



**CONSIGLIO  
DELL'UNIONE EUROPEA**

**Bruxelles, 3 aprile 2013 (23.04)  
(OR. en)**

**8101/13**

**ENER 111  
ENV 261**

**NOTA DI TRASMISSIONE**

---

Origine: Jordi AYET PUIGARNAU, Direttore,  
per conto del Segretario Generale della Commissione europea  
Data: 27 marzo 2013  
Destinatario: Uwe CORSEPIUS, Segretario Generale del Consiglio dell'Unione europea  
n. doc. Comm.: COM(2013) 180 final  
Oggetto: Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al  
Comitato economico e sociale e al Comitato delle regioni sul futuro della  
cattura e dello stoccaggio del carbonio in Europa

---

Si trasmette in allegato, per le delegazioni, il documento della Commissione COM(2013) 180 final.

All.: COM(2013) 180 final



Bruxelles, 27.3.2013  
COM(2013) 180 final

**COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL  
CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE E AL COMITATO  
DELLE REGIONI**

**sul futuro della cattura e dello stoccaggio del carbonio in Europa**

Il futuro della cattura e dello stoccaggio del carbonio in Europa

Indice

<a href="#">1. Introduzione</a>	3
<a href="#">2. I combustibili fossili all'interno del mix energetico e nei processi industriali</a>	4
<a href="#">2.1. Il ruolo dei combustibili fossili nel mix energetico mondiale</a>	4
<a href="#">2.2. Il ruolo dei combustibili fossili nel mix energetico europeo</a>	6
<a href="#">2.2.1. Il carbone nella produzione di energia elettrica in Europa</a>	8
<a href="#">2.2.2. Il gas nella produzione di energia elettrica in Europa</a>	9
<a href="#">2.2.3. Il petrolio nella produzione di energia elettrica in Europa</a>	10
<a href="#">2.2.4. Composizione e struttura di età del parco di generazione per la produzione di energia elettrica in Europa</a>	10
<a href="#">2.2.5. L'uso dei combustibili fossili in altri processi industriali</a>	11
<a href="#">2.2.6. Potenziale delle tecnologie CCS in Europa e nel mondo</a>	12
<a href="#">2.3. Potenziale utilizzo industriale del CO<sub>2</sub></a>	14
<a href="#">2.4. La competitività delle tecnologie CCS in termini di costi</a>	15
<a href="#">2.5. La competitività in termini di costi delle tecnologie CCS installate a posteriori su centrali esistenti</a>	16
<a href="#">3. Stato di avanzamento dei progetti di dimostrazione CCS in Europa e analisi delle lacune</a>	17
<a href="#">3.1. Mancanza di attrattiva commerciale</a>	18
<a href="#">3.2. Sensibilizzazione e accettazione delle CCS da parte dell'opinione pubblica</a>	20
<a href="#">3.3. Il quadro giuridico</a>	20
<a href="#">3.4. Stoccaggio del CO<sub>2</sub> e infrastrutture</a>	20
<a href="#">3.5. Cooperazione internazionale</a>	21
<a href="#">4. Prospettive</a>	21
<a href="#">5. Conclusioni</a>	25

## 1. Introduzione

Attualmente, oltre l'80% del consumo globale di energia primaria utilizza combustibili fossili ai quali è imputabile l'85% dell'aumento del consumo di energia a livello mondiale nell'ultimo decennio. Le stime sul futuro consumo energetico in base alle politiche e agli sviluppi attuali indicano il persistere della dipendenza da questo tipo di combustibili<sup>1</sup>. Si tratta di tendenze incongrue rispetto alla necessità di mitigare quei cambiamenti climatici che potrebbero portare a un aumento medio della temperatura globale di +3,6 o +4°C, secondo, rispettivamente, l'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) e una relazione commissionata dalla Banca mondiale<sup>2</sup>. Nella transizione verso un'economia integralmente a basse emissioni, le tecnologie per la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS) rappresentano uno dei principali strumenti per conciliare l'aumento della domanda di combustibili fossili con la necessità di ridurre le emissioni di gas serra. Le tecnologie CCS sono probabilmente una necessità a livello mondiale se si intende contenere l'aumento della temperatura globale media al di sotto dei 2°C<sup>3</sup>. Le CCS sono altresì essenziali per conseguire gli obiettivi di riduzione dei gas a effetto serra dell'Unione e rappresentano un potenziale positivo per una reindustrializzazione a basse emissioni di carbonio delle industrie europee in declino. Tuttavia, ciò potrà avvenire solo se le CCS saranno utilizzate come tecnologie ad ampio raggio, diffuse commercialmente su larga scala<sup>4</sup>.

Le valutazioni effettuate nel contesto della tabella di marcia verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio entro il 2050 e della tabella di marcia per l'energia 2050 ritengono che le tecnologie CCS potranno dimostrarsi uno strumento importante in grado di contribuire alla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio nell'UE se saranno diffuse su scala commerciale e prevedono che la quota di energia prodotta ricorrendo ad esse si situerà tra il 7% e il 32% della produzione globale entro il 2050, a seconda dello scenario in esame. Inoltre, secondo queste valutazioni, entro il 2035 le tecnologie CCS inizieranno a contribuire in modo più significativo a ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> imputabili ai processi industriali dell'UE.

L'UE si è impegnata a sostenere le CCS sia sul piano finanziario che attraverso provvedimenti normativi. In seguito alla decisione del Consiglio europeo, risalente già al

---

<sup>1</sup> Le stime dell'AIE, riportate nel *World Energy Outlook 2012*, indicano che il 59% della crescita nella domanda è soddisfatto da combustibili fossili e che nel 2035 tali combustibili costituiranno il 75% del mix energetico.

<sup>2</sup> “*World Energy Outlook 2012*”, AIE, pagina 23; e “*Turn down the heat*” (Abbassa la temperatura) una relazione commissionata dalla Banca mondiale, disponibile all'indirizzo:

<http://www.worldbank.org/en/news/2012/11/18/new-report-examines-risks-of-degree-hotter-world-by-end-of-century>.

<sup>3</sup> La Commissione ha stimato che nel 2030, se s'interviene in modo appropriato a livello mondiale, il 18% della produzione di energia elettrica da combustibili fossili deriverà da tecnologie CCS, una cifra che sottolinea l'importanza futura di questa tecnologia per un percorso sostenibile in materia di emissioni di carbonio a livello mondiale e che dimostra la necessità di dare immediato avvio a programmi dimostrativi su grande scala. La stima è tratta da *Towards a comprehensive climate change agreement in Copenhagen. Extensive background information and analysis - PART 1* (Verso un accordo organico sui cambiamenti climatici a Copenaghen. Analisi e informazioni approfondite – PARTE 1) – disponibile al seguente indirizzo:

[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> La transizione verso regimi a più basse emissioni di carbonio può ovviamente avvenire anche grazie a una maggiore efficienza energetica, alle energie rinnovabili nonché a fonti energetiche senza emissioni di carbonio ma, in caso di continuo o accresciuto impiego dei combustibili fossili, le tecnologie CCS sono fondamentali perché rappresentano l'unica alternativa disponibile. Circa il 60% del consumo globale di energia primaria proviene attualmente dall'uso di combustibili fossili per applicazioni fisse. Altre opzioni di decarbonizzazione del sistema energetico: maggiore efficienza energetica, gestione della domanda e altre fonti energetiche a basse emissioni di carbonio, quali le fonti rinnovabili di energia e l'energia nucleare.

2007, di sostenere fino a dodici progetti dimostrativi su grande scala entro il 2015, la Commissione ha adottato una serie di misure per istituire un quadro di sostegno normativo comune per la dimostrazione.

La **direttiva CCS** è stata adottata per fornire un quadro giuridico per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub>, con un termine di recepimento fissato a giugno 2011<sup>5</sup>. La rete di trasporto del CO<sub>2</sub> è stata inclusa nelle **Priorità per le infrastrutture energetiche** presentate nel novembre 2010 e nella proposta della Commissione relativa a un regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee. Le CCS sono inoltre diventate parte integrante delle iniziative di R&S dell'Unione: **l'iniziativa industriale europea** per la cattura e lo stoccaggio del carbonio è stata istituita nell'ambito del piano strategico per le tecnologie energetiche (piano SET).

Sono stati inoltre istituiti due strumenti di finanziamento: il **programma energetico europeo per la ripresa** (*European Energy Programme for Recovery*, in appresso EEPR) e il **programma NER300**<sup>6</sup>, finanziati dalle quote ETS e intesi a incanalare importanti risorse unionali verso progetti dimostrativi su grande scala<sup>7</sup>.

Nonostante questi sforzi, a causa di una serie di motivi brevemente illustrati nella presente comunicazione, in Europa le tecnologie CCS non hanno ancora preso piede. Sebbene sia chiaro che la scelta di non agire non sia un'opzione accettabile e che debbano essere presi ulteriori provvedimenti, di fatto, ormai, il tempo stringe specialmente per i progetti dimostrativi che hanno saputo assicurarsi una parte dei finanziamenti necessari ma per i quali non è stata ancora presa nessuna decisione finale di investimento. Pertanto, la presente comunicazione riassume la situazione attuale tenendo conto del contesto mondiale e vaglia le opzioni disponibili per incoraggiare la dimostrazione e l'applicazione delle tecnologie CCS, al fine di sostenerne l'attrattiva commerciale a lungo termine come parte integrante della strategia UE di transizione verso basse emissioni di carbonio.

## **2. I combustibili fossili all'interno del mix energetico e nei processi industriali**

Rispetto al 2007, anno cui risale la decisione del Consiglio europeo sullo sviluppo delle tecnologie CCS, l'utilità e l'importanza di queste tecnologie è ulteriormente aumentata sia a livello europeo sia su scala mondiale, vista la sempre maggiore e universale dipendenza dai combustibili fossili. Tuttavia, il tempo a disposizione per mitigare i cambiamenti climatici si è ulteriormente ristretto, rendendo ancora più urgente la necessità di attivare le tecnologie CCS.

### **2.1. Il ruolo dei combustibili fossili nel mix energetico mondiale**

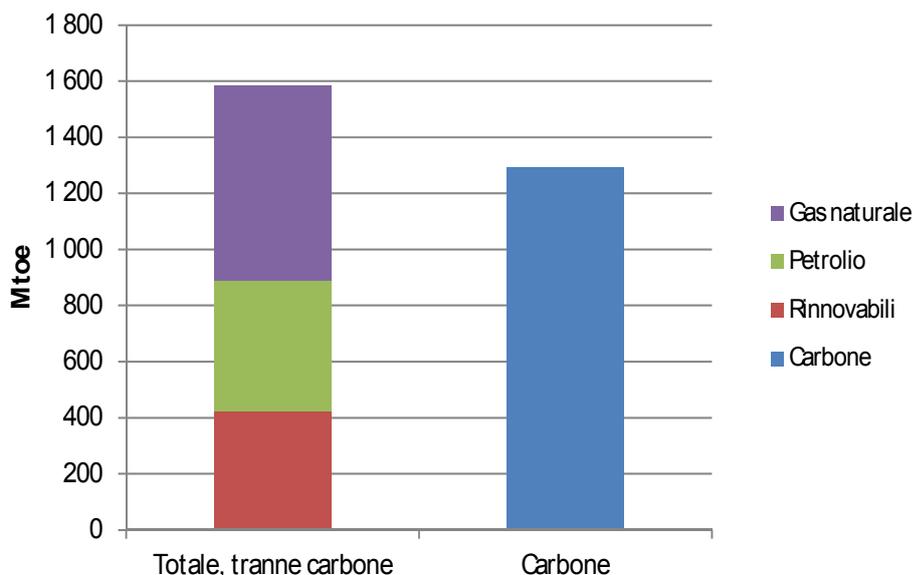
Nel 2009, i combustibili fossili coprivano l'81% della domanda mondiale di energia primaria e due terzi della produzione di energia a livello mondiale utilizzavano questi combustibili. Negli ultimi dieci anni, carbone, petrolio e gas hanno congiuntamente rappresentato l'85% dell'aumento della domanda mondiale di energia, mentre il carbone, da solo, rappresenta il 45% dell'aumento del consumo di energia primaria, come si può osservare nella figura 1, di seguito. Questi incrementi sono stati ampiamente trainati dall'intensificarsi della domanda nei paesi in via di sviluppo. Di conseguenza, a partire dal 1990, la produzione di carbone a livello mondiale è quasi raddoppiata e ha raggiunto all'incirca 8 000 milioni di tonnellate nel 2011.

---

<sup>5</sup> Una relazione dettagliata sul recepimento della direttiva sarà pubblicata nel corso del 2013.

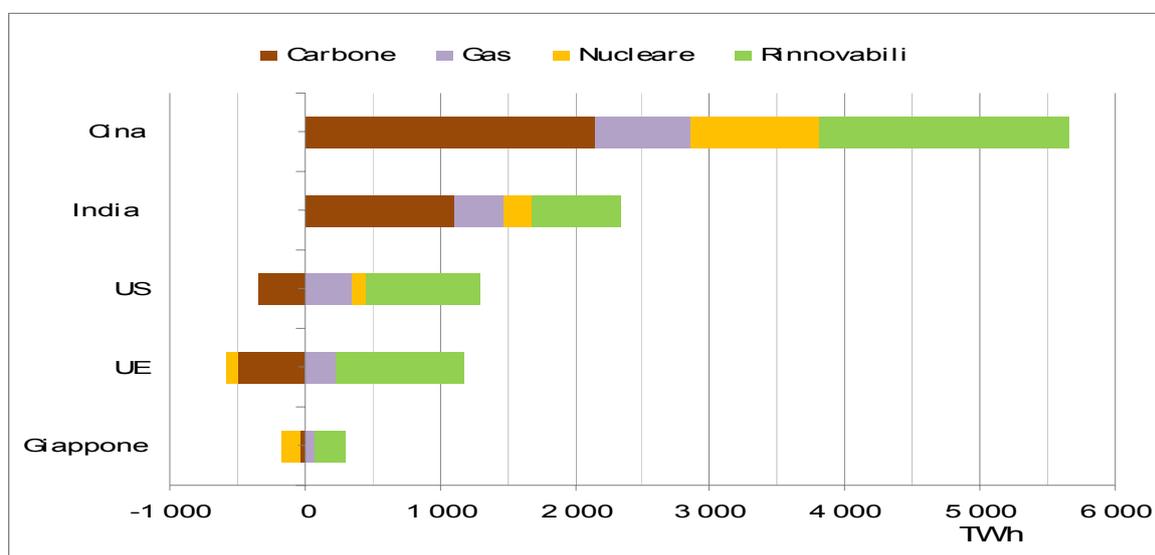
<sup>6</sup> Nessun progetto CCS è stato selezionato in seguito al primo invito a presentare proposte NER300.

