



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

Tesi di tirocinio di formazione e orientamento

(Convenzione stipulata tra ISPRA e l'Università RomaTre)

IL RUOLO DELLA TECNOLOGIA CCS PER L'ABBATTIMENTO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Dott. Alessandro Rossi

Tutor dell'Ente Promotore: Prof.ssa Maria Claudia Lucchetti

Tutor ISPRA: Dott. Antonio Caputo - Ing. Domenico Gaudioso

ANNO 2011

Anno accademico 2011/2012

Data	Firma Tirocinante	Firma del Tutor ISPRA	Firma Responsabile Servizio ISPRA
	Dott. Alessandro Rossi	Dott. Antonio Caputo Ing. Domenico Gaudioso	Ing. Domenico Gaudioso
	Firma del Tutor Ente Promotore* Prof.ssa Maria Claudia Lucchetti		

Abstract

L'obiettivo della tesi svolta nell'ambito del tirocinio di formazione e orientamento presso l'ISPRA è stato quello di valutare i costi della tecnologia *carbon capture and storage* (CCS) per l'abbattimento della CO₂ e di studiare quali possano essere le condizioni per un suo rapido sviluppo.

Come sappiamo, i cambiamenti climatici in atto sul nostro pianeta stanno determinando un esteso quadro di conseguenze ambientali, come l'aumento delle temperature atmosferiche, l'innalzamento del livello medio globale dei mari e una diffusa fusione di neve e ghiacciai. Nell'ambito delle strategie internazionali per la limitazione delle cause di origine antropica di questi mutamenti, sarebbe cruciale poter disporre di una tecnologia come quella CCS, che permette di catturare circa l'85-95% delle emissioni di CO₂, rispetto ai tradizionali impianti industriali.

Uno dei problemi principali di questa tecnologia consiste negli ingenti investimenti iniziali che essa richiede. Per ovviare a tale problema, la piattaforma tecnologica europea si sta facendo carico di attuare attività di ricerca e sviluppo in tale settore.

Un passo in avanti è stato effettuato anche dall'U.E. attraverso l'iniziativa NER 300 prevista nell'ambito del sistema europeo di *emissions trading*; questa iniziativa destinerà circa 300 milioni di quote di CO₂ dalla riserva "nuovi entranti" per progetti innovativi basati sulla tecnologia CCS e sulle fonti energetiche rinnovabili. Per concludere, la cattura della CO₂ si può fare oggi a costi elevati, che si ridurranno nel tempo, non appena superata la prima dispendiosa generazione di impianti. I costi di esercizio si ridurranno inoltre per effetto delle economie di scala e in un mondo fortemente dipendente dal carbone è logico che si punti su tale tecnologia. Molti Paesi come Australia, Canada, Usa e Norvegia stanno investendo ingenti risorse in questo settore che costituirà un elemento fondamentale per conseguire gli obiettivi di riduzione delle emissioni successivi al 2020.

Prefazione

Il tema dell'ambiente e in modo specifico degli impatti ambientali è ormai al centro di dibattiti ampi e pervasivi all'interno di diverse discipline accademiche.

Nel caso specifico degli insegnamenti legati alle tecnologie per la produzione sostenibile e in un'ottica di più ampio raggio nel settore scientifico delle scienze merceologiche ricopre un ruolo caratterizzante in quanto aspetto chiave del più generale concetto di Sviluppo Sostenibile sempre più attuale e sempre più in evoluzione. Lo sviluppo sostenibile è una forma di sviluppo della società che comprende le tre variabili chiave – ambientali, economiche e sociali – tipicamente oggetto di studio delle discipline merceologiche.

Alla luce dei vincoli imposti in primo luogo dalla necessità di ridurre e contenere i cambiamenti climatici e in modo particolare l'anidride carbonica.

La cattura e il sequestro di CO₂ attraverso la tecnologia CCS – *Carbon Capture and Storage* – riveste sempre più il ruolo concreto di reale possibilità di supporto al soddisfacimento degli obiettivi di medio periodo consentendo l'utilizzo dei derivati da combustibile fossile ad emissioni ridotte di gas serra attraverso la cattura e lo stoccaggio del biossido di carbonio destinato a confinamento definitivo in depositi con caratteristiche opportune evitando così il sovraccarico dello stesso gas in atmosfera.

A conferma della reale importanza di questa tecnologia, il rapporto IPCC – *Intergovernmental panel on climate change* – dichiara la reale possibilità di applicazione della stessa ad impianti specifici di produzione con emissioni di ingente entità. Le problematiche, legate soprattutto ai costi economici di implementazione sono tuttora una barriera sostanziale alla realizzazione degli impianti.

Ulteriore spunto di riflessione e ricerca sulla tematica risiede nella mancanza di regolamentazione delle attività relative al funzionamento degli impianti e ad un contesto normativo ancora carente.

Per tutte queste implicazioni la tecnologia CCS rappresenta un ampio ramo della ricerca scientifica delle scienze merceologiche e nello specifico della ricerca svolta nell'ambito di questa tesi.

Indice

Introduzione	p. 5
1. CCS - Carbon dioxide Capture and Storage	p. 8
1.1 La cattura della CO₂	p. 10
1.2 Il trasporto della CO₂	p. 17
1.3 Il confinamento della CO₂	p. 21
1.4 Costi e potenzialità economiche della CCS	p. 32
1.5 La riduzione della CO₂ in Italia: opportunità e costi	p. 39
1.6 Analisi e potenziale d'abbattimento della CO₂ in Italia	p. 42
2. Conclusione	p. 47
Bibliografia	p. 54

Introduzione

Oggi il diritto all'ambiente è al centro di un intenso dibattito ed è tutelato in modo esplicito all'interno di numerose direttive comunitarie e della nuova Carta Costituzionale Europea.

Fino a qualche decennio fa la nostra Costituzione non faceva nessun riferimento diretto né a situazioni legate al soddisfacimento delle esigenze e dei bisogni dell'individuo e della collettività, né alla salubrità dell'ambiente. Non riconosceva esplicitamente un "diritto all'ambiente" quale principio fondamentale del nostro ordinamento, limitandosi a sancire all'art. 9 la "tutela del paesaggio e dei beni culturali". Quello che ha contraddistinto l'ultimo decennio è stato il mutato approccio alla problematica ambientale. Ci si era resi conto, infatti, che la protezione dell'ambiente esulava dalla semplice difesa dei suoi singoli elementi, come la bellezza dei paesaggi o la salubrità degli ambienti di vita, mettendo in discussione il modello di sviluppo proprio delle odierne società industrializzate: l'inquinamento non era solo una semplice eccezione, ma la regola insita nell'organizzazione socioeconomica contemporanea.

Il problema andava così individuato nella ricerca di un nuovo equilibrio nell'attuale modello di coordinamento tra le esigenze di crescita e benessere economico e quelle di tutela dell'ambiente. Esigenze che dovevano essere considerate di pari rilevanza. Un modello in cui la crescita economica non fosse valutata solo in termini quantitativi, ma anche in termini qualitativi, cioè per gli effetti che poteva avere sull'ambiente e quindi sulla qualità della vita.

