



Bruksela, dnia 27.3.2013 r.  
COM(2013) 180 final

**KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY,  
EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU  
REGIONÓW**

**w sprawie przyszłości wychwytywania i składowania dwutlenku węgla w Europie**

## Komunikat konsultacyjny w sprawie

### przyszłości wychwytywania i składowanie dwutlenku węgla w Europie

#### Spis treści

1.	Wprowadzenie.....	3
2.	Paliwa kopalne w koszyku energetycznym oraz w procesach przemysłowych.....	4
2.1.	Rola paliw kopalnych w światowym koszyku energetycznym.....	4
2.2.	Rola paliw kopalnych w europejskim koszyku energetycznym .....	6
2.2.1.	Węgiel w produkcji energii elektrycznej w Europie .....	8
2.2.2.	Gaz w produkcji energii elektrycznej w Europie .....	9
2.2.3.	Ropa naftowa w produkcji energii elektrycznej w Europie .....	10
2.2.4.	Skład i struktura wiekowa europejskich obiektów wytwarzających energię elektryczną. ....	10
2.2.5.	Wykorzystywanie paliw kopalnych w innych procesach przemysłowych .....	11
2.2.6.	Potencjał CCS w Europie i na świecie .....	12
2.3.	Potencjał przemysłowego wykorzystania CO <sub>2</sub> .....	14
2.4.	Konkurencyjność kosztowa CCS .....	15
2.5.	Konkurencyjność kosztowa CCS wprowadzanego w istniejących elektrowniach .	16
3.	Stan działań dotyczących demonstracji CCS w Europie i analiza braków .....	17
3.1.	Brak uzasadnienia ekonomicznego .....	18
3.2.	Świadomość i akceptacja społeczna.....	20
3.3.	Ramy prawne.....	20
3.4.	Składowanie CO <sub>2</sub> i infrastruktura .....	20
3.5.	Współpraca międzynarodowa .....	21
4.	Dalsze działania.....	21
5.	Wnioski .....	24

## 1. Wprowadzenie

Obecnie ponad 80 % światowego zużycia energii pierwotnej pochodzi ze spalania paliw kopalnych. W ciągu ostatniego dziesięciolecia 85 % wzrostu światowego wykorzystania energii dotyczyło paliw kopalnych. Szacunki dotyczące przyszłego zużycia energii oparte na obecnej polityce i tendencjach świadczą o kontynuacji tej zależności od paliw kopalnych<sup>1</sup>. Tendencje te są sprzeczne z koniecznością łagodzenia zmiany klimatu. Mogłyby doprowadzić do średniego wzrostu temperatury na świecie o 3,6 lub 4 stopnie Celsjusza odpowiednio według Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) i sprawozdania zamówionego przez Bank Światowy<sup>2</sup>. W okresie przejścia do gospodarki w pełni niskoemisyjnej technologia wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS) jest jednym z głównych sposobów godzenia rosnącego popytu na paliwa kopalne z potrzebą ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Technologia CCS może się okazać konieczna w skali światowej, by utrzymać średni wzrost globalnej temperatury poniżej 2 stopni<sup>3</sup>. CCS ma również kluczowe znaczenie dla osiągnięcia unijnych celów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych i stwarza możliwości ożywienia podupadającego europejskiego przemysłu przy jednoczesnym ograniczeniu emisji dwutlenku węgla. Zależy to jednak od tego, czy CCS można wykorzystywać jako technologię wielkoskalową, której opłacalność ekonomiczna umożliwia jej wdrożenie na szeroką skalę<sup>4</sup>.

Oceny przeprowadzone w kontekście planu działania UE prowadzącego do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r., a także planu działania w dziedzinie energii na rok 2050 postrzegają technologię CCS, w przypadku jej wprowadzenia na warunkach komercyjnych, jako ważną technologię przyczyniającą się do przejścia UE na gospodarkę niskoemisyjną, przy wykorzystaniu CCS do wytwarzania od 7 % do 32 % energii do 2050 r., w zależności od rozpatrywanego scenariusza. Ponadto według tych ocen do 2035 r. CCS zacznie przyczyniać się na szerszą skalę do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> z procesów przemysłowych w UE.

---

<sup>1</sup> Według szacunków Międzynarodowej Agencji Energetycznej zamieszczonych w dokumencie „World Energy Outlook 2012”, 59 % wzrostu popytu zaspokaja się za pomocą paliw kopalnych, co skutkuje ich 75 % udziałem w koszyku energetycznym w 2035 r.

<sup>2</sup> MAE „World Energy Outlook 2012” s. 3 oraz „Turn down the heat”, sprawozdanie zamówione przez Bank Światowy, dostępne na stronie internetowej: <http://www.worldbank.org/en/news/2012/11/18/new-report-examines-risks-of-degree-hotter-world-by-end-of-century>

<sup>3</sup> Komisja oszacowała, że w 2030 r., w „odpowiednim scenariuszu działania w skali światowej”, 18 % produkcji energii z paliw kopalnych będzie się odbywać przy zastosowaniu CCS, co pokazuje kluczowe znaczenie tej technologii w przyszłości dla utrzymania zrównoważonej emisji dwutlenku węgla w skali światowej, oraz konieczność niezwłocznego rozpoczęcia demonstracji na dużą skalę. Szacunki pochodzą z dokumentu: „W kierunku ogólnego porozumienia kopenhaskiego w sprawie zmian klimatu”. Obszerne informacje ogólne i analizy - CZĘŚĆ 1 - dostępne są na stronie internetowej:

[http://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/future/docs/sec\\_2009\\_101\\_part1\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/future/docs/sec_2009_101_part1_en.pdf)

<sup>4</sup> Przejścia na gospodarkę niskoemisyjną można oczywiście także dokonać zwiększając efektywność energetyczną oraz wykorzystując odnawialne i niewęglowe źródła energii, ale w przypadku stałego lub rosnącego wykorzystywania paliw kopalnych, CCS ma zasadnicze znaczenie, ponieważ jest jedynym dostępnym rozwiązaniem. Obecnie około 60 % światowego zużycia energii pierwotnej pochodzi z paliw kopalnych. Inne opcje dekarbonizacji systemu energetycznego to zwiększenie efektywności energetycznej, zarządzanie popytem oraz wykorzystywanie innych niskoemisyjnych źródeł energii, takich jak energia odnawialna i jądrowa.

UE jest zaangażowana we wspieranie CCS, zarówno w wymiarze finansowym, jak i poprzez działania regulacyjne. W następstwie decyzji Rady Europejskiej z 2007 r. dotyczącej wsparcia maksymalnie 12 szeroko zakrojonych projektów demonstracyjnych do 2015 r. Komisja podjęła szereg działań mających na celu stworzenie wspólnych ram dotyczących regulacji i wsparcia działań demonstracyjnych.

**Dyrektywa w sprawie CCS** została przyjęta w celu stworzenia ram prawnych dla wychwytywania, transportu i składowania CO<sub>2</sub>, a termin jej transpozycji ustalono na czerwiec 2011 r.<sup>5</sup> Sieć transportu CO<sub>2</sub> uwzględniono w **priorytetach w odniesieniu do infrastruktury energetycznej w Europie (EIP)** przedstawionych w listopadzie 2010 r. oraz we wniosku Komisji dotyczącym rozporządzenia w sprawie „wytycznych dla infrastruktury transeuropejskiej”. CCS stało się również integralną częścią inicjatyw UE w zakresie badań i rozwoju -  **europejska inicjatywa przemysłowa (EII)** w dziedzinie CCS została ustanowiona w ramach strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych (EPSTE).

Ponadto utworzono dwa instrumenty finansowania: **Europejski program energetyczny na rzecz naprawy gospodarczej (EPENG) oraz program NER300**<sup>6</sup> finansowany dzięki uprawnieniom do emisji ETS w celu skierowania znacznych funduszy UE na szeroko zakrojone projekty demonstracyjne<sup>7</sup>.

Pomimo tych wysiłków, CCS nie przyjął się jeszcze w Europie z różnych przyczyn, zwięźle przedstawionych w niniejszym komunikacie. Choć oczywiste jest, że „brak działań” nie jest możliwy i że należy podjąć dalsze kroki, czas ucieka, w szczególności dla projektów demonstracyjnych, w przypadku których udało się zabezpieczyć część niezbędnego finansowania, ale nie podjęto jeszcze ostatecznej decyzji inwestycyjnej. Z tego powodu w niniejszym komunikacie podsumowuje się obecną sytuację, biorąc pod uwagę kontekst globalny, i omawia opcje dostępne w celu wspierania działań w dziedzinie demonstracji i wdrożenia CCS, w celu wsparcia długoterminowej działalności komercyjnej jako integralnej części strategii UE w zakresie przejścia do gospodarki niskoemisyjnej.

## **2. Paliwa kopalne w koszyku energetycznym oraz w procesach przemysłowych**

Po decyzji Rady Europejskiej w sprawie rozwoju CCS z roku 2007, znaczenie i waga CCS jeszcze się zwiększyły, zarówno na szczeblu europejskim, jak i światowym, ponieważ pogłębiła się globalna zależność od paliw kopalnych. W międzyczasie skrócił się czas dostępny na złagodzenie zmiany klimatu, zmuszając do jeszcze pilniejszego wdrażania CCS.

### **2.1. Rola paliw kopalnych w światowym koszyku energetycznym**

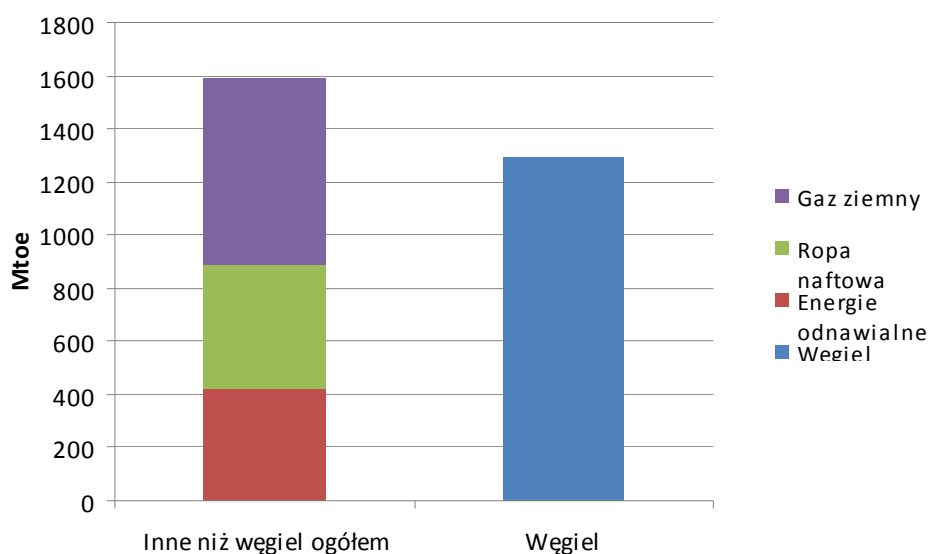
W 2009 r., paliwa kopalne zaspokajały 81 % światowego zapotrzebowania na energię pierwotną, a dwie trzecie wytwarzanej na świecie energii elektrycznej pochodziło z paliw kopalnych. W ostatniej dekadzie węgiel, ropa naftowa i gaz wspólnie reprezentowały 85 % wzrostu światowego zapotrzebowania na energię, a sam węgiel odpowiada za 45 % wzrostu zużycia energii pierwotnej, jak widać na wykresie 1 poniżej. Zmiany te w dużej mierze wynikają ze wzrostu popytu w krajach rozwijających się. W związku z tym od 1990 r. produkcja węgla na świecie niemal podwoiła się i osiągnęła prawie 8 000 mln ton w 2011 r.

---

<sup>5</sup> Szczegółowe sprawozdanie dotyczące transpozycji dyrektywy zostanie opublikowane w 2013 r.

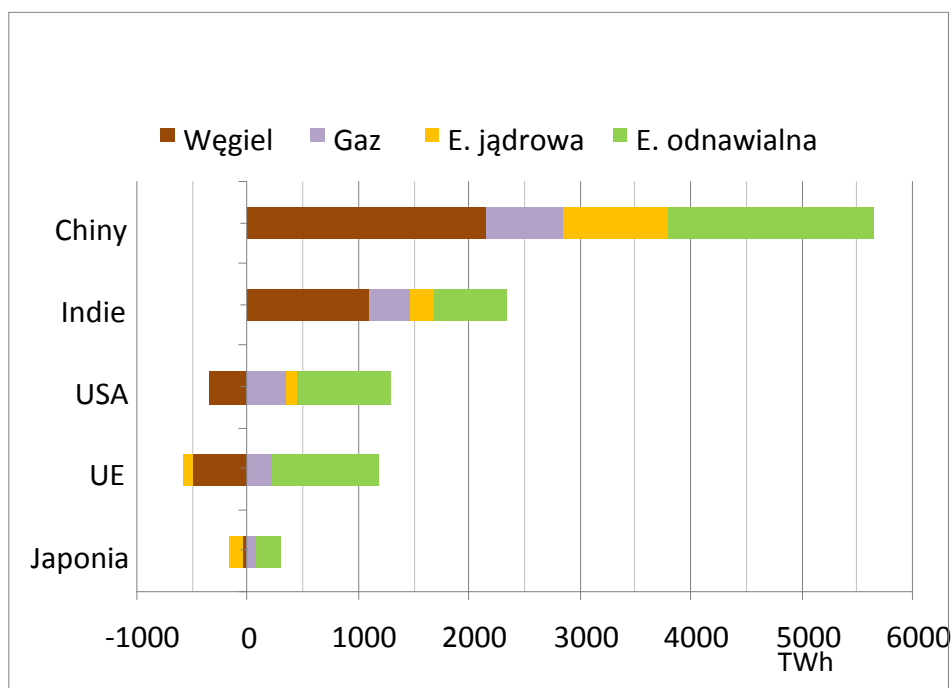
<sup>6</sup> W wyniku pierwszego zaproszenia do składania wniosków w ramach NER300 nie wybrano żadnych projektów dotyczących CCS.

<sup>7</sup> Nie sprawdziły się jednak prognozy dotyczące ceny emisji dwutlenku węgla na poziomie 20-30 EUR za tonę, co znacznie zmniejszyło dostępne środki i istotnie pogorszyło podstawy ekonomiczne projektów CCS.



**Wykres 1: Wzrost zapotrzebowanie na energię pierwotną na świecie w podziale na paliwa, 2001-2011 (źródło: MAE – „World Energy Outlook 2012”)**

Rozwój sytuacji obserwowany na powyższym wykresie znajduje odzwierciedlenie w prognozach zawartych w scenariuszu „nowa polityka” w dokumencie „World Energy Outlook 2012” Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE), przedstawionych na wykresie 2, które pokazują, że jeśli obecnie prowadzona polityka nie ulegnie zmianie, w najbliższych dziesięcioleciach węgiel będzie miał coraz większe znaczenie w inwestycjach w produkcję energii elektrycznej w krajach rozwijających się, natomiast w krajach rozwiniętych moce produkcyjne związane z węglem kamiennym zaczynają się zmniejszać.