<sup>7</sup> Le proiezioni che davano il prezzo del carbonio da 20 a 30 EUR per tonnellata non si sono tuttavia concretizzate: ciò ha ridotto sostanzialmente i fondi disponibili incidendo inoltre in modo particolarmente negativo sulla convenienza economica dei progetti CCS.



**Figura 1: Incremento della domanda mondiale di energia primaria per combustibile, 2001-2011 (Fonte: *World Energy Outlook 2012* dell'AIE )**

L'evoluzione storica illustrata in figura 1 si riflette nelle previsioni fornite nel capitolo *New Policies Scenario* (prospettive delle nuove politiche) del *World Energy Outlook 2012* dell'AIE, come evidenziato dalla figura 2, dalla quale si evince che, se si continueranno ad attuare le politiche attuali, il carbone ricoprirà un'importanza sempre maggiore negli investimenti per la produzione di energia nei paesi in via di sviluppo nei prossimi decenni, mentre invece nei paesi industrializzati la capacità delle centrali a carbone inizierà a diminuire.



**Figura 2: Variazioni nella produzione di energia elettrica per determinate aree geografiche, 2010 – 2035. (Fonte: *World Energy Outlook 2012* dell'AIE)**

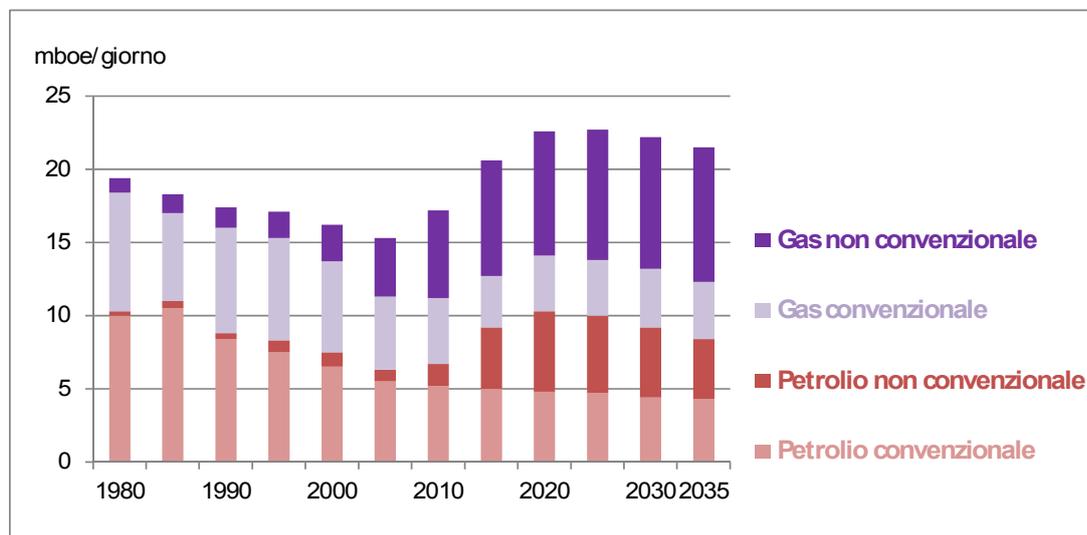
## 2.2. Il ruolo dei combustibili fossili nel mix energetico europeo

Negli ultimi dieci anni la quota gas nel consumo di energia primaria dell'UE è aumentata fino a raggiungere il 25% nel 2010<sup>8</sup>; si tratta per la maggior parte di gas importato in quanto solo

<sup>8</sup> Fonte: Fonte: *EU energy in figures, 2012 Pocketbook*, Commissione europea

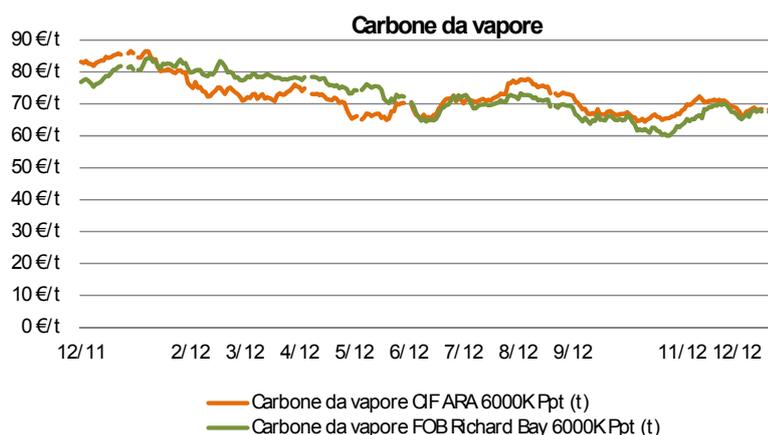
circa il 35% dell'approvvigionamento di gas dell'UE è di produzione interna<sup>9</sup>. Circa il 30% del gas è utilizzato per la produzione di energia elettrica.

Se le importazioni di gas in Europa sono raddoppiate negli ultimi due decenni, la situazione inversa si è verificata invece negli Stati Uniti, dove scoperte e sviluppi significativi rispetto al gas di scisto hanno contribuito da un lato a ridurre il prezzo del gas e dall'altro a rendere gli Stati Uniti meno dipendenti dalle importazioni. I rapidi progressi nell'uso del gas di scisto negli Stati Uniti, e le previsioni future, sono illustrati in figura 3, di seguito.



**Figura 3: Dati storici e previsioni sulla produzione USA di petrolio e gas (fonte: World Energy Outlook 2012 dell'AIE)**

Ciò, a sua volta, ha creato una pressione concorrenziale al ribasso sui prezzi del carbone americano (come si può osservare nella figura 4, di seguito) che hanno portato l'industria carboniera USA a ricercare nuovi sbocchi attraverso un incremento delle esportazioni del carbone che sarebbe stato normalmente consumato sul mercato interno. Le indicazioni attuali mostrano il persistere di questa tendenza, che potrebbe ulteriormente aggravarsi.



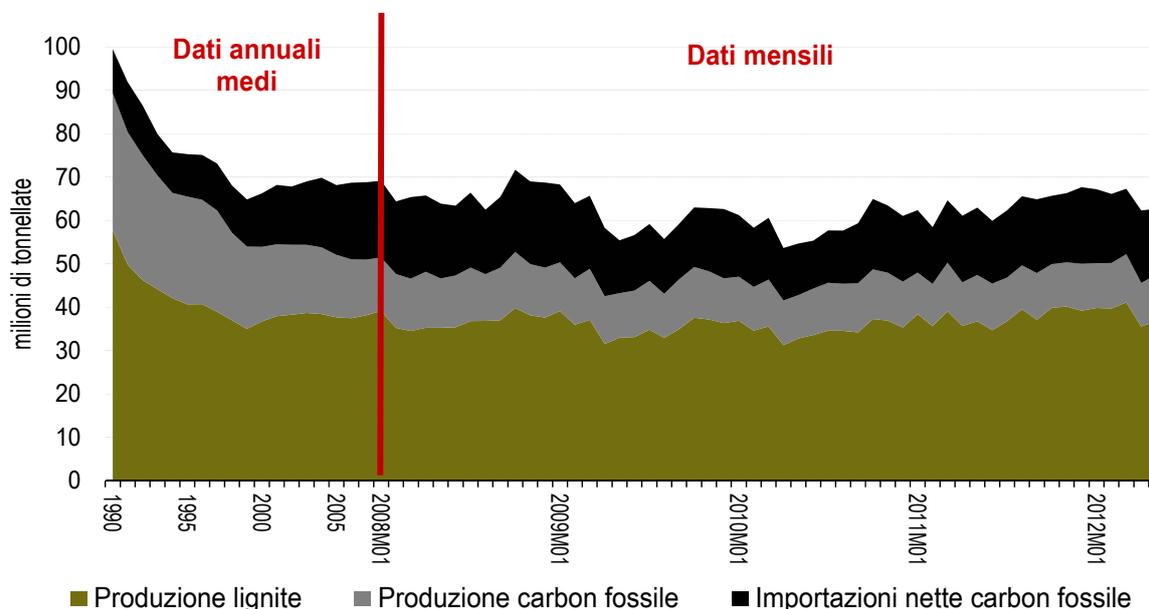
**Figura 4: Prezzi del carbone su dodici mesi (Fonte: Platts)**

Una buona parte di queste esportazioni sono state destinate all'UE, contribuendo in questo modo all'aumento del consumo di carbone. La figura 5 dà un quadro d'insieme degli sviluppi

<sup>9</sup> I tre principali produttori di gas naturale, nel 2010: Regno Unito (51,5 Mtep), Paesi Bassi (63,5 Mtep) e Germania (9,7 Mtep). Russia e Norvegia (22% e 19% dell'approvvigionamento di gas dell'UE) rappresentano i maggiori esportatori di gas verso l'UE.

nel settore del carbone dell'UE negli ultimi vent'anni (i dati arrivano a maggio 2012, incluso). Il recente aumento nel consumo di carbone<sup>10</sup> ha pertanto potenzialmente frenato e, in una certa misura, invertito la ventennale tendenza alla diminuzione del consumo di questa materia prima.

Le ragioni sono molteplici, sebbene si ritenga che la principale sia rappresentata dai prezzi inferiori al previsto del carbone e del carbonio.



**Figura 5: Evoluzione nel consumo di carbone nell'UE negli ultimi vent'anni, al maggio 2012 incluso. (Fonte: Eurostat). Si noti che a sinistra della barra rossa vengono riportati i dati annuali fino al 1990, mentre a destra i dati mensili per il periodo successivo al 1° gennaio 2008.**

A causa del suo basso prezzo (e del prezzo del gas, in confronto relativamente elevato), il carbone è diventato una fonte nuova ed economicamente interessante per la produzione di energia elettrica nell'UE. La durata di vita delle centrali elettriche di cui si era prevista la chiusura è stata estesa e, di conseguenza, è aumentato il rischio di continuare ad essere vincolati al carbonio per lo sviluppo di nuovi combustibili fossili.

Negli ultimi anni, l'impatto della crisi economica ha fatto registrare un significativo abbassamento delle emissioni di gas a effetto serra, producendo, all'inizio del 2012, un'eccedenza di 955 milioni di quote inutilizzate nel sistema ETS. L'eccedenza strutturale mondiale è in rapida crescita e, per la maggior parte della fase 3, potrebbe tradursi in circa 2 miliardi di quote inutilizzate<sup>11</sup> portando a una rapida diminuzione del prezzo del carbonio, che arriverebbe a 5 EUR per tonnellata di CO<sub>2</sub> e anche meno.

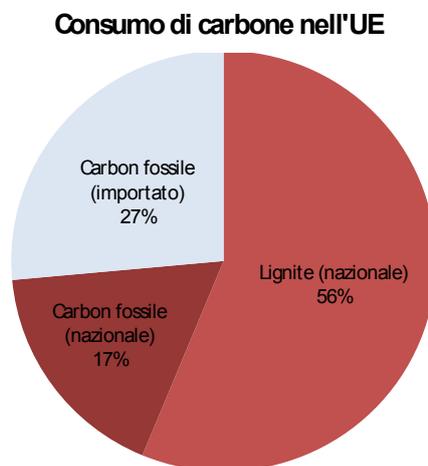
Questo nuovo interesse a breve termine nel carbone comporta sicuramente ripercussioni negative sulla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio.

<sup>10</sup> L'analisi dello stesso insieme di dati e il confronto del consumo di carbon fossile nei primi cinque mesi del 2010 rispetto allo stesso periodo nel 2011 e nel 2012, consente di osservare un aumento del 7% dal 2010 al 2011, nonché un ulteriore aumento del 6% dal 2011 al 2012. Il consumo di lignite, nello stesso periodo, è aumentato dell'8% e del 3%, rispettivamente.

<sup>11</sup> Fonte: Relazione della Commissione – La situazione del mercato europeo del carbonio nel 2012.

### 2.2.1. Il carbone nella produzione di energia elettrica in Europa

Il settore del carbone contribuisce in misura significativa alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico in Europa, dato che è in gran parte prodotto sul suo territorio – più del 73% del carbone utilizzato nell'UE è infatti di produzione interna, come illustrato nella figura 6.