Questo modello, diffuso dalla Dichiarazione di Rio sull'ambiente e lo sviluppo, è stato tradotto nella nota formula "sviluppo sostenibile" che è diventato l'obiettivo delle politiche di protezione ambientale dell'Unione europea. Sembravano dunque maturi i tempi per considerare l'ambiente anche dal punto di vista giuridico. Non più quindi soltanto un bene tutelabile con una specifica azione di risarcimento e da parte di specifici soggetti legittimati all'azione, ma anche un valore di dignità pari a quello di altri già presenti nella Costituzione, come ad esempio la salute. Non si può non ricordare che la nuova Costituzione europea, fin dalle premesse, definisce l'ambiente

“un valore dell’umanità” e sancisce la responsabilità nei confronti delle generazioni future e della terra stessa.

Questa responsabilità ha portato alcune delle potenze economiche mondiali a ratificare il Protocollo di Kyoto: la prima importante opportunità per i Paesi OCSE di ridurre le emissioni di gas serra e allo stesso tempo di favorire economie in via di sviluppo e in transizione, grazie all’investimento in tecnologie e infrastrutture compatibili, che possano contribuire a uno sviluppo sostenibile. Una volta entrato in vigore, il Protocollo di Kyoto impose ai Paesi dell’Annesso I che l’hanno ratificato obiettivi individuali di limitazione o riduzione delle proprie emissioni. L’obiettivo era una riduzione complessiva di almeno il 5% rispetto ai livelli del 1990, nel periodo di validità 2008-2012. Obiettivo che purtroppo molti Paesi non raggiungeranno.

Tuttavia, anche grazie al Protocollo di Kyoto, hanno acquisito sempre maggiore importanza le nuove fonti energetiche, le cosiddette “fonti rinnovabili”. Oggi l'utilizzo di tali fonti è una realtà consolidata e il loro impiego è in continuo aumento, grazie anche allo sviluppo tecnologico. È stato dimostrato che il loro utilizzo porta a una notevole diminuzione del livello di emissioni di CO₂, causa dell’effetto serra, in sostituzione delle fonti fossili. Per riuscire ad ottenere gli effetti desiderati, la Commissione e il Parlamento europeo hanno fissato obiettivi molto ambiziosi per l’anno 2020:

- La riduzione dei gas ad effetto serra di almeno il 20% rispetto ai livelli del 1990, con la prospettiva di elevare la percentuale al 30% se anche gli altri paesi sviluppati assumeranno analoghi impegni.
- L’incremento dell’uso delle energie rinnovabili fino al 20% della produzione totale di energia (l’attuale livello si attesta intorno all’8,5%).
- La diminuzione del consumo di energia del 20% rispetto ai livelli previsti per il 2020, grazie a una migliore efficienza energetica.

Per raggiungere questi obiettivi non sono sufficienti solo le fonti rinnovabili, ma è necessario un ulteriore intervento: la cattura e il sequestro della CO₂, ovvero la

CCS - *Carbon Capture and Storage* - che è l'oggetto dell'analisi di questa tesi. Le tecniche CCS potrebbero rivestire un ruolo assolutamente determinante nel medio periodo (decenni) consentendo un uso dei combustibili fossili a ridottissime emissioni di gas serra. Questo perché la CO₂ non viene dispersa in atmosfera dopo la combustione, ma viene "catturata", cioè resa disponibile ai confini della centrale ad elevata purezza e allo stato liquido. La CO₂ verrà poi trasportata e stoccata in modo definitivo in adeguati depositi oceanici o geologici.

Il recente rapporto della IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change*, interamente dedicato al processo della CCS, afferma che tale tecnologia potrebbe essere applicata agli impianti di produzione elettrica o a impianti industriali caratterizzati da sorgenti emissive puntuali di notevole entità. La CCS, seppur presenti un costo significativo (tra 45 e 65 €/Mt), rappresenta l'opportunità di riduzione maggiore tra il ventaglio delle soluzioni identificate nella curva di abbattimento CO₂. La riduzione ammonterà a 161 Mt nel 2030 e a 800-850 Mt nel 2050, il che corrisponde rispettivamente al 3,7% e al 18-20% dei livelli attuali delle emissioni totali di CO₂.

Oltre agli aspetti puramente economici e tecnologici è necessario sviluppare un contesto normativo per la regolamentazione delle attività inerenti ai processi di cattura, trasporto e sequestro della CO₂. Perché questo avvenga, si deve considerare l'aumento dell'effetto serra un problema che riguardi non solo le generazioni presenti ma anche quelle future. Esiste un detto molto significativo degli indiani d'America che può definire il senso dello sviluppo sostenibile: "*We don't inherit the earth from our ancestors, we borrow it from our children*", ovvero "noi non abbiamo ricevuto la Terra in eredità dai nostri antenati, l'abbiamo in prestito dai nostri figli".

1. CCS - *Carbon dioxide Capture and Storage*

La cattura ed il confinamento della CO₂ in depositi stabili è considerata una delle opzioni più promettenti per la riduzione delle emissioni dei gas serra. In particolare, secondo quanto afferma il recente Rapporto Energia e Ambiente dell'ENEA (2005a), “questo processo è ritenuto fondamentale per garantire un futuro al carbone, nella prospettiva di doversi confrontare con i vincoli sempre più stringenti imposti dal Protocollo di Kyoto sul cambiamento climatico”.

Il recente rapporto della IPCC, interamente dedicato al processo di CCS (*Carbon dioxide Capture and Storage*), afferma che tale tecnologia potrebbe essere applicata agli impianti di produzione elettrica o ad impianti industriali caratterizzati da sorgenti emissive puntuali di notevole entità. Inoltre, alcuni di questi impianti potrebbero fornire combustibili privi di carbonio, come l'idrogeno, ad altri settori industriali o al settore residenziale e dei trasporti. Questi ultimi settori sono, infatti, caratterizzati da sorgenti emissive diffuse e di scarsa entità che non li rendono idonei per il sequestro delle emissioni.

La CCS prevede tre fasi del processo: cattura, trasporto e confinamento. Tutte le tre fasi sono oggi applicate in diverse attività industriali, sebbene non con il proposito del sequestro della CO₂ (IPCC, 2005). La fase di cattura comporta la separazione della CO₂ dagli altri gas di combustione. Le tecnologie di separazione possono essere utilizzate sia prima che dopo la combustione. Il trasporto comporta lo spostamento della CO₂, solitamente compressa ad alta pressione, dal sito di produzione al sito di stoccaggio e confinamento. I metodi potenziali per il confinamento della CO₂ sono rappresentati dall'iniezione in giacimenti sotterranei, nelle profondità marine e la fissazione in carbonati inorganici; alcuni processi industriali potrebbero utilizzare piccole quantità di CO₂ per la realizzazione di vari prodotti (ad es. urea, metanolo, liquidi estintori, etc.). Sebbene alcuni dei processi citati sono già applicati a livello industriale, l'intero processo non è considerato maturo, come alcune delle sue componenti.

