowe i kilka zaadaptowanych, 3-4 otwory zaadoptowane do monitoring, infrastruktura naziemna (w tym do oczyszczania węglowodorów)	2-5	300 000 000
Odbiór (nadzór/testowanie)	5-6	3 000 000
RAZEM	-	343 000 000

*obejmuje też wniesienie opłat koncesyjnych i UUG

Tabela 5.1.6 Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 3 (sczerpane złoża ropy na lądzie).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
	4-5 (zerowy)	6 000 000
Monitoring (wszystkie etapy) oraz likwidacja zakładu	5-35 (zatłaczanie)	200 000 000
górniczego (etap zamknięcia)	35-55 (zamknięcie)	100 000 000
	55-85 (po zamknięciu)**	60 000 000
Opłaty za składowanie (5zł/t)	5-35	150 000 000

Inne (koszty osobowe, mediów- w tym energii elektrycznej, ubezpieczeń, itd.)	4-5	3 000 000
	5-35	120 000 000
	35-55	50 000 000
	55-85**	30 000 000
<i>Inne2 (możliwe działania naprawcze, rozliczanie emisji, działania naprawcze i zapobiegawcze, odszkodowania)</i>	5-35	40 000 000
	35-55	30 000 000
	55-85**	40 000 000
RAZEM	-	829 000 000

**pozycje stanowią kwotę wniesionego wcześniej (w formie i terminach podanych w umowie koncesyjnej) przez operatora zabezpieczenia środków na potrzeby działań państwa po zamknięciu składowiska lub wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń w trakcie jego eksploatacji

Podstawą do wyliczenia kwoty zabezpieczenia finansowego w scenariuszu nr 3 są koszty prowadzenia monitoringu (oraz budowy infrastruktury monitoringu, w tym otworów, określone jako 20% pozycji „Budowa składowiska” z Tabeli 5.1.5) oraz pozycji Inne2 z Tabeli 5.1.6, dla lat 5-55 (eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego). Koszty w pozycji „Inne1” dla lat 5-55 odnoszą się do zatłaczania. Daje to kwotę **370+60=430 mln zł**, w której udział środków pieniężnych wynosiłby najprawdopodobniej **25%**. Natomiast zabezpieczenie środków obejmuje pozycje „Monitoring”, „Inne1” i „Inne2” w Tabeli 5.1.6 dla lat 55-85 (po zamknięciu składowiska i przekazaniu odpowiedzialności KAPS), co daje kwotę **130 mln zł** i udział środków pieniężnych **25%**.

4. Składowanie na morzu – projekt CCS/CCUS obejmujący składowanie średnio 0,5 mln ton CO₂/rok (przez 20 lat), w (częściowo) szcerpanym złożu ropy (pierwotne zasoby wydobywalne rzędu 5 mln ton ropy naftowej), czyli strukturze geologicznej stosunkowo dobrze rozpoznanej, produkującej węglowodory przez wiele lat (Tabele 5.1.7 i 5.1.8 zawierające nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne). Głównym ryzykiem przy składowaniu CO₂ w tym przypadku mogą być nieszczelne otwory, zarówno zlikwidowane wcześniej jak i zbędne na etapie zatłaczania lub po jego zaprzestaniu (przy likwidacji otworów niezbędne jest stosowanie cementów odpornych na korozję CO₂, stare otwory najprawdopodobniej powinny być ponownie zacementowane). Nakłady inwestycyjne związane z zagospodarowaniem składowiska są porównywalne z tymi w przypadku dużego

sczerpanego złoża ropy naftowej (scenariusz 3), co wynika ze znacznych kosztów budowy nowej platformy wraz z niezbędną infrastrukturą. Koszty operacyjne związane z monitoringiem składowiska są z kolei wyraźnie niższe niż w przypadku złoża ropy na lądzie (mniejsze złożo, ponadto na morzu nie jest wymagany tak szeroki zakres monitoringu jak na lądzie, zwłaszcza środowiskowego). Po stronie przychodów operatora składowiska mamy dodatkową produkcję węglowodorów związaną z zatłaczaniem dwutlenku węgla do złoża; realistyczna wartość to zwiększenie wydobycia ropy nawet o około 20% (z 30-40% do 50-60%; Lubaś i in., 2015) czyli o dodatkowy **1 mln ton** – przyjmując cenę netto ropy 50 USD/baryłkę (około 1000 zł/t) otrzymujemy kwotę 1 mld PLN, a więc nieco większą od globalnego kosztu samego składowania. Otrzymujemy w tym przypadku jednostkowy koszt składowania wynoszący około **16-17 euro/tCO₂**. Koszty transportu dla rurociągu o długości rzędu 100 km byłyby rzędu połowy kosztów składowania, natomiast koszty wychwytu (i sprężania dwutlenku węgla kierowanego do rurociągu) byłyby dwu-trzykrotnie większe od łącznych kosztów transportu i składowania (patrz **Tabela 4.1**).

