



Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy

Państwowa służba geologiczna
Państwowa służba hydrogeologiczna

ZADANIE KAPS CO₂: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS



Warszawa 2020

ZADANIE KAPS CO2: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS

WYKONAWCY

dr inż. Adam Wójcicki
(główny wykonawca, koordynator)
mgr inż. Teresa Adamczak-Biały
mgr Jolanta Duczmańska-Kłonowska
dr Anna Feldman-Olszewska
dr hab. Marek Jarosiński
dr Maciej Kłonowski
prof. dr hab. Grzegorz Pieńkowski
mgr inż. Michał Roman
dr inż. Marcin Słodkowski
mgr Katarzyna Sobień
dr Maria Waksmundzka
dr hab. Hubert Wierzbowski

WARSZAWA 2020

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](#)), dostępne informacje charakteryzujące warunki geologiczne składowania CO₂ oraz główne czynniki ryzyka i/lub sposoby nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania dla (w sumie) **91** projektów. Jednak nie zawsze były dostępne informacje wystarczające do przeprowadzenia tych analiz zgodnie z ww. wytycznymi. Rozpatrywane projekty znajdowały się na różnych etapach realizacji, tzn. funkcjonowania, rozruchu, budowy/realizacji oraz prac studialnych czy też koncepcji, z czego m.in. wynikał rozmaity stopień rozpoznania istniejących lub planowanych składowisk dwutlenku węgla w przypadku poszczególnych projektów. Szereg projektów zostało w trakcie realizacji niniejszego przedsięwzięcia anulowanych lub wstrzymanych (i niektóre stawały się ponownie aktywne lub definitywnie anulowane), pojawiło się też wiele nowych projektów. 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 2020 – [Global Status of CCS, 2020](#)).

W oparciu o analizę dokumentów Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#) **można podać następujące zagadnienia dotyczące warunków geologicznych składowania CO₂:**

- opcje składowania (poziomy solankowe i złoża węglowodorów);
- (wstępny) wybór miejsc składowania (dostępność danych, budowa geologiczna i ryzyka geologiczne, możliwe konflikty interesów oraz dostępność strumienia CO₂);
- modele geologiczne kompleksu składowania umożliwiające ocenę wykonalności i bezpieczeństwa składowania.

Z analizy dokumentów 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 CO₂ (i ew. solanki bądź węglowodorów) poza kompleks składowania, w tym do wód użytkowych i na powierzchnię terenu (naturalne drogi ucieczki, odwierty);
- jakość uszczelnienia (parametry: miąższość, integralność, skład mineralny skał, kapilarne ciśnienie przebicia);
- zagrożenie sejsmicznością (mogące ewentualnie doprowadzić do powstania nowych dróg ucieczki CO₂).

Natomiast jeśli chodzi o kryteria klasyfikacji ryzyka to można wymienić następujące:

- charakterystyka możliwych zagrożeń (w szczególności, jakie istnieją możliwości wycieku CO₂ 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).

Warunki geologiczne i czynniki ryzyka dla zinwentaryzowanych projektów CCS

W ramach prac zgromadzono m.in. informacje na temat wyboru miejsc składowania i budowy geologicznej wykorzystywanych/potencjalnych składowisk, jak również informacje dotyczące analiz ryzyka wiążącego się ze składowaniem CO₂ 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 CO₂ zamieszczone są w **Załączniku B**. Informacje te były często, 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 CO₂ (CO₂-EOR) mamy permanentne składowanie dwutlenku węgla) są na ogół bardzo ogólnikowe, a jednocześnie opcja ta generalnie wiąże się z mniejszym ryzykiem geologicznym niż składowanie w poziomach solankowych.

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, zatłaczanie CO₂, pochodzącego z naturalnych „składowisk” oraz antropogenicznego, do szcerpanych złóż węglowodorów prowadzi się celem wspomagania wydobycia ropy naftowej od 1972 roku (najstarszy, ciągle funkcjonujący projekt CCS obejmujący zatłaczanie antropogenicznego CO₂ do celów EOR to Terrell Natural Gas Processing Plant, USA). Ponadto, zatłaczanie dwutlenku węgla do szcerpanego 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 i Vanclay, 2015).

