



Państwowy Instytut Geologiczny  
Państwowy Instytut Badawczy

Państwowa służba geologiczna  
Państwowa służba hydrogeologiczna

## ZADANIE KAPS CO<sub>2</sub>: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS (2015-2017 R)

*Opracowanie końcowe z Etapu I*



Sfinansowano ze środków  
Narodowego Funduszu Ochrony  
Środowiska i Gospodarki Wodnej

**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**

## Spis treści

Wstęp.....	5
Zadanie 1 - Inwentaryzacja aktualnie realizowanych projektów CCS. ....	6
1.1 Sprawozdanie .....	6
1.2 Wykonanie aplikacji GIS/WebGIS .....	14
Zadanie 2 - Ocena skuteczności i przydatności stosowania technologii CCS w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla .....	17
2.1 Sprawozdanie .....	17
Zadanie 3 - Ocena bezpieczeństwa stosowania technologii CCS dla zdrowia i życia ludzi oraz dla środowiska.....	24
3.1 Sprawozdanie .....	24
Zadanie 4 - Ocena potrzeby i zasadności dopuszczenia stosowania technologii CCS na skalę przemysłową.....	34
4.1 Sprawozdanie .....	34
Zadanie 5 - Rekomendacje dotyczące dalszych działań w zakresie stosowania technologii CCS na skalę przemysłową.....	39
5.1 Sprawozdanie .....	39
Zadanie 6 - Koordynacja prac, wymiana doświadczeń i prezentacja wyników.....	59
6.1 Raport końcowy - opracowanie syntetycznego raportu końcowego obejmującego wyniki zadań 1-5 .....	59
6.2 Kontakty i wymiana doświadczeń z zaangażowanymi w tej dziedzinie podmiotami zagranicznymi i krajowymi (udział w konferencjach i seminariach).....	60
6.3 Opracowanie strony www projektu wraz z treścią.....	63
Podsumowanie .....	64
Literatura .....	66
Spis ilustracji .....	72
Spis tabel .....	73
SPIS ZAŁĄCZNIKÓW .....	74

## Wstęp

Zgodnie z art. 163a ustawy Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 roku (z późniejszymi zmianami), z dniem 1 stycznia 2015 roku przewidziano utworzenie Krajowego Administratora Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla (KAPS CO<sub>2</sub>). Na podstawie art. 163b wykonywanie zadań KAPS powierzono Państwowemu Instytutowi Geologicznemu - Państwowemu Instytutowi Badawczemu (PIG-PIB). W związku z powyższym PIG-PIB zaproponował do planu zadań na rok 2015 realizację przedsięwzięcia „Zadanie KAPS CO<sub>2</sub>: monitorowanie statusu projektów CCS”, natomiast Ministerstwo Środowiska formalnie powierzyło PIG-PIB realizację tego zadania, odnoszącego się do art. 163a ust 2 i 3 Pgg, pismem z dnia 5 listopada 2015 roku (nr DGK-II.479.4.2015.KM).

Przedsięwzięcie „Zadanie KAPS CO<sub>2</sub>: monitorowanie statusu projektów CCS”, obejmuje monitorowanie statusu i rezultatów projektów demonstracyjnych, komercyjnych i pilotażowych CCS/CCUS (wychwytu i geologicznego składowania/wykorzystania dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych), dotyczących podziemnego składowania/wykorzystania dwutlenku węgla w Europie i na świecie. Jego wynikiem jest sporządzenie raportu na ten temat, w odpowiadającego wymogom art. 14 ustawy z dnia 27 września 2013 o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1238), obejmującego też rekomendacje dla ewentualnego zastosowania technologii CCS/CCUS w warunkach polskich.

Niniejsze opracowanie stanowi podsumowanie prac wykonanych od kwietnia 2015 roku do grudnia 2017 roku. Zakres prac zrealizowanych w tym okresie przez Wykonawcę odniesiono poniżej do poszczególnych zadań określonych w Karcie Informacyjnej i Harmonogramie Rzeczowo-Finansowym Umowy z NFOŚiGW (umowa nr 55/2017/Wn-07/FG-GO-DN/D z dnia 10.03.2017 r., z późniejszymi zmianami).

# Zadanie 1 - Inwentaryzacja aktualnie realizowanych projektów CCS.

## 1.1 Sprawozdanie

Na początku realizacji niniejszego przedsięwzięcia, w roku 2015, sporządzono listę realizowanych na świecie dużych projektów (demonstracyjnych i komercyjnych) CCS/CCUS i zebrano dla nich podstawowe informacje dotyczące łańcucha CCS w oparciu o dostępne dane, w szczególności ze stron internetowych i publikacji (Global CCS Institute oraz projektu CGS Europe, CSLF, IEA, ETP ZEP, EU CCS Demonstration Project Network, sieci naukowych badawczo-rozwojowych CO2GeoNet i CO2NET). Zinwentaryzowano wtedy 56 dużych projektów znajdujących się na różnych etapach realizacji oraz 7 projektów planowanych. Lista projektów (oraz baza odnośnych informacji na temat lokalizacji, statusu, rodzaju i parametrów instalacji wychwytu, transportu oraz opcji składowania - uzupełniana też o dotyczące tych projektów najważniejsze informacje gromadzone i analizowane w ramach zadań 2.1 i 3.1; **Załącznik A**) ulegała w kolejnych latach modyfikacji w miarę zmian statusu poszczególnych projektów, czy też anulowania/wstrzymania dotychczas zinwentaryzowanych projektów albo pojawiania się nowych (punktem startowym do analiz była strona [www Global CCS Institute](http://www.GlobalCCSInstitute.com) oraz raporty roczne Global CCS Institute). Listę (i bazę) uzupełniono następnie o przykładowe projekty pilotażowe pełnego łańcucha CCS oraz (przykładowe) duże projekty CCS planowane kilka lat temu w Polsce. Ponadto zgromadzono informacje na temat projektów komercyjnych wykorzystujących CO<sub>2</sub> z "naturalnych" składowisk (złóż).

### **Projekty demonstracyjne i komercyjne (Załącznik A, zakładka „Projekty demo i kom CCS” oraz Załącznik B)**

Poniżej przedstawiono stan na koniec 2017 r. (60 dużych projektów scharakteryzowanych w bazie w miarę dostępności informacji, z tego 39 aktualnie realizowanych, aktywnych według stanu na koniec 2017 roku – tzn. aktualnie funkcjonujących, w trakcie uruchamiania, w budowie/realizacji i na etapie prac studialnych – reszta to projekty anulowane, wstrzymane, zamknięte lub o nieznanym, względnie niejasnym statusie według stanu na koniec 2017 roku; większość aktywnych projektów zlokalizowana jest w Ameryce Północnej, dominują projekty CO<sub>2</sub>-EOR, tzn. wspomaganie wydobywania ropy naftowej przez zatłaczanie CO<sub>2</sub>).

Projekty aktualnie funkcjonujące, w kolejności uruchamiania, (aktualnie 17 aktywnych):

- Terrell Natural Gas Processing Plant (poprzednia nazwa – Val Verde Natural Gas Plants) (USA),
- Enid Fertilizer (USA),
- Shute Creek Gas Processing Plant (USA),
- Sleipner CO2 Storage (Norwegia),
- Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale (poprzednia nazwa – Weyburn-Midale Storage Project) (Kanada),
- Snøhvit CO2 Storage (Norwegia),
- Century Plant (USA),
- Air Products Steam Methane Reformer (USA),
- Coffeyville Gasification Plant (USA),
- Lost Cabin Gas Plant (USA),
- Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS (Brazylia),
- Boundary Dam Carbon Capture and Storage (Kanada),
- Quest (Kanada),
- Uthmaniyah CO2 EOR Demonstration (Arabia Saudyjska),
- Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries) (ZEA) (zmiana statusu z „w trakcie uruchamiania” na „aktualnie funkcjonujący” w 2017r.),
- Petra Nova Carbon Capture (USA) (zmiana statusu z „w trakcie uruchamiania” na „aktualnie funkcjonujący” w 2017r.)
- Illinois Industrial Carbon Capture and Storage (USA) (zmiana statusu z „w trakcie uruchamiania” na „aktualnie funkcjonujący” w 2017r.).

Projekt In Salah CO2 Storage (Algieria) został zamknięty w 2016 roku (zatlaczanie zakończono w 2011 roku, potem jeszcze przez kilka lat prowadzono monitoring).

Projekty w trakcie uruchamiania (aktualnie 4 aktywne):

- Gorgon Carbon Dioxide Injection (Australia), Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO2 Stream (Kanada),
- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Sturgeon Refinery CO2 Stream (Kanada),
- Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration (Chiny) (zmiana statusu z „w budowie/realizacji” na „w trakcie uruchamiania”).

Realizacja projektu Kemper County Energy Facility (USA) została wstrzymana w połowie 2017 roku, po wybudowaniu elektrowni i testach instalacji wychwytu. Nie wiadomo czy projekt będzie kontynuowany.

Projekty w budowie/realizacji (aktualnie 6 aktywnych):

- Sinopec Qilu Petrochemical CCS (Chiny),
- Texas Clean Energy Project (USA),
- Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject ("ROAD") (Holandia),
- CarbonNet (Australia) (zmiana statusu z „na etapie prac studialnych” na „w budowie realizacji”),
- Lake Charles Methanol (USA) (nowy - 2017r.),
- Norway Full Chain CCS (Norwegia) (nowy - 2017r.).

Szereg projektów będących w budowie/realizacji (8) zostało wstrzymanych, anulowanych, lub ich status jest niejasny (szanse na realizację nikłe):

- *Sargas Texas Point Comfort Project (USA),*
- *White Rose CCS Project (Wielka Brytania),*
- *Don Valley Power Project (Wielka Brytania),*



- *Hydrogen Energy California Project ("HECA") (USA),*
- *Peterhead Gas CCS Project (Wielka Brytania),*
- *PetroChina Jilin Oil Field EOR Project (Phase 2) (Chiny),*
- *The Medicine Bow Project (USA),*
- *Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project (Kanada).*

Projekty na etapie prac studialnych (aktualnie **12** aktywnych):

- Riley Ridge Gas Plant (USA),
- Sinopec Shengli Power Plant CCS (Chiny) (zmiana statusu z „w budowie/realizacji” na „na etapie prac studialnych” w 2017r.),
- Sinopec Eastern China CCS (Chiny) (nowy - 2017r.),
- China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration (Chiny) (zmiana statusu z „w fazie koncepcji” na „na etapie prac studialnych”),
- Huaneng GreenGen IGCC Large-scale System (Phase 3) (Chiny),
- Korea-CCS 1 (Republika Korei),
- Korea-CCS 2 (Republika Korei),
- Shanxi International Energy Group CCUS (Chiny) (zmiana statusu z „w fazie koncepcji” na „na etapie prac studialnych”),
- Shenhua Ningxia CTL (Chiny) (zmiana statusu z „w fazie koncepcji” na „na etapie prac studialnych”),
- Teesside Collective Project (Wielka Brytania),
- Caledonia Clean Energy (Wielka Brytania),
- South West Hub (Australia).

Ponadto **10** projektów będących na etapie prac studialnych lub w fazie koncepcji zostało wstrzymanych, anulowanych, lub ich status jest nieznany (szanse na realizację nikłe):

- *Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2) (Chiny),*
- *Bow City Power Plant CO2 Capture (Kanada),*
- *C.GEN North Killingholme Power Project (Wielka Brytania), Indiana Gasification (USA),*
- *Mississippi Clean Energy Project (USA),*
- *Quintana South Heart Project (USA),*
- *NORCEM Cement (Norwegia),*
- *Nord CCS (Francja),*
- *Shenhua Yulin Coal to Chemicals Project (Chiny),*
- *Dongguan Taiyangzhou IGCC with CCS Project (Chiny).*

Status (nowego) projektu Datang Daqing CCS Project (Chiny) jest aktualnie niejasny, ale ma on duże szanse na realizację.

#### **Projekty planowane (Załącznik A, zakładka „Planowane projekty CCS”)**

Według doniesień prasowych, **planowane było dotychczas (lata 2015- 2017) kolejnych 10 projektów o różnej skali:**

- YiHe Coal plant (Chiny),
- Ledvice (Czechy),
- Hodonin (Czechy),
- Hassyan Clean Coal (ZEA),
- Saline Joinche (Włochy),
- Husnes (Norwegia),

- CO2 solutions and EERC (USA),
- Gulf Cryo (Kuwejt),
- Gundih CCS Pilot (Indonezja),
- Kurashiki (Japonia).

Dokładny status tych projektów jest obecnie nie zawsze znany. Większość z nich została najprawdopodobniej zarzucona lub wstrzymana.

### **Projekty polskie (przykłady; Załącznik A, zakładka „Projekty polskie”)**

Dla porównania zebrano dostępne informacje (odnośnie lokalizacji, statusu, rodzaju i parametrów instalacji wychwytu, transportu oraz opcji składowania) dotyczące **planowanych kilka lat temu w Polsce 2 projektów demonstracyjnych** (projekty PGE Bełchatów i PKE/ZAK Kędzierzyn; anulowane odpowiednio w roku 2013 i 2011) oraz 1 planowanego projektu „CCS ready” (projekt PGE Opole).

### **Projekty pilotażowe pełnego łańcucha CCS (przykłady; Załącznik A, zakładka „Projekty pilotażowe”)**

Ponadto, w ramach tematu zebrano i zestawiono (w oparciu o dostępne dane, w szczególności Global CCS Institute, CSLF, IEA, ETP ZEP, sieci naukowych) podstawowe informacje na temat **3 wybranych, aktualnie realizowanych na świecie projektów pilotażowych pełnego łańcucha CCS/CCUS:**

- Total Lacq CCS Project (Francja),
- Jingbian CCS Project (Chiny),
- Wuqi Yougou pilot test (Chiny).

Projekt francuski obejmuje zatłaczanie dwutlenku węgla do szcerpanego złoża gazu ziemnego, natomiast w obydwu projektach chińskich prowadzi się zatłaczanie do tego

samego, dużego złoża ropy naftowej (do różnych pól w obrębie tego złoża, przy czym nie jest znane dokładne położenie otworów, jedynie orientacyjna lokalizacja złoża).