Tabela 5.1.7 Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 4 (sczerpane złożo ropy na morzu).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Prace przygotowawcze*; Budowa składowiska (1-2 otwory zaadaptowane do zatłaczania, 1-2 otwory zaadoptowane do monitoringu, platforma z infrastrukturą (w tym do oczyszczania węglowodorów)	0-3	350 000 000
Odbiór (nadzór/testowanie)	3-4	3 000 000
RAZEM	-	353 000 000

*obejmuje też wniesienie opłat koncesyjnych

Tabela 5.1.8 Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 4 (szczerpane złoża ropy na morzu).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Monitoring (oraz sukcesywna likwidacja otworów)	4-5 (zerowy)	3 000 000
	5-35 (zatłaczanie)	100 000 000
	35-55 (zamknięcie)	50 000 000
	55-85 (po zamknięciu)**	30 000 000
Opłaty za składowanie (5zł/t)	5-35	50 000 000
Inne (koszty osobowe, mediów- w tym energii elektrycznej, ubezpieczeń, itd.)	4-5	2 000 000
	5-35	60 000 000
	35-55	25 000 000
	55-85**	15 000 000
Inne2 (możliwe działania naprawcze, rozliczanie emisji, działania naprawcze i zapobiegawcze, odszkodowania)	5-35	12 000 000
	35-55	8 000 000
	55-85**	12 000 000
RAZEM	-	367 000 000

**pozycje stanowią kwotę wniesionego wcześniej (w formie i terminach podanych w umowie koncesyjnej) przez operatora zabezpieczenia środków na potrzeby działań państwa po zamknięciu składowiska lub wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń w trakcie jego eksploatacji

Podstawą do wyliczenia kwoty zabezpieczenia finansowego w scenariuszu nr 4 są koszty prowadzenia monitoringu (oraz budowy infrastruktury monitoringu, w tym otworów, określone jako 20% pozycji „Budowa składowiska” z Tabeli 5.1.7) oraz pozycji Inne2 z Tabeli 5.1.8, dla lat 5-55 (eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego). Koszty w pozycji „Inne1” dla lat 5-55 odnoszą się do zatłaczania. Daje to kwotę **170+70=240 mln zł**, w której udział środków pieniężnych wynosiłby najprawdopodobniej **25%**. Natomiast zabezpieczenie środków obejmuje pozycje „Monitoring”, „Inne1” i „Inne2” w Tabeli 5.1.8 dla lat 55-85 (po zamknięciu składowiska i przekazaniu odpowiedzialności KAPS), co daje kwotę **57 mln zł** i udział środków pieniężnych **25%**.

Wnioski i propozycje wytycznych „CCS ready”

Jak wspomniano wcześniej, główną pozycję kosztów projektów CCS/CCUS stanowią nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji dla instalacji wychwytu (i sprężania dwutlenku węgla kierowanego z nich do rurociągu). Aktualne, realistyczne koszty tego elementu pełnego łańcucha CCS wynoszą w warunkach polskich około **54-64 euro/tCO₂** dla instalacji energetycznych opalanych węglem, w zależności od wielkości instalacji i stosowanej technologii (większe instalacje mają oczywiście niższy koszt jednostkowy), w przypadku pierwszych tego rodzaju instalacji CCS/CCUS (Irlam, 2017).

Z kolei, z punktu widzenia przedsiębiorców sporządzających raporty środowiskowe/przeeglądy ekologiczne dla nowobudowanych obiektów energetycznego spalania, interesujące są zagadnienia wykonalności, w tym kosztów i bezpieczeństwa dla pełnego łańcucha CCS (wynika to z analizy przeglądu ekologicznego dotyczącego budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole oraz wcześniejszych takich studiów wykonywanych w ramach projektów PGE Bełchatów i PKE-ZAK Kędzierzyn; PGE Opole: [Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy \(i technologiczny, jako aneks do tegoż raportu\)/przeгляд ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole](#); PKE & ZAK Kędzierzyn: Sutor i Tchórz, 2009, 2010; Tymowski i in., 2010; PGE Bełchatów: prezentacja PGE z 2011 roku, dostępna na stronie [www.Procesy Inwestycyjne](#)).