W związku z powyższym przeanalizowano w szczególności dostępne informacje (Załącznik B) dla niżej wymienionych projektów, w których wykorzystuje się składowanie w poziomach solankowych (lub przewiduje się/przewidywano m.in. wykorzystanie tej opcji).

W przypadku **7** projektów funkcjonujących w chwili obecnej lub zakończonych:

- Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage, Kanada;
- Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia;
- Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA;
- In Salah CO₂ Storage, Algieria (zakończony);
- Quest, Kanada;
- Sleipner CO₂ Storage, Norwegia;
- Snøhvit CO₂ Storage, Norwegia.

W przypadku **13** projektów uruchamianych i w budowie/realizacji, aktywnych, rzadziej anulowanych (do tej kategorii należą ponadto 4 niewymienione tu projekty, dla których nie były dostępne informacje niezbędne do przeprowadzenia analiz):

- CarbonNet, Australia;
- CarbonSAFE Illinois – Macon County, USA;
- Don Valley Power Project, Wielka Brytania;
- Gerald Gentleman Station Carbon Capture, USA;
- Hydrogen Energy California Project (HECA), USA;

- Integrated Midcontinent Stacked Carbon Storage Hub, USA;
- Langskip CCS - Brevik Norcem, Norwegia;
- Langskip CCS - Fortum Oslo Varme, Norwegia;
- Project Tundra, USA;
- San Juan Generating Station Carbon Capture, USA;
- Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada;
- Wabash CO2 Sequestration, USA;
- White Rose CCS Project, Wielka Brytania.

W przypadku **18** projektów na etapie prac studialnych, aktywnych, rzadziej anulowanych (do tej kategorii należy ponadto 5 niewymienionych tu projektów, dla których nie były dostępne informacje niezbędne do przeprowadzenia analiz):

- Acorn Scalable CCS Development, Wielka Brytania;
- C.GEN North Killingholme Power Project, Wielka Brytania;
- Caledonia Clean Energy, Wielka Brytania;
- China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration, Chiny;
- Drax BECCS Project, Wielka Brytania;
- Dry Fork Integrated Commercial Carbon Capture and Storage (CCS), USA;
- Huaneng GreenGen IGCC Large-scale System (Phase 3), Chiny;
- HyNet North West, Wielka Brytania;
- Indiana Gasification, USA;
- Net Zero Teesside - CCGT Facility, Wielka Brytania;
- Northern Gas Network H21 North of England, Wielka Brytania;
- Korea-CCS 1, Republika Korei;
- Korea-CCS 2, Republika Korei;
- Net Zero Teeside (d. Teesside Collective Project), Wielka Brytania;
- Project ECO2S: Early CO2 Storage Complex in Kemper County, USA;
- Shenhua Ningxia CTL, Chiny;
- Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny;

- South West Hub, Australia.

W przypadku **3** projektów w fazie koncepcji (do tej kategorii należy ponadto 1 niewymieniony tu projekt, dla którego nie były dostępne informacje niezbędne do przeprowadzenia analiz):

- Datang Daqing CCS Project, Chiny;
- NORCEM Cement, Norwegia;
- Nord CCS, Francja.

Do tego należałoby dodać 3 zarzucone od paru lat projekty planowane, w których rozpatrywano opcję składowania w poziomach solankowych, jednak praktycznie nie były dla nich dostępne informacje na temat warunków geologicznych dla składowania CO₂ (YiHe Coal plant, Chiny; Saline Joinche, Włochy; CO₂ solutions and EERC, USA).

W sumie mamy **41 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 i są dla nich dostępne informacje na temat warunków geologicznych dla składowania CO₂ (o różnym stopniu szczegółowości), czasami też informacje dotyczące oceny ryzyka składowania. Dla kolejnych 13 rozpatrywano opcję składowania w poziomach solankowych, ale brak było dla nich informacji niezbędnych do przeprowadzenia analiz.