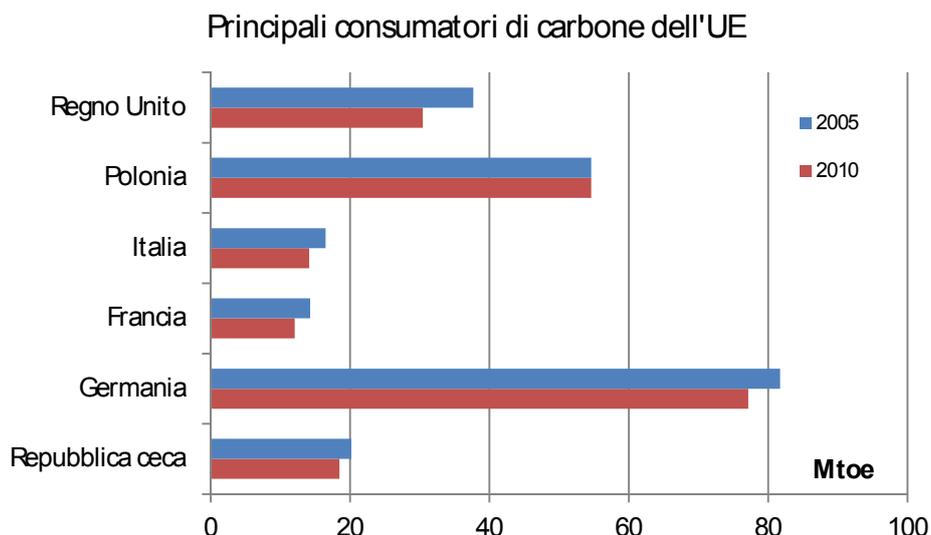


**Figura 6: Uso del carbone nell'UE nel 2010 (Fonte: Eurostat)**

Il carbone consumato in Europa viene utilizzato principalmente per la produzione di energia elettrica. Nel complesso, l'utilizzo della lignite e del carbon fossile nell'UE è aumentato da 712,8 milioni di tonnellate nel 2010 a 753,2 milioni di tonnellate nel 2011, che rappresentano il 16% circa del consumo totale di energia. Mentre il contributo del carbone alla produzione di elettricità nell'UE era in leggero calo fino al 2010 (rappresentando circa il 25% dell'energia elettrica prodotta nell'UE<sup>12</sup>), a partire da tale data è nuovamente aumentato, come illustrato in precedenza. I principali consumatori di carbone nell'UE sono riportati nella tabella sottostante.

---

<sup>12</sup> Tuttavia, in Europa le differenze regionali sono significative. Mentre la quota di carbone nel mix energetico di alcuni Stati membri (ad esempio Svezia, Francia, Spagna e Italia) è ben al di sotto del 20%, altri Stati membri come Polonia (88%), Grecia (56%), Repubblica ceca (56%), Danimarca (49%), Bulgaria (49%), Germania (42%) e Regno Unito (28%) dipendono in larga misura dall'uso di carbone. Ad eccezione della Danimarca, questi sono anche gli Stati membri con un'importante industria mineraria nazionale.



**Figura 7: Principali consumatori di carbone nell'Unione europea - 2005 e 2010. (Fonte: Eurostat)**

I dati forniti dagli Stati membri indicano che circa 10 GW di capacità supplementare a carbone sono attualmente in fase di costruzione o previsti (in Germania, Paesi Bassi, Grecia e Romania). Tuttavia, le cifre presentate dagli Stati membri sono notevolmente inferiori a quelle riferite da Platts, la cui stima prevede che le nuove a centrali a carbone proposte, in fase di sviluppo o già in costruzione, raggiungano i 50 GW. Inoltre, una serie di vecchi impianti a carbone dovranno essere ammodernati o chiusi in quanto stanno raggiungendo la fine della loro prevista vita operativa.

### **2.2.2. Il gas nella produzione di energia elettrica in Europa**

La quota gas nel mix energetico per l'elettricità è aumentata in modo costante nel corso degli ultimi vent'anni, a partire dal 9% nel 1990 fino a raggiungere il 24% nel 2010<sup>13</sup>. Inoltre, molti Stati membri prevedono che la produzione di energia elettrica a partire da gas aumenterà in misura notevole. Rispetto a quelle a carbone, le centrali a gas presentano diversi vantaggi. Nelle centrali a gas le emissioni di gas a effetto serra sono circa la metà rispetto a quelle a carbone; inoltre, le prime necessitano di costi d'investimento ridotti e operano in modo più flessibile, rendendole più adatte a bilanciare la variabilità della produzione di energia da fonti eoliche e solari. In totale è stata notificata alla Commissione una capacità di 20 GW in corso di costruzione, che rappresenta circa il 2% della capacità totale attualmente installata per la produzione di energia elettrica (ed è stata notificata un'ulteriore capacità di 15 GW in fase di pianificazione). La figura sottostante riporta le capacità delle 32 centrali a gas notificate alla Commissione come attualmente in costruzione.

<sup>13</sup> Analogamente al carbone, vi sono significative differenze regionali: in alcuni Stati membri il gas svolge un ruolo dominante nella produzione di elettricità, ad esempio in Belgio (32%), Irlanda (57%), Spagna (36%), Italia (51%), Lettonia (36%), Lussemburgo (62%), Paesi Bassi (63%) e Regno Unito (44%), mentre in molti altri (Bulgaria, Repubblica ceca, Slovenia, Svezia, Francia, Cipro e Malta) il gas rappresenta meno del 5% del mix energetico per l'elettricità.

## Centrali a gas in costruzione

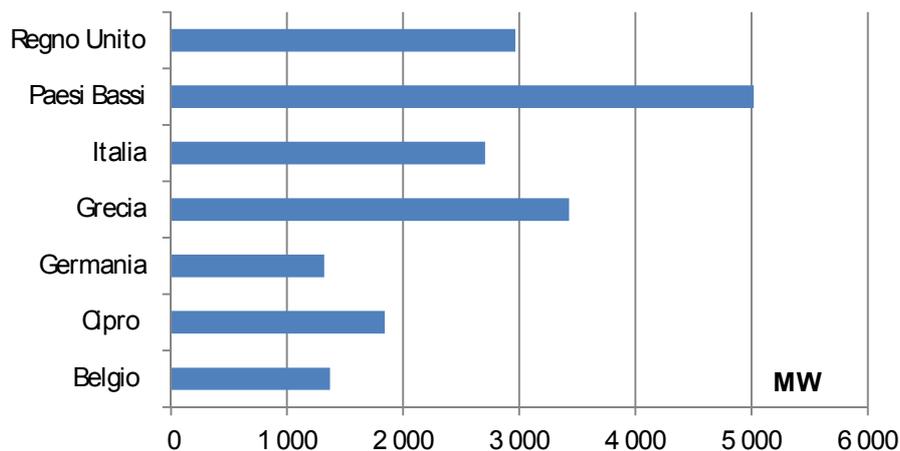


Figura 8: Principali Stati membri dove sono in costruzione centrali a gas (Fonte: notifiche degli Stati membri)

Sebbene le nuove centrali a gas produrranno emissioni ridotte rispetto alle centrali a carbone, questi nuovi investimenti avranno una longevità non trascurabile e l'ammmodernamento delle centrali a gas tramite l'inserimento di tecnologie CCS non sarà necessariamente efficace sotto il profilo dei costi. Ciò vale in particolar modo quando l'energia di una centrale a gas non è destinata al carico di base<sup>14</sup>. D'altro canto, una centrale a gas presenta minori costi di capitale rispetto a una centrale a carbone, il che significa che il rapporto costo-efficacia degli investimenti è meno legato alla sua longevità.

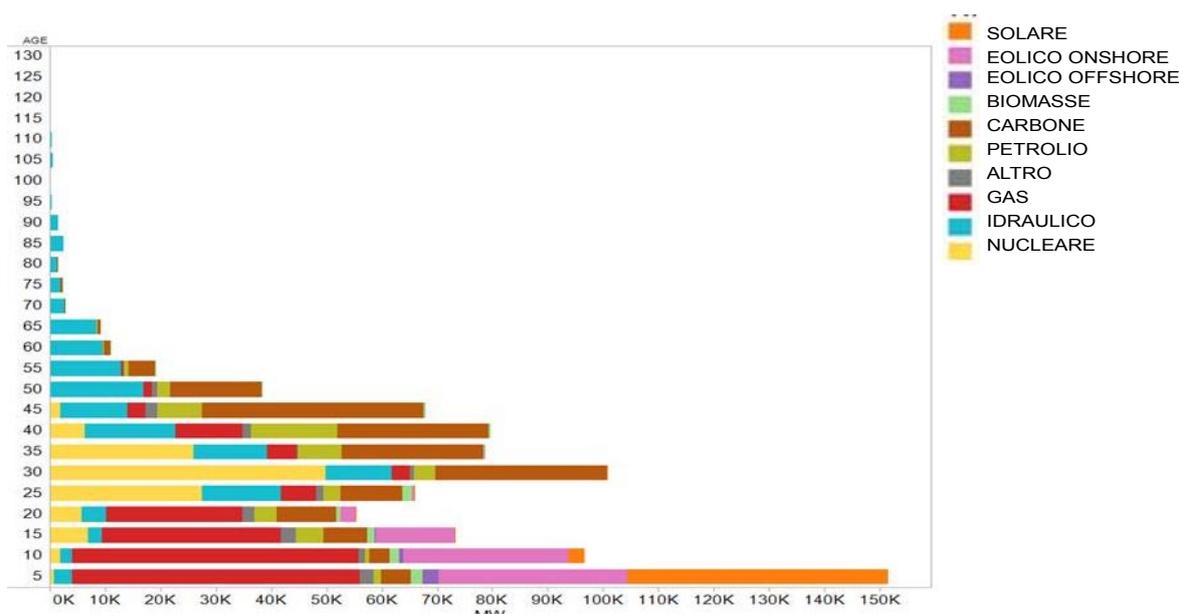
### 2.2.3. Il petrolio nella produzione di energia elettrica in Europa

Il petrolio viene utilizzato solo in misura limitata nella produzione di energia elettrica, essendo destinato ad applicazioni di nicchia quali sistemi elettrici isolati; si tratta di una quota pari al 2,6% nella sola UE, leggermente più alta su scala mondiale, ma con una tendenza al ribasso. Il petrolio è utilizzato principalmente nei motori a combustione per i trasporti, ad esempio per aeroplani, navi e veicoli. Dato il suo ruolo limitato nell'industria e nella produzione di energia e poiché la tecnologia odierna non consente un'efficiente cattura del carbonio da tali impianti di piccole dimensioni, la presente comunicazione non lo prende ulteriormente in considerazione.

### 2.2.4. Composizione e struttura di età del parco di generazione per la produzione di energia elettrica in Europa

Gli investimenti nella capacità di produzione di elettricità in Europa sono mutati nel corso degli anni: nel primo periodo dell'elettrificazione, più di cento anni fa, si privilegiavano le fonti di energia rinnovabili (energia idroelettrica) poi, negli anni '50 e oltre, si è passati al carbone, alle centrali nucleari e al gas, mentre nel corso dell'ultimo decennio si è tornati alle fonti di energia rinnovabili (energia eolica e solare). Tale percorso è illustrato nella figura 8, di seguito.

<sup>14</sup> Produrre per il carico di base significa che l'energia di una centrale è destinata per la maggior parte del tempo (80%) al carico di base, mentre per una quota di tempo limitata (10-20%) al bilanciamento del carico.



**Figura 9: Struttura per età del parco di generazione per la produzione di energia elettrica in Europa (fonte: Platts)**

Come mostrato nella figura riportata sopra, gli investimenti effettuati da cinquantacinque a trent'anni fa nelle centrali a carbone fanno sì che in Europa esista un ampio parco di vecchie centrali alimentate a carbone che hanno ormai raggiunto il termine della loro vita (per le centrali a gas si registra la situazione opposta, in quanto la maggior parte degli investimenti sono stati effettuati nel corso degli ultimi vent'anni). Ciò comporta la presenza di un numero crescente di centrali elettriche (in media da 3 a 5 GW per anno – pari a circa 10 centrali a carbone) di un'età tale da rendere probabilmente più economico per gli investitori considerarne lo smantellamento anziché investire risorse per rimetterle a nuovo<sup>15</sup>, creando in tal modo l'opportunità di sostituirle con alternative a basse emissioni di carbonio, pur allo stesso tempo aumentando di nuovo il rischio di rimanere vincolati al carbonio se i prezzi relativi dell'energia e del carbonio rimangono al livello attuale.

### 2.2.5. L'uso dei combustibili fossili in altri processi industriali

La cattura del CO<sub>2</sub> in molti processi industriali è molto più semplice rispetto a ciò che avviene nel settore dell'elettricità, a causa della concentrazione relativamente elevata del CO<sub>2</sub> prodotto. L'applicazione delle tecnologie CCS in certi settori industriali rappresenta quindi un'opzione interessante per una tempestiva diffusione di queste tecnologie. La valutazione della tabella di marcia 2050 per il passaggio a un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio, indica che nel settore industriale le emissioni di CO<sub>2</sub> devono essere ridotte del 34-40% entro il 2030 e dell'83-87% entro il 2050, rispetto ai livelli del 1990.

<sup>15</sup>Ai sensi della normativa UE in materia ambientale (l'attuale direttiva sui grandi impianti di combustione, sostituita dalla direttiva sulle emissioni industriali a partire dal 2013, nel caso di nuovi impianti, o a partire dal 2016 per impianti già esistenti), le centrali devono essere chiuse se non rispettano i requisiti minimi imposti. Tali direttive stabiliscono norme minime in termini di emissioni (valori limite di emissione), imponendo contemporaneamente che vengano utilizzate come riferimento le migliori tecniche disponibili (BAT) al momento di fissare i valori limite e altre condizioni di funzionamento nelle autorizzazioni. La Commissione adotta periodicamente delle conclusioni in merito alle BAT, sotto forma di decisioni di esecuzione per le attività contemplate dall'ambito di applicazione della direttiva sulle emissioni industriali. Anche la cattura di CO<sub>2</sub> rientra in tale ambito e pertanto, in futuro, verranno adottate delle conclusioni BAT a riguardo.

Alcuni studi recenti del CCR dedicati all'applicazione delle tecnologie CCS nei settori siderurgici e del cemento hanno evidenziato che si tratta di tecnologie che possono rivelarsi competitive a medio termine, contribuendo così a ridurre le emissioni in questi settori industriali in modo efficiente sotto il profilo dei costi<sup>16</sup>. Prendendo ad esempio il settore siderurgico, l'applicazione delle tecnologie CCS potrebbe portare a una notevole riduzione delle emissioni dirette. Anche se l'efficienza energetica della produzione di acciaio è migliorata fortemente negli ultimi cinquant'anni, il processo di produzione dell'acciaio grezzo rimane ad alta intensità energetica. Tra l'80 e il 90% delle emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dal settore dell'acciaio sono generate da cokerie, altiforni e forni basici ad ossigeno in impianti siderurgici integrati. Circa il 15% della produzione mondiale di acciaio proviene dall'UE: nel 2011 nell'UE-27 sono state prodotte 180 milioni di tonnellate di acciaio grezzo<sup>17</sup>.

