



Państwowy Instytut Geologiczny  
Państwowy Instytut Badawczy

Państwowa służba geologiczna  
Państwowa służba hydrogeologiczna

## ZADANIE KAPS CO<sub>2</sub>: 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**

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

### 4.1 Sprawozdanie

W ramach zadania przeanalizowano koszty wychwytu, transportu i składowania CO<sub>2</sub> dla typowych dużych projektów CCS/CCUS oraz ich prognozy, mechanizmy wsparcia finansowego.

#### **Koszty wychwytu, transportu i składowania CO<sub>2</sub> dla typowych dużych projektów CCS/CCUS oraz ich prognozy**

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 Zero Emission Platform** (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 blisko dekady.

Bardziej konkretne informacje na temat kosztów pełnego łańcucha CCS (obejmujące nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne) dostępne są w opracowaniach dotyczących **projektów demonstracyjnych UE finansowanych ze środków programów European Energy Programme for Recovery** (6 projektów na terenie krajów UE, w tym np. PGE Bełchatów – prezentacja PGE z 2011 roku: dostępna na stronie [www.Stowarzyszenia na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego](#) – 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 i 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 emisje 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 weszła w życie i była następnie wdrażana do prawa polskiego Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla) 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/przegląd 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, red., 2012; Lubaś i in., 2015).

Z kolei Irlam (2017) podaje dla warunków typowych dla USA zakres kosztów jednostkowych pełnego łańcucha CCS na tonę niewyemitowanego CO<sub>2</sub> (obejmujące nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne – ceny na rok 2015, funkcjonowanie instalacji przez okres 30 lat) w przedziale 74-97 \$/tCO<sub>2</sub> (~61-80 €/t) dla instalacji demonstracyjnych (*First Of a Kind*) – elektrowni opalanych węglem i wartość 89 \$/tCO<sub>2</sub> (~73 €/t) dla elektrowni opalanych gazem, co obejmuje, obok wychwytu CO<sub>2</sub> wraz z jego sprężaniem (dominująca pozycja kosztów) także koszty transportu i składowania szacowane w sumie na 12-15 \$/tCO<sub>2</sub> (~10-13 €/t). Podaje tam też szacunki kosztów takich instalacji demonstracyjnych (*First Of a Kind*) w Polsce **70-87 \$/tCO<sub>2</sub> (~57-71 €/t)** dla elektrowni opalanych węglem i wartość **92 \$/tCO<sub>2</sub> (~75 €/t)** dla elektrowni opalanych gazem (co też zawiera koszty transportu i składowania w analogicznym zakresie jak w USA). Natomiast koszty jednostkowe produkcji energii dla warunków typowych dla USA są szacowane na 124-141 \$/MWh dla elektrowni opalanych węglem i 78 \$/MWh dla elektrowni opalanych gazem w przypadku instalacji demonstracyjnych (*First Of a Kind*) oraz 102-108 \$/MWh dla elektrowni opalanych węglem i 62 \$/MWh dla opalanych gazem w przypadku instalacji komercyjnych. Podane tam koszty jednostkowe produkcji energii dla instalacji bez CCS wynoszą 75-95 \$/MWh dla elektrowni opalanych węglem i 49 \$/MWh dla opalanych gazem (a więc technologia CCS może podrożyć produkcję energii o 48-65% w przypadku instalacji demonstracyjnych i być może o 14-36% w przypadku instalacji komercyjnych).

Natomiast w opracowaniu Bartela i in. (2018) autorzy szacują, że zastosowanie technologii CCS w przypadku całej elektrowni Bełchatów (modernizacja istniejących bloków energetycznych względnie budowa nowych, funkcjonowanie instalacji CCS przez okres 30

lat) spowoduje wzrost ceny energii elektrycznej o 89-150%, co wydaje się być niespójne z szacunkami Irlam (2017).

Z kolei w prezentacjach CCS Cost Network, 2016 podawane są analogiczne koszty jednostkowe produkcji energii dla elektrowni opalanych węglem, za wyjątkiem jednej z pierwszych instalacji demonstracyjnych w USA (zarzuconej), gdzie takie koszty szacowano na 179 \$/MWh dla funkcjonowania instalacji przez okres 30 lat. Ponadto analizowane są tam poszczególne elementy kosztów transportu i składowania.