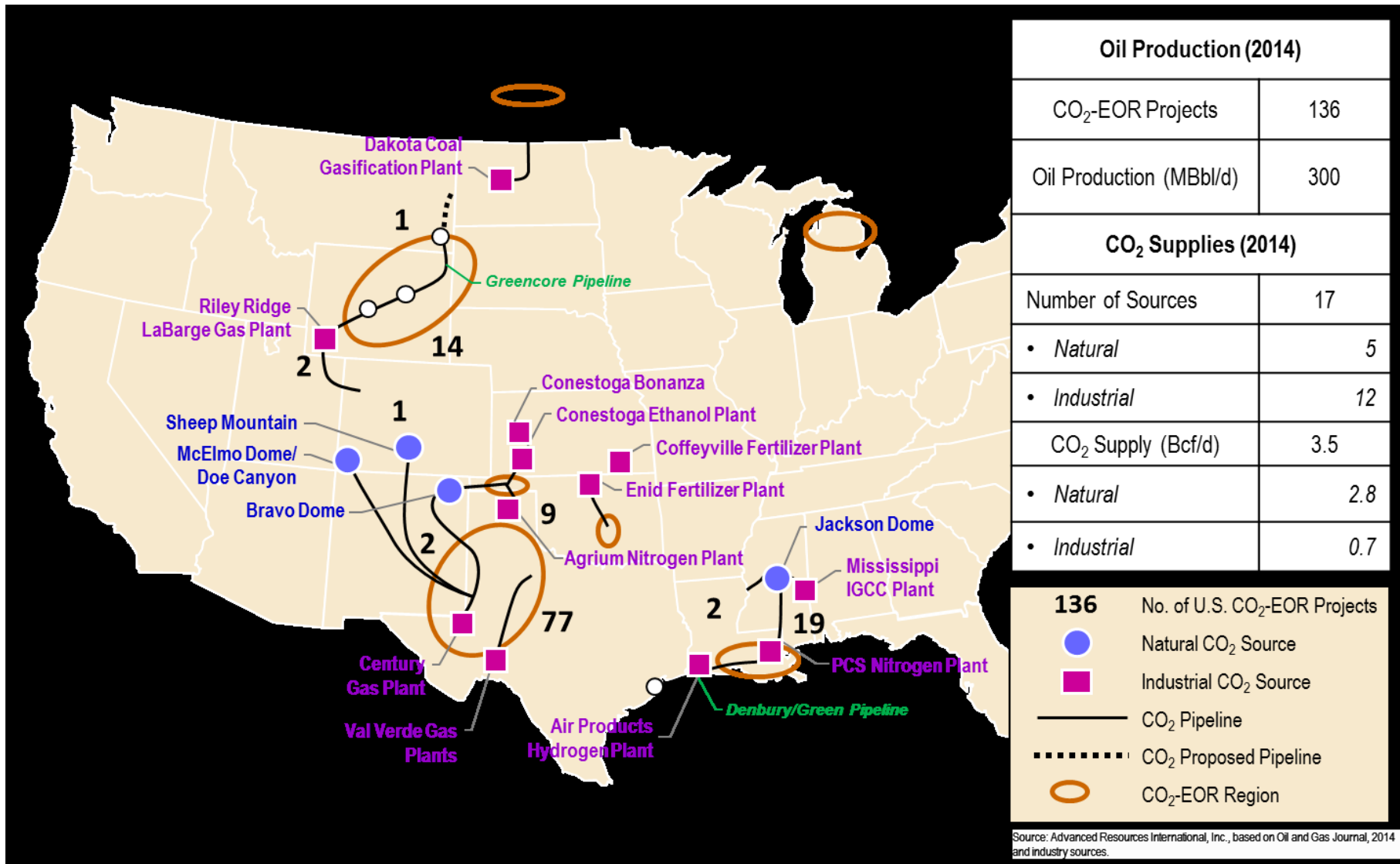
### **Projekty CO<sub>2</sub>-EOR w Ameryce Północnej**

Dokonano także, dla porównania, inwentaryzacji informacji na temat projektów CCUS (CO<sub>2</sub>-EOR) wykorzystujących CO<sub>2</sub> z "naturalnych" składowisk (złóż).

Według raportu DOE/NETL-2014/1681 z kwietnia 2015 roku (Wallace i in., 2015), w USA oraz w części przyległego obszaru Kanady istnieje sieć (50) rurociągów o łącznej długości około 7300 km, służących do transportu dwutlenku węgla (około 68 mln ton rocznie), budowanych sukcesywnie od pierwszej połowy lat 70 ubiegłego wieku. Sieć ta służy głównie do dostarczania dwutlenku węgla do złóż ropy dla wspomaganie wydobywania (CO<sub>2</sub>-EOR; **Rys. 1.1**).

Około 97% dwutlenku węgla transportowanego ww. rurociągami jest wykorzystywane do wspomaganie wydobywania ropy naftowej (Eppink i in., 2014). W 2014 roku około 80% transportowanego tą siecią CO<sub>2</sub> pochodziło z pięciu dużych naturalnych "składowisk" (złóż), z których każde zawierało pierwotnie setki milionów ton dwutlenku węgla: Bravo Dome, Jackson Dome, McElmo Dome/Doe Canyon i Sheep Mountain (Wallace i in., 2015; Melzer, 2012). Pozostałe 20% pochodziło z instalacji CCS/CCUS (w ostatnich latach, po oddaniu do użytku kolejnych instalacji CCS/CCUS, udział ten zwiększył się o kilka procent). To ostatnie obejmuje także pozyskiwanie CO<sub>2</sub> ze strumienia zawierającego metan, dwutlenek węgla i siarkowodór, pochodzącego ze złóż gazu ziemnego/CO<sub>2</sub> położonych na obszarze stanu Wyoming (złoża Big Piney – LaBarge oraz Madden; instalacje Shute Creek Gas Processing Plant i Lost Cabin Gas Plant) i w południowo-zachodniej części stanu Teksas (basen Val Verde; instalacja Terrell Natural Gas Processing Plant) (Eppink i in., 2014).

Zatłaczanie CO<sub>2</sub> do 136 złóż ropy w USA i Kanadzie pozwalało uzyskać dodatkową produkcję ropy naftowej wynoszącą około **17,4 mln m<sup>3</sup>** rocznie (300 tys. baryłek ropy dziennie; **Rys. 1.1**), a więc ponad połowę całkowitego zużycia ropy w Polsce (wg strony [Ministerstwa Energii RP](#) w roku 2016 zużycie ropy naftowej w Polsce, tzn. import + wydobywanie, wynosiło około 27 mln ton; przyjmując gęstość ropy w przedziale 0,8÷0,9 t/m<sup>3</sup>, otrzymujemy 30-34 mln m<sup>3</sup>).



Rys. 1.1 Infrastruktura przesyłowa i produkcyjna CO<sub>2</sub>-EOR w USA (za Wallace i in., 2015).

## **1.2 Wykonanie aplikacji GIS/WebGIS**

Opracowano warstwy numeryczne GIS zawierające m.in.: lokalizację, status, typ i parametry aktualnie realizowanych, tzn. docelowo według stanu na koniec 2017 roku, dużych projektów CCS/CCUS (tzn. demonstracyjnych i komercyjnych) oraz wybranych projektów pilotażowych, (**Rys. 1.2 a i b**), tzn. podstawowe informacje dotyczące aktualnie realizowanych (aktywnych) projektów wybrane z bazy projektów CCS (**Załącznik A**).

Warstwy obejmujące projekty CCS/CCUS (tzn. demonstracyjne, komercyjne i pilotażowe) zostały wykorzystane w aplikacji GIS/WebGIS. W wersji *offline* aplikacja ta została opracowana jako projekt programu GIS (**Rys. 1.2 b**), natomiast wersja (finalna) *online* (na stronie niniejszego projektu) została opracowana z wykorzystaniem biblioteki OpenLayers. Dodatkowo przygotowano również wersję aplikacji *online* z wykorzystaniem serwisu Google Maps (tylko warstwa obejmująca projekty demonstracyjne i komercyjne oraz najbardziej podstawowe informacje dla tych projektów; strona niniejszego projektu).

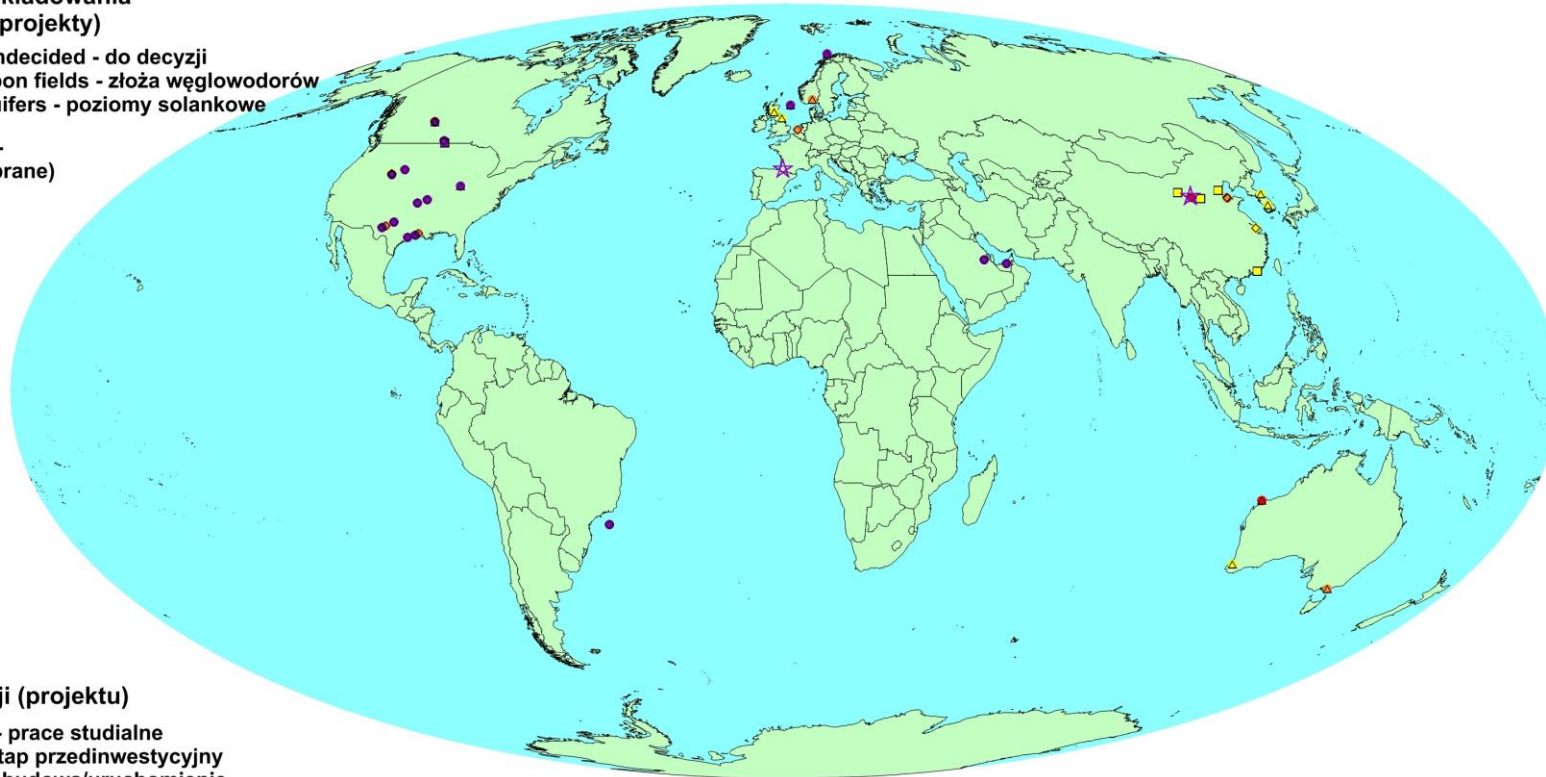
Aplikacja (*online*) GIS/WebGIS została udostępniona na stronie www projektu KAPSCO2 (<http://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/bin/view/KAPS/WebHome>; alternatywnie można wpisać w wyszukiwarce słowo kluczowe „KAPSCO2”) oraz zarchiwizowana na DVD (*offline*; projekt programu Quantum GIS - należy pobrać i zainstalować aktualną wersję ze strony [www programu Quantum GIS](http://www.quantum-gis.org/), katalog z warstwami numerycznymi (ccsww) skopiować na dysk C: komputera, a następnie kliknąć plik *world3.qgs*).

a)

**Storage sites - miejsca składowania  
(large projects) (duże projekty)**

- various/undecided - do decyzji
- ◇ hydrocarbon fields - złoża węglowodorów
- △ saline aquifers - poziomy solankowe

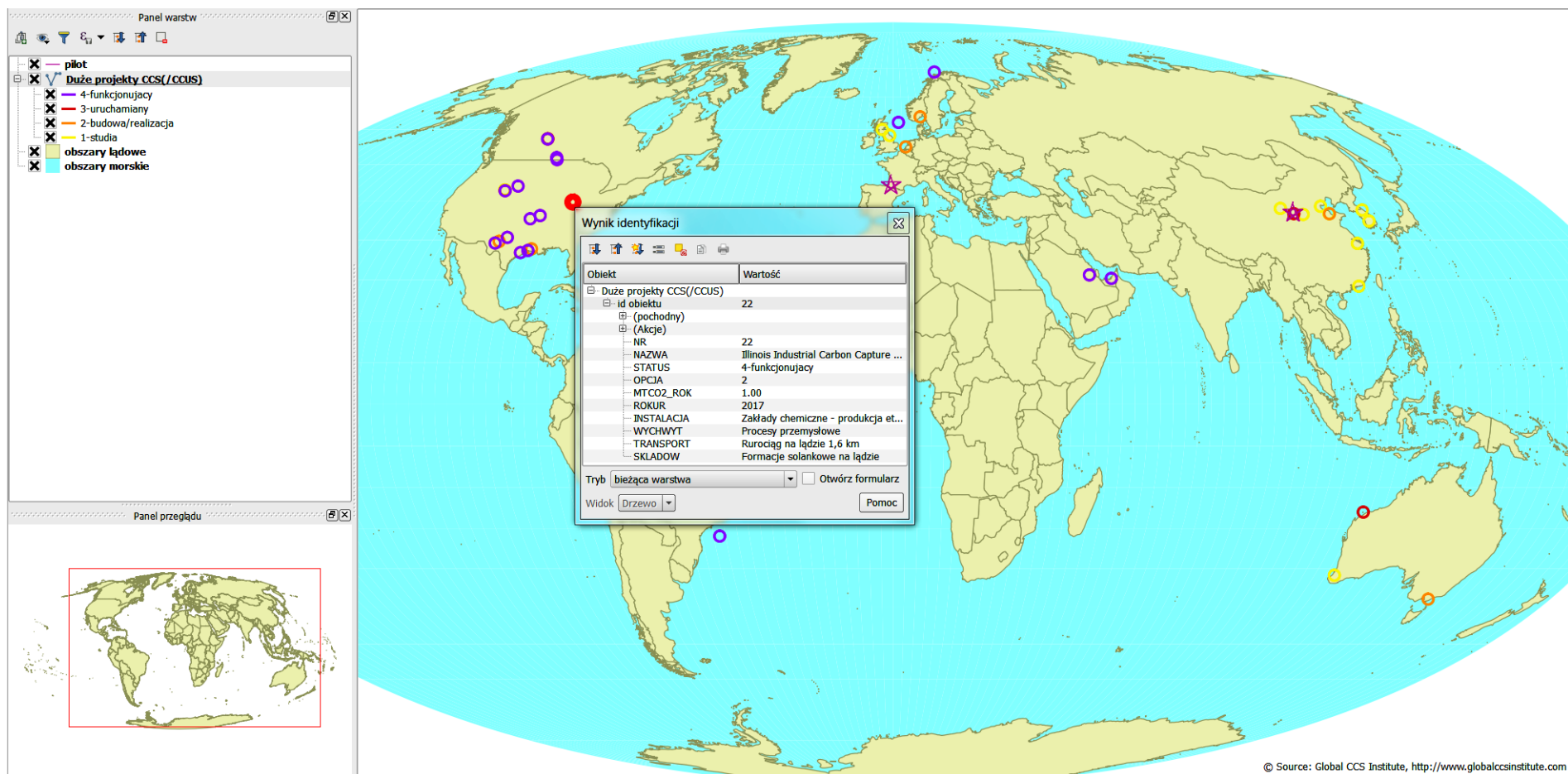
☆ pilot projects (selected) -  
projekty pilotażowe (wybrane)



**Stage - Stadium realizacji (projektu)**

- evaluate - prace studialne
- define - etap przedinwestycyjny
- execute - budowa/uruchomienie
- operate - funkcjonowanie

b)



**Rys. 1.2** Projekty CCS/CCUS aktualnie realizowane na świecie – stan na koniec 2017 roku (a - mapa przeglądowa; b - atrybuty warstwy numerycznej dla przykładowego projektu; kółka oznaczają duże projekty, gwiazdki – projekty pilotażowe).



## Zadanie 2 - Ocena skuteczności i przydatności stosowania technologii CCS w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla

### 2.1 Sprawozdanie

W ramach zadania zebrano dostępne informacje na temat ilości wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO<sub>2</sub> dla **60** dużych projektów, tzn. tych wymienionych w Zadaniu 1 (1.1; 17 aktualnie funkcjonujących plus 1 zamknięty, 4 w trakcie uruchamiania i 1 o niejasnym statusie, 7 w budowie/realizacji oraz 8 aktualnie nierealizowanych, 11 na etapie prac studialnych oraz 10 projektów na etapie prac studialnych i w fazie koncepcji – prawdopodobnie zarzuconych i 1 z dużymi szansami na realizację); informacje te są zamieszczone w bazie - **Załącznik A (zakładka „Projekty demo i kom CCS”**, pola "ILOŚĆ WYCHWYTYWANEGO CO<sub>2</sub> (MT/rok)",). Wyjątkiem był tu jeden z projektów w fazie koncepcji, dla którego brak było szczegółowych danych (NORD CCS, Francja). Ponadto w przypadku 10 projektów planowanych takie (szczełogłowe) dane również nie były dostępne.