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 **3** Carbon Capture and Storage, Kanada; rzadziej skały węglanowe – np. Nord CCS, Francja), jakie są typy pułapek (na ogół pułapki strukturalne, zwykle antykliny, rzadziej warstwy zapadające monoklinalnie – np. Acorn Scalable CCS Development, Wielka Brytania), 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂). 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 zatłaczania CO₂. 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 CO₂ mogą stanowić strefy uskokowe, co jest w pierwszej kolejności analizowane przy typowaniu lokalizacji składowiska (np. Indiana Gasification, USA), ponadto istotna jest ilość zatłaczanego CO₂ 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. Datang Daqing CCS Project, Chiny; Gerald Gentleman Station Carbon Capture, USA; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA).

Drugorzędne ryzyko wiąże się z występowaniem na obszarze składowiska CO₂ starych odwiertów – znaczna część z nich będzie prawdopodobnie wymagała ponownego zacementowania (np. CarboNet, Australia). Natomiast przy składowaniu pod dnem morza zasadnicze ryzyko dotyczy migracji CO₂ z kompleksu składowania ponad dno morza i oddziaływania na znajdujące się tam ekosystemy.

Ponadto, możliwe są konflikty interesów (na lądzie) odnośnie ewentualnego wykorzystania poziomów solankowych do celów geotermii (np. projekt Nord CCS, Francja) lub występowania ponad poziomem solankowym nieszczerpanych złóż węglowodorów (np. China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration, Chiny; Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny; Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada;) albo pokładów węgla (South West Hub, Australia; Wabash CO₂ Sequestration, USA).

Jeśli chodzi o klasyfikację ryzyka dla powyższych projektów to generalnie można stwierdzić, w oparciu o dostępne informacje, że możliwa jest ona w praktyce jedynie w przypadku projektów funkcjonujących, czy to od dłuższego czasu (np. Sleipner CO₂ Storage; długoletni monitoring i modelowania stwierdziły brak wycieków i wpływu na ekosystemy na dnie morza) czy też od niedawna (np. Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia; gdzie modelowania procesu zatłaczania dwutlenku węgla wskazywały raczej na ewentualny konflikt interesów związany z możliwością zanieczyszczenia pobliskich złóż gazu ziemnego przez CO₂ 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 CO₂ 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; **Załącznik B**) dla 35 dużych projektów, dla których wybrano jako jedyną opcję składowania w szcerpanych złożach węglowodorów/wspomaganie wydobywania (są to na ogół projekty EOR, rzadziej wykorzystujące szcerpane złoża gazu). Projekty, dla których rozpatrywane były opcje składowania zarówno w szcerpanych złożach węglowodorów/EOR jak i w poziomach solankowych omówiono wyżej (i również przeanalizowano dla nich, w miarę dostępności informacji, warunki geologiczne składowania CO₂ oraz ryzyka składowania).

W ramach tych prac zgromadzono informacje dla **16** projektów aktualnie funkcjonujących:

- Air Products Steam Methane Reformer, USA;
- Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries), ZEA;
- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO2 Stream, Kanada;
- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO2 Stream, Kanada;
- Century Plant, USA;
- CNPC Jilin Oil Field CO2 EOR, Chiny;
- Coffeyville Gasification Plant, USA;
- Enid Fertilizer, USA;
- Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada/USA;
- Lost Cabin Gas Plant, USA;
- Petra Nova Carbon Capture, USA;
- Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS, Brazylia;
- Qatar LNG CCS, Katar;
- Shute Creek Gas Processing Plant, USA;
- Terrell Natural Gas Processing Plant, USA;
- Uthmaniyah CO2-EOR Demonstration, Arabia Saudyjska;

12 projektów w trakcie uruchamiania i w budowie/realizacji, aktywnych lub anulowanych (do tej kategorii należy ponadto 1 niewymieniony tu projekt, dla którego nie były dostępne informacje niezbędne do przeprowadzenia analiz):

- Abu Dhabi CCS Phase 2: Natural gas processing plant, ZEA;
- Kemper County Energy Facility, USA;
- Sinopec Qilu Petrochemical CCS, Chiny;
- Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny;
- Cal Capture, USA;
- Lake Charles Methanol, USA;
- Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania;
- Port of Rotterdam CCUS Backbone Initiative (Porthos), Holandia;
- Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject ("ROAD"), Holandia;

- Santos Cooper Basin CCS Project, Australia;
- Texas Clean Energy Project, USA;
- The Medicine Bow Project, USA.