**Raporty roczne [Global CCS Institute](#) z lat 2019-2020** podają, że postęp technologiczny w ciągu ostatniej dekady w Ameryce Północnej spowodował zmniejszenie jednostkowych kosztów wychwytu (i sprężania) dwutlenku węgla z elektrowni węglowych, w wariacie wychwytu po spalaniu (podobnie jak dla planowanej i zarzuconej instalacji w Belchatowie) z ok. 100 \$/tCO<sub>2</sub> (ok. 82 €/tCO<sub>2</sub>) dla pierwszych instalacji demonstracyjnych do 65 \$/tCO<sub>2</sub> (ok. 53 €/tCO<sub>2</sub>) dla kolejnych i szacują, że do końca lat 2020-tych koszty te mogą obniżyć się nawet do 40-47 \$/tCO<sub>2</sub> (ok. 33-39 €/tCO<sub>2</sub>), a przynajmniej o 20%. Natomiast koszty jednostkowe wychwytu CO<sub>2</sub> z nowych (dużych) instalacji do oczyszczania gazu są obecnie szacowane na 20-25 \$/tCO<sub>2</sub> (ok. 16-21 €/t CO<sub>2</sub>). Do tego należy oczywiście doliczyć koszty transportu i składowania, ale w każdym przypadku wychwyty ze sprężaniem stanowi największą pozycję kosztów projektu CCS.

### **Analizy prognoz rozwoju technologii CCS w Europie na podstawie materiałów sieci naukowej EASEC**

W maju 2013 roku wydany został raport Naukowej Rady Ekspertów Europejskich Akademii (European Academies Science Advisory Council - EASAC) pt. „Carbon Capture and Storage in Europe”. Zespół liczył 17 ekspertów z europejskich instytucji naukowych - wśród nich jeden z PIG-PIB (EASAC, 2013) oraz 8 recenzentów. W raporcie tym podsumowano ówczesny aktualny stan wiedzy dotyczący łańcucha CCS. Koszty wdrożenia całego łańcucha technologii CCS eksperci przyjmują za ZEP (2011 a, b, c, d), w zakresie 33-71 €/t CO<sub>2</sub> - dla elektrowni węglowych i 69-126 €/t CO<sub>2</sub> dla elektrowni gazowych. Zdaniem ekspertów nie ma nadziei na przełomowy spadek kosztów wychwytu CO<sub>2</sub> ze strumienia spalin. Dolne granice przedziałów kosztowych uwzględniają spadek kosztów o maksymalnie 30-45% na skutek wystąpienia efektu dużej skali inwestycji, tzn. przejścia od instalacji demonstracyjnych do seryjnej skali przemysłowej. Obecne (grudzień 2020 r.) ceny uprawnień do emisji 1 tony CO<sub>2</sub> w krajach Unii Europejskiej są rzędu **30 euro** (strona [Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami](#)) co sprawia, że dla elektrowni węglowych koszt wdrożenia CCS jest ciągle nieopłacalny. Taka cena uprawnień wskazuje, że w przypadku najbardziej

optymistycznych szacunków dla elektrowni węglowych koszt wprowadzenia technologii CCS mógłby się zwrócić, a w przypadku prognozowanego dalszego wzrostu ceny uprawnień, może być opłacalny. Ponieważ jednak widełki kosztów wdrożenia CCS są szerokie zasadniczą kwestią byłoby sprecyzowanie tych kosztów dla konkretnych elektrowni. Co do elektrowni gazowych to koszt wychwytu CO<sub>2</sub> jest tak duży, że przewidywać można nieopłacalność tej technologii przez dłuższe lata. Niemniej, sytuacja mogłaby ulec zmianie gdyby można było to połączyć z technologią wspomaganą wydobycia węglowodorów – EHR (Enhanced Hydrocarbon Recovery).

W tej perspektywie dłuższego czasu (np. w perspektywie roku 2050) należałoby również rozważyć, czy warto inwestować długofalowo w rozwój technologii wychwytu CO<sub>2</sub> ze strumienia spalin oraz na jaką skalę przewidzieć inwestycje w CCS. Opłacalność inwestowania w technologię wychwytu jest funkcją tempa w jakim duże gospodarki będą odchodziły od energetyki węglowej. Technologia ta nie będzie progresywna – tzn. będzie miała malejące w czasie znaczenie dla gospodarki światowej, gdy spadać będzie liczba elektrowni węglowych w krajach objętych systemem opłat za emisję. Wydaje się, że większą efektywnością kosztową i atrakcyjnością rynkową będą się cieszyć nowe technologie pozyskania energii ze źródeł bezemisyjnych i składowania energii, które warto rozwijać.