La maturità tecnologica delle componenti del processo è molto eterogenea. Alcune tecnologie sono ampiamente utilizzate nell'attuale mercato, principalmente nell'industria petrolifera, mentre altre sono in una fase di ricerca o dimostrativa.

Nella tabella 10 sono riportate le varie fasi dei processi di CCS e le diverse opzioni per la realizzazione del processo. Sono inoltre riportati gli attuali livelli di maturità di ciascun componente.

Tabella 1 - Attuale stato di maturità dei componenti CCS.

Componenti CCS	Tecnologia CCS	Fase di ricerca ^a	Fase dimostrativa ^b	Economicamente realizzabile ^c	Matura per il mercato
Cattura	Post-combustione			X	
	Precombustione			X	
	Combustione di ossigeno		X		
	Separazione industriale				X
Trasporto	Gasdotto				X
	Trasporto navale			X	
Deposito geologico	Recupero di petrolio (EOR) ^a				X ^b
	Campi di gas o petrolio			X	
	Formazioni saline			X	
	Recupero di metano da giacimenti di carbone		X		
Deposito marino	Iniezione diretta (dissoluzione)	X			
	Iniezione diretta (formazione di laghi)	X			
Fissazione in carbonati	Silicati naturali	X			
	Materiali di scarto		X		
Utilizzo industriale					X

Fonte: IPPC, 2005. La X indica il più elevato livello di maturità.

^aI principi di base sono conosciuti ma la tecnologia è in stato di progetto concettuale o in fase di prova in laboratorio, non è dimostrata in impianti pilota. ^bTecnologia operativa in impianti pilota, sono richiesti ulteriori sviluppi prima di passare a progetti di scala maggiore. ^cTecnologia utilizzata in applicazioni commerciali specifiche (ad es. regimi di tassazione favorevoli, mercati di nicchia, etc.).

^dTecnologia operativa e disponibile a livello commerciale con numerose applicazioni. ^eEOR è tecnologicamente matura ma se applicata alla cattura di CO₂ è solo economicamente realizzabile a specifiche condizioni.

I risultati delle simulazioni eseguite nei rapporti IPPC (2001a; 2001b) suggeriscono che l'uso della tecnologia di sequestro e confinamento della CO₂, insieme all'utilizzo di altre misure per la riduzione delle emissioni, potrebbe ridurre in maniera consistente i costi per il raggiungimento di un livello di stabilizzazione dei gas serra in atmosfera. La capacità potenziale del processo di CCS di ridurre le emissioni di CO₂, nonché la compatibilità del sistema con le attuali infrastrutture, spiegano l'interesse nei confronti di questa tecnologia (IPCC, 2005).

1.1 La cattura della CO₂

L'applicazione della CCS richiede la produzione di CO₂ ad alta concentrazione ed alte pressioni, perché sia economicamente realizzabile il trasporto e il confinamento della CO₂. È quindi necessario produrre anidride carbonica quasi pura.

La separazione della CO₂ è una realtà tecnologicamente matura per alcuni grandi impianti industriali, come i settori di trattamento del gas naturale o di produzione di ammoniaca e fertilizzanti, dove la rimozione della CO₂ è necessaria per ottenere la purificazione di altri gas; tuttavia, nella maggior parte dei casi, la CO₂ rimossa è emessa in atmosfera. Solo in alcuni casi il processo di cattura è utilizzato per ottenere piccole quantità di CO₂ con valore commerciale. Al 2005 (IPCC) non sono note applicazioni della CCS a grandi impianti per la produzione di energia elettrica.

Ci sono fondamentalmente tre approcci per la cattura della CO₂ emessa da combustione di risorse fossili (carbone, gas naturale, olio combustibile) o da biomasse o miscele di combustibili:

1. Separazione post-combustione
2. Separazione pre-combustione
3. Combustione di ossigeno

La separazione post-combustione separa la CO_2 dai fumi di scarico prodotti dalla combustione delle risorse primarie. Questo sistema adotta solitamente solventi liquidi per catturare piccole frazioni di CO_2 (3-15% in volume) presenti nei fumi il cui principale costituente è l'azoto di origine atmosferica. Per i moderni impianti a polverino di carbone o ciclo combinato a gas naturale, il sistema di cattura potrebbe impiegare solventi organici come la monoetanolamina (MEA). La separazione di CO_2 dal gas naturale è realizzata a grande scala utilizzando tecnologie simili a quelle richieste per la cattura post-combustione.

Il sistema precombustione comporta il processamento della risorsa primaria in un reattore vapore e aria od ossigeno per produrre una miscela di gas costituiti principalmente da monossido di carbonio (CO) ed idrogeno (gas di sintesi o syngas); ulteriore idrogeno, oltre alla CO_2 , è prodotto dalla reazione tra monossido di carbonio e vapore in un secondo reattore (*shift*). Il risultato di tale processo è una miscela di idrogeno e anidride carbonica che può essere a sua volta catturata. L'idrogeno è un vettore energetico privo di carbonio che può essere utilizzato per la generazione elettrica e/o termica. Benché il processo precombustione sia più elaborato e costoso del processo post-combustione permette tuttavia il raggiungimento di concentrazioni più elevate di CO_2 (15-60% su base secca), inoltre le alte pressioni raggiunte in tale processo consentono una separazione più efficace della CO_2 . Il sistema di cattura precombustione potrebbe essere utilizzato da impianti con tecnologia a ciclo combinato a gassificazione integrata (IGCC). Infatti, la stessa tecnologia richiesta per la cattura precombustione è impiegata in grossi impianti di produzione di idrogeno usati per la produzione di ammoniaca e fertilizzanti e nelle operazioni di raffinazione dei prodotti petroliferi.

Il sistema a combustione di ossigeno usa l'ossigeno invece dell'aria nella combustione delle risorse primarie; in tal caso i gas di scarico sono principalmente vapore acqueo e CO_2 , quest'ultima in concentrazioni maggiori di 80% in volume. Il vapore acqueo è rimosso per raffreddamento e compressione del gas di scarico.

Ulteriori trattamenti sono necessari per la separazione di altri contaminanti atmosferici o gas non condensati come l'azoto. Il funzionamento di tale sistema richiede la separazione preliminare dell'ossigeno dall'aria con una purezza di circa 95-99%. Benché siano disponibili sistemi commerciali per la separazione di ossigeno, il processo finalizzato alla cattura della CO₂ è ancora in fase di ricerca ed è studiato per l'applicazione in sistemi con turbine a gas.

I tre processi hanno in comune le fasi di separazione di CO₂ o di H₂ o di O₂, che possono essere realizzate con sistemi fisici o chimici (solventi, membrane, adsorbenti solidi o separazione criogenica). La scelta della tecnologia di cattura dipende dalle specifiche condizioni operative. Secondo le stime di IPCC (2005) gli attuali sistemi post-combustione e precombustione applicabili ad impianti di produzione elettrica potrebbero catturare l'85-95% della CO₂ prodotta; sono possibili maggiori efficienze, sebbene i dispositivi per la separazione dei gas avrebbero dimensioni considerevolmente maggiori con maggiore richiesta di energia ed il processo sarebbe nel complesso più costoso.