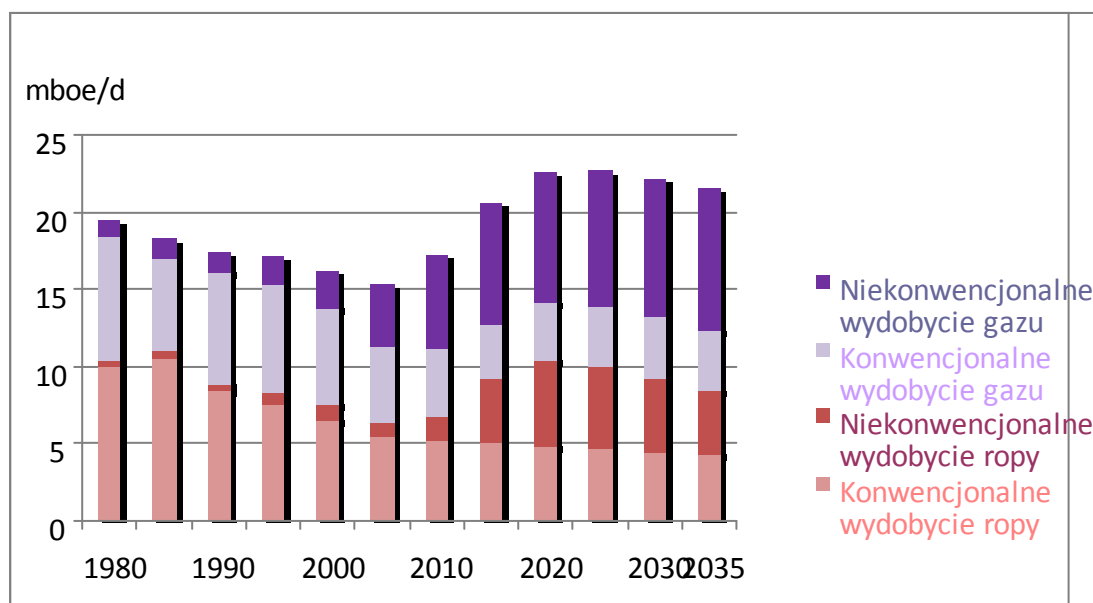


**Wykres 2: Zmiany w produkcji energii elektrycznej w wybranych częściach świata, 2010 – 2035. (Źródło: MAE - „World Energy Outlook 2012”)**

## 2.2. Rola paliw kopalnych w europejskim koszyku energetycznym

W UE, udział gazu w zużyciu energii pierwotnej wzrósł w ciągu ostatnich dziesięciu lat, do poziomu 25 % w 2010 r.<sup>8</sup>, przy czym większość gazu jest importowana, jako że tylko około 35 % dostaw gazu w UE pochodzi z produkcji krajowej<sup>9</sup>. Około 30 % gazu wykorzystuje się do wytwarzania energii elektrycznej.

Podczas gdy w ostatnich dwóch dekadach nasz import gazu podwoił się, odwrotna tendencja ma miejsce w Stanach Zjednoczonych, gdzie istotne odkrycia i wydarzenia związane z gazem łupkowym zmniejszyły cenę gazu i zależność USA od importu energii. Szybkie postępy w wykorzystaniu gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych i związane z nim prognozy przedstawiono na wykresie 3 poniżej.

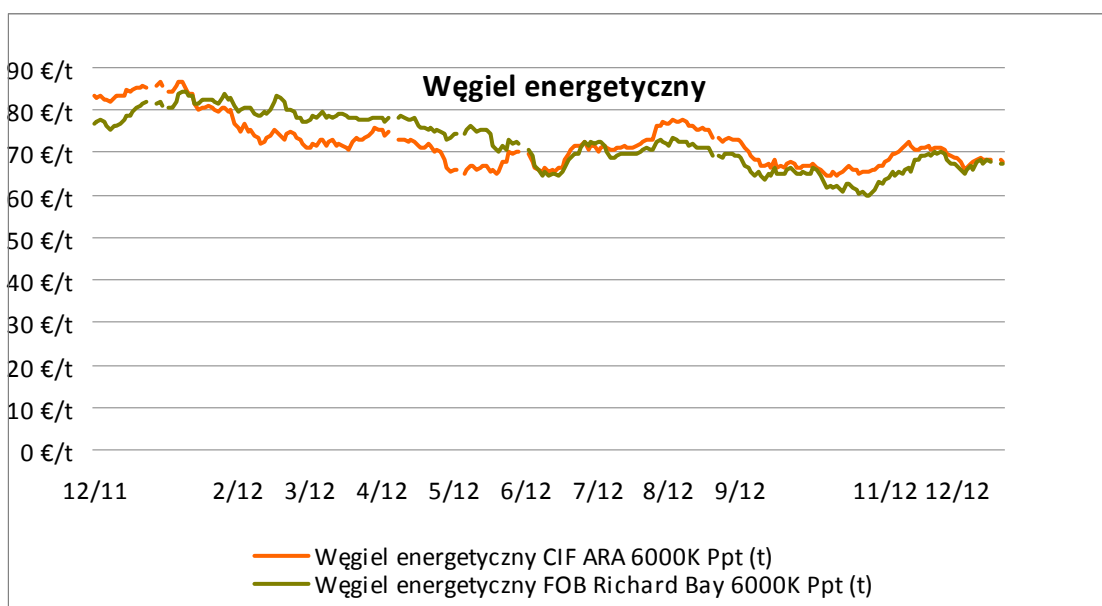


Wykres 3: Dotychczasowa i prognozowana produkcja ropy i gazu w Stanach Zjednoczonych (źródło: MAE - „World Energy Outlook 2012”)

To z kolei wywarło presję konkurencyjną na amerykański węgiel (jak widać na wykresie 4 poniżej), prowadząc do poszukiwania przez amerykański przemysł węglowy nowych rynków zbytu poprzez zwiększenie eksportu węgla, który w normalnych warunkach zostałby zużyty w Stanach Zjednoczonych. Obecne prognozy wskazują, że tendencja ta będzie się utrzymywać i może ulec pogłębieniu.

<sup>8</sup> Źródło: „EU energy in figures, 2012 Pocketbook”, Komisja Europejska.

<sup>9</sup> Trzech największych producentów to Zjednoczone Królestwo - 51,5 mln Mtoe, Niderlandy - 63,5 mln Mtoe oraz Niemcy - 9,7 Mtoe gazu ziemnego w 2010 r. Rosja i Norwegia (22 % oraz 19 % dostaw gazu do UE) są dwoma największymi eksporterami gazu do UE.

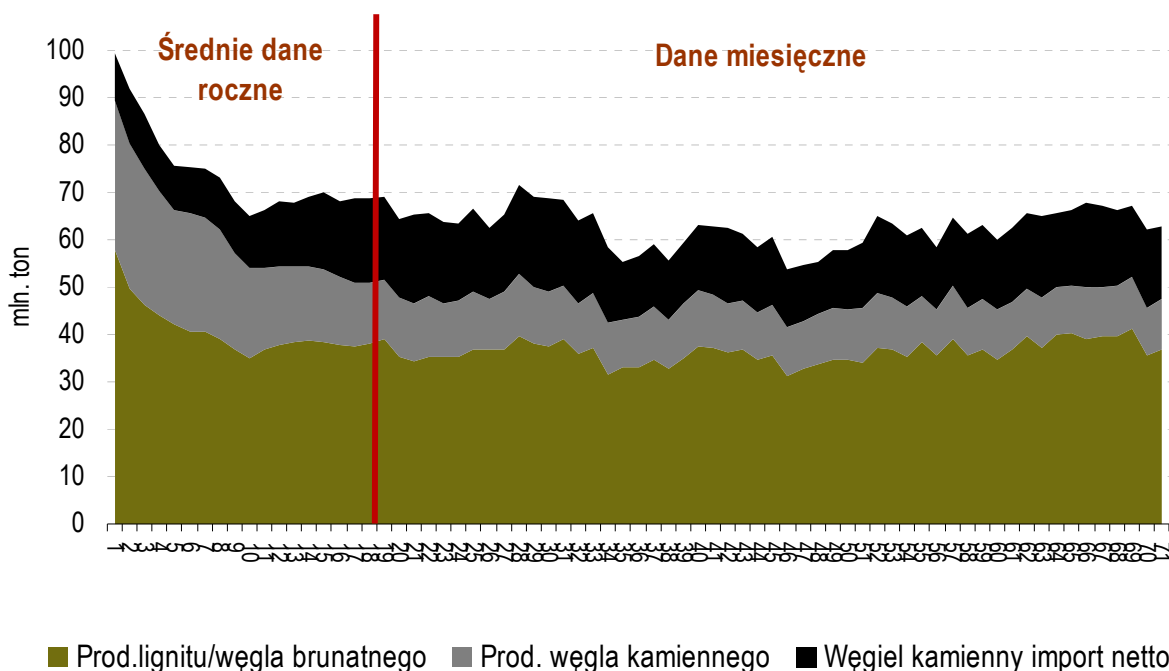


Wykres 4: Ceny węgla w ciągu 12 miesięcy (źródło: Platts)

UE jest odbiorcą znacznej części tego eksportu, co prowadzi do zwiększenia zużycia węgla. Wykres 5 poniżej przedstawia ogólny rozwój sytuacji w sektorze węglowym w UE w ciągu ostatnich 20 lat (dane obejmują okres do maja 2012 r. włącznie). Niedawny wzrost zużycia węgla<sup>10</sup> potencjalnie powstrzymał zatem i, do pewnego stopnia, odwrócił trwającą dwa dziesięciolecia tendencję zmniejszania zużycia węgla.

Powody są wielorakie, ale za główny czynnik uznaje się niższe niż oczekiwano ceny węgla kamiennego oraz ceny emisji dwutlenku węgla.

<sup>10</sup> Analizując taki sam zestaw danych i porównując zużycie węgla kamiennego w ciągu pierwszych 5 miesięcy 2010 r. z analogicznym okresem w 2011 i 2012 r., można zaobserwować 7 % wzrost z roku 2010 na 2011 oraz dalszy 6 % wzrost z roku 2011 na 2012. Zużycie węgla brunatnego (lignitu) w tym samym okresie wzrosło o odpowiednio 8 % i 3 %.



**Wykres 5: Zmiana zużycia węgla w UE w ciągu ostatnich 20 lat (do maja 2012 r. włącznie) (źródło: Eurostat). Należy zauważyć, że na lewo od pionowej linii podane są roczne dane od 1990 r., a na prawo dane miesięczne dla okresu po 1.1.2008.**

Przy tak niskiej cenie, w połączeniu ze stosunkowo wysokimi w porównaniu z węglem cenami gazu, węgiel stał się nowym i atrakcyjnym ekonomicznie paliwem do produkcji energii elektrycznej w UE. Okres eksploatacji elektrowni, które miały zostać zamknięte jest obecnie wydłużany i w związku z tym wzrasta ryzyko uzależnienia od technologii wysokoemisyjnych związane z rozwojem sytuacji w odniesieniu do paliw kopalnych.

W ciągu ostatnich kilku lat na skutek kryzysu gospodarczego nastąpiło znaczne ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, w wyniku czego do początku 2012 r. niewykorzystana nadwyżka przydziałów w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji osiągnęła 955 mln. Ogólnie rzecz biorąc, nadwyżka strukturalna szybko rośnie i przez dłuższą część etapu 3. może się utrzymywać na poziomie ok. 2 mld niewykorzystanych uprawnień<sup>11</sup>, prowadząc do coraz szybszego spadku cen emisji dwutlenku węgla do poziomu 5 EUR i poniżej za tonę CO<sub>2</sub>.

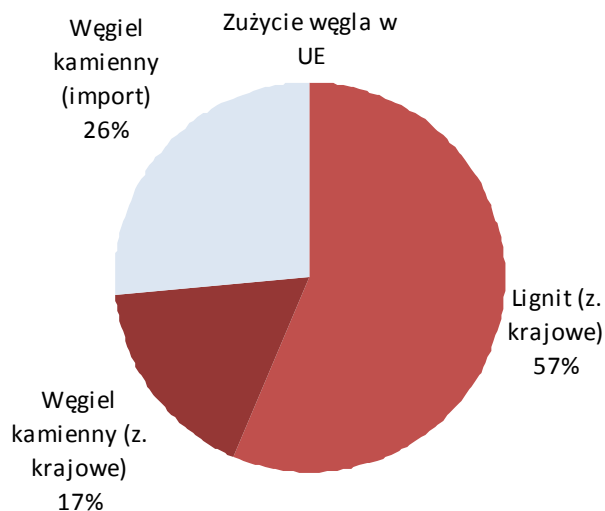
Ta ponowna atrakcyjność węgla w perspektywie krótkoterminowej z pewnością ma negatywny wpływ na przejście do gospodarki niskoemisyjnej.

### 2.2.1. Węgiel w produkcji energii elektrycznej w Europie

Sektor węglowy w znacznym stopniu przyczynia się do bezpieczeństwa dostaw energii w Europie, biorąc pod uwagę fakt, że węgiel jest w dużym stopniu wydobywany w UE - ponad 73 % węgla wykorzystywanego w UE pochodzi z produkcji krajowej, jak pokazano na wykresie 6 poniżej.

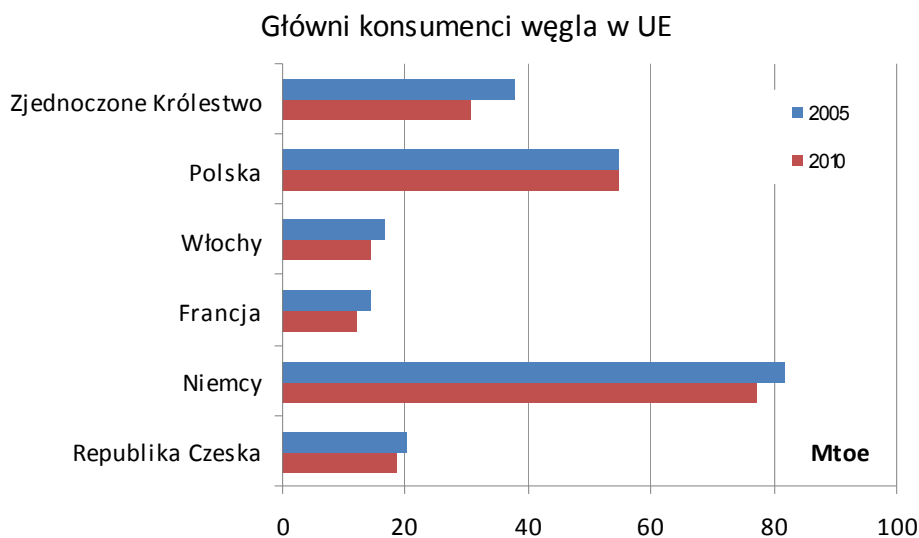
<sup>11</sup> Źródło: Sprawozdanie Komisji: Stan europejskiego rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla w 2012 r.