Dla części projektów zebrano informacje na temat udziału procentowego wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji danej instalacji oraz udziału CO<sub>2</sub> i ewentualnie innych gazów w wychwytywanym strumieniu (**Załącznik A, zakładka „Projekty demo i kom CCS”**, pola "% WYCHWYTYWANEJ EMISJI CO<sub>2</sub>" i "UDZIAŁ% CO<sub>2</sub> I INNYCH GAZÓW W STRUMIENIU")

Ilości wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO<sub>2</sub> w przypadku wspomnianych dużych projektów zawierają się w zakresie od 0,4 mln ton/rok (projekt Yanchang Integrated CCS Demonstration Project - w trakcie uruchamiania) do 8,4 mln ton (aktualnie funkcjonujący (od 2010 roku) projekt Century Plant, USA). Najczęściej są to ilości rzędu 1-2 mln ton CO<sub>2</sub>/rok. Sumarycznie daje to około 100 mln ton wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO<sub>2</sub> rocznie. Natomiast w ramach 17 aktualnie funkcjonujących projektów (patrz rozdział 1.1) zatłacza się około **31 mln ton CO<sub>2</sub>** rocznie.

Jak wspomniano we wstępie, przedmiotem niniejszego przedsięwzięcia jest monitorowanie statusu projektów wychwytu i geologicznego składowania/wykorzystania dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych. Stąd powyższa wartość 31 mln ton CO<sub>2</sub> zatłaczanego rocznie na świecie nie obejmuje projektów EOR,

wykorzystujących od 1972 roku dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych "składowisk" (co zostało omówione na końcu niniejszego rozdziału).

W przypadku **20** dużych projektów udało się (lata 2015-2017) zgromadzić informacje odnośnie udziału procentowego wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji danej instalacji (NORCEM Cement, Norwegia; Caledonia Clean Energy, Wielka Brytania; Sinopec Shengli Power Plant CCS, Chiny; White Rose CCS Project, Wielka Brytania; Hydrogen Energy California Project (HECA), USA; Texas Clean Energy Project, USA; Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada; Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Sturgeon Refinery CO<sub>2</sub> Stream, Kanada; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO<sub>2</sub> Stream, Kanada; Gorgon Carbon Dioxide Injection (Australia); Kemper County Energy Facility, USA; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage (USA); Petra Nova Carbon Capture, USA; Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries), ZEA; Quest, Kanada; Boundary Dam Carbon Capture and Storage, Kanada; Air Products Steam Methane Reformer, USA; Shute Creek Gas Processing Plant, USA; Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada) a **20** - udziału CO<sub>2</sub> w wychwytywanym strumieniu (Teesside Collective Project, Wielka Brytania; Sinopec Shengli Power Plant CCS, Chiny; Hydrogen Energy California Project (HECA), USA; Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD), Holandia; Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada; Sinopec Qilu Petrochemical CCS, Chiny; Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Sturgeon Refinery CO<sub>2</sub> Stream, Kanada; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO<sub>2</sub> Stream, Kanada; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA; Petra Nova Carbon Capture, USA; Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries), ZEA; Quest, Kanada; Boundary Dam Carbon Capture and Storage, Kanada; Coffeyville Gasification Plant, USA; Air Products Steam Methane Reformer, USA; In Salah CO<sub>2</sub> Storage, Algieria; Shute Creek Gas Processing Plant, USA; Sleipner CO<sub>2</sub> Storage, Norwegia; Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada).

Natomiast dostępne informacje na temat składu wychwytywanego strumienia dla tychże projektów, tzn. zawartości substancji innych niż CO<sub>2</sub>, były bardzo nieliczne i fragmentaryczne. Informacje te odnosiły się jedynie do kilku projektów: Teesside Collective Project (Wielka Brytania), Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project (Kanada), Shute Creek Gas Processing Plant (USA), Lost Cabin Gas Plant (USA), Terrell Natural Gas Processing Plant (USA), Sleipner CO<sub>2</sub> Storage (Norwegia) i Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale (Kanada).

Z zebranych informacji wynika, że udział procentowy wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji elektrowni (np. Boundary Dam Carbon Capture and Storage, Kanada) jest najczęściej rzędu **90-95%** (w jednym przypadku „80% lub więcej” – Sinopec Shengli Power Plant CCS, Chiny), natomiast w przypadku instalacji przemysłowych, w tym do produkcji gazu syntezowego/wodoru/gazu syntetycznego (np. Kemper County Energy Facility, USA) udział ten zawiera się zasadniczo w zakresie **35-75%**, tzn. istotna część wychwytywanego dwutlenku węgla jest utylizowana w instalacji przemysłowej a reszta zatłaczana jest do podziemnych struktur geologicznych, najczęściej szcerpanych złóż węglowodorów. W instalacjach do oczyszczania gazu ziemnego może być wychwytywane do 100% CO<sub>2</sub> (Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada).

Udział dwutlenku węgla w składzie wychwytywanego strumienia zawiera się natomiast najczęściej w przedziale od **96%** (Weyburn-Midale Storage Project, Kanada) do blisko **100%** (Boundary Dam CCS Project, Kanada). Wyjątkiem jest projekt Shute Creek Gas Processing Plant (USA), gdzie zatłaczany jest (do złoża gazu ziemnego) gaz kwaśny, składający się w 60% z siarkowodoru i metanu oraz 40% dwutlenku węgla, będący produktem ubocznym instalacji oczyszczania, pochodzącego z tego samego złoża, gazu ziemnego z domieszek (oraz produkcji CO<sub>2</sub> i helu).

Jeśli chodzi o informacje na temat składu wychwytywanego strumienia dla tychże projektów, tzn. zawartości substancji innych niż CO<sub>2</sub>, to powyżej omówiono to zagadnienie dla instalacji na złożu gazu ziemnego Shute Creek Gas Processing Plant (USA). W instalacjach przemysłowych Teeside Collective Project (Wielka Brytania) strumień ma zawierać ponad 95% CO<sub>2</sub> oraz do 4% N<sub>2</sub> i innych gazów (O<sub>2</sub>, Ar, CH<sub>4</sub> i H<sub>2</sub>), natomiast w instalacji do oczyszczania gazu ziemnego Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project (Kanada) wychwytywany strumień miał składać się głównie z CO<sub>2</sub> (około 98%) i H<sub>2</sub>S (około 2%), a w instalacjach do oczyszczania gazu ziemnego Sleipner CO<sub>2</sub> Storage (Norwegia) i Lost Cabin Gas Plant (USA) udział CO<sub>2</sub> w strumieniu wynosi też 98%, reszta to zasadniczo węglowodory gazowe i nieznaczna domieszka H<sub>2</sub>S. W instalacji do oczyszczania gazu ziemnego Terrell Natural Gas Processing Plant (USA), w zależności od podanego strumienia gazu ziemnego zawierającego CO<sub>2</sub> i inne domieszki, wychwytywany strumień zawiera 85-98% CO<sub>2</sub>, 2-15% węglowodorów gazowych oraz nieznaczne ilości azotu i siarkowodoru. Z kolei w instalacji do produkcji paliw syntetycznych, w tym gazu syntetycznego, z węgla brunatnego, Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale wychwytywany strumień zawiera około 96% CO<sub>2</sub>, 0.9% H<sub>2</sub>S, 3% węglowodorów gazowych i nieznaczne ilości tlenu węgla i azotu.

Z uwagi na przedstawione powyżej, nieliczne i na ogół fragmentaryczne informacje, trudno jest dokonać kompleksowej analizy składu wychwytywanego strumienia CO<sub>2</sub> dla rozpatrywanych projektów CCS. Generalnie można stwierdzić, że skład wychwytywanego strumienia CO<sub>2</sub> zależy od tego jakiego rodzaju instalacja jest źródłem CO<sub>2</sub> i jaka jest stosowana technologia wychwyty. Oznacza to, że analizowane informacje (dotyczące 7 wymienionych wyżej projektów) mogą być reprezentatywne dla podobnych instalacji, gdzie zastosowano analogiczne technologie wychwyty (i dla których nie dysponujemy tego rodzaju danymi). Stąd można powiedzieć, że w przypadku instalacji do oczyszczania gazu ziemnego, w zależności od składu oczyszczanego gazu (domieszek), wychwytywany strumień składa się w różnych proporcjach z dwutlenku węgla, siarkowodoru i/lub azotu oraz węglowodorów gazowych. Natomiast w instalacji przemysłowej z gazyfikacją węgla w wychwytywanym strumieniu przeważa dwutlenek węgla, a domieszki stanowią głównie metan i siarkowodor. W przypadku instalacji przemysłowych i energetycznych (wychwytywanie przed i po spalaniu) przeważa dwutlenek węgla, a główną domieszkę stanowi azot.

Dla porównania zebrano dostępne informacje na temat planowanych kilka lat temu w Polsce 2 projektów demonstracyjnych: (PGE Bełchatów i PKE/ZAK Kędzierzyn; anulowane odpowiednio w 2013 i 2011 roku) oraz 1 planowanego projektu „CCS ready” (PGE Opole).

W przypadku projektu demonstracyjnego PGE Bełchatów planowano (prezentacja PGE z 2011 roku: dostępna na stronie [www.Procesy Inwestycyjne](#)) wychwytywanie (po spalaniu z wykorzystaniem zaawansowanej technologii amin; ang. *post-combustion with advanced amine technology*) i składowanie w strukturach geologicznych **1,66 mln ton** CO<sub>2</sub> rocznie, czyli około **30%** emisji z nowego bloku 858 MW (opalanego węglem brunatnym, uruchomionego w 2011 r.). Udział CO<sub>2</sub> w składzie wychwytywanego strumienia miał wynosić **99,7%**, reszta to głównie azot oraz para wodna i tlen.

W projekcie PKE-ZAK Kędzierzyn planowano budowę elektrowni poligeneracyjnej z usuwaniem CO<sub>2</sub> (Sutor & Tchorz, 2009, 2010; Tymowski i in., 2010), w skład której miały wchodzić elektrociepłownia opalana węglem kamiennym ze współspalaniem gazu ziemnego i biomasy (o mocy 300 MWe i 125 MWt) oraz instalacja do produkcji metanolu z gazu syntezowego (514 tys. ton metanolu rocznie). Planowano wychwytywanie (przed spalaniem – gazyfikacja węgla; ang. *pre-combustion – coal gasification*) **3,21 mln ton** CO<sub>2</sub> (udział CO<sub>2</sub> w składzie wychwytywanego strumienia ponad **99,5%**, reszta to głównie azot i tlenek węgla), tzn. około **93%** emisji elektrowni poligeneracyjnej, z czego docelowo około **2,5 mln ton** CO<sub>2</sub> przewidziano do składowania w strukturach geologicznych, a resztę (0,71 mln ton) do produkcji gazu syntezowego.

Dla nowych bloków 5 i 6 elektrowni Opole (budowanych od 2014 roku), o planowanej mocy 800-900 MW każdy, przewidziano wychwytywanie **90%** emisji CO<sub>2</sub> w (100% strumienia, 90% sprawności), czyli **8,3-9,3 mln ton** CO<sub>2</sub> rocznie ([Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy \(i technologiczny, jako aneks do tegoż raportu\)/przeгляд ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole](#)). Planowano zastosowanie analogicznej technologii wychwytywania CO<sub>2</sub> jak w przypadku nowego bloku 858 MW PGE Bełchatów, tzn. udział CO<sub>2</sub> w składzie wychwytywanego strumienia **99,7%** (i analogiczny skład strumienia).

W rozdziale 1.1 wspomniano o **projektach CO<sub>2</sub>-EOR wykorzystujących dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (złóż).**

Większość tych naturalnych „składowisk” występuje w środkowo-zachodniej części USA (**Rys. 1.1**). Największy udział ma tu, eksploatowane na potrzeby wspomaganie wydobycia ropy naftowej od 1983 roku, złoża McElmo Dome (SW Colorado, USA), produkujące około **22,7 mln ton** CO<sub>2</sub> rocznie, o aktualnych (na rok 2014) zasobach wydobywalnych wynoszących około 400 mld Nm<sup>3</sup> gazu (Brock, 2014; Eppink i in., 2014), tzn. prawie 800 mln ton CO<sub>2</sub> (występujący w złożu gaz zawiera głównie dwutlenek węgla). Sąsiadujące z nim złoża Doe Canyon produkuje rocznie około **2,0 mln ton** CO<sub>2</sub>, a jego aktualne (na rok 2014) zasoby wydobywalne szacowane były na około 76 mld Nm<sup>3</sup> gazu (Brock, 2014; Eppink i in., 2014). Najdłużej dotychczas eksploatowane złoża Bravo Dome (NE New Mexico, USA) według stanu na rok 2014 zawierało około 400 mld Nm<sup>3</sup> zasobów wydobywalnych gazu, a jego roczna produkcja CO<sub>2</sub> wynosiła około **8,2 mln ton** (Eppink i in., 2014). Złóża Sheep Mountain (Colorado, USA) produkuje rocznie około **0,9 mln ton** CO<sub>2</sub> rocznie, a jego zasoby wydobywalne są rzędu 45 mld Nm<sup>3</sup> gazu (Eppink i in., 2014). Złóża Big Piney – LaBarge oraz Madden (Wyoming, USA) produkowały około **3,6 mln ton** (czystego) CO<sub>2</sub> rocznie (właściwie to produkcja miała miejsce w instalacjach przemysłowych CCS/CCUS, gdzie wydzielano ze strumienia gazu dwutlenek węgla, metan i siarkowodór), a ich zasoby wydobywalne (w większości niezagospodarowane) szacowane są na ponad 2 600 mld Nm<sup>3</sup> gazu. Kilka mniejszych złóż na obszarze basenu Val Verde (Texas, USA) dało produkcję około **1,4 mln ton** (czystego) CO<sub>2</sub> rocznie (instalacja przemysłowa CCS/CCUS oddzielała dwutlenek węgla i metan), a ich zasoby wydobywalne są szacowane na około 206 mld Nm<sup>3</sup> gazu (Eppink i in., 2014). Dwutlenek węgla pozyskiwany w ww. złożach (w sumie około **38,8 mln ton** czystego CO<sub>2</sub> rocznie) jest wykorzystywany do wspomaganie wydobycia w ponad 100 złożach ropy naftowej, o rozmaitej wielkości, położonych na obszarze stanów: Teksas, Nowy Meksyk i Wyoming w USA. Udział CO<sub>2</sub> w składzie wydobywanego gazu wynosi w przypadku złoża McElmo Dome ponad **98%**, reszta to azot i, śladowo, hel i metan (White i

in., 2001; Eppink i in., 2014). Dla złóż Doe Canyon, Sheep Mountain i Bravo Dome, udział ten wynosi odpowiednio **95%**, **97%** i **99%**. Złóża Big Piney – LaBarge zawierają 74-85% CO<sub>2</sub>, reszta to metan. Złóże Madden oraz złoża w basenie Val Verde to zasadniczo złoża gazu ziemnego z domieszką dwutlenku węgla – złóże Madden zawiera tylko **20%** CO<sub>2</sub> (reszta to metan oraz niewielkie ilości siarkowodoru) a złoża w basenie Val Verde około **42%** CO<sub>2</sub> (reszta to metan i śladowej ilości helu; Eppink i in., 2014).

Położone na północ od Zatoki Meksykańskiej (poza „głównym” obszarem, scharakteryzowanym powyżej – patrz **Rys. 1.1**), złóże Jackson Dome (Missisipi, USA), o zasobach wydobywalnych rzędu 450 mld Nm<sup>3</sup> gazu, produkuje rocznie około **18,8 mln ton** (czystego) CO<sub>2</sub> (Eppink i in., 2014; dane za rok 2013), wykorzystywanego do wspomaganie wydobywania w 9 złożach ropy, położonych nad Zatoką Meksykańską (Louisiana, USA; Wallace i in., 2015). Udział CO<sub>2</sub> w składzie wydobywanego gazu wynosi średnio **90%** (Eppink i in., 2014), gaz wydobywany w stropowych partiach struktury zawiera do 99% CO<sub>2</sub> (Zhou i in., 2012), reszta to metan oraz azot i siarkowodór.