In relazione al tipo di impianto, il processo di cattura e compressione della CO₂ necessita di circa 10-40% di energia in più rispetto ad un impianto equivalente senza il sistema di cattura. In seguito alle emissioni associate al sistema di cattura, la quantità netta di CO₂ rimossa è approssimativamente 80-90%. Il sistema a combustione di ossigeno è, in linea di principio, in grado di catturare la quasi totalità della CO₂ prodotta. Tuttavia la necessità di ulteriori trattamenti del gas di scarico richiesti da questo sistema ne riduce l'efficienza di cattura a poco più del 90% della CO₂ prodotta. Con la denominazione di tecnologie di conversione "*zero emission*" e "*near zero emission*" s'intendono le tecnologie per produrre energia elettrica ed anche idrogeno, per altri usi che utilizzano combustibili fossili (principalmente carbone e gas naturale) e che prevedono la separazione, la depurazione e la liquefazione della CO₂ prodotta dall'impianto. Si parla di "*zero emission*" se viene catturata tutta la CO₂ prodotta; di "*near zero emission*" quando se ne cattura circa l'85-90%.

Come accennato il sistema di cattura della CO₂ richiede una significativa quantità di energia. Ciò riduce pertanto l'efficienza netta dell'impianto ed è richiesta

una maggiore quantità di combustibile per ogni kWh prodotto. Per un impianto che catturi il 90% della CO₂ prodotta, utilizzando la migliore tecnologia disponibile, si stima un incremento di combustibile rispetto ad un impianto privo di CCS pari a 24-40% per un impianto supercritico a polverino di carbone (PC), 11-22% per un impianto a ciclo combinato a gas naturale (NGCC) e 14-25% per un sistema IGCC a carbone. L'incremento di combustibile comporta anche maggiore emissione di altri contaminanti atmosferici e, nel caso del carbone, maggiore produzione di rifiuti solidi per unità di energia elettrica prodotta. Ciò si riflette in maggiori consumi di prodotti (come ammoniaca e calcare) per il controllo delle emissioni di ossidi di azoto e biossido di zolfo. In ogni caso la comparazione di possibili nuovi impianti con CCS rispetto a molti impianti di vecchia generazione tuttora esistenti, mette in evidenza una riduzione netta delle emissioni ambientali.

Le stime dei costi della cattura della CO₂ (valuta: US\$ del 2002) si basano sia su studi progettuali di tecnologie oggi disponibili, che sulla valutazione di tecnologie in fase di ricerca e sviluppo (R&D). Nella tabella 11 sono riportati i costi stimati per la produzione elettrica in presenza ed in assenza di impianti CCS in base alle attuali tecnologie.

Tabella 2 - Costi della cattura di CO₂ per nuovi impianti termoelettrici basati sull'attuale tecnologia.

Attività	Impianti NGCC		Impianti PC		Impianti IGCC	
	Min-max	Val. rap. ^a	Min-max	Val. rap. ^a	Min-max	Val. rap. ^a
Emiss. senza cattura (kgCO ₂ /kWh)	0,344-0,367	0,367	0,736-0,811	0,762	0,682-0,846	0,773
Emiss. con cattura (kgCO ₂ /kWh)	0,040-0,066	0,052	0,092-0,145	0,112	0,065-0,152	0,108
% di riduzione di CO ₂ per kWh	83-88	86	81-88	85	81-91	86
Efficienza impianto con cattura (%) ^b	47-50	48	30-35	33	31-40	35
Aumento % di energia/kWh per la cattura	11-22	16	24-40	31	14-25	19
Capitale totale senza cattura (US\$/kW)	515-724	568	1161-1486	1286	1169-1565	1326
Capitale totale con cattura (US\$/kW)	909-1261	998	1894-2578	2096	1414-2270	1825
Incremento % dei costi capitale con cattura	64-100	76	44-74	63	19-66	37
COE senza cattura (US\$/kW) ^c	0,031-0,050	0,037	0,043-0,052	0,046	0,041-0,061	0,047
COE con cattura (US\$/kW) ^c	0,053-0,072	0,054	0,062-0,086	0,073	0,054-0,079	0,062
Incremento dei COE con cattura ^c	0,012-0,024	0,017	0,018-0,034	0,027	0,009-0,022	0,016
Incremento % dei COE con cattura ^c	37-69	46	42-66	57	20-55	33
Costi della CO ₂ netta catturata (US\$/tCO ₂)	37-74	53	29-51	41	13-37	23
Livello di confidenza dei costi	moderato ^a		moderato ^a		moderato ^a	

^aValore rappresentativo, basato sulla media dei valori in vari studi. ^bL'efficienza degli impianti è calcolata in base al potere calorifico inferiore dei combustibili (PCI). ^cCOE (cost of electricity): costo della produzione elettrica. ^dLivello di confidenza moderato: non ci sono applicazioni commerciali per il sistema, ma la tecnologia è commercialmente disponibile per altre applicazioni; l'applicazione ai sistemi di produzione elettrica è da dimostrare.

NOTE: i valori riportati comprendono i costi di compressione della CO₂ ma non includono i costi (o i crediti) per il trasporto o confinamento (da IPPC, 2005). Tutti i dati relativi ad impianti PC e IGCC si riferiscono a carbone bituminoso con costi tra 1,0 e 1,5 US\$ GJ-1 (PCI); gli impianti PC sono unità supercritiche. I dati per gli impianti NGCC si basano su prezzi del gas naturale tra 2,8 e 4,4 GJ-1 (PCI). La potenza degli impianti è tra 400 e 800 MW senza cattura e tra 300 e 700 MW con cattura. Il fattore di capacità degli impianti (quantità di elettricità prodotta in un determinato tempo rispetto alla elettricità prodotta nello stesso tempo in caso di funzionamento a pieno regime) è di 65-85% per impianti carbone e 50-95% per impianti a gas naturale (media per tutti: 80%). Il fattore di carico fisso varia tra 11 e 16% (redditi richiesti per finanziare l'impianto in base agli investimenti).

Per i tre tipi di impianti considerati (PC supercritici, NGCC, IGCC) la riduzione delle 72 emissioni di CO₂ sono circa 80-90% considerando anche l'energia richiesta dal sistema di cattura. I costi di cattura comprendono i costi di compressione della CO₂ (solitamente a 11-14 MPa), ma non considerano i costi del trasporto e del confinamento che saranno esaminati successivamente. La variabilità delle stime è dovuta alle differenze progettuali, operative e finanziarie degli impianti esaminati (dimensione dell'impianto, sito, efficienza, tipo e costo del combustibile, etc.).