7 projektów na etapie prac studialnych oraz w fazie koncepcji, aktywnych lub anulowanych (do tej kategorii należy ponadto 5 niewymienionych tu projektów, dla których nie były dostępne informacje niezbędne do przeprowadzenia analiz):

- Bow City Power Plant CO₂ Capture, Kanada;
- Dongguan Taiyangzhou IGCC with CCS Project, Chiny;
- Ervia Cork CCS, Irlandia;
- Quintana South Heart Project, USA;
- Riley Ridge Gas Plant, USA;
- Sinopec Eastern China CCS, Chiny;
- Sinopec Shengli Power Plant CCS, Chiny.

Złóża 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 licznych 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 CO₂ do użytkowych poziomów wodonośnych, względnie na powierzchnię terenu (podwyższenie koncentracji CO₂ 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.

Ponadto, jeśli chodzi o projekty pilotażowe, to w przypadku (trzech) małych projektów (Total Lacq CCS Project, Francja; Jingbian CCS Project, Chiny; Wuqi Yougou pilot test, Chiny) składowanie prowadzono odpowiednio w szcerpanym złożu gazu ziemnego w skałach węglanowych oraz w złożach ropy naftowej w piaskowcach (w formacjach o słabych lub przeciętnych własnościach zbiornikowych). Z uwagi na ilości zatłaczanego CO₂ (tysiące ton rocznie) ryzyka związane z funkcjonowaniem tych projektów są nieistotne. Natomiast

największe projekty pilotażowe (np. Core Energy CO₂-EOR, USA; Daqing Oil Field EOR Demonstration Project, Chiny) obarczone są porównywalnymi ryzykami geologicznego składowania jak duże projekty demonstracyjne i komercyjne omawiane wyżej. Przeważnie są to projekty wykorzystujące opcję geologicznego składowania w szcerpanych złożach węglowodorów/EOR. Natomiast duże projekty pilotażowe wykorzystujące opcję geologicznego składowania w poziomach solankowych są nieliczne i generalnie znajdują się na wczesnych etapach realizacji (np. Red Trail Energy BECCS Project, USA).

Sposoby nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania w projektach CCS/CCUS

Odnoszą się one 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 miarę szczegółowe informacje na ten temat były dostępne głównie w przypadku projektów aktualnie funkcjonujących (13), w mniejszym stopniu projektów w trakcie uruchamiania (1), w budowie/realizacji (3) i na etapie prac studialnych (4), natomiast dla 3 projektów znajdujących się na wczesnych etapach realizacji informacje takie były bardzo ogólne. Stąd przeanalizowano informacje na temat zakresu i celów realizowanego lub planowanego monitoringu w przypadku **21** projektów wykorzystujących rozmaite opcje składowania.

Z tego **4** projekty obejmują zatłaczanie do formacji solankowych pod dnem morza (Acorn Scalable CCS Development, Wielka Brytania – duży projekt na etapie prac studialnych; Carbonnet, Australia – w budowie/realizacji; Sleipner CO₂ Storage, Norwegia – funkcjonujący – Alnes i in., 2011 oraz Rabben i Ursin, 2011; Snøhvit CO₂ Storage, Norwegia – funkcjonujący – Eiken i in., 2011), **2** do formacji solankowych i/lub szcerpanych złóż gazu pod dnem morza (HyNet North West, Wielka Brytania – na etapie prac studialnych; Northern Gas Network H₂1 North of England, Wielka Brytania – na etapie prac studialnych) oraz **1** do szcerpanych złóż gazu pod dnem morza (Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania – anulowany na etapie budowy/realizacji). Kolejne **3** projekty dotyczą składowania CO₂ na lądzie, na obszarach niezamieszkałych, z tego **2** w formacjach solankowych (Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia – Flett i in., 2009 – funkcjonujący; In Salah CO₂ Storage, Algieria – zamknięty po funkcjonowaniu przez szereg lat, składowanie w formacji solankowej