Podsumowując, w projektach CO<sub>2</sub>-EOR w Ameryce Północnej wykorzystuje się do wspomaganie wydobywania ropy naftowej około **52,6 mln ton** czystego CO<sub>2</sub> (plus nieznaczące domieszki w zatłaczanym strumieniu; 1-10% innych gazów, zależnie od złoża) wydobytego ze złóż i transportowanego bezpośrednio rurociągami. Ponadto, w wielu instalacjach przemysłowych CCS/CCUS prowadzi się rozdzielanie strumienia gazu wydobywanego ze złóż gazu ziemnego/CO<sub>2</sub>, co daje kolejne **5 mln ton** czystego CO<sub>2</sub> rocznie (plus nieznaczące domieszki, zależnie od złoża), pochodzącego z naturalnych „składowisk”, zatłaczanego do złóż ropy naftowej.

Natomiast jeśli chodzi o skuteczność i przydatność technologii CCS w zakresie ograniczania antropogenicznych emisji dwutlenku węgla na świecie to, jak wspomniano wyżej, w ramach wszystkich projektów CCS na świecie, znajdujących na różnych etapach realizacji, wychwytywane jest lub przewidziane do wychwytywania około 100 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie. Według najnowszego raportu Global CCS Institute - [The Global Status of CCS, 2017](#), aktualna emisja antropogeniczna dwutlenku węgla na świecie wynosi **35 mld ton**. Oznacza to, że wszystkie te projekty mogą przyczynić się do redukcji antropogenicznych emisji CO<sub>2</sub> na świecie o wielkość najwyżej **0,3%**, a więc ich przydatność i skuteczność w zakresie ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> wydaje się w tej chwili znikoma. Aby ten udział był znaczący, niezbędne byłoby funkcjonowanie na świecie nie dziesiątek, ale setek lub tysięcy dużych instalacji CCS/CCUS. Przykładowo, zakładając, że typowy duży projekt CCS/CCUS pozwala na ograniczenie antropogenicznej emisji dwutlenku węgla o około 2 mln ton CO<sub>2</sub>/rok, 100 takich projektów daje 200 mln ton CO<sub>2</sub>/rok, 1000 - 2 mld ton CO<sub>2</sub>/rok a 10000 projektów - 20

mld ton CO<sub>2</sub>/rok. Funkcjonowanie na świecie w najbliższym czasie 100 dużych projektów CCS/CCUS (odpowiada to około 0,6% światowej emisji antropogenicznej) wydaje się realistyczne (zwłaszcza w przypadku projektów EOR), natomiast budowa tysięcy takich projektów była by już poważnym problemem techniczno-ekonomicznym. Teoretycznie funkcjonowanie 100 takich projektów w Polsce zapewniłoby redukcję antropogenicznych emisji CO<sub>2</sub> o wartość odpowiadającą aktualnej emisji wszystkich krajowych instalacji energetycznych i przemysłowych objętych systemem ETS (około 200 mln ton CO<sub>2</sub>/rok; strona [www.KrajowegoOśrodkaBilansowaniaiZarządzaniaEmisjami](#)).

W instalacjach CCS i CCUS jest na ogół wychwytywana, względnie utylizowana, niemal całość emisji rozpatrywanej instalacji energetycznej lub przemysłowej, a więc skuteczność technologii w skali lokalnej jest tu wysoka.

Skład strumienia zależy generalnie od typu instalacji i stosowanej technologii, jednakże takie informacje były dostępne w przypadku jedynie kilku projektów aktualnie realizowanych na świecie.

Projekty CO<sub>2</sub>-EOR wykorzystujące dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (złóż) nie przyczyniają się bezpośrednio do ograniczania emisji dwutlenku węgla na świecie – zostały scharakteryzowane z uwagi na fakt, że doświadczenia wpływające z ich realizacji i częściowo także wybudowana dla nich infrastruktura przesyłowa (w Ameryce Północnej) zostały wykorzystane w projektach CCS/CCUS.

## Zadanie 3 - Ocena bezpieczeństwa stosowania technologii CCS dla zdrowia i życia ludzi oraz dla środowiska

### 3.1 Sprawozdanie

Przeanalizowano, w oparciu o wytyczne odnośnie wdrażania dyrektywy w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla (Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#)), warunki geologiczne składowania CO<sub>2</sub> oraz główne czynniki ryzyka i/lub sposoby nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania dla (w sumie) **59** projektów. Znajdowały się one na różnych etapach realizacji. Bazowano na dostępnych informacjach (gromadzonych i/lub aktualizowanych na bieżąco), w tym informacjach i publikacjach Global CCS Institute dostępnych na stronie tej organizacji (tzn. punktem startowym do analiz była strona [www Global CCS Institute](#) oraz zamieszczone tam raporty roczne – ostatnio za rok 2017 – [The Global Status of CCS, 2017](#)).

**W oparciu o analizę** Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#) **można podać następujące zagrożenia dotyczące warunków geologicznych składowania CO<sub>2</sub>:**

- opcje składowania (w naszym przypadku poziomy solankowe i złoża węglowodorów);
- (wstępny) wybór miejsc składowania (dostępność danych, budowa geologiczna i ryzyka geologiczne, możliwe konflikty interesów oraz dostępność strumienia CO<sub>2</sub>);
- modele geologiczne kompleksu składowania umożliwiające ocenę wykonalności i bezpieczeństwa składowania.

**Z analizy** Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#) **oraz dostępnych materiałów dotyczących projektów CCS można też podać następujące czynniki ryzyka:**

- możliwości wycieku CO<sub>2</sub> (i ew. solanki bądź węglowodorów) poza kompleks składowania, do wód użytkowych i na powierzchnię terenu (naturalne drogi ucieczki, odwierty);
- jakość uszczelnienia (parametry: miąższość, integralność, skład, ciśnienie przebicia);



- zagrożenie sejsmicznością (mogące ewentualnie doprowadzić do powstania nowych dróg ucieczki CO<sub>2</sub>).

**Natomiast jeśli chodzi o kryteria klasyfikacji ryzyka to można określić następujące kryteria:**

- charakterystyka możliwych zagrożeń (w szczególności, jakie istnieją możliwości wycieku CO<sub>2</sub> i ew. solanki czy węglowodorów poza kompleks składowania; jak wpływa na to jakość uszczelnienia czy ew. zagrożenie sejsmicznością);

- ocena narażenia (w jakim stopniu narażone mogą być skupiska ludzkie, czy wody użytkowe, czy ekosystemy);

- ocena skutków (jakie mogą być skutki omawianych wyżej zagrożeń dla skupisk ludzkich, wód użytkowych czy ekosystemów).

W ramach tych prac zgromadzono więc m.in. informacje na temat wyboru miejsc składowania i budowy geologicznej wykorzystywanych/potencjalnych składowisk, jak również informacje dotyczące analiz ryzyka wiążącego się ze składowaniem CO<sub>2</sub> w rozpatrywanych strukturach geologicznych. Podstawowe informacje dotyczące tych projektów zawarte są w bazie (**Załącznik A**; pola "KRÓTKI OPIS PROJEKTU", "KONFLIKTY INTERESÓW" i "UWAGI"), natomiast bardziej szczegółowe informacje, dotyczące zagadnień bezpieczeństwa składowania CO<sub>2</sub> zamieszczone są w **Załączniku B**. Informacje te były, w zależności od projektu, mniej lub bardziej fragmentaryczne.

W analizach tych skupiono się w szczególności na projektach, w których wykorzystuje się (przewiduje do wykorzystania) składowanie w poziomach solankowych. Dostępne informacje na temat projektów ze składowaniem w szcerpanych złożach węglowodorów (w tym do złóż ropy, gdzie dopiero po zakończeniu procesów wspomaganego wydobycia ropy przez zatłaczanie CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR) mamy permanentne składowanie dwutlenku węgla) są na ogół bardzo ogólnikowe.

Priorytetowe rozpatrywanie ryzyk składowania w poziomach solankowych i niski priorytet dla złóż węglowodorów wynikają z faktu, że szcerpane złoża węglowodorów to struktury dobrze rozpoznane i bezpieczne - sam fakt istnienia złoża węglowodorów świadczy o dobrej jakości pułapki złożowej. Poza tym, jak wspomniano wyżej, zatłaczanie CO<sub>2</sub>, pochodzącego z naturalnych "składowisk", do szcerpanych złóż węglowodorów prowadzi się celem

wspomagania wydobycia ropy naftowej od 1972 roku. Ponadto, zatłaczanie dwutlenku węgla do sczerpanego złoża węglowodorów pozwala przywrócić ciśnienie złożowe do wartości bliższych ciśnieniu pierwotnemu i tym samym np. zapobiec osiadaniu górotworu (osiadanie górotworu ma miejsce zwłaszcza po intensywnej eksploatacji dużych złóż gazu - np. Groningen w Holandii, gdzie występują związane z tym zjawiskiem wstrząsy sejsmiczne - van der Voort & Vanclay, 2015).

W związku z powyższym przeanalizowano w szczególności **dostępne informacje dla projektów, w których wykorzystuje się (przewiduje wykorzystanie) składowania w poziomach solankowych**: **7** projektów funkcjonujących i w trakcie uruchamiania (Sleipner CO2 Storage, Norwegia; Snøhvit CO2 Storage, Norwegia; In Salah CO2 Storage, Algieria; Boundary Dam Carbon Capture and Storage, Kanada; Quest, Kanada; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA; Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia), **5** projektów w budowie/realizacji (Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada; Don Valley Power Project, Wielka Brytania; White Rose CCS Project, Wielka Brytania; CarbonNet, Australia; Norway Full Chain CCS, Norwegia), **10** projektów na etapie prac studialnych (C.GEN North Killingholme Power Project, Wielka Brytania; Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny; Korea-CCS 1, Republika Korei; Korea-CCS 2, Republika Korei; Huaneng GreenGen IGCC Large-scale System (Phase 3), Chiny; Caledonia Clean Energy (d. Captain Clean Energy Project), Wielka Brytania; China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration, Chiny; Teesside Collective Project, Wielka Brytania; Shenhua Ningxia CTL, Chiny; South West Hub, Australia), **3** projektów w fazie koncepcji (Datang Daqing CCS Project, Chiny; Nord CCS, Francja; NORCEM Cement, Norwegia), jak również **3** projekty planowane (YiHe Coal plant, Chiny; Saline Joinche, Włochy; CO2 solutions and EERC, USA). W sumie **28 projektów**, w których wybrano składowanie w poziomach solankowych jako jedyną opcję składowania, albo jedną z opcji (obok składowania w sczerpanych złożach węglowodorów), albo jest ono rozpatrywane jako jedna z możliwości.

W miarę dostępności danych przeanalizowano dla tych projektów warunki geologiczne - tzn. jakie formacje geologiczne są zbiornikiem (najczęściej piaskowce o wysokiej porowatości i przepuszczalności – np. Sleipner CO2 Storage, Norwegia; Aquistore w ramach Boundary Dam Carbon Capture and Storage, Kanada; rzadziej skały węglanowe – np. Nord CCS, Francja), jakie są typy pułapek (na ogół pułapki strukturalne), a w szczególności co stanowi uszczelnienie dla zbiornika - jaki typ skał jest uszczelnieniem, jaka jest jego miąższość oraz czy występują obok podstawowego, dodatkowe kompleksy uszczelniające. Jakość uszczelnienia stanowi główny czynnik ryzyka, i stąd była ona najważniejszym przedmiotem analiz warunków geologicznych. Trudno jest na podstawie zebranych informacji (**Załącznik**

**B)** podać jaka średnia miąższość uszczelnienia dla składowiska może stanowić ryzyko, a jaka jest bezpieczna. W projekcie „Rozpoznanie formacji i struktur dla bezpiecznego geologicznego składowania CO<sub>2</sub> wraz z ich programem monitorowania” realizowanym dla Ministerstwa Środowiska (Wójcicki, red, 2013) przyjęto, za literaturą przedmiotu, jako bezpieczną wartość minimum 50 metrów dla podstawowego kompleksu uszczelniającego, a z drugorzędnymi kompleksami uszczelniającymi w sumie (minimum) 100 metrów. Jednakże było to tylko jedno z szeregu kryteriów. To kryterium jest stosowane na całym świecie przy wyborze składowisk i jak można zauważyć w charakterystyce warunków geologicznych podanej w bazie (Załączniku **B**) jest ono spełnione przynajmniej w przypadku tych projektów, dla których podane są miąższości uszczelnienia (podobnie jak, zgodnie z zasadami sztuki, przy wyborze składowisk stosowane jest kryterium głębokości – odrzucane są struktury geologiczne, w których formacje zbiornikowe występują płycej niż 800 metrów, ponieważ w takich warunkach dwutlenek węgla występuje w stanie skupienia definitywnie uniemożliwiającym bezpieczne składowanie). Jednakże jakość uszczelnienia zależy od stopnia zuskokowania, wielkości zrzutów uskoków (jeśli dotyczy), rozkładu przestrzennego miąższości i składu formacji uszczelniających (jaki jest udział soli, łupków, iłowców, mułowców – w pierwszym przypadku mogą wystarczyć dziesiątki, w ostatnim potrzebne jest wiele setek metrów uszczelnienia; czy występują w istotnych ilościach minerały reagujące z CO<sub>2</sub> rozpuszczonym w solance), od tego czy ponad głównym kompleksem uszczelniającym mamy dodatkowe uszczelnienia i ile ich mamy oraz, co bardzo istotne, ile chcemy zatłoczyć w pojedynczym odwiercie i jak to wpłynie na podniesienie ciśnienia w kompleksie składowania i czy to ciśnienie nie przekracza ciśnienia dopuszczalnego dla rozpatrywanego uszczelnienia (następuje wtedy przebicie i migracja CO<sub>2</sub>). Stąd przy wyborze struktur wykonuje się w miarę możliwości modelowanie wykonalności i bezpieczeństwa składowania, zaś modelowanie te kontynuuje się w miarę dopływu nowych danych pochodzących z coraz bardziej dokładniejszego rozpoznawania struktury. Jak wspomniano wcześniej, dostępne na ten temat informacje pochodzące z poszczególnych projektów są na ogół fragmentaryczne, zwłaszcza w przypadku projektów znajdujących się na wczesnych etapach realizacji, gdzie nie wybrano jeszcze definitywnie lokalizacji miejsc zatłoczenia CO<sub>2</sub>. Istotnym czynnikiem jest ponadto fakt czy składowanie odbywa się na lądzie czy pod dnem morza (w ostatnim przypadku dotyczy to np. projektów norweskich i brytyjskich). W przypadku składowania na lądzie podstawowe ryzyko dotyczy możliwości migracji zatłoczonego dwutlenku węgla do podziemnych wód użytkowych i ewentualnie na powierzchnię terenu (występowania naturalnych dróg migracji bądź nieszczelnych odwiertów). Naturalne drogi migracji CO<sub>2</sub> mogą stanowić strefy uskokowe, co jest w pierwszej kolejności analizowane przy typowaniu lokalizacji składowiska (np. Indiana Gasification, USA), ponadto istotna jest ilość zatłoczonego CO<sub>2</sub> i geometria formacji zbiornikowych i uszczelniających – przy zatłoczeniu

dwutlenku węgla w ilościach przekraczających pojemność struktury może on dalej migrować w obrębie formacji zbiornikowej aż natrafi na miejsca o niedostatecznej jakości uszczelnienia, co może skutkować wyciekami do formacji gdzie występują wody użytkowe (np. Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA; Datang Daqing CCS Project, Chiny). Drugorzędne ryzyko wiąże się z występowaniem na obszarze składowiska CO<sub>2</sub> starych odwiertów – znaczna część z nich będzie prawdopodobnie wymagała ponownego zacementowania (np. CarboNet, Australia). Natomiast przy składowaniu pod dnem morza zasadnicze ryzyko dotyczy migracji CO<sub>2</sub> z kompleksu składowania ponad dno morza i oddziaływania na znajdujące się tam ekosystemy. Ponadto, możliwe są konflikty interesów odnośnie ewentualnego wykorzystania poziomów solankowych do celów geotermii (np. projekt Nord CCS, Francja) lub występowania ponad poziomem solankowym nieszczerpanych złóż węglowodorów (np. Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada, Kanada; Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny; China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration, Chiny) albo pokładów węgla (South West Hub, Australia).