La cattura della CO₂ determina un incremento del costo della produzione elettrica del 35-70% (0,01-0,02 US\$/kWh) per gli impianti NGCC, 40-85% (0,02-0,03 US\$/kWh) per impianti supercritici PC e 20-55% (0,01-0,02 US\$/kWh) per impianti IGCC. In totale il costo della produzione elettrica da combustibili fossili con cattura di CO₂ (eccetto trasporto e stoccaggio) è compreso nell'intervallo 0,04-0,09 US\$/kWh, mentre per impianti comparabili privi del sistema di cattura il costo è compreso nell'intervallo 0,03-0,06 US\$/kWh.

Occorre precisare che la stima dei costi presentati si riferiscono agli impianti di nuova costruzione ed ha un moderato livello di confidenza poiché attualmente non sono presenti impianti con sistemi di cattura. Non sono attualmente disponibili stime affidabili dei costi per l'adeguamento con sistema CCS di impianti esistenti.

La tabella 12 illustra i costi della cattura di CO₂ per la produzione di idrogeno. I costi sono dovuti principalmente alla disidratazione ed alla compressione, poiché la separazione della CO₂ è già condotta nel processo di produzione dell'idrogeno. La cattura della CO₂ determina un incremento del 5-30% dei costi di produzione dell'idrogeno.

Tabella 3 - Costi della cattura di CO₂ per nuovi impianti per la produzione di basati sull'attuale tecnologia.

Attività	Impianti	
	Min-max	Val. rap. ^a
Emiss. senza cattura (kgCO ₂ /kWh)	78-174	137
Emiss. con cattura (kgCO ₂ /GJ)	7-28	17
% di riduzione di CO ₂ per GJ	72-96	86
Efficienza impianto con cattura (%) ^b	52-68	60
Aumento % di energia/GJ per la cattura	4-22	8
Costo dell'idrogeno senza cattura (US\$/GJ)	6,5-10,0	7,8
Costo dell'idrogeno con cattura (US\$/GJ)	7,5-13,3	9,1
Incremento del costo di H ₂ con cattura (US\$/GJ)	0,3-3,3	1,3
Incremento % del costo di H ₂ con cattura	5-33	15
Costi della CO ₂ netta catturata (US\$/tCO ₂)	2-56	15
Livello di confidenza dei costi	da moderato ad alto ^a	

^aValore rappresentativo, basato sulla media dei valori in vari studi.

^bL'efficienza degli impianti è calcolata in base al potere calorifico inferiore dei combustibili (PCI).

^cLivello di confidenza moderato: vedi nota sotto.

^dLivello di confidenza alto: commercialmente disponibile per applicazioni simili ma a scale inferiori o con limitata esperienza; vi sono garanzie commerciali.

NOTE

I valori riportati non includono i costi per il trasporto o confinamento (da IPPC, 2005). I dati si riferiscono ad impianti alimentati da gas naturale con costi tra 4,7 e 5,3 US\$/GJ o a carbone con costi tra 0,9 e 1,3 US\$/GJ; alcuni impianti producono elettricità oltre a idrogeno. Il fattore di carico fisso varia tra 13 e 20% (redditi richiesti per finanziare l'impianto in base agli investimenti).

Il sistema CCS può essere applicato anche per la combustione di biomasse o per altri processi industriali (impianti per la produzione di cemento o acciaio, raffinerie), tuttavia sono disponibili pochi studi per effettuare stime affidabili dei costi associati. Il costo della cattura di 0,19 Mt CO₂/anno in un impianto IGCC a biomassa da 24 MWe è stimato intorno ad 80 US\$/t CO₂ netta catturata cui corrisponde un incremento dei costi di produzione elettrica di circa 0,08 US\$/kWh. Per altri processi industriali (produzione di cemento o acciaio, raffinerie) l'intervallo dei costi stimati è molto ampio ed è compreso tra 25 e 115 US\$/t CO₂ netta catturata.

Generalmente i costi unitari di cattura si riducono per i processi dove si produce CO₂ relativamente pura (processing di gas naturale, produzione di idrogeno e ammoniaca), infatti nel caso degli impianti per la produzione di idrogeno il costo è compreso tra 2 e 56 US\$/t CO₂ netta catturata.

Considerando lo sviluppo della tecnologia CCS in futuro e le attività di ricerca e sviluppo, si stima che i costi potrebbero subire una riduzione rispetto alle stime attuali del 20-30% nei prossimi dieci anni.

1.2 Il trasporto della CO₂

I gasdotti operano in un mercato tecnologicamente maturo e rappresentano l'opzione più comunemente utilizzata per il trasporto della CO₂. Solitamente l'anidride è compressa a pressioni superiori a 8 MPa per evitare il regime di flusso in due fasi ed aumentarne la densità rendendo così più facile ed economico il trasporto. La CO₂ può tuttavia essere trasportata anche in forma liquida utilizzando il trasporto marittimo, stradale o ferroviario in serbatoi isolati. Tali modalità di trasporto richiedono pressioni inferiori.

Il primo gasdotto per il trasporto di CO₂ a lunga distanza (oltre 2.500 km) è entrato in attività nei primi anni '70 negli Stati Uniti e trasporta attualmente più di 40 Mt CO₂/anno di origine naturale e antropogenica nei territori del Texas dove è utilizzata per attività di EOR (*Enhanced Oil Recovery*).

In alcune situazioni il trasporto navale può essere economicamente più vantaggioso. La CO₂ può essere trasportata con le stesse modalità con cui oggi si trasporta LPG (pressioni di 0,7 MPa), ma attualmente ciò avviene solo a piccola scala per la scarsa domanda. La CO₂ liquida ha le stesse proprietà dell'LPG (*Liquified Petroleum Gas*, principalmente propano e butano) e la tecnologia utilizzata per il trasporto di questo potrebbe essere adeguata per il trasporto della CO₂.

Il trasporto su strada o rotaia è tecnicamente fattibile. Il trasporto avverrebbe a temperatura di -20°C e pressione di 2 MPa, tuttavia tali sistemi di trasporto sono antieconomici rispetto al trasporto con gasdotto o al trasporto navale se applicati a grande scala.

Gli attuali standard per il trasporto della CO₂ tramite gasdotto sono stati sviluppati nel contesto delle attività di recupero del petrolio (EOR), tuttavia gli stessi standard non sono necessariamente uguali a quelli che sarebbero richiesti per il sistema CCS, infatti per le attività di EOR sono richiesti bassi livelli di azoto che non è necessario avere per il CCS.

Comunque, i gasdotti che attraverserebbero aree popolate dovrebbero rispettare alcuni requisiti, come bassi contenuti di prodotti solforati (H₂S), sistemi di protezione per le alte pressioni, monitoraggio delle perdite, ecc. In ogni caso non sono previsti ulteriori ostacoli per la realizzazione di gasdotti per l'applicazione del sistema CCS.