podścielającej złożę gazu – Eiken i in., 2011 oraz Ringrose i in., 2013) i 1 w szczypanym złożu ropy naftowej (Uthmaniyah CO₂-EOR Demonstration, Arabia Saudyjska). Pozostałe 11 projektów zlokalizowanych jest na lądzie w bliższym lub dalszym sąsiedztwie skupisk ludzkich. Z tego w przypadku 3 projektów opcją składowania są formacje solankowe (Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA – funkcjonujący – Greenberg, 2015; Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2) – anulowany na etapie prac studialnych, Chiny; Quest, Kanada – funkcjonujący – Brydie i in., 2014 oraz raport Shell, 2010), 1 – EOR i formacje solankowe (Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage, Kanada – funkcjonujący – raport PTRC, 2015, dotyczący części „solankowej” projektu, tzn. podprojektu Aquistore), a pozostałe 7 to wyłącznie EOR (Air Products Steam Methane Reformer, USA – funkcjonujący; CNPC Jilin Oil Field CO₂ EOR, Chiny – funkcjonujący; Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada/USA – funkcjonujący – Whittaker, 2010; Lake Charles Methanol, USA – budowa/realizacja; Lost Cabin Gas Plant, USA – funkcjonujący; Petra Nova Carbon Capture, USA – funkcjonujący; Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny – uruchamiany – raport Shaanxi Yanchang Petroleum, 2017).

Składowiska pod dnem morza monitorowane są głównie metodami geofizycznymi ukierunkowanymi na badanie kompleksu składowania (sejsmika, geofizyka otworowa, inne metody geofizyczne; detekcja „chmury” CO₂), prowadzi się też monitoring szczelności odwiertów oraz ciśnienia i temperatury w otworach zatłaczających, substancji znacznikowych dodawanych do zatłaczanego strumienia dwutlenku węgla, a także pomiary sonarowe dna morskiego oraz pobór próbek z dna morskiego i wody morskiej, a nawet badanie habitatów/ekosystemów dennych. Natomiast przy składowaniu na lądzie z oczywistych względów istotne jest ponadto (obok badania kompleksu składowania, monitoringu szczelności odwiertów oraz ciśnienia i temperatury w otworach zatłaczających, a także substancji znacznikowych) monitorowanie nadkładu składowiska, w szczególności ośrodka gruntowo-wodnego, gdzie występują wody użytkowe narażone na zanieczyszczenie płynami złożowymi w przypadku nieszczelności składowiska, a także powierzchni terenu. Obejmuje to pobór próbek wód gruntowych i głębiej występujących użytkowych wód podziemnych (rzadziej też monitoring ciśnienia w obrębie wód użytkowych ponad składowiskiem), a także monitoring gleby (w tym powietrza glebowego) oraz szaty roślinnej, składu wód powierzchniowych i (rzadziej) deformacji gruntu w miejscu zatłaczania. Monitoring prowadzi się przed rozpoczęciem zatłaczania CO₂ (monitoring bazowy/stanu początkowego), w trakcie funkcjonowania składowiska oraz po jego zamknięciu i likwidacji. Zakres monitoringu jest rozmaity dla poszczególnych projektów, przy czym generalnie najszerszy zakres stosowany jest w przypadku najnowszych projektów wykorzystujących składowanie w poziomach solankowych, a najwęższy dla najstarszych projektów w przypadku składowania w

sczerpanych złożach węglowodorów/EOR (ale nierzadko programy monitoringu w trakcie zatłaczania są dla nich rozszerzane, z tym, że w takim przypadku problemem może być brak monitoringu stanu początkowego w danym zakresie).

Zapisy prawne odnoszące się do nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania/monitoringu składowisk dwutlenku węgla.