Jeśli chodzi o klasyfikację ryzyka dla powyższych projektów to generalnie można stwierdzić, w oparciu o dostępne informacje, że możliwa jest ona jedynie w przypadku projektów funkcjonujących (np. Sleipner CO<sub>2</sub> Storage; długoletni monitoring i modelowania stwierdziły brak wycieków i wpływu na ekosystemy na dnie morza) i w trakcie uruchamiania gdzie są wybrane i przygotowane (np. Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia; modelowania wskazują raczej na ewentualny konflikt interesów związany z możliwością zanieczyszczenia pobliskich złóż gazu ziemnego przez CO<sub>2</sub> rozprzestrzeniające się w poziomach solankowych, niż „typowe” ryzyka) oraz ew. niegdyś funkcjonujących (In Salah, Algieria; możliwy był wyciek do poziomu wód użytkowych wykorzystywanych przez personel firmy naftowej eksploatującej złoża węglowodorów w tym rejonie - stwierdzono nieszczelność 2 otworów zatłaczających CO<sub>2</sub> i lokalne zanieczyszczenie gazu ziemnego dwutlenkiem węgla).

Poza tym zgromadzono i przeanalizowano dostępne informacje (mniej lub bardziej szczegółowe, najczęściej dość ogólnikowe – głównie dotyczące wyboru miejsc składowania i budowy geologicznej wykorzystywanych/potencjalnych składowisk, w nielicznych przypadkach dotyczące analiz ryzyka składowania) dla **31 dużych projektów, dla których wybrano opcję składowania w szcerpanych złożach węglowodorów/wspomaganie wydobywania**. W ramach tych prac zgromadzono informacje dla: **12** projektów aktualnie funkcjonujących (Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada; Terrell Natural Gas Processing Plant, USA; Shute Creek Gas Processing Plant, USA; Enid Fertilizer, USA; Century Plant, USA; Air Products Steam Methane Reformer, USA; Lost Cabin Gas Plant,

USA; Coffeyville Gasification Plant, USA; Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS, Brazylia; Uthmaniyah CO<sub>2</sub>-EOR Demonstration, Arabia Saudyjska, Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries), ZEA; Petra Nova Carbon Capture, USA), 4 projektów w trakcie uruchamiania (Kemper County Energy Facility, USA; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO<sub>2</sub> Stream, Kanada; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO<sub>2</sub> Stream, Kanada; Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny), 8 projektów w budowie/realizacji (PetroChina Jilin Oil Field EOR Project (Phase 2), Chiny; Sinopec Qilu Petrochemical CCS, Chiny; The Medicine Bow Project, USA; Texas Clean Energy Project, USA; Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject ("ROAD"), Holandia; Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania; Hydrogen Energy California Project ("HECA"), USA; Lake Charles Methanol, USA), 7 projektów na etapie prac studialnych (Bow City Power Plant CO<sub>2</sub> Capture, Kanada; Indiana Gasification, USA; Quintana South Heart Project, USA; Riley Ridge Gas Plant, USA; Sinopec Shengli Power Plant CCS, Chiny; Sinopec Eastern China CCS, Chiny; Dongguan Taiyangzhou IGCC with CCS Project, Chiny).

Złoża węglowodorów wykorzystywane (lub przewidziane do wykorzystania) w przypadku dużych projektów CCS/CCUS występują zarówno w skałach węglanowych jak i piaskowcach, rzadziej mułowcach, Kompleksy uszczelniające, na ogół kilkuset metrowej miąższości, obejmują, zależnie od projektu, warstwy soli (np. Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS, Brazylia), anhydrytów (np. Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada), łupków (np. Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania) i mułowców (np. Sinopec Qilu Petrochemical CCS, Chiny). Głównym czynnikiem ryzyka może tu być występowanie starych odwiertów, z których znaczna część wymagałaby (w przypadku nieszczelności) ponownego zacementowania (np. Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania). Nieszczelność odwiertu na lądzie mogłaby spowodować lokalny wyciek CO<sub>2</sub> do użytkowych poziomów wodonośnych, względnie na powierzchnię terenu (podwyższenie koncentracji CO<sub>2</sub> w powietrzu wokół odwiertu, w zależności od wielkości i czasu trwania wycieku) natomiast na dnie morza byłby to lokalny wpływ na występujący przy odwiercie ekosystem, w zależności od wielkości i czasu trwania wycieku

W przypadku projektów pilotażowych (Total Lacq CCS Project, Francja; Jingbian CCS Project, Chiny; Wuqi Yougou pilot test, Chiny) mamy odpowiednio szcerpane złoża gazu ziemnego w skałach węglanowych oraz złoża ropy naftowej w piaskowcach; o słabych lub przeciętnych własnościach zbiornikowych. Z uwagi na ilości zatłaczanego CO<sub>2</sub> (tysiące to rocznie a nie miliony czy setki tysięcy jak w przypadku dużych projektów – demonstracyjnych i komercyjnych) ryzyka związane z ich funkcjonowaniem są nieistotne.

**Sposoby nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania** odnoszą się do monitoringu składowisk (przed, w trakcie i po zakończeniu składowania) jak również zapisów prawnych regulujących te kwestie.

W związku z powyższym przeanalizowano **dostępne informacje na temat monitoringu składowisk** dla powyższych projektów (**Załącznik A** i **Załącznik B**; strona GCCSI, syntetyczny raport projektu unijnego CGS Europe - Rütters i in., 2013 oraz szereg publikacji odnoszących się do poszczególnych projektów CCS/CCUS). W zasadzie w miarę szczegółowe informacje na ten temat były dostępne jedynie w przypadku (9) projektów aktualnie funkcjonujących, (3) projektów w trakcie uruchamiania, (1) projektu w budowie/realizacji i (1) projektu na etapie prac studialnych. Z tego 3 projekty obejmują zatłaczanie pod dnem morza (Sleipner CO<sub>2</sub> Storage, Norwegia – Alnes i in., 2011 oraz Rabben & Ursin, 2011; Snøhvit CO<sub>2</sub> Storage, Norwegia – Eiken i in., 2011; Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania) a kolejne 3 na obszarach niezamieszkałych (In Salah CO<sub>2</sub> Storage, Algieria – Eiken i in., 2011 oraz Ringrose i in., 2013; Uthmaniyah CO<sub>2</sub>-EOR Demonstration, Arabia Saudyjska; Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia – Flett i in. 2009). Natomiast (8) projektów zlokalizowanych jest na lądzie w bliższym lub dalszym sąsiedztwie skupisk ludzkich (Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny; Air Products Steam Methane Reformer, USA; Lost Cabin Gas Plant, USA; Boundary Dam Carbon Capture and Storage, Kanada – raport PTRC, 2015, dotyczący części „solankowej” projektu; Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada – Whittaker, 2010; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA – Greenberg, 2015; Quest, Kanada – Brydie i in., 2014 oraz raport Shell, 2010; Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny – raport Shaanxi Yanchang Petroleum, 2017). Składowiska pod dnem morza monitorowane są metodami geofizycznymi (detekcja "chmury" CO<sub>2</sub>), prowadzi się też monitoring szczelności odwiertów. Natomiast przy składowaniu na lądzie z oczywistych względów istotne jest ponadto monitorowanie nadkładu składowiska, w szczególności ośrodka gruntowo-wodnego, gdzie występują wody użytkowe narażone na zanieczyszczenie płynami złożowymi w przypadku nieszczelności składowiska.

**Zapisy prawne odnoszące się do nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania/monitoringu składowisk dwutlenku węgla** w krajach członkowskich i stowarzyszonych Unii Europejskiej są zasadniczo wynikiem wdrożenia do prawa krajowego zapisów Dyrektywy UE 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla. Ponadto Komisja Europejska (Dyrekcja Generalna ds. Działań w dziedzinie Klimatu) przygotowała szereg dokumentów pomocniczych (strony www

- Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#), [GD3](#), [GD4](#)), które miały w założeniu wspomóc wdrożenie Dyrektywy w zakresie zagadnień szczegółowych dotyczących pełnego łańcucha CCS. Dokument GD1 dotyczy zagadnień oceny ryzyka dla (całego cyklu życia) projektów CCS, GD2 – szczegółowego rozpoznania geologicznego składowiska, składu transportowanego i zatłaczanego strumienia CO<sub>2</sub> oraz monitoringu i działań naprawczych, GD3 – przekazania odpowiedzialności za składowisko po jego zamknięciu, a GD4 – zagadnień finansowych, w tym zabezpieczenia finansowego, do którego zobligowany jest operator składowiska. Analogiczne zapisy były i są wdrażane na szczeblu federalnym i stanowym w USA (w przypadku projektów w poziomach solankowych; do projektów EOR mają zastosowanie regulacje dotyczące węglowodorów – prawo federalne [Safe Drinking Water Act, 1974](#), z późniejszymi zmianami, do którego Federalna Agencja Ochrony Środowiska wydała w roku 1980 szereg rozporządzeń dotyczących projektów EOR i związanych z tym zagadnień ochrony użytkowych wód podziemnych, natomiast w roku 2010 wydała rozporządzenia dedykowane permanentnemu składowaniu CO<sub>2</sub>, dla całości cyklu życia tychże projektów; Korre i in., 2014), w Kanadzie i Australii (raport IEA - McCoy, 2014; syntetyczny raport projektu unijnego CGS Europe - Korre i in., 2014). Zagadnienia techniczne nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania/monitoringu składowisk dwutlenku węgla w USA przedstawione są w corocznym raporcie DOE/NETL (najnowsza edycja – NETL, 2017; obejmują zalecenia odnośnie opracowania planu monitoringu, wymogi prawne i rekomendacje odnośnie technik monitoringu atmosferycznego, przypowierzchniowego i wgłębego oraz przykłady zastosowań). W przypadku Kanady najbardziej kompleksowe regulacje w przedmiotowym zakresie zostały opracowane przez stan Alberta, gdzie zlokalizowanych jest większość kanadyjskich projektów CCS/CCUS (Alberta Government, 2013; obejmuje krótką charakterystykę technologii CCS i znaczenia jej wdrożenia dla gospodarki stanu Alberta, cyklu życia projektów CCS, zalecenia odnośnie wyboru składowisk, ubiegania się o koncesje na rozpoznanie i składowanie, zagospodarowania składowiska i monitoringu stanu początkowego, zatłaczania CO<sub>2</sub> i monitoringu w trakcie zatłaczania, zabezpieczenia finansowego na potrzeby monitoringu po zakończeniu zatłaczania, zabezpieczenia finansowego na potrzeby monitoringu po zakończeniu zatłaczania i nieprzewidzianych zdarzeń, zamknięcia składowiska i działań prowadzonych po zamknięciu). Status legislacji i problematyka monitoringu składowisk CO<sub>2</sub> w Australii omówione są w raporcie Parsons Brinckerdorff (2012; obejmuje przegląd literatury na temat technik i wymogów dla monitoringu na wszystkich etapach życia projektu CCS, jak również obowiązujących regulacji w tym przedmiocie w Australii; ponadto obejmuje rezultaty dyskusji z interesariuszami w tym zakresie). Nie udało się znaleźć informacji dotyczących zagadnień

nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania/monitoringu składowisk dwutlenku węgla dla Chin, Brazylii i Arabii Saudyjskiej, przynajmniej jeśli chodzi o materiały w języku angielskim.

Generalny wniosek z przedstawionych powyżej informacji jest taki, że nadzór i kontrola w przypadku projektów realizowanych w Europie, Ameryce Północnej i Australii jest najprawdopodobniej wystarczający w świetle ocen ryzyka dla poszczególnych projektów. Nie jest to wyłączniwniosek wynikający z analizy dostępnych, najczęściej ogólnikowych i fragmentarycznych informacji dotyczących analiz ryzyka składowania, zestawionych z kolumnie „Ocena ryzyka składowania” w **Załączniku B**. Wynika to raczej z faktu, że w przypadku projektów realizowanych w Europie, Ameryce Północnej i Australii muszą być przestrzegane wymogi prawne i są sformułowane wytyczne odnośnie wdrażania tych wymogów (w tym odnoszące się do monitoringu składowisk) dla całego okresu życia poszczególnych projektów. Ich realizacja wymusza rzetelną ocenę ryzyka składowania w ramach poszczególnych projektów. Jak wspomniano wcześniej, informacje dotyczące analiz ryzyka zgromadzone są w bazie (Załącznik B) i można stwierdzić (w miarę dostępności informacji), że np. zakres monitoringu wymagany obowiązującymi w poszczególnych krajach regulacjami, zastosowany w przypadku realizowanych tam projektów jest wystarczający do wiarygodnej oceny ryzyka.

Z uwagi na fakt, że w rozdziale 1.1 zinventaryzowano podstawowe informacje na temat **projektów CO<sub>2</sub>-EOR wykorzystujących dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (złóż)**, dla porównania przeanalizowano dla nich informacje odnośnie warunków geologicznych, czynników ryzyka oraz sposobów nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania. Warunki geologiczne omawianych „naturalnych” składowisk (złóż) zostały scharakteryzowane w szczególności w raporcie DOE/NETL (Eppink, 2014) oraz w szeregu innych publikacji (e.g. Brock, 2014; Melzer, 2012; White i in., 2001; Zhou i in., 2012). Eksploatowane złoża występują przeważnie na znacznych głębokościach (nawet kilku km – analogicznej lub większej niż w przypadku antropogenicznych składowisk CO<sub>2</sub>). Wyjątkiem jest tu złożo Bravo Dome, którego szczyt zalega na głębokości mniejszej niż 800 m, gdzie dwutlenek węgla może występować w fazie ciekłej a nie nadkrytycznej, preferowanej z uwagi na bezpieczeństwo składowania. Złoża te występują w szczelnych pułapkach strukturalnych, analogicznie jak w przypadku złóż węglowodorów (z tym, że na ogół są to struktury większe niż typowe złoża węglowodorów). Nie stosuje się dla nich innych sposobów nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania (odnośnie „naturalnych” składowisk/złóż oraz złóż ropy naftowej, do których zatłacza się dwutlenek węgla, pozyskany z tych pierwszych, celem wspomagania wydobycia węglowodorów) niż przyjęte w przypadku eksploatacji złóż węglowodorów (Melzer, 2012). W USA działalność w zakresie produkcji



węglowodorów (oraz produkcji dwutlenku węgla ze złóż, jak również CO<sub>2</sub>-EOR) jest regulowana na szczeblu federalnym przez Safe Drinking Water Act, 1974 (z późniejszymi zmianami), i pozostaje w jurysdykcji EPA (Federalnej Agencji Ochrony Środowiska; Korre i in., 2014). Poszczególne stany zaadaptowały to prawo federalne do warunków lokalnych wydając/korygując odpowiednie regulacje (rozporządzenia) o charakterze technicznym (McCoy, 2014).

## Zadanie 4 - Ocena potrzeby i zasadności dopuszczenia stosowania technologii CCS na skalę przemysłową

### 4.1 Sprawozdanie

W ramach tego zadania przeanalizowano koszty wychwytu, transportu i składowania CO<sub>2</sub> dla typowych dużych projektów CCS/CCUS.

Orientacyjne koszty stosowania technologii CCS (wychwytu, transportu, składowania) dla różnych typów i opcji dużych projektów (składowanie na lądzie, pod dnem morza, składowanie w poziomach solankowych i szcerpanych złożach węglowodorów) zawarte są w publikacjach ZEP (ZEP, 2011a,b,c,d). Jednakże wielkości zamieszczone w tych opracowaniach są bardzo przybliżone (a koszty dla poszczególnych elementów pełnego łańcucha CCS i różnych typów projektów podane są w postaci dość szerokich przedziałów), a szacunki pochodzą sprzed ponad 5 lat.