**Wykres 6: Zużycia węgla w UE w 2010 r. (źródło: Eurostat)**

Węgiel zużywany w Europie wykorzystywany jest głównie do produkcji energii elektrycznej. Ogólnie rzecz biorąc, zużycie węgla brunatnego i kamiennego w UE wzrosło z 712,8 Mt w 2010 r. do 753,2 Mt w 2011 r. co odpowiada około 16 % całkowitego zużycia energii. Choć udział węgla w produkcji energii elektrycznej w UE powoli się zmniejszał do 2010 r. (kiedy to stanowił około 25 % produkcji energii elektrycznej w UE<sup>12</sup>), od tego czasu wzrósł ponownie, co omówiono powyżej. Głównych konsumentów węgla w UE przedstawiono w poniższej tabeli.



**Wykres 7: Główni konsumenci węgla w UE w roku 2010. (Źródło: Eurostat)**

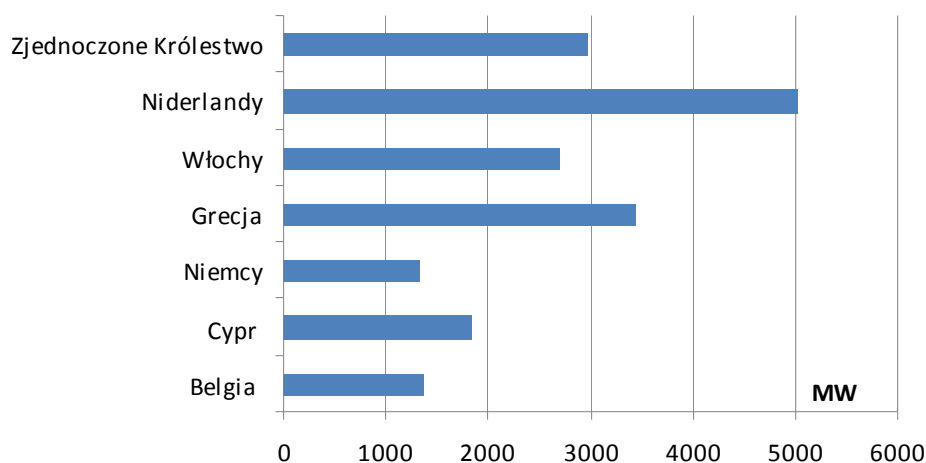
<sup>12</sup> W Europie występują jednak znaczne różnice regionalne. Podczas gdy udział węgla w koszyku energetycznym niektórych państw członkowskich (np. Szwecji, Francji, Hiszpanii i Włoch) jest znacznie niższy niż 20 %, niektóre państwa członkowskie, takie jak Polska (88 %), Grecja (56 %), Republika Czeska (56 %), Dania (49 %), Bułgaria (49 %), Niemcy (42 %) i Zjednoczone Królestwo (28 %) są w dużym stopniu zależne od węgla. Z wyjątkiem Danii są to również państwa członkowskie z silnym krajowym przemysłem górnictwem.

Dane przekazane przez państwa członkowskie pokazują, że buduje się lub planuje kolejne elektrownie węglowe o mocy około 10 GW (w Niemczech, Niderlandach, Grecji i Rumunii). Liczby przekazane przez państwa członkowskie są jednak znacznie niższe, niż podane przez portal Platts, który szacuje, że moc proponowanych, opracowywanych lub budowanych elektrowni węglowych wynosi aż 50 GW. Ponadto konieczne będzie odnowienie lub zamknięcie szeregu starych elektrowni węglowych, ponieważ osiągną zaplanowany okres eksploatacji.

### 2.2.2. Gaz w produkcji energii elektrycznej w Europie

Udziału gazu w europejskim koszyku energii elektrycznej stale wzrastał w ciągu ostatnich 20 lat z 9 % w 1990 r. do 24 % w 2010 r.<sup>13</sup>. Ponadto w wielu państwach członkowskich oczekuje się znacznego wzrostu produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem gazu. W stosunku do elektrowni węglowych elektrownie gazowe mają wiele zalet. Elektrownie gazowe emitują o połowę mniej gazów cieplarnianych niż węglowe, cechują je niskie koszty inwestycyjne i mogą być eksploatowane w sposób bardziej elastyczny, co sprawia, że są one odpowiednie do równoważenia zmieniającej się produkcji ze źródeł energii wiatrowej i słonecznej. Łącznie zgłoszono Komisji budowę elektrowni o mocy 20 GW, co stanowi około 2 % obecnej całkowitej zainstalowanej mocy do produkcji energii elektrycznej (a 15 GW dodatkowych mocy zgłoszono jako planowane). Poniższy wykres pokazuje moc 32 elektrowni gazowych zgłoszonych Komisji jako będących w trakcie budowy.

#### Elektrownie gazowe w budowie



Wykres 8: Głównie państwa członkowskie, w których buduje się elektrownie gazowe (źródło: zgłoszenia państw członkowskich)

O ile nowe elektrownie gazowe prowadzą do zmniejszenia emisji w porównaniu z elektrowniami węglowymi, takie nowe inwestycje mają znaczny okres życia, a ich modernizacja z zastosowaniem technologii CCS może nie być opłacalna. Dzieje się tak zwłaszcza w przypadku, gdy elektrownia gazowa nie pracuje przy obciążeniu

<sup>13</sup> Podobnie jak w przypadku węgla, istnieją znaczne różnice regionalne: W niektórych państwach członkowskich gaz odgrywa rolę dominującą w produkcji energii elektrycznej, np. w Belgii (32 %), Irlandii (57 %), Hiszpanii (36 %), we Włoszech (51 %), na Łotwie (36 %), w Luksemburgu (62 %), Niderlandach (63 %), Zjednoczonym Królestwie (44 %), podczas gdy w wielu innych państwach członkowskich (Bułgaria, Republika Czeska, Słowenia, Szwecja, Francja, Cypr i Malta) gaz stanowi mniej niż 5 % koszyka energii elektrycznej.

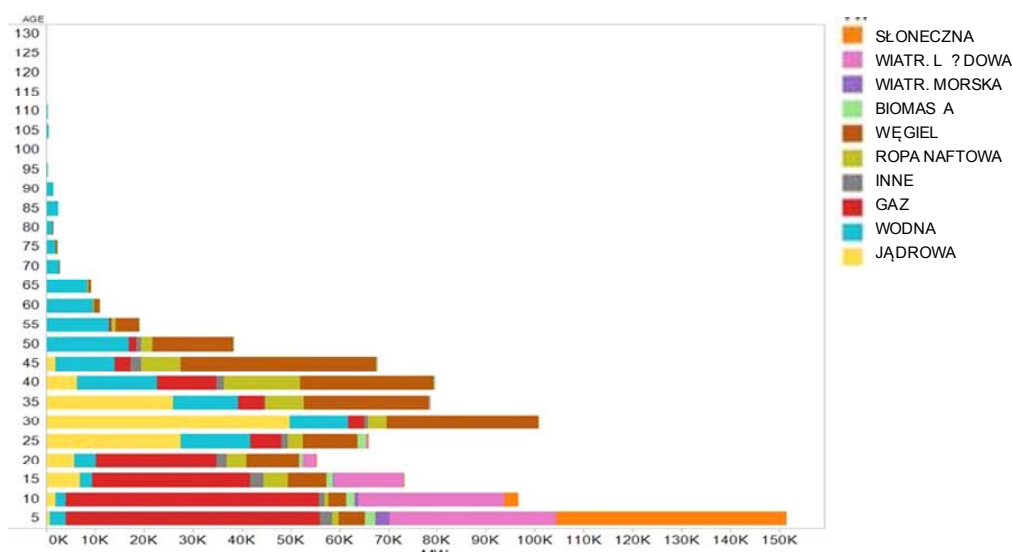
podstawowym<sup>14</sup>. Z drugiej strony, w przypadku elektrowni gazowych koszty inwestycyjne są niższe niż w przypadku elektrowni węglowych, co oznacza, że opłacalność inwestycji jest w mniejszym stopniu zależna od długiego okresu użytkowania.

### 2.2.3. Ropa naftowa w produkcji energii elektrycznej w Europie

Ropa naftowa jest wykorzystywana w ograniczonym stopniu do wytwarzania energii elektrycznej, tj. w zastosowaniach niszowych, takich jak pojedyncze systemy energetyczne – jej udział wynosi tylko 2,6 % w UE i nieco więcej w skali globalnej, ale z tendencją spadkową. Ropa naftowa jest stosowana głównie do celów transportowych w silnikach spalinowych, np. w samolotach, statkach i pojazdach. Ze względu na ograniczone znaczenie dla przemysłu i produkcji energii elektrycznej oraz brak możliwości skutecznego wychwytywania dwutlenku węgla z tak małych źródeł emisji przy zastosowaniu obecnej technologii, ropa naftowa nie jest dalej omawiana.

### 2.2.4. Skład i struktura wiekowa europejskich obiektów wytwarzających energię elektryczną.

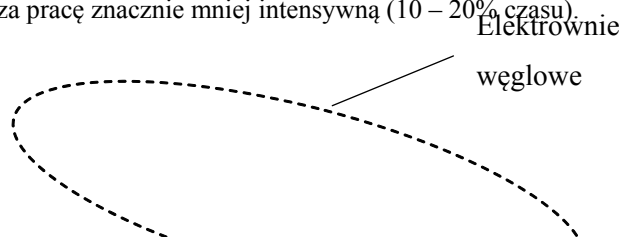
Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w Europie zmieniały się wraz z upływem czasu, od pochodzących głównie z odnawialnych źródeł energii (hydroenergia) na początku okresu elektryfikacji ponad sto lat temu, do elektrowni głównie węglowych, jądrowych i gazowych w latach 50-tych dwudziestego wieku i później, po czym w ostatniej dekadzie nastąpił powrót do energii odnawialnej (wiatrowej i słonecznej). Zmiany te pokazano na wykresie 8 poniżej.



Wykres 9: Struktura wiekowa wytwarzania energii elektrycznej w Europie (źródło: Platts)

Inwestycje w elektrownie węglowe 55-30 lat temu, jak widać na powyższym wykresie, oznaczają, że Europa posiada wiele starych elektrowni węglowych, które zbliżają się obecnie

<sup>14</sup> Praca przy obciążeniu podstawowym oznacza pracę przez większość (80 %) czasu, a praca przy bilansowaniu mocy oznacza pracę znacznie mniej intensywną (10 – 20% czasu).



do końca ich cyklu życia (w przypadku elektrowni gazowych sytuacja jest odwrotna, ponieważ większości inwestycji dokonano w ciągu ostatnich 20 lat). Prowadzi to do coraz większej liczby elektrowni (średnio 3-5 GW rocznie – co odpowiada około 10 elektrowniom węglowym) zbliżających się do fazy, w której likwidacja aktywów może być tańsza dla inwestorów niż przeznaczanie zasobów na ich odnawianie<sup>15</sup>, stwarzając okazję do zastąpienia ich alternatywnymi technologiami niskoemisyjnymi, ale również zwiększając ryzyko ponownego uzależnienia od technologii wysokoemisyjnych, jeżeli relacja cen energii i emisji dwutlenku węgla pozostanie na obecnym poziomie.

#### **2.2.5. Wykorzystywanie paliw kopalnych w innych procesach przemysłowych**

Wychwytywanie CO<sub>2</sub> w kilku procesach przemysłowych jest znacznie łatwiejsze niż w sektorze energetycznym ze względu na stosunkowo wysokie stężenie wytwarzanego CO<sub>2</sub>. Stosowanie technologii CCS w niektórych branżach stanowi zatem interesującą opcję dla wczesnego wdrażania tej technologii. W ocenie zawartej w planie działania prowadzącym do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r. stwierdza się, że emisje CO<sub>2</sub> pochodzące z sektora przemysłowego muszą zostać zmniejszone o 34 %-40 % do 2030 r. oraz o 83 %-87 % do 2050 r. w stosunku do poziomu z 1990 r.

Ostatnie badania przeprowadzone przez Wspólne Centrum Badawcze, koncentrujące się na stosowaniu technologii CCS w sektorach żelaza i stali oraz cementu wykazały, że technologia CCS może stać się konkurencyjna w perspektywie średniookresowej, przyczyniając się w ten sposób do efektywnego pod względem kosztów ograniczenia emisji w tych sektorach przemysłu<sup>16</sup>. Na przykład ewentualne zastosowanie technologii CCS w sektorze stalowym mogłyby prowadzić do radykalnego zmniejszenia emisji bezpośrednich w tym sektorze. Chociaż efektywności energetyczna produkcji stali znacznie się poprawiła w ciągu ostatnich 50 lat, proces produkcji surowej stali jest w dalszym ciągu energochłonny. 80-90 % emisji CO<sub>2</sub> z sektora stalowego wytwarzają piece koksownicze, wielkie piece i konwertory tlenowe zintegrowanych zakładów hutniczych. Udział UE w światowej produkcji stali wynosi około 15 % - w roku 2011 w UE-27 wyprodukowano niemal 180 mln ton surowej stali<sup>17</sup>.

W aktualizacji komunikatu w sprawie polityki przemysłowej z 2012 r. UE wyznaczyła ambitny cel zwiększenia wagi przemysłu w gospodarce europejskiej z obecnego poziomu wynoszącego ok. 16 % PKB do 20 % w 2020 r. Stosowanie technologii CCS w procesach

---

<sup>15</sup>Na mocy prawa UE dotyczącego ochrony środowiska (obowiązującej obecnie dyrektywy w sprawie dużych obiektów energetycznego spalania, którą zastąpi dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych, począwszy od 2013 r. w przypadku nowych obiektów, a od roku 2016 w przypadku obiektów istniejących), elektrownie należy zamknąć, jeśli nie spełniają one minimalnych standardów. Dyrektywy te ustanawiają minimalne standardy w zakresie emisji (dopuszczalne wartości emisji), wymagając jednocześnie, aby najlepsze dostępne techniki (BAT) były wykorzystane jako punkt odniesienia przy ustalaniu takich dopuszczalnych wartości oraz innych warunków eksploatacji przy udzielaniu zezwoleń. Komisja regularnie przyjmuje wnioski w zakresie BAT w formie decyzji wykonawczych w odniesieniu do działań objętych zakresem dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych. Wychwytywanie CO<sub>2</sub> jest również objęte, zatem wnioski w zakresie BAT będą przyjęte w przyszłości dla tej działalności.