Nel suo aggiornamento del 2012 della comunicazione in materia di politica industriale, l'UE ha fissato l'obiettivo ambizioso di innalzare al 20%, entro il 2020, il contributo dell'industria al PIL europeo, rispetto all'attuale 16%. L'applicazione delle tecnologie CCS ai processi industriali consentirebbe all'Unione di conciliare tale obiettivo con il conseguimento degli obiettivi climatici a lungo termine. Tuttavia, è importante non sottovalutare il peso degli ostacoli tecnici ancora da esplorare e la portata degli sforzi di R&S ancora necessari, nonché gli aspetti economici legati ai mercati internazionali per i prodotti in questione.

La diffusione delle tecnologie CCS nei processi industriali potrebbe inoltre contribuire ad accrescere la loro comprensione e accettazione da parte del pubblico, dato il legame molto evidente tra l'occupazione nelle comunità locali e il persistere della produzione industriale.

#### **2.2.6. Potenziale delle tecnologie CCS in Europa e nel mondo**

L'UE si è impegnata a ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno l'80% entro il 2050. Tuttavia, i combustibili fossili continueranno a essere utilizzati per la produzione di energia elettrica in Europa, nonché nei processi industriali, ancora per decenni. Pertanto, l'obiettivo fissato per il 2050 può essere raggiunto solo se le emissioni dovute alla combustione di combustibili fossili saranno eliminate; in questo caso, le tecnologie CCS potrebbero svolgere un ruolo essenziale, in quanto in grado di ridurre significativamente le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dall'uso di combustibili fossili sia nel settore energetico che in quello industriale. Le tecnologie CCS possono essere utilizzate anche nell'ambito della produzione di carburanti per autotrazione, in particolare per la produzione di combustibili alternativi<sup>18</sup> come l'idrogeno da fonti fossili.

Di norma, le tecnologie CCS vengono considerate nell'ambito della combustione dei combustibili fossili, ma possono anche essere utilizzate per catturare carbonio biogenico proveniente dall'uso di biomassa (Bio-CCS). Le applicazioni delle tecnologie Bio-CCS possono andare dalla cattura di CO<sub>2</sub> proveniente dalla co-combustione di biomassa e da centrali a biomassa, fino ai processi di produzione dei biocarburanti. Tuttavia, la fattibilità tecnica della catena di valore delle tecnologie Bio-CCS deve ancora essere dimostrata su grande scala.

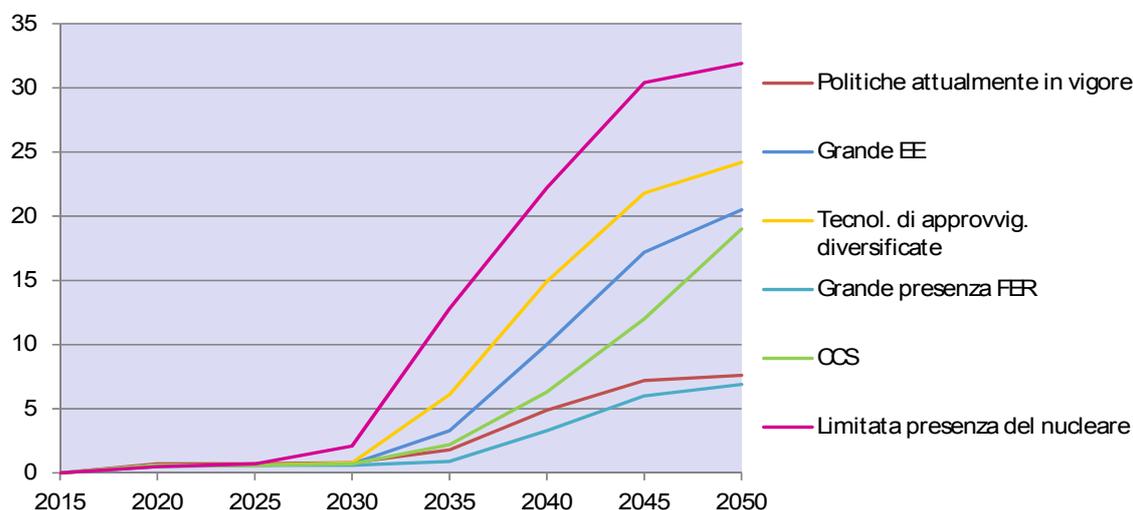
---

<sup>16</sup> *Prospective scenarios on energy efficiency and CO<sub>2</sub> emissions in the EU iron & steel industry*, 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; *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> Si vedano le pubblicazioni della World Steel Association al seguente indirizzo: <http://www.worldsteel.org>.

<sup>18</sup> Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, COM(2013) 18 definitivo; Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni, Energia pulita per i trasporti: una strategia europea in materia di combustibili alternativi, COM(2013) 17 final.

Dalle analisi svolte dall'AIE risulta che senza le tecnologie CCS, nel settore dell'elettricità i costi di capitale necessari a raggiungere gli obiettivi in materia di gas a effetto serra relativi a un aumento massimo di 2°C delle temperature a livello mondiale potrebbero aumentare addirittura del 40%<sup>19</sup>. Il ruolo delle tecnologie CCS per una mitigazione dei cambiamenti climatici efficace in termini di costi è stato illustrato nella tabella di marcia per l'energia 2050, in cui tutti i possibili scenari implicano l'impiego di tali tecnologie. In tre dei cinque scenari di decarbonizzazione elaborati, le tecnologie CCS sono state applicate a più del 20% del mix di energia elettrica dell'UE entro il 2050, come indicato nella figura 10 sottostante.



**Figura 10: Quota (%), nella tabella di marcia per l'energia, delle tecnologie CCS nella produzione di energia elettrica entro il 2050 (Fonte: tabella di marcia per l'energia 2050)**

Lo scenario della tabella di marcia per l'energia 2050 basato sulle tecnologie di approvvigionamento diversificate indica che a partire dal 2035 potrebbero venire installate tecnologie CCS per un totale di 32 GW, fino a raggiungere circa 190 GW entro il 2050. Si tratta di un'opportunità potenzialmente significativa per l'industria europea nell'ambito delle tecnologie di cattura e stoccaggio, pur essendo tuttavia una prospettiva sconcertante visto l'attuale livello delle installazioni nell'UE. In ultima analisi, ogni ritardo nello sviluppo delle tecnologie CCS in Europa inciderà negativamente anche su eventuali prospettive commerciali.

Le proiezioni mostrano che, in base alle attuali politiche, sebbene l'impiego di combustibili fossili nell'UE sia in continua diminuzione, essi continueranno a costituire la quota più consistente del suo mix energetico nei prossimi decenni. Anche se le politiche verranno intensificate al fine di orientare ulteriormente il nostro mix energetico verso una minore intensità di carbonio, nel 2030 i combustibili fossili rappresenteranno ancora più del 50% del mix energetico dell'UE.

<sup>19</sup> *Energy Technology Perspectives 2012* dell'AIE.

	2005	Riferimento/ iniziative attuali		Scenari di decarbonizzazione	
		2030	2050	2030	2050
<b>FER</b>	6,8 %	18,4%-19,3%	19,9%- 23,3%	21,9%- 25,6%	40,8%- 59,6%
<b>Nucleare</b>	14,1%	12,1%- 14,3%	13,5%- 16,7%	8,4%- 13,2%	2,6%- 17,5%
<b>Gas</b>	24,4%	22,2%- 22,7%	20,4%- 21,9%	23,4% - 25,2%	18,6% - 25,9%
<b>Petrolio</b>	37,1%	32,8% - 34,1%	31,8% - 32,0%	33,4%- 34,4%	14,1%- 15,5%
<b>Combustibili fossili</b>	17,5%	12,0%-12,4%	9,4%- 11,4%	7,2%- 9,1%	2,1%- 10,2%

**Tabella 1: Proiezioni sul mix energetico, con uno scenario di riferimento rappresentato dalle attuali politiche (Fonte: Commissione europea, valutazione dell’impatto della tabella di marcia per l’energia 2050)**

Secondo la valutazione della tabella di marcia per l’energia 2050, la diffusione su grande scala avrebbe inizio a partire dal 2030: la forza trainante sarebbe costituita dal prezzo del carbonio generato nel sistema di scambio delle quote di emissione (ETS). Lo sviluppo di un quadro in materia di energia e clima per il 2030, allo scopo di mettere l’UE sulla buona strada per conseguire l’obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra fissato per il 2050 al fine di mantenere l’aumento della temperatura globale al di sotto dei 2°C, inciderà sulla diffusione delle tecnologie CCS.

### **2.3. Potenziale utilizzo industriale del CO<sub>2</sub>**

Il CO<sub>2</sub> è un composto chimico che può essere utilizzato per la produzione di combustibili sintetici, oppure come fluido motore (ad esempio nelle centrali geotermiche), come materia prima nei processi chimici e in applicazioni nel campo delle biotecnologie o per la fabbricazione di una vasta gamma di altri prodotti. Finora, il CO<sub>2</sub> è stato efficacemente utilizzato per la produzione di urea, refrigeranti, bevande, sistemi di saldatura, estintori, trattamento delle acque, orticoltura, carbonato di calcio precipitato per l’industria cartaria, come agente inerte per gli imballaggi alimentari e per molte altre applicazioni di portata più limitata<sup>20</sup>. Inoltre, sono emerse di recente diverse possibilità di utilizzarlo sfruttando vari canali per la produzione di prodotti chimici (ad esempio: polimeri, acidi organici, alcoli, zuccheri), o per la produzione di combustibile (ad esempio: metanolo, biocarburanti ricavati da alghe, gas naturale sintetico). Tuttavia, la maggior parte di queste tecnologie sono ancora in fase di R&S. Inoltre, tenuto conto del loro meccanismo specifico di stoccaggio – temporaneo o permanente – e del fatto che i volumi di CO<sub>2</sub> coinvolti non sono necessariamente sufficienti, non è possibile trarre chiare conclusioni sui loro effetti in termini di abbattimento del CO<sub>2</sub>. Indipendentemente dal loro potenziale per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>, i vari modi di utilizzare questo composto chimico rappresentano un’opzione diretta a breve termine per generare entrate. In tal modo, il CO<sub>2</sub> non sarebbe più considerato un prodotto di scarto ma una materia prima e ciò contribuirebbe a rendere più accettabili all’opinione pubblica le tecnologie CCS.

Un migliore fattore di recupero del petrolio, e in alcuni casi del gas, potrebbe invece consentire di stoccare quantità significative di CO<sub>2</sub> e allo stesso tempo incrementare la produzione di petrolio, in media, del 13%<sup>21</sup>, generando un valore economico non indifferente.

<sup>20</sup> Fonte: Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos e Leo Meyer, a cura di, *Carbon Dioxide Capture and Storage*, capitolo 7.3, IPCC, 2005.

<sup>21</sup> Fonte: Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos e Leo Meyer, a cura di, *Carbon Dioxide Capture and Storage*, capitolo 5.3.2, IPCC, 2005.

Inoltre, i giacimenti di petrolio e gas sono i candidati più idonei per lo stoccaggio del CO<sub>2</sub>, per diverse ragioni. In primo luogo, petrolio e gas originariamente accumulati nelle trappole non hanno dato luogo a fughe, dimostrando la sicurezza e l'affidabilità di tali siti di stoccaggio, purché l'integrità strutturale non ne sia stata compromessa a seguito di processi di esplorazione ed estrazione. In secondo luogo, la struttura geologica e le caratteristiche fisiche della maggior parte dei giacimenti di petrolio e di gas sono state ampiamente studiate e caratterizzate. In terzo luogo, la geologia dei giacimenti e le loro caratteristiche sono ben noti all'industria petrolifera e del gas, tanto da consentire di prevedere le modalità di circolazione, spostamento e intrappolamento dei gas e dei liquidi. Tuttavia, occorre applicare il principio di precauzione, come sottolineato di recente dall'Agenzia europea dell'ambiente nella sua relazione *Late lessons from early warnings* (2013)<sup>22</sup>. Inoltre, in Europa, il potenziale delle tecniche di recupero assistito del petrolio (EOR) è limitato<sup>23</sup>.

#### 2.4. La competitività delle tecnologie CCS in termini di costi

A livello mondiale sono già operativi più di venti progetti CCS su scala dimostrativa, due dei quali in Europa (Norvegia)<sup>24</sup>. Si tratta per la maggior parte di applicazioni industriali, ad esempio per la trasformazione di petrolio e gas o la produzione chimica, che catturano CO<sub>2</sub> a scopo commerciale. Otto dei progetti utilizzano l'intera catena delle tecnologie CCS (cattura, trasporto, stoccaggio), cinque di questi sono economicamente fattibili grazie al recupero assistito del petrolio e utilizzano il carbonio per migliorare l'estrazione di petrolio greggio (maggiori dettagli sui progetti figurano nell'allegato I).

Secondo la tabella di marcia per l'energia 2050 della Commissione e la valutazione dell'AIE<sup>25</sup>, le tecnologie CCS dovrebbero diventare competitive per una transizione verso basse emissioni di carbonio. Le stime sui costi attuali delle CCS variano a seconda del carburante, delle tecnologie e del tipo di stoccaggio, ma per la maggior parte ricadono nell'intervallo tra i 30 e i 100 EUR per tonnellata di CO<sub>2</sub> stoccata. Secondo la relazione *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation* dell'AIE (cfr. nota 29 per il riferimento completo), che è basata su recenti studi tecnici, gli attuali costi di cattura e stoccaggio di CO<sub>2</sub> sono dell'ordine di 40 EUR per ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> evitata<sup>26</sup> per le centrali a carbone, e invece di 80 EUR per le centrali a gas naturale. Inoltre, è necessario tener conto dei costi di trasporto e stoccaggio. Ciò detto, i costi dovrebbero diminuire in futuro.