W przypadku systemowego podejścia do składowania CO<sub>2</sub> o skali istotnej dla gospodarki i środowiska (np. obejmującej > 10% emisji ze źródeł stacjonarnych) przewidywać można jednostkowy spadek kosztów wdrożenia tej inwestycji na tonę CO<sub>2</sub>. Jednak rozbudowa wspólnej dla emitentów sieci rurociągów i wspólnych składowisk okupiona byłaby dłuższym czasem planowania i budowy infrastruktury. Zgodnie z ekspertyzą EASAC (2013), dochodzenie do dużej skali infrastruktury wymaga wykonania wielu faz inwestycji związanych z: rozpoznaniem lokalizacji, wyborem miejsc optymalnych do składowania, zintegrowania z nimi systemu rurociągów, dopasowanego do instalacji wychwytu wielu emitentów. Tak skomplikowana inwestycja o znacznym stopniu integracji wielu podmiotów przemysłowych byłaby czasochłonna. Przewiduje się, że dla takiego scenariusza w warunkach europejskich składowanie CO<sub>2</sub> można by rozpocząć od 20 lat (w wariacie optymistycznym) do 25 lat (w wariacie pesymistycznym) od momentu rozpoczęcia jej planowania. O ile w krajach o centralnym planowaniu – jak Chiny, inwestycję taką można by przeprowadzić znacznie szybciej, o tyle w warunkach polskich wariant pesymistyczny czasu jej realizacji można uznać za optymistyczny. Jeżeli infrastruktura taka miałaby być rentowna, to powinna pracować przez kolejne dziesiątki lat. Czyli realistyczny horyzont czasowy funkcjonowania takich instalacji na skalę przemysłową to przedział lat 2045 – 2070 i dłużej. Należałoby rozważyć, czy w tych latach będą w Polsce rentowne kopalnie węgla i bloki węglowe, które mogłyby zasilać instalacje CCS o dużej skali.

W przypadku mniejszej indywidualnej inwestycji jednego podmiotu czas wdrożenia technologii CCS byłby znacznie krótszy. W świetle doświadczeń z zarzuconą instalacją demonstracyjną dla Elektrowni Bełchatów, założyć można, że dla bloku energetycznego CCS-ready instalacja taka mogłaby zacząć prace już po 6 latach od rozpoczęcia planowania. Wynika z tego wniosek, że wdrożenie technologii CCS należy rozważać jedynie w ograniczonej skali, dla pojedynczych największych elektrowni węglowych, które mają dostęp do największych własnych zasobów węgla.

## **Koszty typowych dużych projektów CCS/CCUS dla różnych opcji składowania**

Na podstawie powyższych informacji, jak również wyników prac prowadzonych przez PIG-PIB w ramach projektów unijnych (np. projekt CGS EUROPE) oraz publikacji zamieszczonych na stronie GCCSI publikacji (np. Irlam, 2017) i raportów 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 64-72 \$/tCO<sub>2</sub> (czyli ok. 53-59 €/tCO<sub>2</sub>) w warunkach typowych dla USA, gdzie technologia CCS jest najbardziej zaawansowana, dla instalacji demonstracyjnych/*First of A Kind* – elektrowni opalanych węglem; Irlam, 2017). Koszty te kształtują się zależnie od wielkości instalacji – im większa instalacja tym koszt jednostkowy niższy, oraz stosowanej technologii.

Zapewne do końca najbliższej dekady koszty wychwyty (i sprężania) mogą, według Global CCS Institute, ulec obniżeniu o co najmniej 20% dla instalacji *First of a Kind*, czyli *demonstracyjnych* (i więcej dla kolejnych, komercyjnych). Koszty transportu są najczęściej rzędu **10%** całości (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). Szacunki łącznych kosztów transportu i składowania w warunkach

typowych dla USA (Irlam, 2017) to **10-15 \$/tCO<sub>2</sub>** na lądzie i **16-37 \$/t CO<sub>2</sub>** 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 oraz raporty roczne [Global CCS Institute](#), to widać, że wcześniejsze prognozy kosztów dużych projektów demonstracyjnych i komercyjnych w perspektywie ostatniej dekady były zbyt optymistyczne, ale jednocześnie nastąpił pewien postęp jeśli wziąć pod uwagę szacunki kosztów ze studiów wykonalności oraz rzeczywiste koszty dla coraz to nowszych projektów) 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.