La perdita di CO₂ durante il trasporto via gasdotto è molto bassa. La CO₂ secca non corrode l'acciaio carbonio-manganese con cui sono realizzate le condotte, anche se sono presenti altri contaminanti come ossigeno, solfuro d'idrogeno e ossidi di zolfo o azoto. La CO₂ idrata è invece altamente corrosiva pertanto una condotta utilizzata per tale trasporto dovrebbe essere realizzata in leghe resistenti alla corrosione o internamente rivestita da leghe o polimeri. Tale soluzione accresce il costo dei materiali di parecchie volte rispetto all'acciaio in carbonio-manganese.

Per quanto riguarda il trasporto navale si stima una perdita di CO₂ compresa tra il 3% e il 4% per 1000 Km, considerando anche la perdita di vapori di evaporazione da scambio termico (*boil off*) ed i gas esausti dei motori della nave. Per il *boil off* esistono apposite apparecchiature per il recupero dei gas che vengono liquefatti, tali dispositivi sono attualmente utilizzati nel trasporto del GNL e potrebbero ridurre la perdita a tassi del 1-2% per 1000 km.

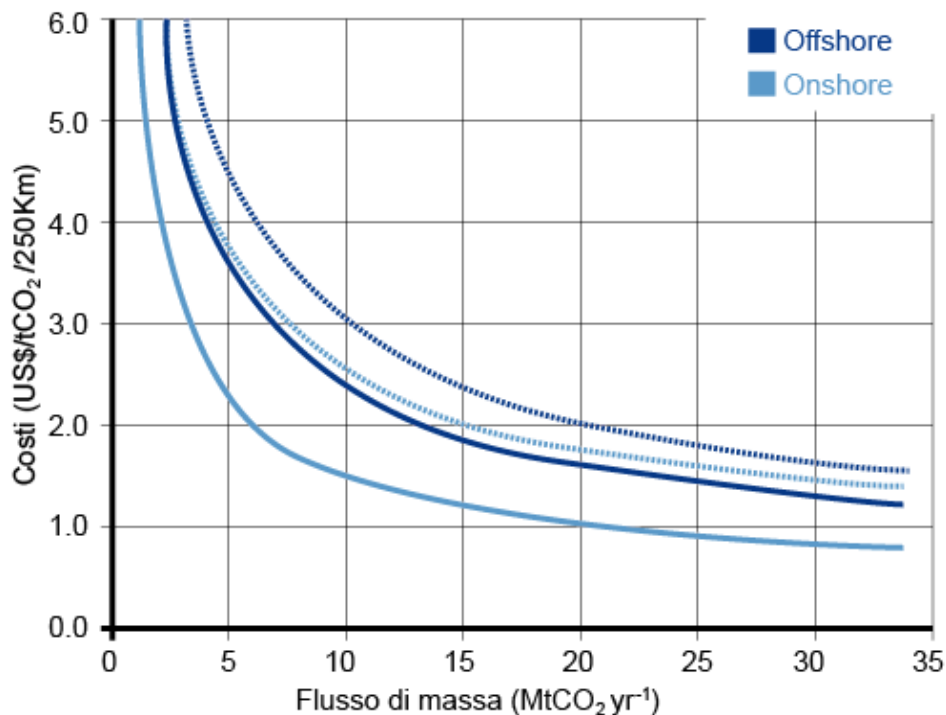
Occorre considerare anche gli eventi accidentali, per gli attuali gasdotti che trasportano CO₂ in aree scarsamente popolate si registra un tasso di accadimento inferiore ad un incidente annuo (0,0003 per Km-anno) senza conseguenze sulla salute degli esseri umani. Nel trasporto marittimo il rischio potenziale ha condotto a standard progettuali, costruttivi e operativi tali da considerare rari gli incidenti.

I costi del trasporto della CO₂ sono stati stimati sia per il trasporto via gasdotto sia per il trasporto marittimo. In entrambi i casi i costi dipendono fortemente dalla distanza che deve essere coperta. Nel caso dei gasdotti i costi dipendono da fattori quali la localizzazione della condotta, *onshore* o *offshore*, condizioni demografiche, orografiche e meteorologiche del territorio da attraversare. Tali fattori possono anche raddoppiare il costo per unità di distanza ed il costo potrebbe essere anche più elevato in caso di attraversamento di aree popolate. Costi addizionali, non inclusi

nelle stime IPCC (2005) poiché ritenuti irrilevanti, sono dovuti alle stazioni di ricomprensione per condotte di grande lunghezza.

Il costo del trasporto con gasdotto per una lunghezza di 250 Km è stimato tra 1 e 8 US\$/t CO₂ trasportata. La variabilità della stima dipende dal flusso di CO₂ trasportata. Nel grafico 17 si nota la diminuzione del costo unitario in relazione alla massa di anidride carbonica trasportata ed il rapporto tra i costi di condotte *onshore* o *offshore*. I materiali del gasdotto (acciaio) contano in maniera significativa sui costi stimati, pertanto le stime risentono in maniera consistente della variabilità del prezzo dell'acciaio.

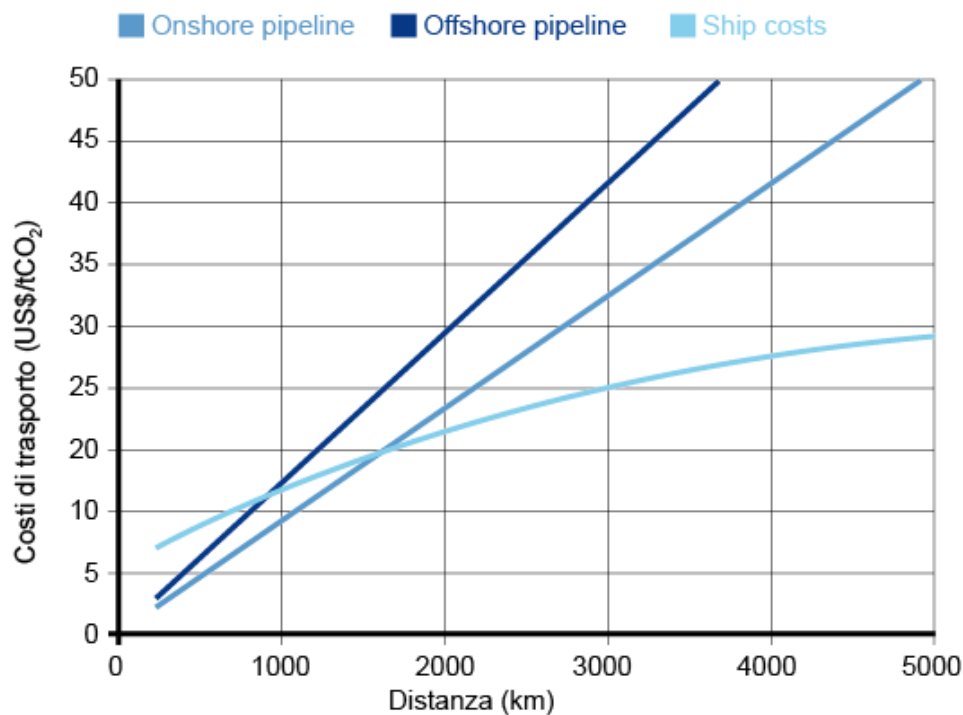
Grafico 1 - Costi per il trasporto della CO₂ in gasdotti.