---

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

<sup>23</sup> Uno studio del CCR che ha valutato il potenziale per il recupero assistito del petrolio nel Mare del Nord tramite l'utilizzo di CO<sub>2</sub> ha concluso che anche se il processo può aumentare notevolmente la produzione di petrolio e di conseguenza migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, l'impatto sulla riduzione delle emissioni sarà limitato a fonti di CO<sub>2</sub> situate nelle vicinanze dei giacimenti. Il principale ostacolo all'attuazione in Europa è rappresentato dal costo elevato delle operazioni offshore associate, comprese le necessarie modifiche alle infrastrutture esistenti, e da una situazione geologica non favorevole.

<sup>24</sup> Fonte: base di dati del progetto CCS "ZERO" che segue lo sviluppo e la diffusione delle tecnologie CCS su scala mondiale, <http://www.zeroco2.no/projects>; e *The Global Status of CCS: 2012 An overview of large-scale integrated CCS projects*, GSSCI, <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2012/online/47981>.

<sup>25</sup> *World Energy Outlook 2012*, dell'AIE; *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*, documento di lavoro dell'AIE, edizione 2011, disponibile al seguente indirizzo: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/costperf\\_ccs\\_powergen-1.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/costperf_ccs_powergen-1.pdf); e *A policy strategy for carbon capture and storage*, relazione informativa dell'AIE, 2012.

<sup>26</sup> Ciò presuppone una centrale a carbone polverizzato che produce per il carico di base. Il costo è pari a 55 USD, con un tasso di cambio di 1 USD equivalente a 1,298 EUR. La stima di 55 USD per tonnellata è in linea con le stime della piattaforma tecnologica per le centrali elettriche a combustibili fossili a zero emissioni (*European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants*), che prevede un risparmio sui costi che varia da 30 a 40 EUR per tonnellata di CO<sub>2</sub>. Le tecnologie CCS per il gas naturale necessiteranno di un prezzo del carbonio pari a circa 90 EUR per tonnellata di CO<sub>2</sub>.

Secondo valutazioni effettuate dal CCR<sup>27</sup>, si prevede che la prima generazione di centrali elettriche a carbone o gas naturale con tecnologie CCS saranno nettamente più costose rispetto a impianti convenzionali simili ma senza CCS. Una volta che il numero di centrali con CCS aumenterà, i costi diminuiranno grazie alle attività di ricerca e sviluppo e alla realizzazione di economie di scala.

Dato il persistere di prezzi elevati per il petrolio, le tecnologie CCS possono, in alcuni casi, essere competitive sotto il profilo dei costi per l'industria estrattiva del petrolio e del gas, nella quale i margini economici sono notevolmente più elevati rispetto alla produzione di energia e agli altri settori coinvolti nel consumo o fornitura di combustibili fossili. Questo è esemplificato dai soli due progetti CCS su vasta scala attualmente operativi in Europa, che hanno sede in Norvegia, dove i produttori di petrolio e gas devono affrontare una tassa di circa 25 EUR per tonnellata di CO<sub>2</sub> emesso<sup>28</sup>. Questa imposta, destinata specificamente ai produttori di gas e petrolio sulla piattaforma continentale, ha dato impulso allo sviluppo commerciale di tecnologie CCS a Snøhvit e Sleipner (cfr. l'allegato I per ulteriori dettagli).

### **2.5. La competitività in termini di costi delle tecnologie CCS installate a posteriori su centrali esistenti**

Se non viene posto freno all'espansione mondiale delle centrali a combustibili fossili, l'installazione a posteriori delle tecnologie CCS diventerà una necessità per limitare il riscaldamento globale al di sotto dei 2°C. Tuttavia, il Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (IPCC)<sup>29</sup> prevede che la messa in conformità degli impianti dotandoli di tecnologie per la cattura del CO<sub>2</sub> comporterà costi più elevati e un'efficienza globale notevolmente ridotta rispetto alle centrali di nuova costruzione già dotate di tecnologie di cattura. L'IPCC ritiene che gli svantaggi in termini di costi derivanti dall'installazione a posteriori potranno essere ridotti nel caso di impianti esistenti ma relativamente nuovi e particolarmente efficienti o per un impianto che venga profondamente riammodernato o ricostruito. La maggior parte degli studi successivi concorda con le conclusioni dell'IPCC. I motivi principali che conducono a maggiori costi sono riportati di seguito.

- **Costi d'investimento più alti** in quanto la configurazione e i vincoli spaziali dell'impianto già esistente potrebbero rendere più difficile l'installazione delle tecnologie CCS, rispetto a un impianto nuovo.
- **Durata di vita ridotta**, in quanto la centrale elettrica è già in funzione. Ciò significa che gli investimenti per l'installazione di tecnologie CCS a posteriori in impianti già esistenti devono essere ripagati in tempi più brevi rispetto a installazioni per impianti nuovi.
- **Effetti negativi in termini di efficienza**, in quanto un intervento di adeguamento a posteriori è più difficile da integrare al fine di ottimizzare al massimo l'efficienza energetica del processo di cattura e risulta in una minore produzione energetica.
- **Costi di inattività**, poiché l'impianto esistente deve restare fermo mentre vengono eseguiti i lavori di adeguamento a posteriori.

Al fine di ridurre al minimo le restrizioni specifiche legate ai diversi impianti, e di conseguenza ridurre i costi, è stato suggerito di prevedere che i nuovi siano già predisposti

---

<sup>27</sup> Fonte: Centro comune di ricerca (CCR), *The cost of CCS*, EUR 24125 EN, 2009.

<sup>28</sup> La tassa è pari a 0,47 NOK per litro di petrolio e per Sm<sup>3</sup> di gas.

<sup>29</sup> Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos e Leo Meyer, a cura di, *Carbon Dioxide Capture and Storage*, IPCC, Cambridge University Press, UK, 2005, pag. 431, disponibile al seguente indirizzo: [http://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/publications\\_and\\_data\\_reports.shtml](http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.shtml)

per l'installazione di tecnologie CCS<sup>30</sup>, evitando il persistere del vincolo al carbonio (il cosiddetto "lock in") anche per questi ultimi<sup>31</sup>.

Ai sensi dell'articolo 33 della direttiva CCS, gli Stati membri devono garantire che gli operatori di tutti gli impianti di combustione con una produzione di energia elettrica stimata pari o superiore a 300 MW abbiano verificato che le seguenti condizioni siano soddisfatte: 1) disponibilità di siti di stoccaggio appropriati; 2) fattibilità tecnica ed economica delle strutture di trasporto; e 3) possibilità di installazione a posteriori di tecnologie per la cattura di CO<sub>2</sub><sup>32</sup>. In caso affermativo, le autorità competenti provvedono a che venga riservata un'area sufficiente all'interno del sito dell'impianto da destinare all'installazione delle strutture necessarie alla cattura e alla compressione di CO<sub>2</sub>. Il numero di impianti già progettati per essere pronti all'impiego di CCS è tuttavia molto limitato.

La valutazione delle misure che sono state adottate dagli Stati membri per assicurare che l'articolo 33 della direttiva CCS venga attuato, sarà condotta nel corso della prossima analisi del recepimento della direttiva stessa e della sua attuazione presso gli Stati membri.

### **3. Stato di avanzamento dei progetti di dimostrazione CCS in Europa e analisi delle lacune**

Il ruolo delle tecnologie CCS all'interno del futuro mix energetico a basso tenore di carbonio è ormai assodato. A questo riconoscimento si è giunti, tra l'altro, anche grazie allo sforzo dell'Unione europea che si è impegnata a compiere il passo decisivo per sostenere questo tipo di tecnologie, passando da progetti pilota di ricerca a progetti dimostrativi su scala commerciale<sup>33</sup> che consentono di ridurre i costi, di dimostrare uno stoccaggio geologico sicuro del biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), di generare conoscenze trasferibili in merito al potenziale delle tecnologie CCS e di diminuire i rischi ad esse connessi per gli investitori.

Malgrado l'UE si sia impegnata a fondo per assumere un ruolo guida nello sviluppo delle tecnologie CCS, nessuno degli otto grandi progetti dimostrativi operativi dotati di un processo CCS completo (cattura, trasporto, stoccaggio, per i dettagli si veda l'allegato I)<sup>34</sup> si trova sul suo territorio e anche i più promettenti progetti UE segnano importanti ritardi a causa delle ragioni illustrate di seguito.

#### **3.1. Mancanza di attrattiva commerciale**

Gli operatori economici non hanno alcuna motivazione a investire in tecnologie CCS, visto l'attuale livello dei prezzi delle quote nell'ambito dell'ETS – nettamente inferiori a 40 EUR per tonnellata di CO<sub>2</sub> – e vista l'assenza di altri vincoli giuridici o di incentivi. Quando la Commissione ha proposto il pacchetto clima ed energia nel 2008, i prezzi del carbonio erano arrivati, temporaneamente, sino a 30 EUR. Con l'attuazione degli obiettivi stabiliti nel pacchetto riguardo a cambiamenti climatici ed energia, ci si aspettava che entro il 2020 si

---

<sup>30</sup> Un impianto pronto all'impiego di tecnologie CCS può essere modificato tramite l'aggiunta di tali tecnologie in una fase successiva.

<sup>31</sup> Negli USA la "Legge sull'aria pulita" (*Clean Air Act*) impone effettivamente alle nuove centrali a carbone di essere pronte per l'installazione di tecnologie CCS (si veda anche il riquadro 1), in quanto prevede che la normativa sulle prestazioni in termini di emissioni possa essere soddisfatta entro un periodo di 30 anni. La normativa proposta è consultabile al seguente indirizzo: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2012-04-13/pdf/2012-7820.pdf>.

<sup>32</sup> Questa disposizione ha portato alla modifica della direttiva sui grandi impianti di combustione e compare attualmente come articolo 36 della direttiva sulle emissioni industriali.

<sup>33</sup> Vale a dire, attraverso l'intera filiera integrata di cattura, trasporto e stoccaggio di CO<sub>2</sub> su una scala pari a oltre 250 MWe - o perlomeno 500 ktCO<sub>2</sub>/anno per applicazioni industriali.

<sup>34</sup> Tutti e otto i progetti sono di dimensioni simili o più ampie di un equivalente progetto di centrale a gas di 250 MW con tecnologie CCS e in tre casi si tratta di impianti di dimensioni più ampie rispetto a un equivalente progetto di centrale a carbone di 250 MW con tecnologie CCS.

sarebbero ottenuti i livelli di prezzi previsti, con prospettive continue di crescita. Vi era consenso sul fatto che ciò avrebbe potuto non essere sufficiente a stimolare la messa in esercizio di impianti dimostrativi. Oltre a preparare il quadro giuridico (direttiva CCS), si è provveduto anche a istituire il programma NER300 al fine di finanziare dimostrazioni su scala commerciale delle tecnologie CCS, insieme a progetti energetici innovativi nel settore delle energie rinnovabili e parallelamente il programma EEPR che si è concentrato su sei progetti di dimostrazione CCS. Con il carbonio a un prezzo di 30 EUR, l'importo totale del sostegno avrebbe potuto raggiungere i 9 miliardi di EUR. L'incentivo rappresentato dal prezzo del carbonio e l'ulteriore sostegno finanziario proveniente dai programmi NER300 ed EEPR erano considerati sufficienti a garantire la costruzione di una serie di impianti dimostrativi CCS nell'UE.

Oggi, con prezzi del carbonio vicini ai 5 EUR ed entrate provenienti dal NER300 considerevolmente inferiori alle previsioni, è chiaro che non esistono ragioni sufficienti che spingano gli operatori economici a investire in progetti dimostrativi CCS in quanto gli investimenti e i costi operativi aggiuntivi non sono coperti dalle entrate maturate grazie alla vendita delle emissioni, dato che è notevolmente diminuita la necessità di comprare quote ETS.

Dagli studi tecnici sui progetti CCS (*Front End Engineering Studies, FEED*) ormai completati risulta che le ipotesi iniziali sui costi di capitale per le tecnologie CCS erano realistiche. Tuttavia, l'interesse commerciale è sensibilmente diminuito a partire dal 2009 a causa della crisi economica che ha comportato un abbassamento del prezzo del carbonio nell'ambito del sistema ETS. La maggior parte dei progetti basava i propri calcoli su un prezzo del carbonio di almeno 20 EUR per tonnellata di CO<sub>2</sub>. Supponendo un periodo operativo di 10 anni (come stabilito dal programma NER300) e lo stoccaggio di un milione di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno, una differenza di prezzo di 10 EUR per tonnellata di CO<sub>2</sub> porterebbe di fatto a costi operativi supplementari per un importo pari a circa 100 milioni di EUR. Rispetto al prezzo di 30 EUR previsto quando il pacchetto clima ed energia è stato proposto, i costi aggiuntivi equivalgono a 200 milioni di EUR.

Si tratta di costi aggiuntivi che, attualmente, dovrebbero essere coperti dal settore industriale o da fondi pubblici. Il recupero assistito del petrolio (EOR) può essere utile per alcuni progetti, ma a differenza che negli Stati Uniti e in Cina, l'EOR non si è dimostrato un fattore trainante per la diffusione delle tecnologie CCS in Europa. Sebbene nel 2008 l'industria del settore abbia dichiarato che era disposta a investire oltre 12 miliardi di EUR nelle tecnologie CCS, finora i finanziamenti effettivamente stanziati non sono in linea con questo impegno. Di fatto, per la maggior parte dei progetti, l'industria si limita attualmente a finanziare il 10% circa dei costi aggiuntivi per le tecnologie CCS. Inoltre, a livello di Stati membri, l'attuale congiuntura finanziaria e politica è profondamente dissimile da quella presente nel 2008.