Osobne zagadnienie stanowią projekty (CCUS) ze składowaniem w (nie do końca) sześciany złożach węglowodorów, ze wspomaganie wydobywania 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 wydobywania 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 \$/tCO<sub>2</sub>** (Eppink i in., 2014; czyli **~17 €/tCO<sub>2</sub>**), zaś średnia cena CO<sub>2</sub> dostarczanego przez operatora rurociągu do złoża ropy jest szacowana na **25 \$/tCO<sub>2</sub>** (Wallace i in., 2015; czyli **~21 €/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 wydobywania 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 \$/tCO<sub>2</sub>** (Irlam, 2017; strona www [MIT Carbon Capture & Sequestration Technologies Program](#)), 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 – projektów demonstracyjnych *First of a Kind*, **w ciągu najbliższej dekady**. Szacunki sporządzono na podstawie ZEP, 2011a,b,c,d (w zasadzie także EASAC, 2013, ale opracowanie to bazuje na raportach ZEP) i Irlam, 2017, a ponadto przyjęto za raportami GCCSI 20% redukcję kosztów wychwytu i sprężania. 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 sugeruje, że musi dojść do budowy szeregu takich instalacji (demonstracyjnych, przedkomercyjnych), aby koszty spadły do prognozowanego poziomu (**w przypadku Polski zapewne po roku 2030**). Na tej podstawie w **Tabeli 4.2** przedstawiono orientacyjne prognozy kosztów instalacji komercyjnych CCS, przy założeniu, że koszty instalacji wychwytu (i sprężania) CO<sub>2</sub> spadną do 70% wartości przyjętych w **Tabeli 4.1**. Przedziały kosztów dla transportu i składowania uwzględniają budowę i funkcjonowanie odpowiedniej infrastruktury. Koszty globalne komercyjnych projektów CCS/CCUS (realizowanych po demonstracyjnych) 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 [€/tCO <sub>2</sub> ]	Transport [€/tCO <sub>2</sub> ]	Składowanie [€/tCO <sub>2</sub> ]	Koszt całkowity <sup>1</sup> [mld €]
1. Poziomy solankowe na lądzie (150 Mt)	43	2-5	2-5	7,05 ÷ 7,95
2. Złoże gazu na lądzie (75 Mt)	46	3-6	3-6	3,90 ÷ 4,35
3. Złoże ropy na lądzie (30 Mt)	48	4-8	4-8	1,68 ÷ 1,92
4. Złoże ropy na morzu (10 Mt)	51	8-20	8-20	0,67 ÷ 0,91

**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 [€/tCO <sub>2</sub> ]	Transport [€/tCO <sub>2</sub> ]	Składowanie [€/tCO <sub>2</sub> ]	Koszt całkowity [mld €]
1. Poziomy solankowe na lądzie (150 Mt)	30	2-5	2-5	5,10 ÷ 6,00
2. Złoże gazu na lądzie (75 Mt)	32	3-6	3-6	2,85 ÷ 3,30
3. Złoże ropy na lądzie (30 Mt)	34	4-8	4-8	1,26 ÷ 1,50
4. Złoże ropy na morzu (10 Mt)	36	8-20	8-20	0,52 ÷ 0,76

## Mechanizmy wsparcia finansowego projektów CCS/CCUS

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 (grudzień 2020 r.) rzędu **30 €/tCO<sub>2</sub>** (strona www [Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami](#)), a więc **sa parokrotnie mniejsze** od globalnych kosztów CCS. Dlatego też realizacja projektów CCS jest niemożliwa bez dodatkowego dofinansowania. Tego rodzaju rozwiązania (handel uprawnieniami do emisji) nie są stosowane przez innych wielkich emitentów CO<sub>2</sub> na świecie (jak Chiny, czy też, do pewnego stopnia, USA). Specjalny przypadek w Europie stanowi

<sup>1</sup> Dla ilości zatłoczonego CO<sub>2</sub>.