Bardziej konkretne informacje na temat kosztów pełnego łańcucha CCS dostępne są w opracowaniach dotyczących projektów demonstracyjnych UE finansowanych ze środków programów EEP (6 projektów na terenie krajów UE, w tym np. PGE Bełchatów – prezentacja PGE z 2011 roku, dostępna na stronie [www.Procesy Inwestycyjne](#) – nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne przez okres 10 lat dają kwoty rzędu **1-1,5 mld euro** oraz anulowany projekt niemiecki Vattenfall Jämschwalde – CCSNetwork.eu, 2012 – koszt rzędu **1,5 mld euro**) i NER300 (projekt ROAD, Holandia – Huizeling & van der Weijde, 2011, strona [www.MIT Carbon Capture & Sequestration Technologies Program](#) – całkowity koszt około **1,2 mld euro**). Koszty globalne (lub wyliczone na tonę wychwytywanego i składowanego CO<sub>2</sub>, względnie unikniętych emisji, tzn. poprzedniej wielkości pomniejszonej o emisję CO<sub>2</sub> związane z funkcjonowaniem pełnego łańcucha CCS) innych projektów, w szczególności tych realizowanych oraz będących w trakcie uruchamiania (głównie USA i Kanada) dostępne są w doniesieniach prasowych/stronach [www](#) dotyczących CCS (np. strona [www.MIT Carbon Capture & Sequestration Technologies Program](#) oraz strona [Zero Emission Resource Organisation](#)). Ponadto w Polsce w ciągu ostatnich kilku lat (od momentu gdy dyrektywa w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla weszła w życie i była następnie wdrażana do prawa polskiego) firmy energetyczne planujące budowę nowych bloków energetycznych przedstawiały, jako załączniki do raportów oddziaływania na środowisko, wstępne studia wykonalności dla instalacji wychwytu, transportu i składowania dwutlenku węgla (nazywane ostatnio przeglądami ekologicznymi; np. przegląd ekologiczny

dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole: [Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy \(i technologiczny, jako aneks do tegoż raportu\)/przebieg ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole](#)), zawierający wstępne szacunki kosztów tych przedsięwzięć. Koszty przykładowych projektów CCUS obejmujących wspomaganie wydobycia węglowodorów były szacowane w ramach zamówionego przez Ministerstwo Środowiska tematu "Program wspomaganie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO<sub>2</sub>" (2011-2012; INiG & PIG-PIB; Lubaś i in., 2015).

Na podstawie tych informacji, jak również wyników prac prowadzonych przez PIG-PIB w ramach projektów unijnych (np. projekt CGS EUROPE) oraz najnowszych publikacji GCCSI (np. Irlam, 2017) można podać **orientacyjne koszty typowych dużych projektów CCS/CCUS dla różnych opcji składowania (i ocenić zasadność ekonomiczną tych projektów)**.

Generalnie można stwierdzić, że w ramach pełnego łańcucha CCS najpoważniejszą pozycję kosztów globalnych (nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych) stanowi wychwyty i sprężanie dwutlenku węgla pochodzącego z instalacji energetycznych lub procesów przemysłowych (rzędu **80-85%**; zakres około 37-58 €/tCO<sub>2</sub>, zależnie od wielkości instalacji – im większa instalacja tym koszt jednostkowy niższy, oraz stosowanej technologii, dla elektrowni opalanych węglem – wariant bazowy wg ZEP, 2011b; Irlam, 2017 – podaje dla warunków typowych dla USA zakres około 59-85 \$/tCO<sub>2</sub> (~50-72 €/t) dla instalacji demonstracyjnych (*First Of A Kind*) opalanych węglem i wartość 77 \$/tCO<sub>2</sub> (~65 €/t) dla analogicznej instalacji opalanej gazem, oraz zbliżone do tych ostatnich wartości dla Polski – **63-75 \$/tCO<sub>2</sub> (54-64 €/t) i 80 \$/tCO<sub>2</sub> (68 €/t)**). Koszty transportu są najczęściej rzędu **10%** (zakres **2-10 €/tCO<sub>2</sub>**; najniższe wartości dla zintegrowanych sieci rurociągów na lądzie, najwyższe dla pojedynczego rurociągu na dnie morza, im dłuższy rurociąg tym koszt wyższy; w przypadku transportu statkami 10-15 €/t; ZEP, 2011c), a koszty składowania rzędu **10-15% (1-20 €/tCO<sub>2</sub>**; niższe dla składowisk na lądzie niż na morzu, niższe dla sczerpanych złóż węglowodorów niż dla struktur solankowych o tej samej wielkości, im większe składowisko tym koszt jednostkowy niższy; obejmują one też opłaty/podatki za składowanie, zależnie od zapisów prawnych obowiązujących w danym kraju; ZEP, 2011d). Najnowsze szacunki łącznych kosztów transportu i składowania w warunkach typowych dla USA to **7-12 \$/tCO<sub>2</sub>** na lądzie i **16-37 \$/t** na morzu, a więc nie odbiegają one zbytnio od szacunków ZEP (2011c,d).

Najistotniejszy wpływ na koszty projektów CCS wykorzystujących antropogeniczny CO<sub>2</sub> pochodzący ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych mogą mieć postępy w

rozwoju technologii wychwytu dwutlenku węgla, zwłaszcza w instalacjach energetycznych (jeśli porówna się szacunki ZEP, 2011b i Irlam, 2017 to widać, że nowsze koszty są wyraźnie wyższe od wcześniejszych i w ostatnich latach w zasadzie nie było postępów jeśli chodzi o obniżkę kosztów tych technologii, a wcześniejsze szacunki były zbyt optymistyczne) oraz w produkcji stali i cementu. Technologie stosowane przy transporcie i składowaniu CO<sub>2</sub> to generalnie technologie dojrzałe, sprawdzone w przemyśle naftowym (nie mówimy tu o ryzyku geologicznym składowania) i stąd nie należy się spodziewać znaczących redukcji ich kosztów jednostkowych w najbliższej przyszłości.

W krajach UE (jak podano w rozdziale 1.1, w krajach członkowskich UE nie ma dotąd dużych, funkcjonujących projektów CCS, w Europie projekty takie funkcjonują w Norwegii – kraju stowarzyszonym z UE) możemy generalnie podać jako przychody projektów CCS wpływy z uprawnień od unikniętych emisji CO<sub>2</sub>. Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (EU ETS) są aktualnie rzędu **7-8 euro/tCO<sub>2</sub>** (strona www [Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami](#)), a więc **sa o rząd wielkości mniejsze** od globalnych kosztów CCS. Dlatego też realizacja projektów CCS jest niemożliwa bez znaczącego, dodatkowego dofinansowania. Tego rodzaju rozwiązania (handel uprawnieniami do emisji) nie są stosowane przez innych wielkich emitentów CO<sub>2</sub> na świecie (jak USA czy Chiny). Specjalny przypadek stanowi Norwegia, która jest objęta EU ETS, a ponadto od 1991 roku stosuje podatek od emisji (ucieczki) CO<sub>2</sub> przy wydobyciu węglowodorów (McCoy, 2014) wynoszący 1 NOK/Nm<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> (Gavenas i in., 2015) czyli około **54 euro/tCO<sub>2</sub>**. W rezultacie projekty Sleipner i Snøhvit, eliminujące emisje CO<sub>2</sub> przy wydobyciu (i oczyszczaniu) gazu ziemnego, są zasadne ekonomicznie.

Osobne zagadnienie stanowią projekty (CCUS) ze składowaniem w (nie do końca) sześciany złożach węglowodorów, ze wspomaganie wydobycia ropy przez zatłaczanie CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR), gdzie dopiero po zakończeniu produkcji węglowodorów możemy mówić o permanentnym składowaniu dwutlenku węgla (patrz rozdział 1.1 oraz 3.1). Technologia ta jest stosowana na skalę przemysłową głównie w USA, gdzie większość CO<sub>2</sub> wykorzystywanego do wspomaganie wydobycia ropy naftowej pochodzi z naturalnych „składowisk” – złóż dwutlenku węgla (Wallace i in., 2015). Aktualny średni koszt pozyskania CO<sub>2</sub> z tych złóż (wraz z marżą operatora „składowiska”) wynosi około **20 \$/t** (Eppink i in., 2014; czyli **~17 euro/tCO<sub>2</sub>**), zaś średnia cena CO<sub>2</sub> dostarczanego przez operatora rurociągu do złoża ropy jest szacowana na **25 \$/t** (Wallace i in., 2015; czyli **~21 euro/tCO<sub>2</sub>**), tzn. koszty transportu i sprężania dwutlenku węgla wpuszczanego w rurociąg są rzędu **5 \$/tCO<sub>2</sub>** (koszty składowania są tego samego rzędu wielkości, tzn. **3-6 \$/tCO<sub>2</sub>**; Irlam, 2017; złoża ropy są zlokalizowane na lądzie). Antropogeniczny CO<sub>2</sub> wykorzystywany do wspomaganie

wydobycia ropy naftowej w Ameryce Północnej pochodzi w większości z instalacji do oczyszczania gazu ziemnego (np. Terrell Natural Gas Processing Plant, USA; Shute Creek Gas Processing Plant, USA; Lost Cabin Gas Plant) i gazyfikacji węgla (np. Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada). Koszty wychwytu i sprężania CO<sub>2</sub> w tych instalacjach są analogiczne jak w przypadku pozyskiwania ze złóż dwutlenku węgla, tzn. rzędu **20 \$/t** (Irlam, 2017; strona www [MIT Carbon Capture & Sequestration Technologies Program](http://www.mit.edu/~carboncapture/)), podobnie jak koszty transportu i składowania. Oznacza to, że projekty CO<sub>2</sub>-EOR są generalnie zasadne ekonomicznie, ponieważ po stronie przychodów mają dodatkową, znaczącą produkcję ropy naftowej, przy relatywnie niskiej cenie CO<sub>2</sub> wykorzystywanego do wspomagania wydobycia ropy (oczywiście zależy to też od aktualnej ceny rynkowej ropy).

Powyższe rozważania obejmują koszty wychwytu, transportu i składowania CO<sub>2</sub> dla typowych dużych projektów CCS/CCUS. Na podstawie omawianych powyżej informacji zestawiono orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS (Tabela 4.1), dla szeregu wariantów/scenariuszy, jakie mogłyby być ewentualnie realizowane w warunkach polskich, dla różnych opcji składowania. Odpowiadające tym wariantom szczegółowe scenariusze dla przykładowych (względnie) dużych projektów CCS/CCUS w warunkach polskich omawiane są w następnym rozdziale (5.1).

Generalnie nie należy się spodziewać w przyszłości (w najbliższych dekadach) zmian kosztów transportu i składowania, natomiast zmiany takie mogą nastąpić w przypadku instalacji wychwytu. Irlam (2017) prognozuje, że koszt instalacji wychwytu w nowych elektrowniach po szerokim, komercyjnym zastosowaniu technologii CCS może spaść do około 70% kosztów szacowanych aktualnie dla instalacji demonstracyjnych (tzn. podanych w Tabeli 4.1). Nie podaje on jednakże horyzontu czasowego, jedynie, że musi dojść do budowy szeregu takich instalacji (demonstracyjnych, przedkomercyjnych), aby koszty spadły do prognozowanego poziomu. Na tej podstawie w Tabeli 4.2 przedstawiono orientacyjne prognozy kosztów instalacji komercyjnych CCS, przy założeniu, że koszty instalacji wychwytu spadną do 70% wartości przyjętych w Tabeli 4.1. Koszty globalne komercyjnych projektów CCS/CCUS spadłyby w takim przypadku o dwadzieścia kilka procent w stosunku do kosztów projektów demonstracyjnych.

**Tabela 4.1** Orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS dla projektów demonstracyjnych obejmujących instalacje energetyczne opalane węglem, transport CO<sub>2</sub> rurociągami oraz składowanie w różnych typach struktur geologicznych.

Wariant składowania (ilość zatłoczonego CO <sub>2</sub> ) / Koszty	Wychwył [euro/tCO <sub>2</sub> ]	Transport [euro/tCO <sub>2</sub> ]	Składowanie [euro/tCO <sub>2</sub> ]	Koszt całkowity [mld euro]
1. Poziomy solankowe na lądzie (150 Mt)	54	2-5	2-5	8,55 ÷ 9,60
2. Złoże gazu na lądzie (75 Mt)	57	3-6	3-6	4,73 ÷ 5,18
3. Złoże ropy na lądzie (30 Mt)	60	4-8	4-8	2,04 ÷ 2,28
4. Złoże ropy na morzu (10 Mt)	64	8-20	8-20	0,80 ÷ 1,04

**Tabela 4.2** Orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS dla projektów komercyjnych obejmujących instalacje energetyczne opalane węglem, transport CO<sub>2</sub> rurociągami oraz składowanie w różnych typach struktur geologicznych.

Wariant składowania (ilość zatłoczonego CO <sub>2</sub> ) / Koszty	Wychwył [euro/tCO <sub>2</sub> ]	Transport [euro/tCO <sub>2</sub> ]	Składowanie [euro/tCO <sub>2</sub> ]	Koszt całkowity [mld euro]
1. Poziomy solankowe na lądzie (150 Mt)	38	2-5	2-5	6,15 ÷ 7,20
2. Złoże gazu na lądzie (75 Mt)	40	3-6	3-6	3,46 ÷ 3,91
3. Złoże ropy na lądzie (30 Mt)	42	4-8	4-8	1,50 ÷ 1,74
4. Złoże ropy na morzu (10 Mt)	45	8-20	8-20	0,61 ÷ 0,85

## **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", przetłaczając 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 – CO<sub>2</sub>-EOR, choć krajowy potencjał nie jest tu wielki). Jednakże potencjał składowania CO<sub>2</sub> 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.KrajowegoOśrodkaBilansowaniaiZarządzaniaEmisjami)), 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 CO<sub>2</sub> w ramach dużych projektów komercyjnych (składowanie CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> w Polsce (zamawiany przez Ministerstwo Środowiska temat „Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO<sub>2</sub> wraz z ich programem monitorowania”, 2008-2012/13; Wójcicki (red.), 2013) i scenariuszy CO<sub>2</sub>-EOR i CO<sub>2</sub>-EGR dla wybranych złóż ropy i gazu ziemnego w Polsce (zamawiany przez Ministerstwo Środowiska temat "Program wspomaganie wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO<sub>2</sub>", 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 CO<sub>2</sub>/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 CO<sub>2</sub> do poziomów solankowych podnosi ciśnienie złożowe. W ostatnim przypadku dla oceny bezpieczeństwa składowania niezbędne jest, obok monitorowania chmury CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 złożo BMB), dla strumienia CO<sub>2</sub> 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 złożo B 3) dla strumienia CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>-EOR nie jest do końca jasna, ponieważ o permanentnym składowaniu możemy mówić dopiero po

zakończeniu wydobycia węglowodorów, ale na zatłaczanie CO<sub>2</sub>, które będzie docelowo składowane (w międzyczasie część zatłoczonego dwutlenku węgla zostanie wydobyta wraz z węglowodorami, oddzielona i ponownie zatłoczona, jednocześnie śladowe ilości CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, występuje podwyższone ryzyko wycieków/wydostania się dwutlenku węgla poza kompleks składowania (ponad 2% całkowitej ilości składowanego CO<sub>2</sub>), 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 CO<sub>2</sub>/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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> (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/tCO<sub>2</sub>**. 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
<b>RAZEM</b>	-	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
<b>RAZEM</b>	-	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 CO<sub>2</sub>/rok (przez 30 lat), w (praktycznie) szcerpanym złożu gazu (pierwotne zasoby wydobywalne rzędu 20-25 mld m<sup>3</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, 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 m<sup>3</sup>** – przyjmując cenę netto gazu 0,5 zł/m<sup>3</sup> (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/tCO<sub>2</sub>**. 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
<b>RAZEM</b>	-	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
<b>RAZEM</b>	-	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 CO<sub>2</sub>/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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub> 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 m<sup>3</sup>, co dałoby dodatkowy przychód rzędu 500 mln PLN. Otrzymujemy w tym przypadku jednostkowy koszt składowania wynoszący około **8-9 euro/tCO<sub>2</sub>**. 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 monitoringu, infrastruktura naziemna (w tym do oczyszczania węglowodorów)	2-5	300 000 000
Odbiór (nadzór/testowanie)	5-6	3 000 000
<b>RAZEM</b>	-	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 górniczego (etap zamknięcia)	5-35 (zatłaczanie)	200 000 000
	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
<b>RAZEM</b>	-	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 CO<sub>2</sub>/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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, 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/tCO<sub>2</sub>**. 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
<b>RAZEM</b>	-	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
<b>RAZEM</b>	-	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/tCO<sub>2</sub>** 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 CO<sub>2</sub> (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 CO<sub>2</sub> 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/tCO<sub>2</sub>**; zaś dla pełnego łańcucha CCS – rzędu **58-64 euro/tCO<sub>2</sub>**; 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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>. W takim przypadku, z uwagi na fakt, że nie mamy w Polsce naturalnych „składowisk”/złóż CO<sub>2</sub>, ani też dużych złóż gazu o znacznej zawartości dwutlenku węgla, najbardziej rekomendowanym źródłem CO<sub>2</sub> dla ewentualnych przyszłych projektów CCS/CCUS (najlepiej CO<sub>2</sub>-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/tCO<sub>2</sub>**, pod warunkiem dostępności strumienia CO<sub>2</sub> o odpowiedniej wielkości, zaś w przypadku, gdy źródłem CO<sub>2</sub> byłaby instalacja wychwytu po spalaniu w elektrowni to koszt ten byłby rzędu **68-76 euro/tCO<sub>2</sub>**; **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 CO<sub>2</sub> (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/tCO<sub>2</sub>** (Tymowski i in., 2010) co dałoby np. dla scenariusza nr 2 teoretyczny koszt jednostkowy pełnego łańcucha CCS rzędu **38 euro/tCO<sub>2</sub>**. 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> (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).