Nell'attuale situazione economica, perfino facendo ricorso a ulteriori finanziamenti tramite il programma europeo di ripresa economica che ha stanziato circa 1 miliardo di EUR per i progetti di dimostrazione delle CCS<sup>35</sup>, non esistono incentivi che stimolino l'industria a rendere i progetti dimostrativi CCS commercialmente realizzabili, visto l'avanzo strutturale nel sistema ETS pari a circa 2 miliardi di quote e il persistere dei bassi livelli del prezzo del carbonio, nonché finanziamenti NER300 inferiori al previsto; tutto ciò incide negativamente su una possibile diffusione su grande scala di queste tecnologie. In assenza di una strategia politica che le renda commercialmente redditizie o obbligatorie, l'industria continuerà probabilmente a non impegnarsi nella loro diffusione su larga scala.

---

<sup>35</sup> Vedere l'allegato II per informazioni circa lo stato dei sei progetti dimostrativi finanziati nell'ambito programma EEPR dell'UE.

Ciò è stato sottolineato recentemente nella decisione di attribuzione relativa al primo invito a manifestare interesse del programma NER300<sup>36</sup>. L'obiettivo iniziale era quello di finanziare otto progetti dimostrativi CCS di dimensione commerciale, insieme a trentaquattro progetti innovativi nel settore delle energie rinnovabili. Sette Stati membri hanno presentato tredici progetti CCS in risposta all'invito del programma NER300: due riguardavano applicazioni industriali e undici la produzione di energia. Tre progetti sono stati ritirati in corso di gara. A luglio 2012 la Commissione aveva individuato otto progetti CCS meritevoli di un punteggio alto e due progetti di riserva ancora in gara<sup>37</sup>. Alla fine non sono stati assegnati fondi a nessun progetto CCS perché, nell'ultima fase di riconferma dei progetti, gli Stati membri non sono stati in grado di confermare il proprio impegno. Le ragioni di questa mancata conferma comprendono: da un lato l'insufficienza dei contributi provenienti da finanziamenti pubblici e/o privati nazionali<sup>38</sup>, dall'altro anche i ritardi nelle procedure di autorizzazione o, in un caso, il perdurare di una gara d'appalto per il finanziamento che non ha consentito allo Stato membro interessato di confermare il proprio progetto conformemente ai requisiti della decisione NER300.

La maggior parte dei progetti CCS richiedeva finanziamenti NER300 per un importo ben superiore a 337 milioni di EUR, vale a dire la soglia fissata per i finanziamenti alla luce delle entrate derivanti dalla monetizzazione di quote della "riserva nuovi entranti" (New Entrants Reserve, NER) del sistema ETS. Nella pratica, addirittura la metà dei progetti CCS ha richiesto contributi NER300 superiori a 500 milioni di EUR. Il livello inferiore al previsto della soglia stabilita per i finanziamenti ha quindi esercitato un'ulteriore pressione sugli Stati membri e sugli operatori privati che dovrebbero supplire alle insufficienze. Anche per i progetti le cui richieste di finanziamento NER300 erano solo leggermente più elevate rispetto alla soglia stabilita, un fattore determinante per la loro mancata conferma è stato il problema di supplire agli importi mancanti.

Un altro punto importante è costituito dall'apparente scarsa volontà di contribuire ai costi da parte degli operatori privati che hanno presentato domande di finanziamento NER300. Nel concreto, la maggioranza di questi operatori hanno presentato domande che prevedevano quasi interamente il ricorso a finanziamenti pubblici, mentre il resto dei richiedenti proponeva di contribuire tramite una percentuale relativamente modesta. Si potrebbe trarre la conclusione che, finché il prezzo previsto del carbonio continuerà ad essere basso, il settore privato continuerà ad aspettarsi che lo sviluppo delle tecnologie CCS sia cofinanziato per la maggior parte da fondi pubblici, a riprova delle continue difficoltà che questo settore deve affrontare.

Sia le aziende erogatrici che utilizzano combustibili fossili per la loro produzione di energia che i fornitori di tali combustibili dovrebbero esprimere un forte interesse per lo sviluppo delle tecnologie CCS per le loro future prospettive economiche: senza queste tecnologie dovranno far fronte a un futuro incerto.

### **3.2. Sensibilizzazione e accettazione delle CCS da parte dell'opinione pubblica**

Alcuni progetti che concernono lo stoccaggio terrestre suscitano una forte opposizione nei cittadini. Ciò succede in particolare per progetti in Polonia e Germania. In Germania, l'opposizione dell'opinione pubblica è alla base dei ritardi nel recepimento della direttiva

---

<sup>36</sup> Disponibile al seguente indirizzo: [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> NER300 - *Moving towards a low carbon economy and boosting innovation, growth and employment across the EU*, documento di lavoro dei servizi della Commissione.

<sup>38</sup> Il programma NER300 si propone di coprire il 50% dei costi aggiuntivi legati agli investimenti negli impianti con tecnologie CCS e alla loro gestione. Il resto dei costi dovrebbero essere coperti da contributi del settore privato o tramite fondi pubblici.

CCS. Il progetto spagnolo finanziato dall'EEPR – dopo una campagna di sensibilizzazione e informazione ad esso appositamente dedicata – è riuscito a superare con successo l'opposizione dei cittadini. Anche i progetti che riguardano lo stoccaggio offshore nel Regno Unito, nei Paesi Bassi e in Italia sono stati accettati. Da una recente indagine Eurobarometro<sup>39</sup> risulta che la popolazione europea non conosce le tecnologie CCS e i possibili benefici che ne derivano per mitigare i cambiamenti climatici. Chi ne è a conoscenza, è invece più propenso a sostenere questa tecnologia. Ciò mostra chiaramente la necessità di inserire le tecnologie CCS nel dibattito sugli sforzi compiuti dall'Europa e dagli Stati membri per combattere i cambiamenti climatici, di esplorarne ulteriormente i rischi sanitari e ambientali potenziali (connessi alla fuga del CO<sub>2</sub> stoccato) e di non dare per scontata la loro accettazione da parte dei cittadini senza una previa valutazione.

### **3.3. Il quadro giuridico**

La direttiva CCS fornisce un quadro giuridico completo per catturare, trasportare e stoccare il CCS. Solo alcuni Stati membri hanno notificato il recepimento, totale o parziale, entro il termine previsto, cioè giugno 2011. Nel frattempo, la situazione è notevolmente migliorata e attualmente solo uno Stato membro non ha notificato alla Commissione alcuna misura di recepimento della direttiva. Sebbene la maggior parte degli Stati membri che hanno proposto progetti dimostrativi CCS abbiano completato il recepimento della direttiva, diversi Stati membri stanno vietando o limitando lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> nel loro territorio.

L'analisi completa del recepimento della direttiva CCS e della sua attuazione negli Stati membri, esaminerà in dettaglio anche quanto sopra illustrato.

### **3.4. Stoccaggio del CO<sub>2</sub> e infrastrutture**

Secondo il progetto EU GeoCapacity<sup>40</sup> la stima della capacità complessiva di stoccaggio geologico permanente di CO<sub>2</sub> in Europa è di oltre 300 Giga tonnellate (Gt) di CO<sub>2</sub>, mentre secondo stime prudenziali si tratterebbe di 117 Gt di CO<sub>2</sub>. Le emissioni totali di CO<sub>2</sub> derivanti ogni anno dalla produzione di energia elettrica e dall'industria UE ammontano a circa 2,2 Gt e sarebbe quindi possibile stoccare tutto il CO<sub>2</sub> prodotto nell'UE per i decenni a venire, anche basandosi solo sulla stima prudenziale. Le capacità di stoccaggio nel Mare del Nord, da sole, sono stimate ad oltre 200 Gt di CO<sub>2</sub>. Occorre esplorare ulteriormente la possibilità di stabilire un approccio coerente per utilizzare la capacità.

Sebbene in Europa esistano capacità di stoccaggio sufficienti, non tutte sono accessibili o in prossimità di emittenti di CO<sub>2</sub>. È quindi necessario predisporre infrastrutture di trasporto transfrontaliere per collegare efficacemente le fonti di CO<sub>2</sub> e i pozzi di assorbimento. Ciò si riflette nella proposta della Commissione di includere le infrastrutture di trasporto del CO<sub>2</sub> nella sua proposta di regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture transeuropee. Ai sensi di tale regolamento, i progetti di infrastrutture di trasporto del CO<sub>2</sub> possono essere qualificati quali progetti di interesse comune europeo e in futuro essere ammissibili per il finanziamento. Tuttavia, in un primo tempo, i progetti CCS valuteranno quasi sempre dei pozzi di stoccaggio di CO<sub>2</sub> in prossimità dei punti di cattura e, di conseguenza, le infrastrutture saranno sviluppate a livello nazionale. La predisposizione di tali infrastrutture nazionali dovrà essere affrontata in modo adeguato dagli Stati membri, per poi passare in un secondo tempo a reti transfrontaliere.

---

<sup>39</sup> Disponibile al seguente indirizzo: [http://ec.europa.eu/public\\_opinion/archives/ebs/ebs\\_364\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_364_en.pdf).

<sup>40</sup> Maggiori informazioni disponibili al seguente indirizzo: <http://www.geology.cz/geocapacity>.

### 3.5. Cooperazione internazionale

Sarà possibile intervenire positivamente sui cambiamenti climatici solo se lo si farà su scala mondiale. Le iniziative capitanate dall'UE possono fare da traino alla cooperazione internazionale, ma esistono altresì chiare giustificazioni strategiche per promuovere l'utilizzo di tecnologie di mitigazione nei paesi che le dovranno utilizzare per riorientare le loro economie in espansione verso uno scenario a basse emissioni di carbonio. Tale percorso comprende senz'altro le tecnologie CCS, per le quali il mercato esterno all'UE potrebbe rivelarsi assai più vasto del mercato interno.

Ad esempio, il consumo di carbone della Cina è aumentato del 10% nel 2010 e rappresenta attualmente il 48% del consumo mondiale. Una parte significativa, per un totale di 300GW, delle centrali a carbone attualmente in fase di costruzione o progettazione in Cina potrebbero ancora essere operative nel 2050. A meno che i nuovi impianti di questo paese e del resto del mondo siano equipaggiati con tecnologie CCS e che queste tecnologie vengano installate a posteriori sugli impianti esistenti, gran parte delle emissioni prodotte a livello mondiale tra il 2030 e il 2050 sono già da considerarsi inevitabili (*"locked in"*). Di conseguenza, la Commissione europea si è impegnata attivamente con i paesi terzi, anche le economie emergenti, e l'industria. Essa mira a un'ulteriore internazionalizzazione delle attività di condivisione delle conoscenze tra i progetti CCS nell'ambito della rete europea di progetti dimostrativi CCS, anche attraverso la partecipazione al forum direttivo per la cattura del carbonio (Carbon Sequestration Leadership Forum, CSLF) e collaborando con il Global CCS Institute (GCCSI).

### 4. Prospettive

Il secondo invito a presentare proposte del programma NER300, che sarà lanciato nell'aprile 2013, rappresenta una seconda opportunità per l'industria europea e gli Stati membri per migliorare le attuali prospettive per le tecnologie CCS. Dati però gli evidenti ritardi del programma dimostrativo CCS, è giunto il momento di riesaminare gli obiettivi stabiliti dal Consiglio europeo e riorientare gli obiettivi strategici e gli strumenti.

La necessità di diffondere su grande scala le tecnologie e i progetti dimostrativi CCS per renderli interessanti in termini commerciali, non è stata affrontata ed è divenuta ancora più urgente. Per essere competitivi nel lungo periodo va a nostro vantaggio che il settore energetico e quello industriale acquisiscano la pratica necessaria per rendere commercialmente interessanti le tecnologie CCS<sup>41</sup>, in modo da ridurre i costi, dimostrare che lo stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> non presenta rischi per la sicurezza, generare conoscenze trasferibili riguardo la potenzialità delle tecnologie CCS e diminuire i rischi legati agli investimenti in queste tecnologie.

Le tecnologie CCS risulteranno sempre più costose rispetto all'uso di combustibili fossili non accompagnata da alcun metodo di riduzione delle emissioni e richiederanno quindi misure compensative in quanto la combustione senza cattura richiede minori investimenti ed energia. È possibile concretizzare tali misure attraverso il ricorso a vari interventi strategici. Oggi disponiamo già del sistema ETS, che fornisce incentivi diretti per le tecnologie CCS in quanto fissa il prezzo del carbonio, sebbene a un livello troppo basso. Inoltre, è possibile far ricorso a parte dei ricavi provenienti dalla vendita all'asta delle quote (programma NER 300) per il finanziamento sia delle CCS che di progetti in materia di energie rinnovabili.

Le attuali previsioni sui prezzi delle quote di CO<sub>2</sub> si situano ben al di sotto della valutazione presente nel pacchetto su clima ed energia del 2008, che anticipava prezzi dell'ordine di

---

<sup>41</sup> Vale a dire, attraverso l'intera filiera integrata di cattura, trasporto e stoccaggio di CO<sub>2</sub> su una scala pari a oltre 250 MWe - o perlomeno 500 ktCO<sub>2</sub>/anno per applicazioni industriali.

30 euro per il 2020 (ai prezzi 2005)<sup>42</sup>. L'attuale segnale di prezzo nell'ambito del sistema ETS dell'UE non incentiva il passaggio dal carbone al gas e fa aumentare i costi di finanziamento per gli investimenti nelle tecnologie a bassa intensità di carbonio, a causa dei rischi percepiti come associati a questi tipi di investimenti. Un sondaggio presso 363 operatori del sistema ETS dell'UE ha confermato che, attualmente, il prezzo delle quote è un fattore meno importante per le decisioni di investimento<sup>43</sup>.

Una riforma strutturale del sistema ETS potrebbe stimolare l'aumento dei prezzi e confermare al mercato che anche sul lungo periodo il sistema ETS potrà fornire segnali di prezzo del carbonio sufficientemente forti da promuovere la diffusione delle tecnologie CCS. Di conseguenza, la Commissione ha avviato la stesura di una relazione sul mercato del carbonio, alla quale si affianca una consultazione pubblica, che analizza una serie di possibili opzioni per raggiungere l'obiettivo. In assenza di altri incentivi, per stimolare la diffusione delle tecnologie CCS sarebbero necessari sensibili incrementi (o previsioni di incrementi) dei prezzi fissati dal sistema ETS fino a raggiungere i 40 EUR o più<sup>44</sup>.