Norwegia, która jest objęta EU ETS, a ponadto od 1991 roku stosuje podatek od emisji (ucieczki) CO<sub>2</sub> przy wydobywaniu węglowodorów (McCoy, 2014) wynoszący 1 NOK/Nm<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> (Gavenas i in., 2015) czyli około **54 €/tCO<sub>2</sub>**. W rezultacie projekty Sleipner i Snøhvit, eliminujące emisje CO<sub>2</sub> przy wydobywaniu (i oczyszczaniu) gazu ziemnego, były i są zasadne ekonomicznie.

Natomiast warte szczególnej uwagi są mechanizmy wsparcia projektów CCS/CCUS, wdrażane od niedawna w USA – 45Q Tax Credit i California LCFS (raport roczny na stronie www Global CCS Institute [The Global Status of CCS, 2020](#)), które przyczyniły się do „boomu” na projekty CCS/CCUS w USA w ostatnim czasie. 45Q Tax Credit, nazwany jest od odpowiedniego artykułu amerykańskiej ustawy podatkowej dotyczącego odliczeń od podatku dla projektów CCS/CCUS, który wszedł w życie w roku 2008, a w roku 2018 wprowadzono znacznie korzystniejsze zapisy. Przewidziano w nim (Beck, 2020) wsparcie dla projektów CCS/CCUS w USA, które osiągną do 1 stycznia 2024 roku etap uruchamiania (realizacji inwestycji pełnego łańcucha CCS), obejmujących składowanie w formacjach solankowych i szcherpanych złożach gazu (składowanie minimum 0,5 mln tCO<sub>2</sub>/rok z elektrowni, minimum 0,1 mln tCO<sub>2</sub>/rok z innych instalacji przemysłowych oraz minimum 0,1 mln tCO<sub>2</sub>/rok dla wychwytywania CO<sub>2</sub> bezpośrednio z powietrza atmosferycznego; odliczenie od podatku 28-50 \$/tCO<sub>2</sub> – wzrastające odpowiednio w latach 2018-2026), EOR (zatlaczanie minimum 0,5 mln tCO<sub>2</sub>/rok z elektrowni, minimum 0,1 mln t/rok z innych instalacji przemysłowych oraz minimum 0,1 mln t/rok dla wychwytywania CO<sub>2</sub> bezpośrednio z powietrza atmosferycznego; odliczenie od podatku 17-35 \$/tCO<sub>2</sub> – wzrastające odpowiednio w latach 2018-2026) oraz innych projektów CCUS (utyliczacja 0,025-0,500 mln tCO<sub>2</sub>/rok; odliczenie od podatku 17-35 \$/tCO<sub>2</sub> – wzrastające odpowiednio w latach 2018-2026). Wsparcie może być przyznane na okres maksymalnie 12 lat. Z kolei California LCFS to standard dla paliw o obniżonej emisji CO<sub>2</sub> (LNG, olej napędowy, biopaliwa – etanol, biogaz i olej napędowy z biomasy) i jednocześnie mechanizm wspierania produkcji takich paliw gdy związane z ich produkcją emisje dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych są niższe od pewnego progu. W roku 2018 przepisy te zostały rozszerzone o możliwość wsparcia projektów CCS/CCUS, w ramach których prowadzi się produkcję i transport paliw sprzedawanych na terenie stanu Kalifornia oraz projektów obejmujących wychwytywanie CO<sub>2</sub> bezpośrednio z powietrza atmosferycznego (DAC), realizowanych gdziekolwiek, nie tylko w Kalifornii (Townsend i Havercroft, 2019). Z kolei podmioty, które sprzedają w Kalifornii paliwa o emisji przekraczającej ustalony próg muszą zrekompensować ten fakt – w ten sposób funkcjonuje rynek uprawnień do emisji z paliw dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych sprzedawanych, gdzie podmioty realizujące projekty CCS/CCUS mogą handlować przyznanymi uprawnieniami/kredytami (aktualna cena to 190-200 \$/tCO<sub>2</sub>). Obydwa

mechanizmy wsparcia mogą być łączone w przypadku projektów CCS/CCUS spełniających kryteria wymagane w przypadku obu mechanizmów wsparcia.