Fonte: IPCC, 2005.

Nel trasporto marittimo i fattori che determinano il costo sono rappresentati dalle dimensioni delle cisterne e dalle caratteristiche dei sistemi di carico e scarico della CO₂. Il successivo grafico confronta i costi tra le strategie di trasporto (gasdotto e navale) e mette in evidenza come il trasporto marittimo sia maggiormente conveniente per lunghi tragitti, con distanze >~1000 Km per il trasporto con gasdotto *offshore* e >~1700 Km per il trasporto con gasdotto *onshore*, e per quantità trasportate di pochi Mt CO₂.

Grafico 2 - Costi per il trasporto della CO₂ in gasdotti e per il trasporto navale.

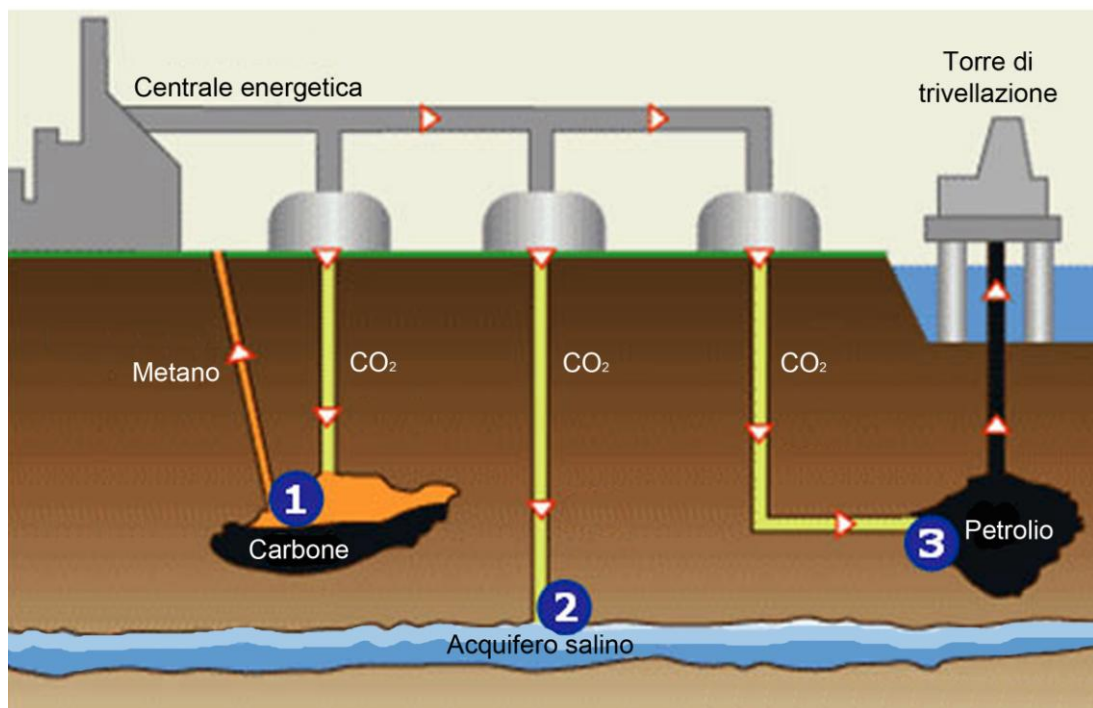


Fonte: IPCC, 2005.

1.3 Il confinamento della CO₂

Fondamentalmente sono riconosciute quattro strategie per il confinamento della CO₂: in giacimenti sotterranei, nelle profondità oceaniche, la fissazione in carbonati inorganici e l'utilizzo della CO₂ in alcuni processi industriali.

Figura 1 - Come funziona la CCS.



Fonte: World Coal Institute.

Per stoccaggio geologico della CO₂ si intende l'iniezione di CO₂ separata e compressa nel sottosuolo. Esistono tre diversi tipi di stoccaggio geologico della CO₂:

- 1) In miniere di carbone esaurite che pur essendo caratterizzate da capacità di stoccaggio limitate, consentono di recuperare il metano spiazzato dall'iniezione di CO₂;
- 2) In acquiferi salini profondi, caratterizzati da notevoli capacità di stoccaggio, all'interno dei quali la CO₂ viene trasformata in seguito ad un processo di mineralizzazione;
- 3) In giacimenti esauriti di gas o petrolio all'interno dei quali la CO₂ può essere usata per recuperare le quantità residue di combustibile presenti.

Relativamente al confinamento in giacimenti sotterranei ci sono tre tipi di formazioni geologiche che possono essere considerate potenzialmente idonee per lo stoccaggio della CO₂: le riserve di petrolio e gas, le formazioni saline profonde e i letti carboniferi non sfruttabili. In ogni caso le attività di stoccaggio prevedono l'iniezione della CO₂ densa nelle formazioni rocciose. Le rocce porose sono potenziali candidati per lo stoccaggio della CO₂. Tali bacini sedimentari sono disponibili sia a terra che nella crosta terrestre coperta dalle acque marine. L'opzione di sfruttamento dei letti carboniferi con associato recupero di metano è in fase dimostrativa.

Attualmente esistono dei progetti a scala industriale per lo stoccaggio della CO₂ nell'ordine di 1 o più Mt CO₂/anno: il progetto Sleipner nel Mare del Nord, il progetto Weyburn in Canada ed il progetto In Salah in Algeria. Circa 3-4 Mt CO₂/anno che verrebbero emesse in atmosfera sono state catturate e stoccate in formazioni geologiche di diverso tipo.

Inoltre, come illustrato nella tabella 13, sono in corso o in fase di progettuale altri progetti di minore entità per lo stoccaggio della CO₂.

Oltre ai progetti che fanno parte del sistema CCS occorre considerare che attualmente circa 30 Mt CO₂/anno sono iniettate nel suolo del Texas (USA) dove le attività di recupero del petrolio (EOR) sono cominciate nei primi anni '70. La maggior parte di questa CO₂ proviene da riserve naturali trovate nelle regioni occidentali degli Stati Uniti e parte proviene da attività antropogeniche, come il processing del gas naturale. Una parte consistente della CO₂ usata per le attività di

EOR è separata direttamente dal petrolio e reiniettata nel suolo. Al termine delle attività di EOR, la CO₂ può essere trattenuta nel suolo anziché immessa in atmosfera (*venting*). Questo è quanto si propone il progetto Weyburn.

Tabella 4 - Siti di deposito della CO₂, realizzati, pianificati o in esecuzione.