<sup>16</sup>Przyszłe scenariusze dotyczące efektywności energetycznej i emisji CO<sub>2</sub> w hutnictwa żelaza i stali w UE, EUR 25543 EN, 2012; Moya & Pardo, „Potential for improvements in energy efficiency and CO<sub>2</sub> emission in the EU27 iron & steel industry”, Journal of cleaner production, 2013 r.; „Energy efficiency and CO<sub>2</sub> emissions in the cement industry”, EUR 24592 EN, 2010; Vatopoulos & Tzimas, „CCS in cement manufacturing process”, Journal of Cleaner energy production, 32 (2012)251.

<sup>17</sup> Zob. publikacje Światowego Stowarzyszenia Producentów Stali (World Steel Association) na stronie internetowej <http://www.worldsteel.org>

przemysłowych umożliwiłoby Unii pogodzenie tego celu z jej długoterminowymi celami związanymi z klimatem. Nie należy jednak pomijać znaczenia barier technicznych, które mają być zbadane, i skali koniecznych starań w dziedzinie badań i rozwoju, jak również gospodarczych aspektów związanych z rynkami międzynarodowymi dla tych towarów.

Stosowanie CCS w procesach przemysłowych może się także przyczynić do wzmocnienia społecznego zrozumienia i akceptacji tej technologii, biorąc pod uwagę bardzo wyraźny związek między miejscami pracy w społecznościach lokalnych i ciągłą produkcją przemysłową.

#### **2.2.6. Potencjał CCS w Europie i na świecie**

UE zobowiązała się do ogólnej redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 80 % do 2050 r. Niemniej jednak w najbliższych dziesięcioleciach paliwa kopalne będą prawdopodobnie w dalszym ciągu wykorzystywane w produkcji energii elektrycznej oraz w procesach przemysłowych w Europie. W związku z tym przewidziany na 2050 r. cel może zostać osiągnięty tylko wtedy, gdy emisje ze spalania paliw kopalnych zostaną wyeliminowane z systemu, w czym zasadniczą rolę może odegrać CCS jako technologia, która jest w stanie znacznie przyczynić się do zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> pochodzących ze stosowania paliw kopalnych zarówno w sektorze energetycznym, jak i przemysłowym. Technologia ta może być również stosowana w połączeniu z produkcją paliw transportowych, w szczególności w odniesieniu do produkcji paliw alternatywnych<sup>18</sup>, takich jak wodór ze źródeł kopalnych.

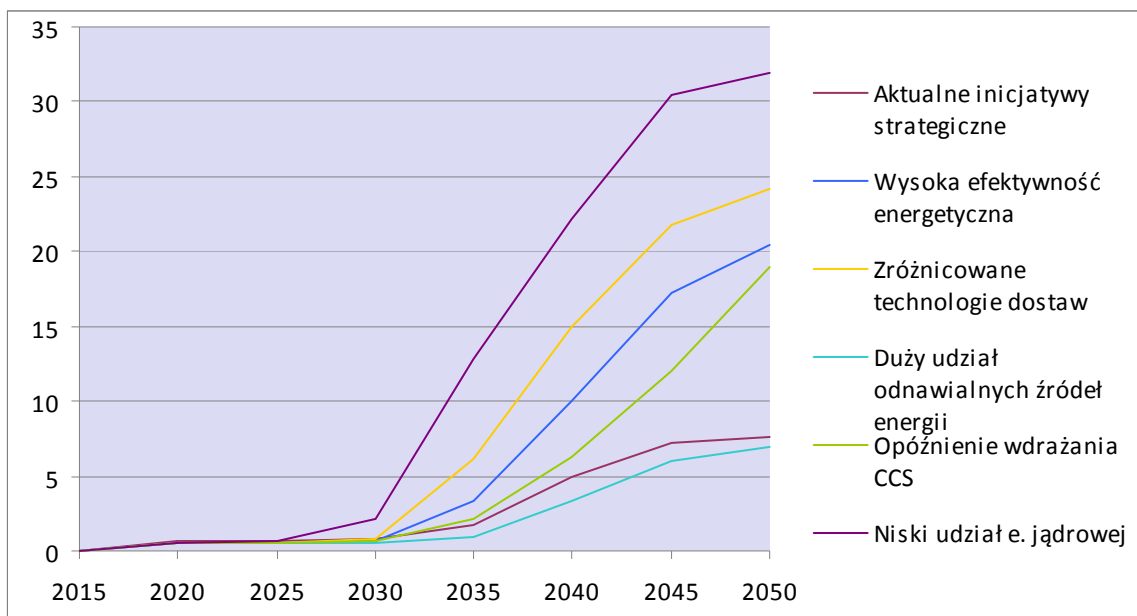
CCS rozpatruje się zazwyczaj w połączeniu ze spalaniem paliw kopalnych, ale technologię tę można również stosować do wychwytywania biogenicznego dwutlenku węgla powstałego przy wykorzystywaniu biomasy (Bio-CCS). Zastosowania Bio-CCS mogą przybierać różne formy, począwszy od wychwytywania CO<sub>2</sub> w elektrowniach spalających wyłącznie lub częściowo (współspalanie) biomasę, po procesy produkcji biopaliw. Nie wykazano jednak jeszcze na szeroką skalę wykonalności technicznej łańcucha wartości biomasa-CCS.

Z analizy MAE wynika, że bez wykorzystania technologii CCS koszty inwestycyjne w sektorze energetycznym niezbędne do osiągnięcia docelowych wartości emisji gazów cieplarnianych wymaganych do ograniczenia wzrostu temperatury na świecie do maksymalnie 2 stopni, mogą wzrosnąć aż o 40 %<sup>19</sup>. Rolę CCS w racjonalnym pod względem kosztów łagodzeniu zmiany klimatu przedstawiono w planie działania w dziedzinie energii na rok 2050, w którym wszystkie scenariusze zakładają stosowanie CCS. W 3 spośród 5 opracowanych scenariuszy obniżenia emisyjności CCS stosuje się do ponad 20 % europejskiego koszyka energii elektrycznej do 2050 r., co pokazano na wykresie 10 poniżej.

---

<sup>18</sup> Wniosek dotyczący dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rozmieszczania infrastruktury paliw alternatywnych, COM(2013) 18 final; Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Czysta energia dla transportu: Europejska strategia w zakresie paliw alternatywnych, COM(2013) 17 final.

<sup>19</sup> MAE – „Energy Technology Perspectives 2012”.



**Wykres 10: Udział CCS (%) w produkcji energii elektrycznej do 2050 r. w planie działania w dziedzinie energii (źródło: plan działania w dziedzinie energii na rok 2050)**

Ze scenariusza dotyczącego wysokiej efektywności energetycznej zawartego w planie działania w dziedzinie energii na rok 2050 wynika, że do 2035 r. możliwa jest instalacja ogółem 32 GW CCS, a wartość ta może wzrosnąć do około 190 GW do roku 2050. Jest to potencjalnie duża szansa dla przemysłu europejskiego w dziedzinie technologii wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, ale jest to niełatwe zadanie, biorąc pod uwagę obecną sytuację w UE. Wszelkie opóźnienia w rozwoju CCS w Europie ostatecznie wpłyną również negatywnie na te perspektywy gospodarcze.

Z prognoz wynika, że przy zachowaniu obecnej polityki, mimo że zużycie paliw kopalnych w UE będzie nadal mało, paliwa te będą miały ciągle największy udział w koszyku energetycznym UE w nadchodzących dekadach. Nawet w przypadku modyfikacji polityki w celu zmiany naszego koszyka energetycznego umożliwiającej zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>, paliwa kopalne w dalszym ciągu stanowiłyby ponad 50 % koszyka energetycznego UE w 2030 r.

	2005	Odniesienie/obecna polityka		Scen. obniżenia emisyjności	
		2030	2050	2030	2050
<b>Odn. źr. energii</b>	6,8%	18,4%-19,3%	19,9% - 23,3%	21,9% - 25,6%	40,8% - 59,6%
<b>Energia jądrowa</b>	14,1%	12,1% - 14,3%	13,5% - 16,7%	8,4% - 13,2%	2,6% - 17,5%
<b>Gaz</b>	24,4%	22,2% - 22,7%	20,4% - 21,9%	23,4% - 25,2%	18,6% - 25,9%
<b>Ropa naftowa</b>	37,1%	32,8% - 34,1%	31,8% - 32,0%	33,4% - 34,4%	14,1% - 15,5%
<b>Paliwa stałe</b>	17,5%	12,0% -12,4%	9,4% - 11,4%	7,2% - 9,1%	2,1% - 10,2%

**Tabela 1: Prognozy dotyczące koszyka energetycznego, scenariusz odniesienia odpowiadający obecnej polityce (źródło: Komisja Europejska, ocena skutków planu działania w dziedzinie energii na rok 2050)**

W ocenach dotyczących planu działania w dziedzinie energii na rok 2050 wdrażanie na szeroką skalę rozpocznie się około roku 2030, a główną siłą napędową stanowi cena emisji dwutlenku węgla generowana w systemie handlu uprawnieniami do emisji (ETS). Na wdrażanie CCS wpłynie realizacja strategii w dziedzinie klimatu i energii na okres do roku

2030, której ogólnym celem jest przygotowanie UE do osiągnięcia celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do 2050 r., aby ograniczyć globalny wzrost temperatury do poziomu poniżej 2°C.

### 2.3. Potencjał przemysłowego wykorzystania CO<sub>2</sub>

CO<sub>2</sub> jest związkem chemicznym, który można wykorzystać do produkcji paliw syntetycznych, jako płyn roboczy (na przykład w elektrowniach geotermalnych), surowiec w procesach chemicznych i zastosowaniach biotechnologicznych lub do wytwarzania wielu innych produktów. CO<sub>2</sub> z powodzeniem wykorzystywano do produkcji mocznika, czynników chłodniczych, napojów, urządzeń spawalniczych, gaśnic, w procesie oczyszczania wody, ogrodnictwie, wytrącaniu węglanu wapnia dla przemysłu papierniczego, jako gaz obojętny w opakowaniach żywności oraz w wielu innych zastosowaniach na mniejszą skalę<sup>20</sup>. Ponadto w ostatnim czasie pojawiło się szereg nowych możliwości wykorzystania CO<sub>2</sub>, obejmujących różne sposoby produkcji substancji chemicznych (np. polimerów, kwasów organicznych, alkoholi, cukrów) lub produkcji paliw (np. metanolu, biopaliw z alg, syntetycznego gazu ziemnego). Większość z tych technologii jest jednak nadal w fazie badań i rozwoju. Ponadto nie istnieją jasne wnioski dotyczące ich wpływu na ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> ze względu na ich szczególne mechanizmy tymczasowego lub trwałego składowania CO<sub>2</sub> i mogą one nie zapewniać pochłaniania wystarczających ilości CO<sub>2</sub>. Bez względu na ich potencjał w zakresie zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub>, wykorzystanie CO<sub>2</sub> umożliwia krótkoterminowe generowanie dochodów. CO<sub>2</sub> nie byłby już zatem traktowany jako produkt odpadowy, ale jako towar, co mogłoby również pomóc w rozwiązaniu problemu akceptacji społecznej CCS.

Z drugiej strony intensyfikacja wydobycia ropy naftowej (a w niektórych przypadkach także gazu) umożliwia składowanie znacznych ilości CO<sub>2</sub>, przy jednoczesnym zwiększeniu produkcji ropy naftowej o średnio 13 %<sup>21</sup>, co ma duże znaczenie gospodarcze. Ponadto miejsca, z których wydobyto ropę i gaz są najbardziej odpowiednie do składowania CO<sub>2</sub> z wielu powodów. Po pierwsze, ropa naftowa i gaz ziemny, które pierwotnie były w nich zgromadzone nie wydostały się z nich, co świadczy o bezpieczeństwie i niezawodności takich składowisk, pod warunkiem że ich integralność strukturalna nie została naruszona w wyniku poszukiwań i wydobycia. Po drugie, struktura geologiczna i właściwości fizyczne większości pól naftowych i gazowych zostały szeroko zbadane i scharakteryzowane. Po trzecie, budowa geologiczna i charakterystyka istniejących pól jest dobrze znana w przemyśle naftowym i gazowym, umożliwiając przewidywanie przepływu, przesuwu i blokady gazów i cieczy. Należy jednak stosować zasadę ostrożności, co zostało ostatnio podkreślone przez Europejską Agencję Środowiska w sprawozdaniu „Spóźnione wnioski mimo wczesnych ostrzeżeń” (2013 r.)<sup>22</sup>. Ponadto potencjał EOR w Europie jest ograniczony<sup>23</sup>.

---

<sup>20</sup> Źródło: Rozdział 7.3 - Carbon Dioxide Capture and Storage - IPCC, 2005 - Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos i Leo Meyer (Eds.).

<sup>21</sup> Źródło: Rozdział 5.3.2 - Carbon Dioxide Capture and Storage - IPCC, 2005 - Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos i Leo Meyer (Eds.).

<sup>22</sup> <http://www.eea.europa.eu/publications/late-lessons-2/late-lessons-2-full-report>

<sup>23</sup> W analizie oceniającej potencjał CO<sub>2</sub>-EOR na Morzu Północnym JRC uznało, że chociaż proces ten może znacznie zwiększyć produkcję ropy naftowej w Europie, a tym samym poprawić bezpieczeństwo dostaw energii, jego wpływ na zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> będzie ograniczony do źródeł CO<sub>2</sub> w pobliżu pól naftowych. Główną barierą dla wdrażania w Europie jest wysoki koszt powiązanej morskiej działalności, w tym niezbędnych zmian w istniejącej infrastrukturze oraz niekorzystne warunki geologiczne.

## 2.4. Konkurencyjność kosztowa CCS

Na całym świecie z powodzeniem realizuje się ponad 20 projektów w skali demonstracyjnej, z których 2 są prowadzone w Europie (Norwegia)<sup>24</sup>. Większość z nich polega na przemysłowym zastosowaniu wychwytywania CO<sub>2</sub> ze względów komercyjnych na potrzeby takich sektorów, jak przetwarzanie ropy naftowej i gazu lub produkcja chemiczna. W ośmiu z tych projektów realizowany jest pełny łańcuch CCS (wychwytywanie, transport i składowanie). Pięć z nich jest rentownych dzięki intensyfikacji wydobycia ropy naftowej, w której dwutlenek węgla jest wykorzystywany do zwiększania wydobycia ropy (więcej szczegółów na temat projektów przedstawiono w załączniku 1).