W świetle obowiązującego rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 3 września 2014 r. w sprawie obszarów, na których dopuszcza się lokalizowanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla (Dz.U. 2014 poz. 1272), można powiedzieć przedsiębiorcom sporządzającym aktualnie przeglądy ekologiczne, że spełnienie wymogów Art. 33 dyrektywy UE w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla w części dotyczącej „dostępności składowisk” jest w tej chwili niewykonalne, ponieważ potencjał składowania obszaru ujętego w rozporządzeniu jest niewystarczający do składowania emisji „obiektów energetycznego spalania o elektrycznej mocy znamionowej 300 megawatów lub wyższej”. Natomiast wykonalne byłoby spełnienie wymogów jeśli, zgodnie z obowiązującym Pgg, przedsiębiorca zaproponowałby realizację projektu demonstracyjnego wykorzystującego inne obszary i struktury geologiczne, to ma do wyboru, jako przykłady, scharakteryzowane powyżej scenariusze 1, 2 i 3 (**Tabela 5.1.1 – 5.1.8**). Dodatkowo przedyskutowano wykorzystanie w jednym ze scenariuszy taniego źródła CO₂ (instalacje przemysłowe – zakłady chemiczne) jako najbardziej realistyczny przykład ewentualnego zastosowania technologii CCS/CCUS w warunkach polskich, w niezbyt odległej przyszłości.

Jeśli rozpatrujemy potrzebę redukcji emisji CO₂ z istniejących dużych obiektów energetycznego spalania (tzn. o mocy znamionowej rzędu 800 MW i większej) w ramach projektów CCS to wymagana jest w tym przypadku budowa instalacji wychwytu po spalaniu (jak to próbowano robić w ramach projektu demonstracyjnego CCS PGE Bełchatów). Koszty wychwytu są w tym przypadku wysokie (rzędu **54 euro/tCO₂**; zaś dla pełnego łańcucha CCS – rzędu **58-64 euro/tCO₂**; scenariusz nr 1; **Tabela 4.1.1, 5.1.1, 5.1.2**), ponadto emisje dużej elektrowni mogą być składowane jedynie w dużych strukturach solankowych, ponieważ pojemność nawet największych złóż węglowodorów w Polsce może być do tego celu niewystarczająca (Wójcicki, red., 2013). Bezpieczne składowanie dwutlenku węgla w strukturach solankowych wymagałoby, zwłaszcza na lądzie, bardzo kosztownego, dokładnego i szczegółowego rozpoznania potencjalnego składowiska i jeszcze bardziej kosztownego monitoringu przed, w trakcie i po zakończeniu zatłaczania. Jest to zasadniczo przypadek Elektrowni Opole ([Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy \(i technologiczny, jako aneks do tegoż raportu\)/przeгляд ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole](#)). W przypadku obiektów energetycznego spalania o mocy znamionowej 300 – 800 MW może być odpowiedni scenariusz nr 2 (wykorzystujący największe, szcerpane złoża gazu w Polsce) dla którego koszty wychwytu i pełnego łańcucha CCS są porównywalne z tym dla scenariusza 1 (**Tabela 4.1.1, 5.1.3, 5.1.4**)

Jeśli z kolei mówimy o ekonomicznym zastosowaniu technologii CCS to alternatywą jest sprawdzona na świecie i przynosząca zyski technologia CO₂-EOR. Możliwością w tym przypadku wybudować instalację wychwytu w niedużej elektrowni (koszt wychwytu jak powyżej), ale jeśli w taki projekt miałby angażować się operator koncesji na wydobycie węglowodorów, to raczej starałby się o pozyskanie jak najtańszego strumienia CO₂. W takim przypadku, z uwagi na fakt, że nie mamy w Polsce naturalnych „składowisk”/złóż CO₂, ani też dużych złóż gazu o znacznej zawartości dwutlenku węgla, najbardziej rekomendowanym źródłem CO₂ dla ewentualnych przyszłych projektów CCS/CCUS (najlepiej CO₂-EOR) byłyby instalacje przemysłowe – zakłady chemiczne wykorzystujące proces Habera-Boscha (w Polsce mamy szereg takich zakładów w obrębie Grupy Azoty, w tym Kędzierzyn i Puławy), gdzie produkuje się nawozy sztuczne i amoniak, a produktem ubocznym jest strumień dwutlenku węgla (czyli np. scenariusz nr 3 – teoretyczny koszt jednostkowy pełnego łańcucha CCS byłby wtedy rzędu **32 euro/tCO₂**, pod warunkiem dostępności strumienia CO₂ o odpowiedniej wielkości, zaś w przypadku, gdy źródłem CO₂ byłaby instalacja wychwytu po spalaniu w elektrowni to koszt ten byłby rzędu **68-76 euro/tCO₂**; **Tabela 4.1.1, 5.1.5, 5.1.6**).