L'AIE sottolinea che la strategia CCS deve tener conto di come accompagnare le tecnologie nella loro evoluzione, andando di pari passo con la loro maturazione: sono necessarie misure più specifiche nelle fasi iniziali, che dovranno essere seguite da misure più neutre in modo da garantire la competitività delle tecnologie CCS rispetto ad altre possibilità di riduzione delle emissioni quando si avvicinerà il momento di commercializzarle<sup>45</sup>. Indipendentemente dal risultato finale delle discussioni in merito alla riforma strutturale del sistema ETS, da quanto detto si evince l'importanza di un'adeguata preparazione della diffusione delle tecnologie CCS attraverso un robusto processo di dimostrazione. Devono quindi essere prese in considerazione diverse opzioni strategiche, in modo da consentire al più presto una dimostrazione su grande scala che porti a un maggior utilizzo e alla diffusione commerciale di queste tecnologie.

Nell'ambito del pacchetto clima ed energia veniva espressa l'opinione che probabilmente il segnale di prezzo del carbonio non sarebbe stato sufficiente a stimolare progetti dimostrativi. Sono stati quindi previsti ulteriori incentivi tramite la copertura finanziaria derivante da NER300 ed EEPR, nonché il quadro giuridico CCS. Attraverso il secondo invito NER300, l'attuale sistema ETS prevede la possibilità di finanziare sia progetti CCS sia progetti innovativi nel settore delle energie rinnovabili. L'espansione di questo tipo di finanziamenti potrebbe essere presa in considerazione anche fino al 2030. Queste modalità di finanziamento potrebbero facilitare il raggiungimento di alcuni degli obiettivi stabiliti nel piano SET e porre inoltre l'accento in modo più esplicito sull'innovazione nelle industrie ad alta intensità energetica, in quanto le CCS sono tecnologie fondamentali applicabili sia al settore energetico che industriale. Inoltre, il ricorso a un invito a presentare proposte consente di offrire condizioni di parità a tutte le imprese dell'UE, garantendo l'uso intelligente di fondi limitati.

---

<sup>42</sup>Cfr. anche la sezione 4.3 del documento di lavoro dei servizi della Commissione sul funzionamento del mercato del carbonio.

<sup>43</sup> Per il 38% degli intervistati i prezzi a lungo termine del carbonio restano il fattore decisivo, mentre per un ulteriore 55% sono un elemento condizionante. Tuttavia, per la prima volta dal 2009, la percentuale degli intervistati che nella pratica non tengono in considerazione i prezzi del carbonio è quasi raddoppiata, sino a raggiungere il 7% nel sondaggio datato 2012. Thomson Reuters Point Carbon, *Carbon 2012*, 21 marzo 2012, <http://www.pointcarbon.com/news/1.1804940>

<sup>44</sup> Non si prevede che tali livelli di prezzo saranno raggiunti a breve termine, ed è quindi improbabile che l'industria si impegni a fare gli opportuni investimenti nei progetti CCS sulla base dei soli prezzi del carbonio. Ciò viene ulteriormente confermato dall'assenza di un chiaro quadro politico e di incentivi a livello nazionale, alla quale si aggiungono anche le resistenze dell'opinione pubblica, a meno che a livello dell'Unione europea e degli Stati membri vengano intraprese azioni per modificare queste prospettive negative.

<sup>45</sup> *A Policy Strategy for Carbon Capture and Storage*, AIE, 2012.

Tenendo altresì conto degli sviluppi già vagliati e/o che hanno trovato attuazione in un certo numero di paesi, si potrebbero prendere in considerazione diverse opzioni strategiche che vanno al di là delle misure attualmente in vigore. Tali opzioni sono illustrate brevemente qui di seguito.

È evidente che, nonostante il prezzo del carbonio abbia raggiunto un livello insufficiente, è ancora necessario sviluppare un'infrastruttura basata su tecnologie, competenze e conoscenze in ambito CCS attraverso il varo di un numero limitato di progetti CCS. Le misure per promuovere i progetti dimostrativi potrebbero avere una portata limitata, in modo da contenere i costi per l'economia in generale ma contemporaneamente fornendo la necessaria certezza agli investitori e consentendo di godere dei vantaggi derivanti da una tempestiva diffusione. L'esistenza di questi progetti dimostrativi consentirebbe inoltre di sottolineare più chiaramente la necessità di disporre in futuro di tecnologie CCS, in particolare data una situazione a breve e medio termine nella quale il prezzo non sufficientemente elevato del carbonio non consente di attirare investimenti in queste tecnologie.

Un sistema di certificazione obbligatoria CCS potrebbe richiedere ai produttori di emissioni (che superano una determinata dimensione) o ai fornitori di combustibili fossili di acquistare certificati CCS equivalenti a un certo quantitativo delle loro emissioni o, nel caso dei fornitori di combustibili fossili, dello loro emissioni intrinseche (le cosiddette “*embedded emissions*”). Si potrebbero emettere certificati per l'industria petrolifera e del gas, garantendo che le conoscenze già patrimonio di tali settori riguardo a geologia e esperienza sul campo possano contribuire a individuare i siti più adatti allo stoccaggio, includendo anche la possibilità di un recupero assistito del petrolio e del gas, in quanto ciò garantirebbe uno stoccaggio permanente di CO<sub>2</sub>.

#### Riquadro 1: Obblighi attualmente in vigore per le tecnologie CCS

A partire dal 2015 le aziende produttrici di energia elettrica dello stato americano dell'Illinois avranno l'obbligo di fornire il 5% della loro energia da tecnologie pulite per lo sfruttamento del carbone, con l'obiettivo di raggiungere il 25% nel 2025. Gli impianti in funzione da prima del 2016 sono considerati come operanti con tecnologie pulite del carbone se almeno il 50% delle emissioni di CO<sub>2</sub> vengono catturate e sequestrate. Questo requisito sale al 70% per le centrali a carbone che si prevede entrino in funzione nel 2016 o 2017, fino ad arrivare al 90% per gli anni successivi.

Un sistema di questo genere potrebbe funzionare in parallelo con il sistema ETS, a condizione che la quantità di certificati CCS richiesti corrisponda a un determinato numero equivalente di quote ETS, che dovrebbero essere definitivamente ritirate dal mercato (la riduzione delle emissioni di carbonio corrispondente ai certificati CCS è un quantitativo noto, ciò consente di integrare rapidamente tali certificati con il sistema ETS attraverso una riduzione delle quote ETS pari allo stesso quantitativo dei certificati). Si tratta di un sistema in grado di indicare la quantità di tecnologie CCS che sarebbe necessario sviluppare e attuare. Se il suo ambito venisse definito in modo preciso, l'impatto sul funzionamento del sistema ETS potrebbe essere limitato, senza precludere la flessibilità necessaria alle imprese per osservare le soglie stabilite.

Una soluzione ben orientata potrebbe consistere in norme obbligatorie sui livelli di emissione destinate solo ai nuovi investimenti oppure a tutti i produttori di emissioni di un particolare settore, limitando in tal modo le imprese o gli impianti a non produrre più di un determinato importo fisso di emissioni per unità di produzione.

#### Riquadro 2: Norme sulle emissioni attualmente in vigore

In California è attualmente in vigore una norma sulle emissioni (EPS) che funge da sostegno a lungo termine per le politiche in materia di energia, attraverso l'obbligo di rispettare limiti

non negoziabili sulle emissioni pari a 500g CO<sub>2</sub>/kWh per le nuove centrali elettriche<sup>1</sup>. Gli Stati Uniti stanno inoltre considerando l'introduzione di una norma sulle emissioni a livello federale, attraverso il *Clean Air Act* (legge sull'aria pulita) attuato dall'EPA che, nella pratica, prevede che le nuove centrali a carbone siano predisposte per tecnologie CCS da installare in un secondo tempo. Per far ciò, il termine consentito per l'adeguamento alle norme sulle emissioni è di trent'anni. Un altro esempio è costituito dalla Norvegia, dove è impossibile costruire nuove centrali a gas senza tecnologie CCS.

Le norme sui livelli di emissioni sollevano una serie di questioni metodologiche. Si tratta infatti di norme che non garantiscono la presenza di tecnologie CCS nella progettazione degli impianti da costruire e potrebbero invece semplicemente spostare gli investimenti verso fonti di energia con minor tenore di carbonio, secondo quanto determinato ricorrendo alle stesse norme. Inoltre, se applicato rigorosamente, il regime diventerebbe un incentivo alla decarbonizzazione, sostituendo in tale ruolo il segnale del prezzo del carbonio proveniente dall'ETS, senza consentire però ai settori interessati la stessa flessibilità prevista invece nell'ambito del sistema ETS. Pertanto un regime basato su norme relative ai livelli di emissioni necessita di ulteriori riflessioni circa le sue ripercussioni sul sistema ETS e sui settori interessati<sup>46</sup>.

Inoltre, anche i governi nazionali hanno un ruolo da svolgere in materia di progetti dimostrativi. Gli Stati membri potrebbero istituire, ad esempio, sistemi che garantiscano un ritorno minimo sugli investimenti in tecnologie CCS, quali le tariffe incentivate frequentemente adottate per garantire la realizzazione di progetti dimostrativi e la diffusione delle tecnologie rinnovabili. Se concepiti in modo flessibile, al fine di evitare utili a cascata, e se limitati ai soli progetti dimostrativi, tali sistemi potrebbero rivelarsi efficaci e senza impatti negativi sul funzionamento del sistema ETS o sul mercato interno.

## 5. Conclusioni

Le indicazioni provenienti dalla tabella di marcia per l'energia 2050, da diverse relazioni e dagli sviluppi avvenuti a livello mondiale<sup>47</sup> segnalano chiaramente che i combustibili fossili continueranno a essere presenti nel mix energetico europeo e mondiale e a essere utilizzati in numerosi processi industriali. Le tecnologie CCS sono attualmente una delle principali modalità disponibili per contribuire a ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> nel settore della produzione di energia elettrica; per sfruttare appieno questo potenziale devono diventare competitive sul piano dei costi, in modo da diffondersi a livello commerciale contribuendo così alla transizione dell'economia europea verso uno scenario a basse emissioni di carbonio.

Ma, attualmente, le tecnologie CCS si trovano a un bivio.

Tutti gli aspetti delle tecnologie CCS hanno già attraversato la fase dimostrativa al di fuori dell'UE, dove vengono ormai utilizzate commercialmente per il trattamento del gas e dove circa venti progetti su scala industriale dovrebbero entrare in funzione entro il 2020. Nonostante i molti sforzi e il significativo sostegno dell'UE, in Europa i progetti CCS dimostrativi su scala commerciale sono in ritardo e i finanziamenti disponibili non sono sufficienti. In effetti, è necessario aumentare gli sforzi per realizzare almeno quei pochi progetti che hanno ottenuto un finanziamento dell'UE. I ritardi nell'applicazione delle tecnologie CCS alle centrali a carbone e a gas determineranno probabilmente maggiori costi a lungo termine per la decarbonizzazione del settore elettrico, in particolare per quegli Stati membri che dipendono in larga misura dall'uso di combustibili fossili.

---

<sup>46</sup> Cfr. ad esempio [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> Il *World Energy Outlook 2012* pubblicato dall'AIE stima che i combustibili fossili rappresentino attualmente l'80% del consumo globale di energia, mentre li situa al 75% nel 2035 sulla base di uno scenario che si fonda sulle nuove politiche.

Occorre una risposta politica urgente per stimolare gli investimenti in progetti CCS dimostrativi: si tratta di una sfida alla quale non è possibile sottrarsi e che consentirà di verificare la fattibilità di una successiva diffusione e costruzione di infrastrutture per il CO<sub>2</sub>. Il primo passo in tale direzione è rappresentato quindi dalla realizzazione di progetti CCS dimostrativi su scala commerciale in Europa, che confermi la fattibilità tecnica ed economica di queste tecnologie in quanto misura efficace in termini di costi per mitigare le emissioni di gas a effetto serra nel settore della produzione di energia elettrica e in quello industriale.

Le tecnologie CCS sono inoltre necessarie a lungo termine per ridurre le emissioni nelle industrie caratterizzate da processi produttivi nei quali le emissioni non possono essere evitate. Ulteriori ritardi potrebbero costringere l'industria europea a dover acquistare in futuro tecnologie CCS provenienti da paesi esterni all'UE.

Data la complessità degli scenari sopradescritti e in funzione dei lavori avviati nell'ambito di un quadro in materia di energia e clima per il 2030 e dell'esigenza di un dibattito informato che includa l'analisi dei fattori determinanti per un utilizzo positivo delle tecnologie CCS, la Commissione invita a presentare osservazioni sul ruolo delle tecnologie CCS in Europa, in particolare rispondendo ai quesiti elencati di seguito.

- 1) Sarebbe opportuno richiedere agli Stati membri che hanno attualmente una quota elevata di carbone e gas nel loro mix energetico e nei loro processi industriali, e che non lo hanno ancora fatto, di mettere a punto:
  - a. una chiara tabella di marcia su come procedere per ristrutturare il settore della produzione di energia elettrica orientandolo verso combustibili che non danno origine a emissioni di carbonio (energia nucleare ed energie rinnovabili) entro il 2050?
  - b. una strategia nazionale per preparare la diffusione delle tecnologie CCS?
- 2) In che modo dovrebbe essere riformulato il sistema ETS, in modo da fornire anche incentivi significativi per la diffusione delle tecnologie CCS? Queste azioni di stimolo dovrebbero essere affiancate da strumenti basati sui proventi della vendita all'asta delle quote, come per il programma NER300?
- 3) La Commissione dovrebbe proporre altri mezzi di sostegno o prendere in considerazione altre misure strategiche per spianare la strada a una diffusione tempestiva delle tecnologie CCS, ad esempio:
  - a. misure di sostegno che ricorrano al riciclaggio delle entrate derivanti dalle aste o ad altre strategie di finanziamento<sup>48</sup>?
  - b. una norma sulle emissioni (EPS)?
  - c. un sistema di certificazione delle tecnologie CCS?
  - d. misure strategiche di altro tipo?
- 4) D'ora in avanti, le imprese produttrici di energia dovrebbero essere tenute a installare, in caso di nuovi investimenti, impianti predisposti per le tecnologie CCS (per centrali a carbone e potenzialmente anche a gas) in modo da facilitare la necessaria installazione a posteriori di tali tecnologie?