Według opracowanego przez Komisję planu działania w dziedzinie energii na rok 2050 oraz oceny MAE<sup>25</sup>, wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla powinno się stać konkurencyjną technologią umożliwiającą przejście na gospodarkę niskoemisyjną. Szacunki dotyczące kosztów CCS różnią się, w zależności od paliwa, technologii i rodzaju składowania, ale w większości przypadków bieżące koszty sytuują się w przedziale od 30 do 100 EUR/t składowanego CO<sub>2</sub>. Według dokumentu MAE – „Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation” (pełne odniesienie w przypisie 29), opartego na istniejących technicznych analizach inżynierskich, obecne koszty CCS wynoszą około 40 EUR za tonę niewyemitowanego CO<sub>2</sub><sup>26</sup> w przypadku elektrowni węglowych i 80 EUR za tonę niewyemitowanego CO<sub>2</sub> w przypadku elektrowni gazowych. Oprócz tego należy uwzględnić koszty transportu i składowania. Oczekuje się jednak, że koszty będą się zmniejszać w przyszłości.

Zgodnie z ocenami dokonanymi przez Wspólne Centrum Badawcze<sup>27</sup>, oczekuje się, że pierwsza generacja elektrowni węglowych i gazowych stosujących CCS będzie znacznie droższa niż podobne konwencjonalne elektrownie niestosujące CCS. W miarę przybywania elektrowni CCS, koszty będą się zmniejszać dzięki działaniom z zakresu badań i rozwoju oraz na skutek korzyści skali.

Ze względu na utrzymujące się wysokie ceny ropy, CCS w niektórych przypadkach może być konkurencyjne cenowo dla przemysłu wydobywczego ropy naftowej i gazu, w którym marże są znacznie wyższe niż w sektorze produkcji energii elektrycznej, a także innych sektorach biorących udział w zużyciu lub dostawach paliw kopalnych. Najlepszym tego przykładem są jedyne dwa pełnoskalowe projekty CCS realizowane obecnie w Europie. Zlokalizowane są one w Norwegii, gdzie producentów ropy i gazu obowiązuje podatek w wysokości 25 EUR/t wyemitowanego CO<sub>2</sub><sup>28</sup>. Podatek ten, który dotyczy wyłącznie

---

<sup>24</sup> Źródło: Baza danych projektów ZEROs CCS; śledzenie opracowania i wdrażania CCS w skali światowej.

<http://www.zeroco2.no/projects> oraz GSSCI, The Global Status of CCS: 2012 An overview of large-scale integrated CCS projects: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2012/online/47981>

<sup>25</sup> „World Energy Outlook 2012”, MAE 2012 r. oraz; „Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation” dokument roboczy MAE, wydanie 2011, dostępny na stronie internetowej: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/costperf\\_ccs\\_powergen-1.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/costperf_ccs_powergen-1.pdf), oraz; „A policy strategy for carbon capture and storage” - dokument informacyjny MAE, 2012 r.

<sup>26</sup> Dotyczy to elektrowni zasilanych pyłem węglowym pracujących przy obciążeniu podstawowym. Koszty w USD wynoszą 55. Zakłada się, że kurs wymiany 1 USD wynosi 1,298 EUR. Szacowana kwota 55 USD/t jest zgodna z szacunkami w ramach europejskiej platformy technologicznej na rzecz bezemisyjnych elektrowni zasilanych paliwami kopalnymi, według której nieponiesione koszty wynoszą 30-40 EUR/tCO<sub>2</sub>. Dla technologii CCS stosowanej do gazu ziemnego cena emisji dwutlenku węgla musiałaby wynieść około 90 EUR/tCO<sub>2</sub>.

<sup>27</sup> Źródło: Wspólne Centrum Badawcze (JRC), „The cost of CCS”, EUR 24125 EN, 2009 r.

<sup>28</sup> Podatek ten wynosi 0,47 NOK za litr ropy naftowej oraz za Sm<sup>3</sup> gazu.



producentów ropy i gazu na szelfie kontynentalnym, doprowadził do komercyjnego rozwoju CCS na polach Snøhvit i Sleipner (więcej szczegółów zawiera załącznik I).

## 2.5. Konkurencyjność kosztowa CCS wprowadzanego w istniejących elektrowniach

Jeśli światowa ekspansja elektrowni zasilanych paliwami kopalnymi nie zostanie odwrócona, modernizacja pod kątem CCS będzie niezbędna w celu ograniczenia globalnego ocieplenia do poziomu poniżej 2°C. Jednak jak twierdzi Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC) <sup>29</sup> „Przewiduje się, że wyposażanie istniejących elektrowni w systemy wychwytywania CO<sub>2</sub> będzie prowadziło do wyższych kosztów i znacznej zmniejszonej ogólnej wydajności niż w przypadku nowo budowanych elektrowni wyposażonych w takie systemy. Różnica w kosztach na niekorzyść modernizacji może być zmniejszona w przypadku niektórych stosunkowo nowych i wysokowydajnych istniejących elektrowni lub w przypadku gruntownej modernizacji lub przebudowy elektrowni”. Większość dalszych badań potwierdza wnioski przedstawione przez IPCC. Główne przyczyny wyższych kosztów są następujące:

- **Wyższy koszt inwestycji**, ponieważ istniejący układ elektrowni i ograniczenia przestrzenne mogą utrudniać dostosowanie do CCS w porównaniu z zastosowaniem tej technologii w nowym obiekcie.
- **Krótszy cykl życia**, ponieważ elektrownia już funkcjonuje. Oznacza to, że inwestycja polegająca na modernizacji pod kątem CCS musiałaby zostać spleciona w krótszym czasie niż instalacja CCS w nowym obiekcie.
- **Obniżenie skuteczności**, ponieważ trudno jest optymalnie zintegrować dodaną instalację w celu maksymalizacji efektywności energetycznej procesu wychwytywania, co prowadzi do obniżenia wydajności.
- **Koszty przestoju**, ponieważ istniejąca instalacja, która jest w trakcie modernizacji musiałaby zostać wycofana z eksploatacji podczas wykonywania prac budowlanych.

Aby zminimalizować ograniczenia związane z konkretnymi obiektami, a tym samym koszty, zasugerowano, aby wymagać, by nowe obiekty były „gotowe do CCS”<sup>30</sup>, co pozwoliłoby uniknąć dalszego „blokowania” emisji CO<sub>2</sub> z nowych instalacji<sup>31</sup>.

Zgodnie z art. 33 dyrektywy w sprawie CCS, państwa członkowskie muszą dopilnować, aby operatorzy wszystkich obiektów energetycznego spalania o elektrycznej mocy znamionowej nie mniejszej niż 300 MW ocenili, czy spełnione są następujące warunki: 1) dostępność odpowiednich składowisk; 2) techniczna i ekonomiczna wykonalność instalacji transportowej oraz 3) techniczna i ekonomiczna wykonalność modernizacji pod kątem wychwytywania CO<sub>2</sub><sup>32</sup>. Jeżeli warunki te są spełnione właściwy organ zapewnia zarezerwowanie na terenie

---

<sup>29</sup> IPCC, 2005 - Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos i Leo Meyer (Eds.) - Cambridge University Press, Zjednoczone Królestwo, s. 431. Dostępne na stronie internetowej:

[http://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/publications\\_and\\_data\\_reports.shtml](http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.shtml)

<sup>30</sup> „Gotowość do CCS” oznacza, że obiekt może być wyposażony w CCS na późniejszym etapie

<sup>31</sup> Ustawa o czystym powietrzu (Clean Air Act) w USA skutecznie wymusza, aby nowe elektrownie węglowe były „gotowe do CCS” (zob. także pole tekstowe 1), ponieważ zezwala się na spełnienie wymagań normy dotyczącej poziomów emisji w ciągu 30 lat. Proponowany przepis jest dostępny na stronie internetowej: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2012-04-13/pdf/2012-7820.pdf>

<sup>32</sup> Przepis ten zmienił dyrektywę w sprawie dużych obiektów energetycznego spalania i obecnie stanowi art. 36 dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych.

obiektu odpowiedniej przestrzeni na instalację urządzeń niezbędnych do wychwytywania i sprężania CO<sub>2</sub>. Liczba obiektów, które zostały już zaprojektowane jako „gotowe do CCS” jest jednak bardzo niewielka.

Ocena środków wprowadzonych przez państwa członkowskie, aby zapewnić wdrożenie art. 33 dyrektywy w sprawie CCS, zostanie przedstawiona w kolejnej analizie transpozycji dyrektywy w sprawie CCS i jej wdrożenia w państwach członkowskich.

### **3. Stan działań dotyczących demonstracji CCS w Europie i analiza braków**

Rola CCS w przyszłym niskoemisyjnym koszyku energetycznym jest powszechnie uznana. Wynika to między innymi z faktu że Unia Europejska zobowiązała się do zrobienia ważnego kroku na drodze rozwoju CCS od projektów badawczych w skali pilotażowej do komercyjnych projektów demonstracyjnych<sup>33</sup>, które mogą obniżyć koszty, wykazać bezpieczeństwo składowania dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>) dla środowiska geologicznego, umożliwić gromadzenie użytecznej wiedzy na temat potencjału CCS oraz zmniejszyć ryzyko związane z tą technologią dla inwestorów.

Pomimo znacznych starań UE, aby odgrywać wiodącą rolę w rozwoju CCS, żaden spośród ośmiu działających pełnoskalowych<sup>34</sup> projektów demonstracyjnych z pełnym procesem CCS (wychwytywanie, transport i składowanie – zob. szczegóły w załączniku I), nie jest zlokalizowany w UE, a nawet najbardziej obiecujące projekty unijne stoją w obliczu poważnych opóźnień z wielu przedstawionych poniżej powodów.

#### **3.1. Brak uzasadnienia ekonomicznego**

Przy obecnych cenach emisji dwutlenku węgla znacznie poniżej 40 EUR/tCO<sub>2</sub> i braku ograniczeń prawnych lub zachęt podmioty gospodarcze nie widzą ekonomicznego uzasadnienia dla inwestycji w CCS. Kiedy Komisja złożyła wniosek dotyczący pakietu klimatyczno-energetycznego w 2008 r. ceny emisji dwutlenku węgla wynosiły czasowo aż 30 EUR. Oczekiwano, że po wdrożeniu celów w ramach pakietu klimatyczno-energetycznego, taki poziom cen zostanie osiągnięty w 2020 r., a następnie będzie dalej wzrastał. Zdawano sobie sprawę, że może to jednak nie wystarczyć nawet na przekazanie do eksploatacji obiektów demonstracyjnych. Oprócz ustanowienia ram prawnych (dyrektywa w sprawie CCS), wdrożono program NER300 w celu finansowania demonstracji CCS na skalę komercyjną, a także innowacyjnych projektów w dziedzinie energii odnawialnej oraz Europejski program energetyczny na rzecz naprawy gospodarczej (EPENG) koncentrujący się na 6 projektach demonstracyjnych CCS. Przy cenach emisji dwutlenku węgla na poziomie 30 EUR, całkowite wsparcie mogło wynieść nawet 9 mld EUR. Uznano, że zachęta związana z ceną emisji dwutlenku węgla wraz z dodatkowym wsparciem finansowym w ramach programów NER300 i EPENG jest wystarczająca do zagwarantowania budowy szeregu obiektów demonstracyjnych CCS w UE.

Dzisiaj, kiedy ceny emisji dwutlenku węgla są bliskie 5 EUR, a przychody z NER300 są znacznie niższe niż początkowo oczekiwano, oczywiste jest, że nie istnieje żadne uzasadnienie dla podmiotów gospodarczych do inwestowania w projekty demonstracyjne CCS, ponieważ dochód uzyskany wskutek ograniczenia emisji, wynikający z konieczności

---

<sup>33</sup> Zintegrowany pełny łańcuch wychwytywania, transportu i składowania CO<sub>2</sub> w skali ponad 250 MW lub przynajmniej 500 ktCO<sub>2</sub>/rok dla zastosowań przemysłowych.

<sup>34</sup> Każdy z 8 projektów jest nie mniejszy niż równorzędny projekt dotyczący CCS dla elektrowni gazowej o mocy 250 MW, natomiast 3 projekty są większe niż równorzędny projekt dotyczący CCS dla elektrowni węglowej o mocy 250 MW.

zakupu znacznie mniejszej ilości uprawnień do emisji, nie pokrywa dodatkowych inwestycji i kosztów operacyjnych.

Analiza FEED (Front End Engineering Design) projektów CCS wskazuje, że początkowe założenia dotyczące kosztów kapitałowych dla CCS były realistyczne. Jednak uzasadnienie ekonomiczne znacznie się pogorszyło w 2009 r. ze względu na kryzys gospodarczy, który spowodował obniżenie cen emisji dwutlenku węgla w ramach systemu handlu emisjami. W większości projektów wyliczenia oparto na cenie emisji dwutlenku węgla w wysokości co najmniej 20 EUR/t CO<sub>2</sub>. Przy założeniu, że okres eksploatacji wynosi 10 lat (co jest wymagane w NER300) oraz że składa się 1 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie, różnica w cenie w wysokości 10 EUR/t CO<sub>2</sub> rzeczywiście spowodowałaby dodatkowe koszty operacyjne w wysokości około 100 mln EUR. W porównaniu do przewidywanej ceny wynoszącej 30 EUR, kiedy składano wniosek dotyczący pakietu klimatyczno-energetycznego, dodatkowe ponoszone koszty wynoszą nawet 200 mln EUR.

Te dodatkowe koszty musiałyby być obecnie pokryte przez przemysł lub ze środków publicznych. Intensyfikacja wydobywania ropy naftowej (EOR) może pomóc niektórym projektom, jednak w przeciwieństwie do USA i Chin, EOR nie stanowi siły napędowej wdrożenia CCS w Europie. Chociaż przemysł zadeklarował w 2008 r., że jest gotowy zainwestować ponad 12 mld EUR w CCS, dotychczasowe rzeczywiste zobowiązania finansowe nie odpowiadają temu zobowiązaniu. W rzeczywistości w przypadku większości projektów, przemysł ogranicza obecnie swoje finansowanie do ok. 10 % dodatkowych kosztów CCS. Ponadto bardzo się zmieniły okoliczności polityczne i finansowe na szczeblu państw członkowskich w porównaniu z tymi, jakie dominowały w 2008 r.

W obecnej sytuacji gospodarczej, nawet przy dodatkowym finansowaniu w ramach Europejskiego planu naprawy gospodarczej, który przeznaczył około 1 mld EUR na demonstrację CCS<sup>35</sup>, przy nadwyżce strukturalnej ETS wynoszącej około 2 mld uprawnień oraz utrzymujących się niskich cenach uprawnień do emisji dwutlenku węgla i niższym niż przewidywano finansowaniu ze środków NER300, przemysł po prostu nie ma motywacji do podejmowania działań demonstracyjnych w dziedzinie CCS, co negatywnie wpływa na szansę wdrożenia CCS na dużą skalę. W przypadku braku strategii zapewniającej ekonomiczną opłacalność lub obligatoryjność CCS, przemysł prawdopodobnie nie zaangażuje się we wdrażanie CCS na dużą skalę.