## **Zadanie 6 - Koordynacja prac, wymiana doświadczeń i prezentacja wyników**

### ***6.1 Raport końcowy - opracowanie syntetycznego raportu końcowego obejmującego wyniki zadań 1-5***

Zespół wykonawców niniejszego przedsięwzięcia spotykał się w miarę potrzeb w Warszawie i Wrocławiu (4 delegacje krajowe) celem uzgodnienia zakresu prac realizowanych w ramach poszczególnych podzadań, podsumowania prac dotychczas wykonanych i wkładu do raportu końcowego.

W II kwartale 2016 r. sporządzono i przekazano do Ministerstwa Środowiska szczegółowe sprawozdanie z dotychczas realizowanych prac, obejmujące skrótową, roboczą wersję raportów z poszczególnych zadań, za okres od początku realizacji przedsięwzięcia do połowy 2016 r. Raporty te sukcesywnie aktualizowano i uzupełniano/poszerzano w miarę gromadzenia i opracowywania nowych informacji (są to rozdziały niniejszego opracowania).

W II półroczu 2017 r. opracowano finalną wersję raportów z poszczególnych zadań, składających się na sprawozdanie końcowe (niniejsze opracowanie; jego rozdziały to sprawozdania/raporty z poszczególnych zadań). Niniejsze sprawozdanie przedstawia stan wiedzy w przedmiotowym zakresie podany na grudzień 2017r.

## **6.2 Kontakty i wymiana doświadczeń z zaangażowanymi w tej dziedzinie podmiotami zagranicznymi i krajowymi (udział w konferencjach i seminariach)**

W ramach przedsięwzięcia utrzymywano kontakty i wymianę doświadczeń z zaangażowanymi w tej dziedzinie podmiotami zagranicznymi - międzynarodowymi sieciami badawczo-rozwojowymi, naukowymi (ENeRG; BASREC CCS; CO2GeoNet – członkami sieci są głównie europejskie służby geologiczne), biorąc udział w pracach tych sieci, w tym w czterech spotkaniach roboczych/seminariach (z których trzy były połączone z konferencjami).

Obejmowało to udział w następujących spotkaniach/seminariach/konferencjach zagranicznych organizowanych przez wspomniane międzynarodowe sieci badawczo-rozwojowe, naukowe:

1. Spotkanie międzynarodowej sieci BASREC, 22-30.04.2016, w Tallinie, Estonia – konferencja "Baltic Carbon Forum 2015", poświęcona problematyce składowania CO<sub>2</sub> pod dnem Bałtyku (delegacja 1 osoby).

2. Seminarium międzynarodowej sieci międzynarodowej sieci badawczo-rozwojowej, naukowej CO2GeoNet, połączone z konferencją (CO2GeoNet Open Forum, Wenecja, Włochy, 11-13.05.15; delegacja 1 osoby). Przedmiotem spotkania była problematyka CCS w Europie i na świecie, w tym projektów badawczych, pilotażowych, demonstracyjnych i komercyjnych CCS.

3. Spotkanie międzynarodowej sieci badawczo-rozwojowej, naukowej CO2GeoNet (16.03.16) oraz spotkanie międzynarodowej sieci badawczo-rozwojowej, naukowej ENeRG (European Research Network in Geoenergy) (17.03.16) (w obu przypadkach delegacja 1 osoby do Lublany, Słowenia). Przedmiotem spotkania międzynarodowej sieci badawczo-rozwojowej, naukowej CO2GeoNet były zagadnienia geologicznego składowania i wykorzystania CO<sub>2</sub> natomiast spotkania międzynarodowej sieci badawczo-rozwojowej, naukowej ENeRG (European Research Network in Geoenergy) - zagadnienia geologicznego składowania i wykorzystania CO<sub>2</sub> oraz magazynowania nośników energii w strukturach geologicznych.

4. Seminarium międzynarodowej sieci badawczo-rozwojowej, naukowej CO2GeoNet, połączone z konferencją (CO2GeoNet Open Forum, Wenecja, Włochy, 9-11.05.16; delegacja 1 osoby). Przedmiotem spotkania była problematyka CCS w Europie i na świecie, w tym projektów badawczych, pilotażowych, demonstracyjnych i komercyjnych CCS. W

trakcie spotkania wygłoszono referat dotyczący problematyki składowania CO<sub>2</sub> pod dnem Bałtyku.

Ponadto w dniach 23-28.04.2017r. wzięto udział w konferencji międzynarodowej "EGU General Assembly 2017" w Wiedniu, Austria, organizowanej przez European Geosciences Union i obejmującej całościową problematykę nauk geologicznych (stosowanych, tzn. dotyczących wykorzystania zasobów Ziemi). Uczestniczono w sesjach referatowych i posterowych dotyczących projektów pilotażowych CCS oraz wspomaganie wydobywania gazu przez zatłaczanie CO<sub>2</sub> (delegacja 1 osoby).

Wzięto także udział w trzech konferencjach międzynarodowych obejmujących problematykę CCS, zorganizowanych w Polsce (Kraków, Katowice, Warszawa):

1. Konferencja i szkoła letnia projektu unijnego (7PR) CO<sub>2</sub>TRIP koordynowanego przez Politechnikę Częstochowską, pn. "Advanced CO<sub>2</sub> Capture Technologies for Clean Coal Energy Generation" w dniu 6.07.2015 w Krakowie (delegacja 1 osoby). Wygłoszono referat omawiający projekty badawcze w obszarze geologicznego składowania dla Polski.
2. Konferencja „Green Industry Innovation Programme in Poland. Polish Norwegian Partnership in Projects” w dniach 17-18.03.2016r. w Katowicach (delegacja 1 osoby) dotycząca m.in. finansowania ze środków unijnych i funduszy norweskich prac badawczo-rozwojowych w zakresie energii i transportu.
3. Konferencja „World Clean Coal Conference, Poland 2016” w dniach 20-21.04.2016r. w Warszawie, poświęcona zagadnieniom czystych technologii węglowych (udział 2 osób z PIG-PIB), gdzie ponadto wygłoszono referat podsumowujący projekty badawcze w obszarze geologicznego składowania dla Polski, w szczególności dotyczące wykorzystania CO<sub>2</sub> do produkcji surowców energetycznych.

Oprócz tego wzięto udział w seminarium – spotkaniu roboczym Polskiej Platformy Czystych Technologii Węglowych (zrzeszającej kluczowe polskie firmy energetyczne; w tym PGE i spółki zależne, Tauron, Enea i PGNiG Termika; zapraszani są też przedstawiciele jednostek naukowych oraz ministerstw), które odbyło się w dniach 7-8 grudnia 2017 r. w Katowicach

oraz w Elektrowni Łaziska (Tauron Wytwarzanie S.A.). Spotkanie było poświęcone problematyce czystych technologii węglowych, w tym technologiom wychwytu i przemysłowej utylizacji dwutlenku węgla (jak np. produkcja gazu syntetycznego – „fabryka” metanu).

W sumie uczestniczono w 4 konferencjach zagranicznych i 3 krajowych (oraz seminariach/spotkaniach roboczych, zagranicznych i krajowych).

### **6.3 Opracowanie strony www projektu wraz z treścią**

Niniejsze podzadanie dotyczy prezentacji postępów prac i wyników projektu w formie strony www projektu KAPSCO2 (<http://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/bin/view/KAPS/WebHome>) obejmującej aplikację GIS/WebGIS, bazę informacji o aktywnych dużych projektach CCS/CCUS na świecie oraz raport końcowy/sprawozdanie (czyli niniejsze opracowanie, będące sumą raportów cząstkowych z poszczególnych zadań), jak również podstawowe informacje o projekcie.

W ramach podzadania **1.2** opracowano warstwy numeryczne GIS przedstawiające (m.in.) lokalizację, status i typ projektów CCS/CCUS na świecie (**Rys. 1.2**), tzn. podstawowe informacje dotyczące aktualnie aktywnych projektów wybrane z bazy (**Załącznik A**). Warstwy te były sukcesywnie aktualizowane i uzupełniane w miarę gromadzenia i opracowywania nowych informacji (w szczególności dotyczyło to warstwy obejmującej duże projekty CCS/CCUS, tzn. projekty demonstracyjne i komercyjne). Na ich podstawie została opracowana aplikacja GIS/WebGIS. W wersji *offline* aplikacja ta została opracowana jako projekt programu GIS, zarchiwizowany na DVD (katalog /ccsw). Wersja *online* aplikacji (zamieszczona na stronie projektu [KAPSCO2](#)), po wszechstronnym przetestowaniu, została finalnie opracowana z wykorzystaniem biblioteki OpenLayers ([aplikacja GIS/WebGIS OpenLayers](#)). Dodatkowo na stronie projektu [KAPSCO2](#) zamieszczono wersję aplikacji *online* opracowanej z wykorzystaniem serwisu [Google Maps](#) (dla uboższego zakresu informacji, za to oznaczono różnymi kolorami stopień zaawansowania projektu).

Zamieszczona także na stronie projektu KAPS aktualna [baza projektów CCS/CCUS](#), zawiera informacje dotyczące aktywnych dużych projektów CCS/CCUS (demonstracyjnych i komercyjnych) oraz wybranych projektów pilotażowych (patrz **Zadanie 1**). Jest ona podzbiorem całościowej bazy – (**Załącznik A** - zarchiwizowany na DVD - katalog /baza), obejmującej wszystkie projekty CCS/CCUS zinwentaryzowane w latach 2015-2017, z pominięciem projektów anulowanych (lub o niepewnym statusie). Zakres informacji podanych w bazie zamieszczonej na stronie niniejszego projektu jest analogiczny jak w przypadku aplikacji GIS/WebGIS (tzn. scharakteryzowane są aktualnie aktywne duże projekty CCS/CCUS oraz wybrane projekty pilotażowe).

## Podsumowanie

Technologia CCS zasadniczo wyrosła z projektów wspomaganie wydobywania ropy naftowej (EOR) realizowanych w USA od 1972 roku. Przez dziesięciolecia do wspomaganie wydobywania ropy naftowej wykorzystywano dwutlenek węgla występujący w naturalnych "złożach", przelatując go z jednych struktur geologicznych do innych struktur geologicznych, względnie wykorzystywano do tego celu CO<sub>2</sub> pochodzący z oczyszczania gazu ziemnego (ze złóż gazu ziemnego ze znaczną domieszką dwutlenku węgla), a w późniejszym czasie także „antropogeniczny” dwutlenek węgla otrzymywany ze spalania paliw kopalnych i innych procesów przemysłowych.

Aktualnie funkcjonujące lub będące w trakcie uruchamiania, demonstracyjne i komercyjne projekty CCS/CCUS (w sumie 21 projektów), wykorzystujące „antropogeniczny” CO<sub>2</sub>, zlokalizowane są na terenach USA, Kanady, Australii, Arabii Saudyjskiej, Chin, Brazylii i Norwegii (Morze Północne i Barentsa). Większość z tych projektów (15 z 21) obejmuje wspomaganie wydobywania ropy naftowej (przeważnie na lądzie, tylko w jednym przypadku na morzu), co podnosi znacząco opłacalność ekonomiczną przedsięwzięcia. Zatlaczanie do formacji solankowych (6 z 21 projektów) prowadzi się zarówno na lądzie jak i pod dnem morza (odpowiednio 4 i 2 projekty), przy czym związane jest to przeważnie z działalnością przemysłu naftowego (4 z 6 projektów; 4 dotyczące oczyszczania gazu ziemnego z domieszki CO<sub>2</sub> *in situ* oraz przetwarzania piasków bitumicznych, pozostałe 2 projekty obejmują składowanie dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych (Kanada) i procesów przemysłowych (USA)).

W przypadku sczerpanych złóż węglowodorów, produkujących gaz ziemny i/lub ropę naftową (często) przez dziesiątki lat, rozpatrywane struktury geologiczne są na ogół bardzo dobrze rozpoznane otworami i badaniami geofizycznymi. Z punktu widzenia bezpieczeństwa składowania nie ma istotnej różnicy pomiędzy wykorzystaniem sczerpanych złóż węglowodorów czy to na lądzie czy pod dnem morza (w obu przypadkach mamy naturalne pułapki, które przechowały węglowodory przez miliony lat). Ponadto istotny jest fakt, że w przypadku sczerpanych złóż węglowodorów zatlaczanie dwutlenku węgla pozwala przywrócić (obniżone skutkiem produkcji węglowodorów) ciśnienie złożowe do wartości bliższych ciśnieniu pierwotnemu. Zatlaczanie CO<sub>2</sub> do poziomów solankowych podnosi ciśnienie złożowe w kompleksie składowania, co wiąże się z ryzykiem migracji płynów złożowych (nie tylko dwutlenku węgla, także solanki) do użytkowych poziomów wodonośnych, wyraźnie większym niż w przypadku sczerpanych złóż węglowodorów. Stąd 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.

Główną pozycję kosztów projektów CCS/CCUS stanowią nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji dla instalacji wychwytu (i sprężania dwutlenku węgla kierowanego z nich do rurociągu). Koszt wychwytywania dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych w instalacjach energetycznych jest 3-4 krotnie wyższy niż koszt pozyskiwania CO<sub>2</sub> występującego w naturalnych "złożach" lub pozyskiwanego z procesów przemysłowych takich jak oczyszczanie gazu ziemnego, gazyfikacja węgla czy ewentualnie produkcja nawozów sztucznych. W Polsce mamy potencjalnie taki przypadek w zakładach chemicznych, gdzie produkuje się nawozy sztuczne i amoniak, a produktem ubocznym jest stosunkowo czysty strumień dwutlenku węgla (proces Habera-Boscha). Są to w szczególności zakłady chemiczne w obrębie Grupy Azoty. Spośród nich aktualnie tylko w Kędzierzynie wychwytywana jest niewielka część strumienia dwutlenku węgla i wykorzystywana, po dalszym oczyszczeniu, do celów przemysłu spożywczego. Obiecujące mogłyby być również przedsięwzięcia w rodzaju planowanej niegdyś elektrowni poligeneracyjnej PKE/ZAK w Kędzierzynie z usuwaniem CO<sub>2</sub>. Otrzymywany dwutlenek węgla mógłby być zarówno składowany (najlepiej w ramach EOR) jak i utylizowany przemysłowo, np. do produkcji gazu syntetycznego, syntetycznych paliw płynnych, metanolu i tworzyw sztucznych oraz nawozów sztucznych.