Pośredni przypadek mógłby stanowić zarzucony w 2011 roku projekt (relatywnie niewielkiej) elektrowni poligeneracyjnej PKE/ZAK w Kędzierzynie z usuwaniem CO₂ (wychwytywanie

przed spalaniem – gazyfikacja węgla). Planowano tam budowę elektrociepłowni opalanej węglem kamiennym ze współspalaniem gazu ziemnego i biomasy oraz instalacji do produkcji metanolu z gazu syntezowego. Koszty wychwytu szacowano w projekcie na około **30 euro/tCO₂** (Tymowski i in., 2010) co dałoby np. dla scenariusza nr 2 teoretyczny koszt jednostkowy pełnego łańcucha CCS rzędu **38 euro/tCO₂**. Dyrektywa CCS (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r.) podaje w artykule 33 zapisy odnoszące się do wymogów jakie powinny spełniać nowe instalacje energetyczne o mocy ponad 300 MW. Wymogi te są sformułowane ogólnikowo i były różnie interpretowane przez poszczególne państwa członkowskie. Przeglądy Dyrektywy realizowane przez poszczególne państwa członkowskie oraz Komisję Europejską (na szczelnie unijnym) nie przyniosły dotąd zmian zapisów omawianego artykułu 33. Artykuł ten brzmi następująco:

Artykuł 33

Zmiana dyrektywy 2001/80/WE

W dyrektywie 2001/80/WE dodaje się artykuł w brzmieniu:

Artykuł 9a

1. Państwa członkowskie zapewniają, aby operatorzy wszystkich obiektów energetycznego spalania o elektrycznej mocy znamionowej 300 megawatów lub wyższej, którym pozwolenia na budowę lub - w przypadku braku takiej procedury - pozwolenia na prowadzenie działalności udzielono już po wejściu w życie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla, przeprowadzili ocenę, czy spełnione są następujące warunki:

—dostępne są odpowiednie składowiska, w tym możliwości składowania w ramach EHR lub inne możliwości przemysłowej utylizacji dwutlenku węgla,

—instalacje transportowe są wykonalne technicznie i ekonomicznie,

—modernizacja pod kątem wychwytywania CO₂ jest wykonalna technicznie i ekonomicznie.

2. Jeżeli warunki określone w ust. 1 są spełnione, właściwy organ zapewnia, aby na terenie obiektu zarezerwowano odpowiednią przestrzeń na instalację urządzeń niezbędnych do wychwytywania i sprężania CO₂. Właściwy organ określa, czy warunki są spełnione, na podstawie oceny, o której mowa w ust. 1, i na podstawie innych dostępnych informacji, w szczególności dotyczących ochrony środowiska i zdrowia ludzkiego.

Zagadnienia składowania obejmuje w tym przypadku jedno, dość enigmatyczne, sformułowanie („dostępne są odpowiednie składowiska”). Z analizy sytuacji w zakresie technologii CCS/CCUS, aktualnych trendów oraz realizowanych aktualnie projektów demonstracyjnych, komercyjnych i pilotażowych (scharakteryzowanych w zadaniach 1-3), jak również opinii przedstawicieli polskich firm energetycznych (np. spotkanie Polskiej Platformy Czystych Technologii Węglowych, Katowice-Łaziska, 7-8.12.2017) wynika, że zapis ten jest dalece niewystarczający. Nie jest jasne, czy pojęcie „składowiska” obejmuje w każdym przypadku zatłaczanie CO₂ przy wspomaganiu wydobycia węglowodorów (EHR – co przecież dominuje wśród aktualnie funkcjonujących dużych projektów oraz projektów na końcowym etapie inwestycji). Ponadto nie jest ujęta kwestia utylizacji CO₂ (np. do produkcji gazu syntetycznego, syntetycznych paliw płynnych, metanolu i tworzyw sztucznych, nawozów sztucznych, czy też do celów spożywczych). Stąd powyżej zaproponowano uzupełnienia ww. zapisów artykułu 33 Dyrektywy, odnoszące się do tych kwestii (zaznaczone kolorem niebieskim).