Podkreślono to niedawno w decyzji o przyznaniu dotacji w pierwszym zaproszeniu do składania wniosków w ramach programu NER300<sup>36</sup>. Pierwotnym celem tego programu było finansowanie 8 projektów demonstracyjnych CCS na skalę komercyjną oraz 34 innowacyjnych projektów w zakresie energii odnawialnej. Na zaproszenie do składania wniosków w ramach NER300 złożono 13 projektów CCS (z których 2 były projektami CCS w zastosowaniach przemysłowych, a 11 w sektorze energetycznym) dotyczących 7 państw członkowskich. 3 projekty wycofano w trakcie trwania konkursu. Do lipca 2012 r. Komisja wybrała 8 najlepszych programów CCS i 2 projekty rezerwowe nadal uczestniczące w konkursie<sup>37</sup>. Ostatecznie funduszy nie przyznano żadnemu projektowi CCS, ponieważ na ostatnim etapie potwierdzenia projektów, państwa członkowskie nie były w stanie

---

<sup>35</sup> W załączniku II przedstawiono szczegółowe informacje dotyczące statusu 6 projektów demonstracyjnych finansowanych w ramach unijnego programu EPENG.

<sup>36</sup> Dostępne na stronie internetowej: [http://ec.europa.eu/clima/news/docs/draft\\_award\\_decision\\_ner300\\_first\\_call\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/news/docs/draft_award_decision_ner300_first_call_en.pdf)

<sup>37</sup> Dokument roboczy służb Komisji „NER300 — Ewolucja w kierunku gospodarki niskoemisyjnej i pobudzenie innowacji, wzrostu gospodarczego i zatrudnienia w całej UE”.

potwierdzić projektów. Przyczyny braku potwierdzenia obejmują: niedobory środków w krajowym lub prywatnym wkładzie finansowym<sup>38</sup>, ale również opóźnienia w procedurach udzielania pozwoleń lub, w jednym przypadku, trwający konkurs dotyczący finansowania krajowego, który uniemożliwił zainteresowanemu państwu członkowskiemu potwierdzenie zgodnie z wymogami decyzji w sprawie NER300.

W przypadku większości projektów CCS ubiegano się o finansowanie w ramach NER300 w wysokości znacznie przekraczającej 337 mln EUR (wysokość pułapu ustalonego w świetle przychodów uzyskanych z monetyzacji uprawnień NER). W przypadku aż połowy wszystkich projektów CCS ubiegano się o finansowanie w ramach NER300 przekraczające 500 mln EUR. Niższy niż zakładano pułap wywarł zatem dodatkową presję na państwa członkowskie i podmioty prywatne, które miały pokryć brakującą kwotę. Nawet w przypadku projektów, których wnioski o finansowanie z NER300 były jedynie nieznacznie wyższe niż pułap, luki finansowe pozostały głównym wyzwaniem i czynnikiem determinującym brak ich potwierdzenia.

Kolejną ważną kwestią jest fakt, że jak się wydaje podmioty prywatne składające wnioski w ramach NER300 nie były skłonne do samodzielnego pokrycia części kosztów. Większość operatorów CCS składała wnioski oparte prawie wyłącznie na finansowaniu ze środków publicznych, natomiast pozostali zaproponowali wniesienie wkładu w postaci stosunkowo niewielkiego udziału. Można wyciągnąć wniosek, że dopóki oczekiwane ceny emisji dwutlenku węgla będą niskie, sektor prywatny będzie oczekiwał współfinansowania rozwoju CCS w znacznym stopniu ze środków publicznych, co świadczy o obecnych wyzwaniach w tym sektorze.

Zarówno przedsiębiorstwa energetyczne, które korzystają z paliw kopalnych jako składnika do produkcji, jak i dostawcy paliw kopalnych powinni być bardzo zainteresowani pomyślnym rozwojem technologii CCS ze względu na swoje przyszłe perspektywy gospodarcze. Bez technologii CCS ich przyszłość jest niepewna.

### **3.2. Świadomość i akceptacja społeczna**

Niektóre projekty zakładające składowanie na lądzie spotykają się z ostrym sprzeciwem społecznym. Odnosi się to w szczególności do projektów w Polsce i w Niemczech. W Niemczech brak akceptacji społecznej był główną przyczyną opóźnienia w transpozycji dyrektywy w sprawie CCS. W przypadku wspieranego w ramach EPENG projektu w Hiszpanii, dzięki specjalnej kampanii informacyjnej i zaangażowaniu opinii publicznej udało się skutecznie pokonać sprzeciw społeczny. Projekty, których celem jest składowanie podmorskie w Zjednoczonym Królestwie, w Niderlandach i we Włoszech również uzyskały akceptację społeczną. Wyniki niedawnego badania Eurobarometru<sup>39</sup> pokazują, że europejskie społeczeństwo nie zna technologii CCS i nie jest świadome jej potencjalnego wkładu w łagodzenie zmian klimatu. Osoby poinformowane są jednak bardziej skłonne poprzeć tę technologię. Pokazuje to wyraźnie, że należy zrobić więcej w celu włączenia CCS do debaty na temat starań Europy i państw członkowskich w walce ze zmianą klimatu, że potencjalne zagrożenia dla zdrowia i środowiska (związane z wyciekami składowanego CO<sub>2</sub>) należy nadal zbadać dogłębniej oraz że nie należy zakładać akceptacji społecznej bez jej uprzedniej oceny.

---

<sup>38</sup> Program NER 300 zapewnia pokrycie 50 % dodatkowych kosztów związanych z inwestycjami i funkcjonowaniem obiektów CCS. Reszta powinna być pokryta z wkładów z sektora prywatnego lub poprzez finansowanie ze środków publicznych.

<sup>39</sup> Dostępne na stronie: [http://ec.europa.eu/public\\_opinion/archives/ebs/ebs\\_364\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_364_en.pdf)

### 3.3. Ramy prawne

Dyrektywa w sprawie CCS stanowi kompleksowe ramy prawne dla wychwytywania, transportu i przechowywania CCS. Do terminu transpozycji w czerwcu 2011 r. tylko kilka państw członkowskich zgłosiło pełną lub częściową transpozycję. W międzyczasie sytuacja się znacznie poprawiła i w chwili obecnej tylko jedno państwo członkowskie nie zgłosiło Komisji żadnych środków transpozycji dyrektywy. Większość państw członkowskich, w których zgłoszono projekty demonstracyjne CCS zakończyło transpozycję dyrektywy, ale kilka państw członkowskich zakazuje składowania CO<sub>2</sub> na swoim terytorium lub ogranicza je.

Pełna analiza transpozycji i wdrożenia dyrektywy w sprawie CCS w państwach członkowskich obejmie również szczegółowo ten aspekt.

### 3.4. Składowanie CO<sub>2</sub> i infrastruktura

Według projektu UE GeoCapacity<sup>40</sup> szacunkowa ogólna pojemność stałego geologicznego składowania w Europie stanowi równowartość ponad 300 giga ton (Gt) CO<sub>2</sub>, natomiast w ostrożnych szacunkach zdolność magazynowania ocenia się na 117 Gt CO<sub>2</sub>. Całkowita wielkość emisji CO<sub>2</sub> pochodzącej z produkcji energii elektrycznej oraz produkcji przemysłowej w UE wynosi około 2,2 GtCO<sub>2</sub> rocznie, a tym samym możliwe jest przechowywanie całego CO<sub>2</sub> wychwytywanego w UE w najbliższych dziesięcioleciach, nawet przy uwzględnieniu ostrożnych szacunków. Na samym Morzu Północnym możliwości składowania oceniono na ponad 200 GtCO<sub>2</sub>. Należy dokładniej zbadać spójne podejście do wykorzystania tych możliwości.

Choć możliwości składowania w Europie są wystarczające, odpowiednie miejsca nie zawsze są dostępne lub nie są położone blisko emitentów CO<sub>2</sub>. Dlatego, aby skutecznie połączyć źródła CO<sub>2</sub> z miejscami jego składowania, konieczna jest transgraniczna infrastruktura transportowa. Znajduje to odzwierciedlenie we wniosku Komisji, aby włączyć infrastrukturę transportu CO<sub>2</sub> do jej wniosku dotyczącego rozporządzenia w sprawie „wytycznych dla infrastruktury transeuropejskiej”. Na podstawie tego rozporządzenia projekty dotyczące infrastruktury transportu CO<sub>2</sub> mogą się kwalifikować jako projekty leżące we wspólnym europejskim interesie i ostatecznie mogą się kwalifikować do finansowania. Niemniej jednak początkowo w ramach projektów CCS najczęściej będzie się poszukiwać miejsc składowania CO<sub>2</sub> w pobliżu miejsc jego wychwytywania, dlatego w pierwszej kolejności trzeba będzie rozwinąć infrastrukturę na szczeblu krajowym. Państwa członkowskie będą musiały odpowiednio uwzględnić takie krajowe potrzeby w zakresie infrastruktury, aby następnie zająć się sieciami transgranicznymi.

### 3.5. Współpraca międzynarodowa

Przeciwdziałanie zmianom klimatu może być skuteczne jedynie wtedy, gdy ma miejsce na całym świecie. Wiodąca rola UE może nadać rozmach niezbędnej współpracy międzynarodowej, ale istnieje dodatkowo jasne polityczne uzasadnienie promowania wykorzystywania technologii łagodzenia skutków zmiany klimatu w państwach, w których będą one potrzebne do przejścia ich powiększającej się gospodarki na gospodarkę niskoemisyjną. Niewątpliwie obejmuje to technologię CCS, dla której rynek pozaunijny będzie prawdopodobnie dużo większy niż rynek wewnętrzny.

Na przykład zużycie węgla w Chinach wzrosło o 10 % w 2010 r. i stanowi obecnie 48 % światowego zużycia węgla. Znaczna część 300 GW elektrowni węglowych obecnie budowanych lub planowanych w Chinach będzie prawdopodobnie nadal działać w roku 2050.

---

<sup>40</sup> Więcej informacji można znaleźć na stronie internetowej: <http://www.geology.cz/geocapacity>

Jeżeli nowe obiekty w Chinach i na całym świecie nie będą wyposażone w CCS, a istniejące zakłady modernizowane, duża część emisji na świecie w latach 2030-2050 jest już „zablokowana”. W związku z tym Komisja Europejska aktywnie współpracuje z państwami trzecimi, w tym z krajami o gospodarkach wschodzących, oraz przedstawicielami przemysłu. Ma ona na celu dalsze umiędzynarodowienie działań w zakresie upowszechniania wiedzy dotyczącej projektów CCS w kontekście europejskiej sieci projektów demonstracyjnych w zakresie CCS, jak również poprzez swoje członkostwo w forum przywódczym na rzecz sekwestracji węgla (Carbon Sequestration Leadership Forum - CSLF) oraz jako uczestnik współpracujący w globalnym instytucie wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub> (Global CCS Institute - GCCSI).

#### **4. Dalsze działania**

Drugie zaproszenie do składania ofert w ramach NER300, które zostanie ogłoszone w kwietniu 2013 r. stanowi drugą szansę dla przemysłu europejskiego i państw członkowskich do poprawy obecnej perspektywy dla CCS. Ale biorąc pod uwagę wyraźne opóźnienia w programie demonstracyjnym CCS, nadszedł czas, aby dokonać ponownej oceny celów wyznaczonych przez Radę Europejską oraz zmienić orientację naszych celów strategicznych i instrumentów.

Potrzeba demonstracji i wdrożenia na dużą skalę technologii CCS w celu jej komercjalizacji nie zmniejszyła się, a stała się jeszcze pilniejsza. W interesie naszej długoterminowej konkurencyjności leży zdobycie w naszych sektorach energii i przemysłu doświadczeń w rozwoju CCS na skalę komercyjną<sup>41</sup>, które mogą obniżyć koszty, wykazać bezpieczeństwo składowania CO<sub>2</sub> dla środowiska geologicznego, umożliwić gromadzenie użytecznej wiedzy na temat potencjału CCS oraz zmniejszyć związane z tą technologią ryzyko dla inwestorów.

CCS będzie się zawsze wiązać z wyższymi kosztami niż tradycyjne spalanie paliw kopalnych, a tym samym będzie wymagać odpowiedniej rekompensaty, ponieważ spalanie paliw bez wychwytywania dwutlenku węgla wymaga mniejszych inwestycji i mniejszej ilości energii. Rekompensata może być realizowana poprzez różne działania podejmowane w ramach strategii. Posiadamy już obecnie system ETS, który bezpośrednio zachęca do CCS poprzez ustalenie cen za emisję dwutlenku węgla, choć na o wiele zbyt niskim poziomie. Ponadto korzystanie z niektórych przychodów z aukcji uprawnień do emisji dwutlenku węgla (program NER300) stanowi potencjalne źródło finansowania CCS, a także projektów w zakresie energii odnawialnej.

Obecne prognozy cenowe dotyczące uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, są znacznie niższe od oceny z 2008 r. dotyczącej pakietu klimatyczno-energetycznego, w której prognozowano, że ceny w 2020 r. wyniosą około 30 EUR (w cenach z roku 2005)<sup>42</sup>. Dzisiejszy sygnał cenowy w systemie UE ETS nie zachęca do zamiany paliwa z węgla na gaz i zwiększa koszty finansowania inwestycji w gospodarkę niskoemisyjną, jako że koszty te rosną w związku z postrzeganym ryzykiem związanym z inwestycjami w technologie niskoemisyjne. Badanie 363 operatorów uczestniczących w UE ETS potwierdza, że cena emisji dwutlenku węgla w Europie stała się ostatnio mniej ważna dla decyzji inwestycyjnych<sup>43</sup>.

---

<sup>41</sup> Zintegrowany pełny łańcuch wychwytywania, transportu i składowania CO<sub>2</sub> w skali ponad 250 MWe lub przynajmniej 500 ktCO<sub>2</sub>/rok dla zastosowań przemysłowych.

<sup>42</sup> Zob. też pkt 4.3 w dokumencie roboczym służb Komisji dotyczącym funkcjonowania rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

<sup>43</sup> Długoterminowe ceny emisji dwutlenku węgla pozostają dla 38 % respondentów decydującym czynnikiem, a dla kolejnych 55 % ankietowanych są czynnikiem wpływającym. Po raz pierwszy jednak od 2009 r., udział

Reforma strukturalna systemu handlu uprawnieniami do emisji może zapewnić wzrost cen i potwierdzić, że również w perspektywie długoterminowej ETS będzie przysyłać wystarczająco mocny sygnał cenowy dotyczący emisji dwutlenku węgla, aby nadać rozmach wdrażaniu technologii CCS. W związku z tym Komisja zainicjowała sprawozdanie dotyczące rynku emisji, wraz z konsultacjami publicznymi, w którym analizuje się szereg wariantów takiej reformy. Aby nadać rozmach wdrażaniu technologii CCS bez żadnych innych zachęt, konieczne byłyby znaczne wzrosty cen w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji (lub przewidywane wzrosty), wynoszące co najmniej 40 EUR<sup>44</sup>.