Z uwagi na fakt, że w budżecie projektów CCS/CCUS przeważa wychwyty (i sprężanie) dwutlenku węgla, analizowane przykładowe scenariusze dla projektów CCS/CCUS w warunkach polskich wskazują, że koszt jednostkowy projektu (przeliczony na tonę CO<sub>2</sub>) zależy w największym stopniu od wielkości rozpatrywanego projektu (tzn. globalnej ilości wychwytywanego i składowanego CO<sub>2</sub> – im większa, tym koszt jednostkowy niższy). Poza tym składowanie pod dnem morza jest wyraźnie droższe niż na lądzie. Natomiast składowanie w szcerpanych złożach węglowodorów, powiązane ze wspomaganiami wydobycia, przynosi przychody z tytułu dodatkowej produkcji węglowodorów, zwłaszcza jeśli chodzi o złoża ropy naftowej.

W związku z tym ewentualne, ekonomicznie uzasadnione zastosowanie technologii CCS/CCUS na skalę przemysłową w Polsce w najbliższej przyszłości wiązałoby się z wykorzystaniem jako składowisk w miarę dużych złóż węglowodorów oraz relatywnie taniego strumienia dwutlenku węgla (np. zakłady chemiczne wykorzystujące proces Habera-Boscha, lub elektrownie poligeneracyjne wraz z przemysłową utylizacją CO<sub>2</sub>).

## Literatura

Alberta Government, 2013. Carbon Capture and Storage, Summary Report of the Regulatory Framework Assessment. Crown in the Right of the Province of Alberta, as represented by the Minister of Energy, Edmonton, Alberta, Canada (raport dostępny na stronie [www.solutionsstarthere.ca](http://www.solutionsstarthere.ca)).

Alnes H., Eiken O., Nooner S., Sasagawa G., Stenvold T., Zumberge M., 2011. Results from Sleipner gravity monitoring: updated density and temperature distribution of the CO<sub>2</sub> plume. Energy Procedia 4 (2011) 5504-5511.

Brock V., 2014. CO<sub>2</sub> Sourcing Update, Kinder Morgan CO<sub>2</sub>. Presented at the 20th Annual CO<sub>2</sub> Flooding Conference December 11-12, 2014 Midland, Texas.

Brydie J., Jones D., Jones J.P., Perkins E., Rock L., Taylor E., 2014. Assessment of Baseline Groundwater Physical and Geochemical Properties for the Quest Carbon Capture and Storage Project, Alberta, Canada. Energy Procedia 63 ( 2014 ) 4010-4018.

CCS Cost Network, 2016. Proceedings of CCS Cost Network 2016 Workshop. 23-24 March 2016, Cambridge Massachusetts, USA, IEA (raport dostępny na stronie [GCCSI](http://GCCSI.org)).

CCSNetwork.eu, 2012. Lessons learned from the Jämschwalde project Summary report. A European CCS Demonstration Project Network Report. Knowledge Sharing Event Cottbus, May 2012.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006.

Eiken O., Ringrose P., Hermanrud C., Nazarian B., Torp T.A., Høier L., 2011. Lessons Learned from 14 years of CCS Operations: Sleipner, In Salah and Snøhvit. Energy Procedia 4 (2011) 5541–5548.

Eppink J., Heidrick T.L., Alvarado R., Marquis M., DiPietro P., Wallace R., 2014. Subsurface Sources of CO<sub>2</sub> in the Contiguous United States, Volume 1: Discovered Reservoirs. March 5, 2014. DOE/NETL-2014/1637 Working Paper.

Flett M., Brantjes J., Gurton R., McKenna J., Tankersley T. Trupp M., 2009. Subsurface development of CO<sub>2</sub> disposal for the Gorgon Project. *Energy Procedia* 1 (2009) 3031–3038.

Gavenas E., Rosendahl K.E & Skjerpen T., 2015, CO<sub>2</sub>-emissions from Norwegian oil and gas extraction. Discussion Papers, Statistics Norway Research Department, No. 806, April 2015 (raport dostępny na stronie <https://www.ssb.no/en/>).

Greenberg S.E., 2015. Lessons Learned from the Illinois Basin – Decatur Project: Integration of Deep Saline CO<sub>2</sub> Storage into the Value Chain. Prezentacja z konferencji 10th CO<sub>2</sub>GeoNet Open Forum May 11-12, 2015, Venice, Italy (dostępna na stronie [conference.co2geonet.com](http://conference.co2geonet.com)).

Huizeling E. & van der Weijde G., 2011. ROAD CCS non-confidential FEED study report: special report for the Global Carbon Capture and Storage Institute. ROAD | Maasvlakte CCS Project C.V. November 20. Global Carbon Capture and Storage Institute Limited 2011 Canberra, Australia (raport dostępny na stronie [www.globalccsinstitute.com](http://www.globalccsinstitute.com)).

Irlam L., 2017. Global Costs of Carbon Capture and Storage – 2017 Update. GCCSI Ltd, June 2017 (raport dostępny na stronie <http://www.globalccsinstitute.com>).

Korre A., Delprat-Jannaud F., Welkenhuysen K., Piessens K., Falus G., Vähäkuopus T., Poulsen N., Wickström L., Alexandra D., Vincent C. J., Car M., Wójcicki A., Arts R., Vit H., Martinez R., Komatina S., Akervoll I., Brüstle A. K., Götzl G., Brikmane B., Hatzignatiou D., 2014. State-of-the-art of directives and regulatory regimes related to operational and safety risks. CGS Europe Key Report, 2014. January 2014, 109p.

Lubaś J., Szott W., 2010. 15-year experience of acid gas storage in the natural gas structure of Borzęcin – Poland. *Nafta-Gaz*, Rok. LXVI, nr 5/2010, p.333-338.

Lubaś J. (red.), 2012. Program wspomaganie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO<sub>2</sub>. Praca realizowana na zlecenie Ministerstwa Środowiska i sfinansowana ze środków NFOŚiGW. Archiwum INiG-PIB, Kraków (dokumentacja niepublikowana, numer archiwalny 6898).

Lubaś J., Szott W., Wójcicki A., 2015. Wspomaganie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z polskich złóż z wykorzystaniem CO<sub>2</sub> i jego równoczesną sekwestracją. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego* 465: 45–56, 2015 r.

Melzer L.S., 2012. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO<sub>2</sub> EOR): Factors Involved in Adding Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) to Enhanced Oil Recovery. Melzer Consulting, Midland TX, USA, February 2012.

McCoy S., 2014. Carbon Capture and Storage: Legal and Regulatory Review. Edition 4. OECD/IEA.

NETL, 2017. Best Practices: Monitoring, Verification, and Accounting (MVA) for Geologic Storage Projects. DOE/NETL-2017/1847 (dostępne na stronie: [www.netl.doe.gov](http://www.netl.doe.gov)).

Parsons Brinckerhoff, 2012. Development of a Measurement, Monitoring and Verification Technical Framework for Geological Storage of CO<sub>2</sub> in Australia: Feedback Report. GCCSI Ltd., Canberra, Australia (raport dostępny na stronie: [www.globalccsinstitute.com](http://www.globalccsinstitute.com))

PTRC, 2015. Aquistore, CO<sub>2</sub> Storage At The World's First Integrated CCS Project. GCCSI Ltd., 2015 (raport dostępny na stronie [hub.globalccsinstitute.com](http://hub.globalccsinstitute.com)).

Rabben T.E. & Ursin B., 2011. AVA inversion of the top Utsira Sand reflection at the Sleipner field. GEOPHYSICS, 76(3), C53-C63.

Ringrose P.S., Mathieson A.S., Wright I.W., Selama F., Hansen O., Bissell R., Saoula N., Midgley J., 2013. The In Salah CO<sub>2</sub> storage project: lessons learned and knowledge transfer. Energy Procedia 37 ( 2013 ) 6226– 6236.

Rütters, H., Möller, I., May, F., Flornes, K., Hladik, V., Arvanitis, A., Gülec, N., Bakiler, C., Dudu, A., Kucharic, L., Juhojuntti, N., Shogenova, A., Georgiev, G. 2013. State-of-the-art of monitoring methods to evaluate storage site performance. CGS Europe Key Report, 2013. May 2013, 109p.

Shaanxi Yanchang Petroleum, 2017. China-Australia CCUS Integrated International Cooperation Demonstration Project. Monitoring Technology for CO<sub>2</sub> Geological Sequestration in Ultra-Low Permeability Reservoir of Yanchang Petroleum. GCCSI & Shaanxi Yanchang Petroleum (Group), Co., Ltd, 2015 (raport dostępny na stronie [hub.globalccsinstitute.com](http://hub.globalccsinstitute.com)).

Shell, 2010. Quest Carbon Capture and Storage Project – Measurement, Monitoring and Verification Plan, Shell Canada Limited, Calgary, Alberta, November 2010 (załącznik do raportu oddziaływania na środowisko).

Sutor E., Tchórz J., 2009. Kędzierzyn Project – Polygeneration Power Plant with CO<sub>2</sub> reduction (prezentacja z konferencji IEA w Ministerstwie Gospodarki, Warszawa, 18.06.2009).

Sutor E., Tchórz J., 2010. Projekt Kędzierzyn – Elektrownia Poligeneracyjna z usuwaniem CO<sub>2</sub>, Platforma Współpracy (prezentacja z konferencji PKE/Tauron Katowice, 01.06.2010).

Tymowski H., Tchórz J. Pieter M., 2010. Zeroemisyjny kompleks energochemiczny, Europejskie przedsięwzięcie Konsorcjum PKE S.A. – ZAK S.A. Energetyka nr 08/2010, pp. 544-555.

Wallace M., Goudarzi L., Callahan K., Wallace R., 2015. A Review of the CO<sub>2</sub> Pipeline Infrastructure in the U.S. April 21, 2015. DOE/NETL-2014/1681.

White S.P., Allis R.G., Moore J., Chidsey T., Morgan C., Gwynn W., Adams M., 2001. Natural CO<sub>2</sub> Reservoirs on the Colorado Plateau and Southern Rocky Mountains: Candidates for CO<sub>2</sub> Sequestration. Carbon Sequestration Project: Reactive, Multi-phase Behavior of CO<sub>2</sub> in Saline Aquifers beneath the Colorado Plateau. Funded by The Department of Energy's National Energy Technology Laboratory (NETL).

van der Voort N., Vanclay F., 2015. Social impacts of earthquakes caused by gas extraction in the Province of Groningen, The Netherlands. Environmental Impact Assessment Review 50 (2015) 1-15.

Walosik J., Petrys T., 2009. Widmo katastrofy ekologicznej w Borzęcinie (Gmina Żmigród, Województwo Dolnośląskie). Europejskie Stowarzyszenie Ochrony Środowiska, Kraków 9 stycznia 2009 (elaborat dostępny na stronie: <http://www.esos.org.pl/>).

Whittaker S., 2010. IEA GHG Weyburn-Midale CO<sub>2</sub> Storage & Monitoring. Prezentacja dostępna na stronie: [www.netl.doe.gov](http://www.netl.doe.gov).

Wójcicki A. (red.), 2013. Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO<sub>2</sub> wraz z ich programem monitorowania, Raport końcowy oraz raport podsumowujący (ostatni w języku polskim i angielskim). Dostępne na stronie projektu: <http://skladowanie.pgi.gov.pl/>.

ZEP, 2011a. The Costs of CO<sub>2</sub> Capture, Transport and Storage. Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Brussels, Belgium, July 2011 (raport dostępny na stronie [www.zeroemissionsplatform.eu](http://www.zeroemissionsplatform.eu)).

ZEP, 2011b. The Costs of CO<sub>2</sub> Capture. Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Brussels, Belgium, July 2011 (raport dostępny na stronie [www.zeroemissionsplatform.eu](http://www.zeroemissionsplatform.eu)).

ZEP, 2011c. The Costs of CO<sub>2</sub> Transport. Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Brussels, Belgium, July 2011 (raport dostępny na stronie [www.zeroemissionsplatform.eu](http://www.zeroemissionsplatform.eu)).

ZEP, 2011d. The Costs of CO<sub>2</sub> Storage. Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Brussels, Belgium, July 2011 (raport dostępny na stronie [www.zeroemissionsplatform.eu](http://www.zeroemissionsplatform.eu)).

Zhou Z., Ballentine C. J., Schoell M., Stevens S.H., 2012. Identifying and quantifying natural CO<sub>2</sub> sequestration processes over geological timescales: The Jackson Dome CO<sub>2</sub> Deposit, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta* Volume 86, 1 June 2012, Pages 257-275.

### **Strony www:**

Carbon Sequestration Leadership Forum: <https://www.cslforum.org/cslf/>

CO<sub>2</sub>GeoNet: <http://www.co2geonet.com/home/>

The European CCS Demonstration Project Network: <http://ccsnetwork.eu/content/ccs-projects>

The European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP): <http://www.zeroemissionsplatform.eu/>

Global CCS Institute: <http://www.globalccsinstitute.com/>

Global CCS Institute – raport roczny – The Global Status of CCS, 2017: <http://status.globalccsinstitute.com>

Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents:

GD1: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/1c2eee9f-83fb-4d3a-9dfe-43f85defd39f/language-en>

GD2: <http://www.zeroemissionsplatform.eu/news/news/673-ec-guidance-documents-for-implementation-of-ccs-directive.html>

GD3:

[https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/lowcarbon/ccs/implementation/docs/gd3\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/lowcarbon/ccs/implementation/docs/gd3_en.pdf)

GD4: <https://publications.europa.eu/pl/publication-detail/-/publication/35133f89-3c84-4d6e-b87b-8dfde0e0dec5>

International Energy Agency: <https://www.iea.org/topics/ccs/>

Kinder Morgan (operator rurociągów CO<sub>2</sub> w środkowo-zachodniej części USA):  
[www.kindermorgan.com](http://www.kindermorgan.com)

Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami: [www.kobize.pl](http://www.kobize.pl)

Ministerstwo Energii Stanu Alberta, Kanada: [www.energy.alberta.ca](http://www.energy.alberta.ca)

Ministerstwo Energii RP:

<http://www.me.gov.pl/Ropa+i+gaz/Statystyka+ryнку+naftowego+i+paliwowego>

MIT Carbon Capture & Sequestration Technologies Program: <https://sequestration.mit.edu/>

Procesy Inwestycyjne: <http://www.proinwestycje.pl>

Program Quantum GIS: <http://quantum-gis.pl/pliki>

Projekt unijny (7 Program Ramowy) CGS Europe: <http://www.cgseurope.net/>

Safe Drinking Water Act, 1974: <https://www.epa.gov/sdwa>

Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy (i technologiczny, jako aneks do tegoż raportu)/przeгляд ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole: [ste-silesia.org/ELO](http://ste-silesia.org/ELO)

Zero Emission Resource Organisation: <http://www.zeroco2.no/>

## Spis ilustracji

**Rys. 1.1** Infrastruktura przesyłowa i produkcyjna CO<sub>2</sub>-EOR w USA (za Wallace i in., 2015).

**Rys. 1.2** Projekty CCS/CCUS aktualnie realizowane na świecie – stan na koniec 2017 roku (a - mapa przeglądowa; b - atrybuty warstwy numerycznej dla przykładowego projektu; kółka oznaczają duże projekty, gwiazdki – projekty pilotażowe).



## Spis tabel

**Tabela 4.1** Orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS dla projektów demonstracyjnych obejmujących instalacje energetyczne opalane węglem, transport CO<sub>2</sub> rurociągami oraz składowanie w różnych typach struktur geologicznych.

**Tabela 4.2** Orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS dla projektów komercyjnych obejmujących instalacje energetyczne opalane węglem, transport CO<sub>2</sub> rurociągami oraz składowanie w różnych typach struktur geologicznych.

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

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

**Tabela 5.1.3** Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 2 (szczerpane złoża gazu na lądzie).

**Tabela 5.1.4** Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 2 (szczerpane złoża gazu na lądzie).

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

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

**Tabela 5.1.7** Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 4 (szczerpane złoża ropy na morzu).

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

# **SPIS ZAŁĄCZNIKÓW**

**Załącznik A - Baza projektów CCS**

**Załącznik B - Zagadnienia (bezpieczeństwa) składowania dla projektów CCS**  
*(uzupełnienie do bazy – Załącznika A)*