W krajach członkowskich (w tym w Wielkiej Brytanii, będącej dotychczas członkiem UE) i stowarzyszonych Unii Europejskiej (w szczególności w Norwegii, Islandii, Lichtensteinie i Szwajcarii) są one 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, 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 CO₂ 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 szczególności dotyczy to projektów w poziomach solankowych). Wcześniej dla projektów CO₂-EOR miały tam zastosowanie regulacje dotyczące węglowodorów – prawo federalne Safe Drinking Water Act, 1974, z późniejszymi zmianami (strona [US EPA](#)), do którego Federalna Agencja Ochrony Środowiska (US EPA) wydała w roku 1980 szereg rozporządzeń i wytycznych dotyczących projektów EOR i związanych z tym zagadnień ochrony użytkowych wód podziemnych (otwory klasy II – zatłaczanie związane z produkcją, wspomaganie wydobywania i magazynowaniem węglowodorów; Tsang i in., 2002). Natomiast w latach 2010-2018 US EPA wydała szereg rozporządzeń i wytycznych dedykowanych permanentnemu składowaniu CO₂, dla całości cyklu życia projektów CCS (w formacjach solankowych oraz złożach węglowodorów po zakończeniu wydobywania), w tym monitoringowi (otwory klasy VI – geologiczna sekwestracja CO₂; strona [US EPA – otwory klasy VI](#); Korre i in., 2014). US EPA jest organem koncesyjnym dla składowania CO₂ w USA (otwory klasy VI i II).

Podobne zapisy wprowadzono w Australii i Kanadzie (transport i składowanie CO₂ na morzu jest w gestii rządu federalnego, na lądzie – poszczególnych stanów, za wyjątkiem transportu CO₂ między stanami; raport IEA - Stanley, 2016; 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 (najbardziej aktualna edycja – NETL, 2017; obejmują zalecenia odnośnie opracowania planu monitoringu, wymogi prawne i rekomendacje odnośnie technik monitoringu atmosferycznego, przypowierzchniowego i wglębnego oraz przykłady zastosowań).

W przypadku Kanady najbardziej kompleksowe regulacje w przedmiotowym zakresie zostały opracowane przez prowincję Alberta, gdzie zlokalizowanych jest większość kanadyjskich projektów CCS/CCUS (wytyczne – Alberta Government, 2013; obejmują krótką charakterystykę technologii CCS i znaczenia jej wdrożenia dla gospodarki prowincji Alberta, cyklu życia projektów CCS, zalecenia odnośnie wyboru składowisk, ubiegania się o koncesje na rozpoznanie i składowanie, zagospodarowania składowiska i monitoringu stanu początkowego, zatłaczania CO₂ i monitoringu w trakcie zatłaczania, zabezpieczenia finansowego na potrzeby monitoringu po zakończeniu zatłaczania i nieprzewidzianych zdarzeń, zamknięcia składowiska i działań prowadzonych po zamknięciu). Punktem wyjścia do opracowania wspomnianych wytycznych i regulacji były doświadczenia w zakresie zatłaczania gazów kwaśnych, natomiast koncesje na składowanie CO₂ pozostają w gestii AER (Alberta Energy Regulator; Stanley, 2016). W prowincji Saskatchewan ramy prawne dla składowania CO₂ stanowią istniejące regulacje dotyczące węglowodorów – związane z ich produkcją, wspomaganie wydobywania i magazynowaniem (Stanley, 2016).

Status legislacji i problematyka monitoringu składowisk CO₂ w Australii omówione są w raporcie Parsons Brinckerhoff (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).

W Brazylii nie ma dotąd regulacji dedykowanych składowaniu dwutlenku węgla i na razie wykorzystuje się w tym przypadku ramy prawne dotyczące produkcji i wspomaganie wydobywania węglowodorów, dla aktualnie funkcjonującego projektu CO₂-EOR (Ketzer i in., 2016).

Nie udało się znaleźć informacji dotyczących zagadnień nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania/monitoringu składowisk dwutlenku węgla dla Chin, Arabii Saudyjskiej i ZEA, przynajmniej jeśli chodzi o materiały w języku angielskim, ale najprawdopodobniej sytuacja

jest tam analogiczna jak w Brazylii (regulacje dotyczące produkcji i wspomaganie wydobycia węglowodorów?).

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 wyłącznie wniosek 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 CO₂-EOR wykorzystujących dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (złóż) w USA**, 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 i in., 2014) oraz w szeregu innych publikacji (np. 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 CO₂). 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 wspomaganie 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 CO₂-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 (Stanley, 2016).