MAE podkreśla, że w strategii CCS należy wziąć pod uwagę zmieniające się potrzeby technologii w miarę jej dojrzewania od bardziej szczegółowych środków na wczesnych etapach do środków bardziej neutralnych, aby zapewnić konkurencyjność CCS wobec innych możliwości ograniczenia emisji w miarę zbliżającej się komercjalizacji<sup>45</sup>. W związku z tym i bez względu na ostateczny wynik dyskusji na temat reformy strukturalnej systemu ETS, ważne jest, aby odpowiednio przygotować wdrażanie CCS poprzez rzetelny proces demonstracji. Dlatego należy wziąć pod uwagę warianty strategiczne w celu umożliwienia jak najszybciej demonstracji na dużą skalę w celu dalszego wdrażania i rozpowszechniania tej technologii.

W ramach pakietu klimatyczno-energetycznego uznano, że demonstracja prawdopodobnie nie nastąpi tylko dzięki sygnałowi cenowemu dotyczącemu emisji dwutlenku węgla. Przewidziano dodatkowe zachęty w ramach NER300 i pakietu finansowego EPENG, jak również poprzez ramy prawne CCS. W bieżącym systemie ETS przewiduje się, poprzez drugie zaproszenie w ramach programu NER300, możliwość wsparcia projektów CCS oraz innowacyjnych projektów w zakresie energii odnawialnej. Rozwój tego rodzaju finansowania można również rozpatrywać na okres do 2030 r. Takie finansowanie mogłoby się przyczynić do realizacji niektórych celów planu EPSTE, a także wyraźnie skoncentrować się na innowacyjności w energochłonnych gałęziach przemysłu, ponieważ CCS jest kluczową technologią, którą można stosować zarówno w sektorze energii, jak i przemysłu. Ponadto forma konkursu daje równe szanse wszystkim przedsiębiorstwom w UE, zapewniając inteligentne wykorzystanie ograniczonych funduszy.

Oprócz tego biorąc pod uwagę zmiany, jakie były przedmiotem badań lub zostały wdrożone w wielu państwach, można rozważyć szereg wariantów strategicznych wykraczających poza istniejące środki. Takie warianty przedstawiono w skrócie poniżej.

Oczywiste jest, że chociaż cena uprawnień do emisji dwutlenku węgla nie jest na wystarczającym poziomie, nadal konieczne jest opracowanie infrastruktury, umiejętności i wiedzy w zakresie CCS, poprzez realizację ograniczonej liczby projektów w dziedzinie CCS. Środki wspierające demonstrację mogłyby mieć ograniczony zakres, zmniejszający koszty dla gospodarki ogółem, a jednocześnie dałyby inwestorom konieczną pewność, zapewniając korzyści z wczesnego wdrożenia. Proces demonstracji zapewniłby również jaśniejsze

---

ankietowanych niebiorących w ogóle pod uwagę ceny emisji dwutlenku węgla niemal się podwoiła do poziomu 7% w badaniu z 2012 r. Thomson Reuters Point Carbon, „Carbon 2012”, 21 marca 2012 r., <http://www.pointcarbon.com/news/1.1804940>

<sup>44</sup> Nie oczekuje się szybkiego osiągnięcia takich poziomów cen emisji dwutlenku węgla, dlatego nie jest prawdopodobne, by przemysł podejmował odpowiednie decyzje o inwestycjach w projekty dotyczące CCS wyłącznie na podstawie ceny emisji dwutlenku węgla. Sytuację pogarsza brak jasnych ram politycznych i zachęt na poziomie krajowym oraz opór społeczny, o ile nie zostaną podjęte działania na szczeblu UE oraz państw członkowskich w celu zmiany tej niekorzystnej perspektywy.

<sup>45</sup> MAE (2012 r.), „A Policy Strategy for Carbon Capture and Storage”.

perspektywy dla przyszłego zapotrzebowania na CCS, zwłaszcza w krótko- i średniookresowo, kiedy cena uprawnień do emisji dwutlenku węgla nie będzie na wystarczająco wysokim poziomie, aby zapewnić inwestycje w CCS.

System obowiązkowych certyfikatów CCS mógłby zobowiązywać emitentów dwutlenku węgla (powyżej określonej wielkości) lub dostawców paliw kopalnych do zakupu certyfikatów CCS odpowiadających określonej ilości ich emisji lub potencjalnych emisji (w przypadku gdy zobowiązanie dotyczy dostawców paliw kopalnych). Certyfikaty można byłoby przekazać przemysłowi naftowemu i gazowemu, zapewniając wykorzystanie fachowej wiedzy, jaką dysponują już te sektory w dziedzinie geologii i obecności w terenie do określenia najbardziej odpowiednich składowisk, włącznie z możliwością intensyfikacji wydobycia ropy naftowej i gazu, w zakresie, w jakim zapewnia to stałe składowanie CO<sub>2</sub>.

#### Ramka 1: Mające obecnie zastosowanie obowiązki w zakresie CCS

Począwszy od roku 2015, elektrownie w stanie Illinois (USA) muszą wytwarzać 5 % energii elektrycznej ze źródła węgla czystego, natomiast cel na 2025 r. wynosi 25 %. Obiekty eksploatowane przed 2016 r. kwalifikują się jako zużywające węgiel czysty, pod warunkiem że co najmniej 50 % emisji CO<sub>2</sub> jest wychwytywanych i sekwestrowanych. Wymóg ten zwiększa się do poziomu 70 % dla elektrowni węglowych, których eksploatacja ma się rozpocząć w roku 2016 lub roku 2017, a w późniejszych latach wartość ta ma wzrosnąć do poziomu 90 %.

Tego rodzaju system mógłby współistnieć z ETS, o ile wymagane certyfikaty CCS miałyby równowartość w uprawnieniach do emisji w ramach ETS, które musiałyby zostać na stałe wycofane z rynku (ponieważ wielkość obniżenia emisji dwutlenku węgla poprzez certyfikaty CCS jest znana, możliwa byłaby szybka integracja z systemem ETS poprzez zmniejszenie ilości uprawnień do emisji w ramach ETS o taką samą liczbę). Dzięki tego rodzaju systemowi można by określić, jaką wielkość CSS należy opracować i wdrożyć. Przy ukierunkowanym zakresie wpływ systemu na funkcjonowanie ETS mógłby być ograniczony, zapewniając jednocześnie przedsiębiorstwom elastyczność umożliwiającą im realizację celu.

Normy emisji mogłyby stanowić ukierunkowane rozwiązanie polegające na utworzeniu obowiązkowych norm emisji tylko dla nowych inwestycji lub dla wszystkich emitentów w sektorze, poprzez ograniczenie wielkości emisji na jednostkę produkcji przedsiębiorstw lub instalacji.

#### Ramka 2: Obecnie stosowane normy emisji

Norma emisji, jako długoterminowa strategia wsparcia, jest obecnie stosowana w Kalifornii, gdzie została wdrożona jako niepodlegająca wymianie norma emisji wynosząca 500g CO<sub>2</sub>/kWh dla nowych elektrowni. Na szczeblu federalnym w Stanach Zjednoczonych rozważa się również normę emisji na podstawie ustawy o czystym powietrzu wdrażanej w ramach EPA, która w rzeczywistości nakłada na nowe projekty inwestycyjne dotyczące energii wytwarzanej z węgla wymóg gotowości do CCS i modernizacji na późniejszym etapie. Zapewnia się to, umożliwiając spełnienie normy emisji dla średnich wyników w okresie 30 lat. Kolejnym przykładem jest Norwegia, w której nie można wybudować elektrowni gazowej niewyposażonej w CCS.

Z normami emisji wiąże się wiele kwestii metodologicznych. Nie dają one gwarancji, że zakłady będą wyposażone w CCS. Mogą natomiast skutkować przesunięciem inwestycji do źródeł energii o niższych emisjach dwutlenku węgla określonych przez normy emisji. Ponadto, w przypadku rygorystycznego wdrożenia, system ten zastąpiłby *de facto* sygnał cenowy z ETS w postaci cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla, zachęcając do obniżenia emisyjności, nie zapewniając jednak przedmiotowym sektorom elastyczności przewidzianej



w ramach ETS. Dlatego też w przypadku jakiegokolwiek normy emisji należałoby rozważyć jej wpływ na ETS i sektory, których dotyczy<sup>46</sup>.

Rządy krajowe mają ponadto do odegrania ważną rolę w demonstracji. Państwa członkowskie mogłyby na przykład ustanowić systemy zapewniające minimalny zwrot z inwestycji w technologie CCS, na podobnej zasadzie jak taryfy gwarantowane często stosowane w celu zapewnienia demonstracji i rozpowszechnienia technologii odnawialnych. Jeżeli systemy takie zaprojektowano by w sposób elastyczny, aby uniknąć nadzwyczajnych zysków, i gdyby ograniczono je wyłącznie do demonstracji, mogłyby się one okazać skuteczne, i można by uniknąć niepożądanego negatywnego wpływu na funkcjonowanie systemu handlu uprawnieniami do emisji lub na rynek wewnętrzny.

## 5. Wnioski

Biorąc pod uwagę plan działania w dziedzinie energii na rok 2050, rozwój globalnej sytuacji oraz sprawozdania<sup>47</sup>, jest oczywiste, że paliwa kopalne pozostaną w światowym i europejskim koszyku energetycznym i będą w dalszym ciągu wykorzystywane w wielu procesach przemysłowych. CCS stanowi obecnie jedną z głównych dostępnych technologii, które mogą przyczynić się do zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> w sektorze energetycznym. Aby wykorzystać ten potencjał CCS musi stać się technologią konkurencyjną kosztowo, tak aby można zacząć ją stosować komercyjnie, przyczyniając się do przejścia gospodarki europejskiej na technologie niskoemisyjne.

Ale CCS znajduje się obecnie na rozdrożu.

Wszystkie aspekty CCS zademonstrowano już poza UE, gdzie technologię tę wykorzystuje się komercyjnie w przetwarzaniu gazu, a oczekuje się, że do roku 2020 czynnych będzie około 20 pełnoskalowych projektów przemysłowych. Pomimo wielu wysiłków i znacznego wsparcia UE, projekty demonstracyjne CCS na skalę komercyjną w UE są opóźnione, a dostępne finansowanie nie jest wystarczające. W rzeczywistości należy zwiększyć wysiłki, aby zrealizować przynajmniej tych kilka projektów, które otrzymały wsparcie finansowanie ze środków UE. Opóźnienia we wprowadzaniu technologii CCS w elektrowniach węglowych i gazowych prawdopodobnie doprowadzą do zwiększenia kosztów obniżenia emisyjności sektora energii elektrycznej w perspektywie długoterminowej, zwłaszcza w przypadku tych państw członkowskich, które są w dużym stopniu uzależnione od paliw kopalnych.

Konieczna jest pilna reakcja polityczna na zasadnicze wyzwanie, jakim jest pobudzenie inwestycji w działania demonstracyjne w dziedzinie CCS, aby sprawdzić, czy wykonalne jest późniejsze wdrożenie i budowa infrastruktury związanej z CO<sub>2</sub>. Pierwszym krokiem w tym kierunku jest zatem zapewnienie powodzenia demonstracji w dziedzinie CCS na skalę komercyjną w Europie, która potwierdziłaby efektywność techniczną i rentowność technologii CSS jako racjonalnego pod względem kosztów środka ograniczającego emisję gazów cieplarnianych w sektorze energetycznym i przemysłowym.

W dłuższej perspektywie technologia CCS jest również konieczna, aby umożliwić ograniczenie emisji w sektorach przemysłu w przypadku emisji procesowych, których nie można uniknąć. Dalsze opóźnienia mogą ostatecznie prowadzić do konieczności zakupu przez przemysł europejski technologii CCS od państw spoza UE w przyszłości.

---

<sup>46</sup> Zob. na przykład [http://ec.europa.eu/clima/policies/lowcarbon/ccs/docs/impacts\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/lowcarbon/ccs/docs/impacts_en.pdf)

<sup>47</sup> W dokumencie „World Energy Outlook 2012” MAE szacuje, że paliwa kopalne stanowią obecnie 80 % światowego zużycia energii, a w 2035 r. w scenariuszu „nowa polityka” będą stanowiły 75 %.

Uwzględniając wyjaśnioną powyżej złożoność tych zagadnień i w świetle rozpoczętych prac nad ramami polityki energetycznej i klimatycznej na rok 2030 oraz potrzeby merytorycznej debaty, obejmującej kwestię ustalenia determinujących czynników skutecznego wdrożenia CSS, Komisja zachęca do dyskusji na temat roli CCS w Europie, stawiając w szczególności następujące pytania:

- 1) Czy państwa członkowskie, które obecnie mają wysoki udział węgla i gazu w swoim koszyku energetycznym oraz w procesach przemysłowych, i które jeszcze tego nie uczyniły, należy zobowiązać do:
  - a. opracowania jasnego planu działania w zakresie restrukturyzacji sektora wytwarzania energii elektrycznej w celu przejścia na niewęglowe źródła energii (energia jądrowa lub odnawialna) do 2050 r.,
  - b. opracowania krajowej strategii przygotowania do wdrożenia technologii CCS.
- 2) Jak należy przekształcić system handlu uprawnieniami do emisji, aby mógł on również zapewnić skuteczne zachęty do wdrażania CCS? Czy należy go uzupełnić instrumentami opartymi na przychodach z aukcji, podobnie jak w przypadku NER300?
- 3) Czy Komisja powinna zaproponować inne środki wsparcia lub rozważyć inne środki polityczne, aby ułatwić wczesne wdrażanie poprzez:
  - a. wsparcie za pomocą aukcji recyklingu lub inne metody finansowania<sup>48</sup>
  - b. normę emisji
  - c. system certyfikatów CCS
  - d. inny rodzaj środka politycznego
- 4) Czy należy zobowiązać przedsiębiorstwa energetyczne do instalowania urządzeń gotowych do CCS w przypadku wszystkich nowych inwestycji (węgiel i ewentualnie również gaz), aby ułatwić konieczną modernizację pod kątem CCS?
- 5) Czy dostawcy paliw kopalnych powinni się przyczynić do demonstracji i wdrożenia CCS poprzez konkretne środki zapewniające dodatkowe środki finansowe?
- 6) Jakie są główne przeszkody w zapewnieniu odpowiedniej demonstracji w dziedzinie CCS w UE?
- 7) W jaki sposób można zwiększyć akceptację społeczną technologii CCS?