---

<sup>48</sup> Tenendo conto della complementarità con i Fondi strutturali e di investimento europei (Fondi ESI), come previsto nel quadro strategico comune allegato alla proposta di regolamento della Commissione recante disposizioni comuni sui Fondi ESI.

- 5) I fornitori di combustibili fossili dovrebbero contribuire a progetti CCS dimostrativi e alla loro diffusione attraverso misure specifiche che garantiscano un finanziamento supplementare?
- 6) Quali sono i principali ostacoli che impediscono di garantire la presenza di sufficienti progetti CCS dimostrativi nell'UE?
- 7) Come è possibile fare accettare più facilmente ai cittadini le tecnologie CCS?

Sulla base delle risposte ricevute in seguito alla consultazione e dell'analisi completa del recepimento e dell'attuazione della direttiva CCS da parte degli Stati membri, la Commissione valuterà l'esigenza di elaborare, se necessario, eventuali proposte nell'ambito di un quadro in materia di energia e clima per il 2030.

## Allegato I – Progetti CCS su grande scala

Progetti CCS attualmente in fase operativa<sup>49</sup>. I progetti contrassegnati con un asterisco (\*) sono dotati di un processo CCS completo (cattura, trasporto, stoccaggio). Ulteriori dettagli sull'interesse commerciale dei vari progetti sono riportati dopo la tabella.

Denominazione del progetto	Paese	Tipo di progetto	Settore industriale	Scala	Stato	Anno di attivazione	Dimensioni [t di CO <sub>2</sub> /anno]
<u>*Shute Creek</u>	USA	Cattura e stoccaggio	Trattamento di petrolio e gas	Grande	In funzione	1986	7 000 000
<u>*Century Plant</u>	USA	Cattura e stoccaggio	Trattamento di petrolio e gas	Grande	In funzione	2010	5 000 000
<u>*Great Plains Synfuels Plant</u>	USA	Cattura	Tecnologia <i>Coal to liquid</i> (conversione del carbone in combustibili e prodotti chimici liquidi )	Grande	In funzione	1984 (impianto) iniezioni di CO <sub>2</sub> dal 2000	3 000 000
<u>*Val Verde natural gas plants</u>	USA	Cattura e stoccaggio	Trattamento di petrolio e gas	Grande	In funzione	1972	1 300 000
<u>*Sleipner West</u>	Norvegia	Cattura e stoccaggio	Trattamento di petrolio e gas	Grande	In funzione	1996	1 000 000
<u>*In Salah</u>	Algeria	Cattura e stoccaggio	Trattamento di petrolio e gas	Grande	In funzione	2004	1 000 000
<u>*Snøhvit</u>	Norvegia	Cattura e stoccaggio	Trattamento di petrolio e gas	Grande	In funzione	2008	700 000
<u>*Enid Fertiliser Plant</u>	USA	Cattura e stoccaggio	Prodotti chimici	Media	In funzione	2003	680 000
<u>Mt. Simon Sandstone</u>	USA	Sito di stoccaggio	Biocarburante	Media	In funzione	2011	330 000

<sup>49</sup> Fonte: base di dati del progetto CCS “ZERO” che segue lo sviluppo e la diffusione delle tecnologie CCS su scala mondiale: <http://www.zeroco2.no/projects>; e *The Global Status of CCS: 2012, 2.1 An overview of large-scale integrated CCS projects*, GSSCI, <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2012/online/47981>.

<u>Searles Valley Minerals</u>	USA	Cattura	Altro	Media	In funzione	1976	270 000
<u>Aonla urea plant</u>	India	Cattura	Prodotti chimici	Grande	In funzione	2006	150 000
<u>Phulpur urea plant</u>	India	Cattura	Prodotti chimici	Grande	In funzione	2006	150 000
<u>Husky Energy CO2 Capture and Liquefaction Project</u>	Canada	Cattura e stoccaggio	Produzione di etanolo	Grande	In funzione	2012	100 000
<u>CO2 Recovery Plant to Urea production in Abu Dhabi</u>	Emirati arabi uniti	Cattura	Prodotti chimici	Grande	In funzione	2009	100 000
<u>Plant Barry CCS Demo</u>	USA	Cattura e stoccaggio	Impianto a carbone	Grande	In funzione	2011	100 000
<u>Salt Creek EOR</u>	USA	Cattura e stoccaggio	Trattamento di petrolio e gas	Grande	In funzione	2003	100 000
<u>SECARB - Cranfield and Citronelle</u>	USA	Stoccaggio		Grande	In funzione	2009 e 2012	100 000
<u>Luzhou Natural Gas Chemicals</u>	Cina	Cattura	Prodotti chimici	Grande	In funzione		50 000
<u>Jagdishpur - India. Urea plant</u>	India	Cattura		Grande	In funzione	1988	50 000
<u>Sumitomo Chemicals Plant - Chiba - Japan</u>	Giappone	Cattura	Trattamento di petrolio e gas	Grande	In funzione	1994	50 000

#### Dettagli relativi agli otto progetti commerciali su grande scala

Progetto	Benefici commerciali
Shute Creek	EOR (recupero assistito del petrolio). Shute Creek della ExxonMobil è un impianto per il trattamento del gas, nei pressi di La Barge, Wyoming, attualmente in grado di catturare circa 7 milioni di tonnellate annue di CO2, utilizzato per il recupero assistito del petrolio.
Century Plant	EOR (recupero assistito del petrolio). Circa 5 milioni di tonnellate annue di CO2 sono attualmente catturate dal primo sistema di trattamento dell'impianto. Si prevede un aumento fino a 8,5 milioni di tonnellate all'anno con l'entrata in funzione del secondo sistema, attualmente in costruzione.

Great Plains Synfuels Plant (impianto combustibile sintetico)	EOR (recupero assistito del petrolio). Il sequestro ha avuto inizio nel 2000 e il progetto continua a iniettare circa 3 milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> all'anno.
Val Verde natural gas plants (impianti a gas naturale)	EOR (recupero assistito del petrolio). Cinque distinti impianti di trattamento del gas nella zona di Val Verde, Texas, USA, catturano circa 1,3 milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> l'anno, da utilizzare per il recupero assistito di petrolio nel giacimento di Sharon Ridge.
Sleipner West	La composizione (qualità) del gas naturale venduto deve contenere meno del 2,5% di CO <sub>2</sub> . La cattura del CO <sub>2</sub> è commercialmente redditizia grazie all'imposta sulle emissioni di CO <sub>2</sub> applicata sulla piattaforma continentale della Norvegia.
In Salah	La composizione (qualità) del gas naturale venduto deve contenere meno del 2,5% di CO <sub>2</sub> . Il progetto ha presentato domanda per crediti CDM.
Snøhvit	Vedi Sleipner West.
Enid Fertiliser Plant (impianto per la produzione di fertilizzanti)	EOR (recupero assistito del petrolio). Nella produzione di fertilizzanti è necessario eliminare il CO <sub>2</sub> . Anziché rilasciare il gas, l'impianto di Enid lo cattura e lo utilizza per il recupero assistito del petrolio in un giacimento a quasi 200 km di distanza.

## **Allegato II – Stato dei progetti dimostrativi europei su grande scala nell’ambito dell’EEPR**

Il programma EEPR potrebbe finanziare sei impianti CCS dimostrativi, destinando a ciascuno un importo massimo di 180 milioni di EUR. Tuttavia, per nessuno dei sei impianti è stata adottata una decisione finale di investimento.

### *Principali realizzazioni*

L’EEPR ha consentito un rapido avvio di sei progetti (in Germania, Regno Unito, Italia, Paesi Bassi, Polonia e Spagna). Per uno di questi (progetto ROAD nei Paesi Bassi), l’EEPR è stato determinante per mobilitare i finanziamenti nazionali. In materia di autorizzazioni, l’EEPR ha stimolato un dialogo mirato e la cooperazione con le autorità e le popolazioni locali.

Alcuni progetti hanno anche contribuito a strutturare l’effettiva attuazione a livello degli Stati membri della direttiva CCS. Inoltre, gli studi di progettazione dettagliati effettuati sinora hanno consentito alle imprese produttrici di energia elettrica di acquisire preziose conoscenze sul futuro funzionamento degli impianti CCS integrati. Le attività di caratterizzazione su specifici luoghi di stoccaggio geologico hanno inoltre portato all’individuazione di siti adeguati per uno stoccaggio permanente e sicuro di CO<sub>2</sub>.

Il sottoprogramma CCS comprende l’obbligo di scambiare esperienze e migliori pratiche tra i vari progetti, reso operativo con l’istituzione della rete di progetti CCS (*CCS Project Network*). Si tratta della prima rete a livello mondiale per lo scambio di conoscenze in questo settore e i sei membri che vi partecipano stanno collaborando, tra l’altro, alla stesura di un manuale comune sulle buone pratiche; si tratta di un caso di cooperazione senza precedenti nell’ambito delle nuove tecnologie energetiche. La rete ha inoltre pubblicato delle relazioni sugli insegnamenti tratti dai progetti sullo stoccaggio di CO<sub>2</sub>, sull’impegno del settore pubblico e sulla concessione delle autorizzazioni. Essa mira altresì a stimolare l’elaborazione di un quadro mondiale per la condivisione delle conoscenze.

### *Criticità*

Il sottoprogramma CCS, nel suo insieme, deve ora affrontare alcune incertezze a livello normativo ed economico che rischiano di compromettere la riuscita della sua attuazione. Il fatto che nessuno dei progetti abbia ancora adottato la decisione finale di investimento testimonia l’attuale fase di criticità. La decisione è stata ritardata a seguito di varie ragioni, tra le quali: non sono state ancora ottenute le piene autorizzazioni; la caratterizzazione dei siti di stoccaggio non è stata ancora completata; la struttura finanziaria non è stata ancora finalizzata. Inoltre, il basso livello del prezzo del carbonio nell’ambito del sistema ETS rende poco attraenti i benefici commerciali delle tecnologie CCS nel breve e medio termine; infine, a causa dell’attuale contesto economico, i progetti incontrano sempre maggiori difficoltà per accedere ai finanziamenti.

All’inizio del 2012 il progetto EEPR “Jaenschwalde”, in Germania, è stato chiuso. I promotori si sono trovati ad affrontare non solo l’opposizione dell’opinione pubblica nei potenziali luoghi di stoccaggio ma anche notevoli ritardi nel recepimento della direttiva CCS in Germania, che non hanno consentito di ottenere le necessarie autorizzazioni per lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> nei termini previsti per il progetto.

### *Prospettive*

Gli altri cinque progetti devono fronteggiare sfide di carattere diverso, come brevemente illustrato di seguito.

- **ROAD (NL):** il progetto ha concluso con successo le fasi tecniche e di regolamentazione preliminari ed è quindi pronto per l’adozione della decisione finale di investimento. Pur essendo pronto per il finanziamento già dalla metà del 2012, il peggiorare dell’interesse

commerciale per le tecnologie CCS, vale a dire le proiezioni al ribasso dei prezzi del CO<sub>2</sub>, ha portato a una carenza nei finanziamenti pari a 130 milioni di EUR e al rinvio della decisione finale. È necessario colmare tale carenza prima di poter adottare la decisione finale di finanziamento. Sono in corso discussioni con altri investitori. Si prevede che la decisione venga adottata nel secondo o terzo trimestre del 2013. L'entrata in funzione del progetto CCS integrato dimostrativo è prevista per il 2016.

- **Don Valley (UK):** la recente decisione da parte del Regno Unito di non sostenere il progetto costituisce una grave battuta d'arresto. Dopo aver consultato i suoi principali partner privati e gli investitori (tra cui Samsung e BOC), i promotori (2Co, National Grid Carbon) si sono comunque impegnati a continuare ma, potenzialmente, con un progetto ridotto e concentrandosi sul previsto strumento del "contratto per differenza" (*Contract for Difference*, CDF) proposto dal governo britannico il 29 novembre 2012 nell'ambito della legge sull'energia (*Energy Bill*). La Commissione sta attualmente discutendo un piano di ristrutturazione con i beneficiari. Se il piano verrà approvato dalla Commissione, la decisione finale di finanziamento potrebbe essere adottata nel 2015.
- Il progetto di **Porto Tolle (IT)** è in forte ritardo a causa della revoca del decreto di compatibilità ambientale della centrale termoelettrica principale. Nel maggio 2013 i promotori completeranno gli studi tecnici di progettazione. Il futuro del progetto sarà subordinato al rispetto di un obiettivo fondamentale nel secondo trimestre del 2013: la capacità di mitigare i rischi pertinenti al rilascio dell'autorizzazione e al finanziamento.
- Il progetto di **Compostilla (ES)** avrà completato con successo la fase pilota entro il 2013, ma non dispone di fondi sufficienti per la fase di dimostrazione. La prossima fase richiede inoltre che la Spagna adotti una legislazione per la pianificazione e la realizzazione di un corridoio di trasporto del CO<sub>2</sub>.
- **Belchatow (PL):** il progetto non ha ricevuto finanziamenti NER300 ed è caratterizzato da notevoli carenze a livello di copertura finanziaria. Inoltre, la Polonia deve ancora recepire la direttiva CCS e adottare una normativa per la pianificazione e la costruzione di un corridoio di trasporto del CO<sub>2</sub>. In questo contesto, nel marzo 2013 il promotore ha deciso di avviare la chiusura del progetto.