W oparciu o odpowiedzi udzielone w ramach tych konsultacji i pełną analizę transpozycji i wdrożenia dyrektywy w sprawie CCS w państwach członkowskich, Komisja rozważy potrzebę opracowania wniosków, w stosownych przypadkach, w kontekście swoich prac dotyczących ram polityki energetycznej i klimatycznej na rok 2030.

---

<sup>48</sup> Przy uwzględnieniu komplementarności z europejskimi funduszami strukturalnymi i inwestycyjnymi (ESI), określonej we wspólnych ramach strategicznych załączonych do wniosku Komisji dotyczącego rozporządzenie w sprawie wspólnych przepisów dotyczących funduszy ESI.

## Załącznik I – pełnoskalowe projekty dotyczące CCS

Realizowane obecnie projekty dotyczące CCS<sup>49</sup>. Projekty oznaczone gwiazdką (\*) to projekty obejmujące cały proces CCS (wychwytywanie, transport i składowanie). Więcej informacji na temat projektów przedstawiono pod tabelą.

Nazwa projektu	Państwo	Typ projektu	Sektor przemysłu	Skala	Status	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Wielkość [w tonach CO <sub>2</sub> /rok]
<a href="#">*Shute Creek</a>	Stany Zjednoczone	Wychwytywanie i składowanie	Przetwarzanie ropy naftowej i gazu	Duża	Funkcjonujący	1986	7 000 000
<a href="#">*Century Plant</a>	Stany Zjednoczone	Wychwytywanie i składowanie	Przetwarzanie ropy naftowej i gazu	Duża	Funkcjonujący	2010	5 000 000
<a href="#">*Great Plains Synfuels Plant</a>	Stany Zjednoczone	Wychwytywanie	upłynnianie węgla	Duża	Funkcjonujący	1984 (zakład) zatłaczanie CO <sub>2</sub> od 2000 r.	3 000 000
<a href="#">*Val Verde natural gas plants</a>	Stany Zjednoczone	Wychwytywanie i składowanie	Przetwarzanie ropy naftowej i gazu	Duża	Funkcjonujący	1972	1 300 000
<a href="#">*Sleipner West</a>	Norwegia	Wychwytywanie i składowanie	Przetwarzanie ropy naftowej i gazu	Duża	Funkcjonujący	1996	1 000 000
<a href="#">*In Salah</a>	Algieria	Wychwytywanie i składowanie	Przetwarzanie ropy naftowej i gazu	Duża	Funkcjonujący	2004	1 000 000
<a href="#">*Snøhvit</a>	Norwegia	Wychwytywanie i składowanie	Przetwarzanie ropy naftowej i gazu	Duża	Funkcjonujący	2008	700 000

<sup>49</sup> Źródło: Baza danych projektów ZEROs CCS; śledzenie opracowywania i wdrażania CCS w skali światowej: <http://www.zeroco2.no/projects> oraz;

GSSCI, The Global Status of CCS: 2012.1 An overview of large-scale integrated CCS projects: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2012/online/47981>

<a href="#">*Enid Fertiliser Plant</a>	Stany Zjednoczone	Wychwytywanie i składowanie	Produkty chemiczne	Średnia	Funkcjonujący	2003	680 000
<a href="#">Mt. Simon Sandstone</a>	Stany Zjednoczone	Składowisko	Biopaliwo	Średnia	Funkcjonujący	2011	330 000
<a href="#">Searles Valley Minerals</a>	Stany Zjednoczone	Wychwytywanie	Inne	Średnia	Funkcjonujący	1976	270 000
<a href="#">Aonla urea plant</a>	Indie	Wychwytywanie	Produkty chemiczne	Duża	Funkcjonujący	2006	150 000
<a href="#">Phulpur urea plant</a>	Indie	Wychwytywanie	Produkty chemiczne	Duża	Funkcjonujący	2006	150 000
<a href="#">Husky Energy CO<sub>2</sub> Capture and Liquefaction Project</a>	Kanada	Wychwytywanie i składowanie	Produkcja etanolu	Duża	Funkcjonujący	2012	100 000
<a href="#">CO<sub>2</sub> Recovery Plant to Urea production in Abu Dhabi</a>	Zjednoczone Emiraty Arabskie	Wychwytywanie	Produkty chemiczne	Duża	Funkcjonujący	2009	100 000
<a href="#">Plant Barry CCS Demo</a>	Stany Zjednoczone	Wychwytywanie i składowanie	Elektrownia węglowa	Duża	Funkcjonujący	2011	100 000
<a href="#">Salt Creek EOR</a>	Stany Zjednoczone	Wychwytywanie i składowanie	Przetwarzanie ropy naftowej i gazu	Duża	Funkcjonujący	2003	100 000
<a href="#">SECARB - Cranfield and Citronelle</a>	Stany Zjednoczone	Składowanie		Duża	Funkcjonujący	2009 oraz 2012	100 000
<a href="#">Luzhou Natural Gas Chemicals</a>	Chiny	Wychwytywanie	Produkty chemiczne	Duża	Funkcjonujący		50 000
<a href="#">Jagdishpur - India. Urea plant</a>	Indie	Wychwytywanie		Duża	Funkcjonujący	1988	50 000
<a href="#">Sumitomo Chemicals Plant - Chiba - Japan</a>	Japonia	Wychwytywanie	Przetwarzanie ropy naftowej i gazu	Duża	Funkcjonujący	1994	50 000

### Szczegóły dotyczące 8 pełnoskalowych projektów komercyjnych:

Projekt	Opis projektu
Shute Creek	Intensyfikacja wydobycia ropy naftowej (ang. <i>enhanced oil recovery</i> - EOR). Należący do ExxonMobil zakład przetwórstwa gazu Shute Creek w pobliżu LaBarge w Wyoming, wychwytuje obecnie około 7 mln ton CO <sub>2</sub> rocznie, który wykorzystuje się do intensyfikacji wydobycia ropy naftowej.
Century Plant	Intensyfikacja wydobycia ropy naftowej. Około 5 milionów ton CO <sub>2</sub> rocznie wychwytuje się obecnie z pierwszego zespołu zakładu. Oczekuje się, że wielkość ta wzrośnie do około 8,5 mln ton rocznie, po uruchomieniu obecnie budowanego drugiego zespołu.
Great Plains Synfuels Plant	Intensyfikacja wydobycia ropy naftowej. Sekwestrację rozpoczęto w 2000 r. i nadal zatłacza się około 3 milionów ton CO <sub>2</sub> rocznie.
Val Verde natural gas plants	Intensyfikacja wydobycia ropy naftowej. Pięć odrębnych zakładów przetwarzania gazu w okolicach Val Verde w Teksasie w Stanach Zjednoczonych wychwytuje około 1,3 mln ton CO <sub>2</sub> rocznie w celu wykorzystania do intensywnego wydobycia ropy naftowej na polu naftowym Sharon Ridge.
Sleipner West	W specyfikacji jakościowej sprzedawanego gazu ziemnego wymaga się, aby poziom zawartości CO <sub>2</sub> w gazie nie przekraczał 2,5%. Wychwytywanie CO <sub>2</sub> jest opłacalne z ekonomicznego punktu widzenia ze względu na podatek od emisji CO <sub>2</sub> stosowany na szelfie kontynentalnym Norwegii.
In Salah	W specyfikacji jakościowej sprzedawanego gazu ziemnego wymaga się, aby poziom zawartości CO <sub>2</sub> w gazie nie przekraczał 2,5%. Dla projektu tego ubiegano się o kredyt CDM.
Snøhvit	Tak jak w przypadku Sleipner West.
Enid Fertiliser Plant	Intensyfikacja wydobycia ropy naftowej. CO <sub>2</sub> musi być usuwane podczas produkcji nawozów. Zamiast uwalniania gazu Enid Fertiliser Plant wychwytuje go i wykorzystuje do intensyfikacji wydobycia ropy naftowej na polu naftowym odległym o prawie 200 km.

## **Załącznik II — status europejskich pełnoskalowych projektów demonstracyjnych w ramach EPENG**

Program EPENG mógłby finansować 6 obiektów demonstracyjnych CCS do kwoty 180 mln EUR każdy. Jednak w odniesieniu do żadnego z tych projektów nie podjęto jeszcze ostatecznej decyzji inwestycyjnej.

### *Główne osiągnięcia*

EPENG umożliwił szybkie uruchomienie sześciu projektów (w Niemczech, w Zjednoczonym Królestwie, we Włoszech, w Niderlandach, w Polsce i w Hiszpanii). W przypadku jednego z nich (ROAD w Niderlandach) EPENG odegrał kluczową rolę w pozyskaniu środków krajowych. W kwestii wydawania pozwoleń dzięki EPENG udało się nawiązać ukierunkowany dialog i współpracę z władzami i społecznościami lokalnymi.

Niektóre projekty przyczyniły się również do strukturyzacji faktycznego wdrażania na poziomie państw członkowskich dyrektywy w sprawie CCS. Ponadto przeprowadzone dotychczas szczegółowe prace inżynierskie umożliwiły przedsiębiorstwom użyteczności publicznej zdobycie wiedzy na temat przyszłej eksploatacji zintegrowanych obiektów wychwytywania i składowania dwutlenku węgla. Prace mające na celu określenie charakterystyki konkretnych geologicznych miejsc składowania umożliwiły również identyfikację odpowiednich miejsc do celów stałego i bezpiecznego składowania CO<sub>2</sub>.

W podprogramie dotyczącym CCS zapisano zobowiązanie do dzielenia się doświadczeniami i najlepszymi praktykami, które spełniono, inicjując powstanie sieci projektów CCS. Jest to pierwsza tego rodzaju sieć wymiany wiedzy na świecie, a 6 jej członków współpracuje między innymi w celu opracowania wspólnego przewodnika na temat dobrych praktyk. Jest to przykład wyjątkowej współpracy w dziedzinie nowych technologii energetycznych. Sieć publikuje ponadto sprawozdania z wniosków wyciągniętych w trakcie realizacji projektów w zakresie składowania CO<sub>2</sub>, zaangażowania społeczeństwa i wydawania pozwoleń. Ma ona również na celu rozwój światowych ram wymiany wiedzy.

### *Kwestie zasadnicze*

Cały podprogram dotyczący CCS stoi w obliczu poważnych trudności o charakterze prawnym i ekonomicznym, które mogą zakłócić jego pomyślną realizację. Fakt, że w przypadku żadnego z projektów nie podjęto jeszcze ostatecznej decyzji inwestycyjnej, dobrze ilustruje zaistniałe trudności. Ten ważny etap realizacji projektów został opóźniony z różnych powodów, m.in. nie otrzymano jeszcze wszystkich pozwoleń; nie zakończono określania charakterystyki miejsc składowania, nie opracowano do końca struktury finansowej. Ponadto niskie ceny emisji dwutlenku węgla w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS) sprawiają, że krótko- i średnioterminowe plany biznesowe dotyczące składowania i wychwytywania dwutlenku węgla są nieatrakcyjne. Ze względu na obecną sytuację gospodarczą projekty mają ponadto utrudniony dostęp do źródeł finansowania.

Na początku 2012 r. zaniechano realizacji projektu EPENG w Jaenschwalde, w Niemczech. Oprócz społecznego sprzeciwu wobec potencjalnych miejsc składowania pojawił się też inny problem, gdyż promotorzy stwierdzili, że ze względu na znaczne opóźnienia w transpozycji dyrektywy w sprawie CCS w Niemczech niemożliwe byłoby uzyskanie koniecznych pozwoleń na składowanie CO<sub>2</sub> w ramach czasowych przeznaczonych na projekt.

### *Perspektywy*

Pozostałych 5 projektów stoi w obliczu różnych wyzwań pokrótce opisanych poniżej:

- **ROAD (Niderlandy):** Udało się pomyślnie zakończyć wszystkie wstępne prace techniczne i regulacyjne dotyczące tego projektu. Można już zatem podjąć ostateczną decyzję inwestycyjną. Pomimo gotowości do podjęcia tej decyzji od połowy 2012 r.,

pogarszające się uzasadnienie ekonomiczne dla CCS, tj. prognozy cen CO<sub>2</sub>, spowodowały lukę w finansowaniu w wysokości 130 mln EUR, która spowodowała odroczenie decyzji. Ostateczna decyzja inwestycyjna uzależniona jest od zamknięcia luki finansowej. Trwają rozmowy z dodatkowymi inwestorami. Przewiduje się, że decyzja zostanie podjęta w drugim lub trzecim kwartale 2013 r. Zintegrowany projekt demonstracyjny w zakresie CCS ma zostać uruchomiony w 2016 r.

- **Don Valley (Zjednoczone Królestwo):** Niedawna decyzja Zjednoczonego Królestwa o niewspieraniu projektu stanowi poważne zagrożenie. Po konsultacji z głównymi partnerami prywatnymi i inwestorami (w tym z Samsungiem i BOC) promotorzy (2Co, National Grid Carbon) mają jednak zamiar kontynuować prace, zmniejszając jednak potencjalnie projekt i koncentrując się na planowanym systemie „kontraktu różnicy kursowej” (CfD) zaproponowanym przez rząd brytyjski w dniu 29 listopada 2012 r. w ramach ustawy w sprawie energii. Komisja omawia obecnie z beneficjentami plan restrukturyzacji. Jeśli plan zostanie zatwierdzony przez Komisję, ostateczna decyzja inwestycyjna może zostać podjęta w 2015 r.
- **Porto Tolle (Włochy)** napotyka na poważne opóźnienia ze względu na uchylenie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dotyczącej podstawowej elektrowni. W maju 2013 r. promotorzy zakończą analizę FEED. Dalsze działania będą uzależnione od spełnienia w drugim kwartale 2013 r. zasadniczego warunku : zapewnienia zdolności do znacznego ograniczenia ryzyka związanego z zezwoleniem i ryzyka finansowego.
- **Compostilla (Hiszpania)** pomyślnie zakończono fazę pilotażową w 2013 r., ale brak jest niezbędnego finansowania etapu demonstracyjnego. Następna faza wymagałaby również przyjęcia przez Hiszpanię prawodawstwa dotyczącego planowania i budowy korytarza transportowego CO<sub>2</sub>.
- **Bełchatów (Polska):** Projekt nie otrzymał finansowania w ramach NER300 i ma poważną lukę finansową. Ponadto Polska wciąż nie dokonała transpozycji dyrektywy w sprawie CCS i nie przyjęła przepisów w zakresie planowania i budowy korytarza transportowego CO<sub>2</sub>. W takiej sytuacji w marcu 2013 r. promotor podjął decyzję o rozpoczęciu zakończenia projektu.