Nome del progetto	Paese	Inizio iniezione (anno)	Tasso medio di iniezione giornaliera (tCO ₂ /giorno)	Deposito totale pianificato (tCO ₂)	Tipo di riserva
Weyburn	Canada	2000	3.000-5.000	20 10 ⁶	EOR
In Salah	Algeria	2004	3.000-4.000	17 10 ⁶	Campo gas
Sleipner	Norvegia	1996	3.000	20 10 ⁶	Formazione salina
K12B	Olanda	2004	100 (1.000 oltre il 2006)	8 10 ⁶	EOR
Frio	USA	2004	177	1.600	Formazione salina
Fenn Big Valley	Canada	1998	50	200	ECBM
Quinshui Basin	Cina	2003	30	150	ECBM
Yubari	Giappone	2004	10	200	EBCM
Recopol	Polonia	2003	1	10	EBCM
Gorgon (pianificato)	Australia	~2009	10.000	Non noto	Formazione salina
Snøhvit (pianificato)	Norvegia	2006	2.000	Non noto	Formazione salina

Fonte: IPCC, 2005.

L'iniezione di CO₂ nelle formazioni geologiche profonde comporta l'adozione di molte delle tecnologie già pienamente sviluppate ed utilizzate per l'esplorazione e produzione di gas e petrolio. Altre pratiche di iniezione nel sottosuolo, come lo stoccaggio di gas naturale o l'iniezione di rifiuti liquidi e gassosi, sono state condotte in Canada e negli USA fin dal 199 anche a scale di Mt di materiale e rappresentano una rilevante esperienza operativa per il settore.

Lo stoccaggio della CO₂ in giacimenti petroliferi esauriti o formazioni saline può avvenire a profondità inferiori a 800 metri, dove le condizioni di temperatura e

pressione portano la CO₂ in forma liquida o nello stato supercritico. A tali condizioni la densità della CO₂ è circa il 50-80% rispetto a quella dell'acqua. Questo valore è molto vicino alla densità di alcuni tipi di petrolio greggio e determina una spinta della CO₂ in alto per galleggiamento.

Pertanto è necessario assicurare un opportuno sistema di chiusura per assicurare che la CO₂ rimanga intrappolata nel sottosuolo.

Quando è iniettata la CO₂ occupa gli spazi porosi della roccia, quindi il volume disponibile per lo stoccaggio della CO₂ nei giacimenti petroliferi o di gas è correlato al fluido “spostato”. Per le formazioni saline si stima che il volume disponibile sia estremamente variabile, da valori percentuali poco significativi fino al 30% del volume totale della roccia.

Una volta iniettata nel sottosuolo, la frazione di gas trattenuto dipende dalla combinazione di meccanismi fisici (presenza di strati argillosi impermeabili, forza capillare dei pori della roccia) e geochimici (reazioni della CO₂ con i fluidi sotterranei o con la stessa roccia). Le reazioni della CO₂ comportano in prima istanza lo scioglimento della CO₂ in acqua. In tale forma diviene maggiormente densa e quindi affonda nella formazione rocciosa anziché risalire (scale temporali da centinaia a migliaia di anni). Altre reazioni comportano la formazione di specie ioniche che successivamente convertite in carbonati solidi determinano il sequestro della CO₂ per milioni di anni.

Altri processi di sequestro sono rappresentati dall'adsorbimento sulle superfici carbonifere o comunque ricche di materiale organico (attività di recupero metano). Tuttavia, la CO₂ in tal caso rimane intrappolata se le condizioni di temperatura e pressione rimangono stabili, questi processi avvengono solitamente a profondità inferiori rispetto a quelle utilizzate per lo stoccaggio della CO₂ nelle formazioni petrolifere o saline.

Benché molti dei meccanismi considerati siano ben noti e prevedibili è necessario implementare gli aspetti relativi alla previsione e monitoraggio delle dinamiche di breve e lungo termine per l'assorbimento/adsorbimento, rilascio e mobilità della CO₂ nel sottosuolo.

Nella tabella 5 sono riportate le potenziali capacità tecniche (con utilizzo di tecnologie o pratiche già dimostrate) per lo stoccaggio della CO₂ per alcune formazioni geologiche presenti a livello globale. Le stime, condotte su dati di letteratura da IPCC (2005), sono caratterizzate da elevato livello di incertezza che tuttavia non può essere quantificata in assenza di una analisi probabilistica che consideri le varie metodologie di stima adottate e lo scarso livello di conoscenza delle formazioni saline in generale.

Per le riserve di olio e gas le stime sono maggiormente affidabili poiché sono basate sulla sostituzione del volume degli idrocarburi con la CO₂.

Tabella 5 - Capacità di stoccaggio della CO₂ per varie opzioni di confinamento geologico.

Tipo di riserva	Stima inferiore della capacità di deposito (GtCO ₂)	Stima superiore della capacità di deposito (GtCO ₂)
Giacimenti di petrolio e gas	675 ^a	900 ^a
Vene di carbone non minabili (ECBM)	3-15	200
Formazioni saline profonde	1.000	Incerta, ma possibilmente 10 ^a

Fonte: IPCC, 2005.

^aQuesti numeri potrebbero essere incrementati del 25% se nella stima venissero introdotti giacimenti di gas e petrolio non ancora scoperti.

L'intervallo stimato del potenziale economicamente sfruttabile per la CCS nel prossimo secolo è approssimativamente da 200 a 2.000 Gt CO₂ quale capacità di stoccaggio delle formazioni geologiche. Il limite inferiore è considerato probabile al 99%, mentre il limite superiore ha una probabilità tra il 66% ed il 90%.

In base a quanto riportato da IPCC (2005), l'osservazione e l'analisi degli attuali giacimenti di CO₂, sia naturali che ingegnerizzati, e l'analisi dei modelli matematici consentono di prevedere che la frazione di CO₂ trattenuta nelle formazioni rocciose ha una elevata probabilità, compresa tra 90 e 99%, di eccedere il 99% in un arco temporale di 100 anni ed una probabilità compresa tra il 66 ed il 90% di eccedere il 99% in un arco temporale di 1.000 anni. Tali frazioni trattenute sono

probabili anche per periodi più lunghi poiché il rischio di fuga diminuisce nel tempo poiché intervengono i meccanismi di sequestro citati.

A livello locale, la fuga di CO₂ in concentrazioni elevate può causare danni alla salute degli esseri umani (operatori o popolazione civile). Una concentrazione del 7-10% può essere dannosa. È possibile configurare almeno due scenari: perdita rapida o perdita lenta della CO₂. Il primo scenario può rappresentare un rischio per gli operatori del settore ed è gestibile con le attività oggi in uso nell'industria petrolifera. Il secondo scenario potrebbe sfuggire al controllo e monitoraggio e rappresentare un rischio per gli acquiferi di acque potabili e gli ecosistemi dove si accumula la CO₂. Gli acquiferi possono essere influenzati sia direttamente dalla CO₂ sia dal materiale salino che viene sostituito dalla CO₂ durante i processi di iniezione. Tale scenario comprende anche il rischio di acidificazione del suolo e conseguente impoverimento del tenore di ossigeno. Inoltre se le perdite di CO₂ avvengono in aree scarsamente esposte all'azione dei venti possono formarsi delle sacche ricche di CO₂ che determinano un rischio per la salute degli esseri umani e degli animali.

Le attuali tecniche di monitoraggio sono considerate promettenti per un controllo delle perdite di CO₂, tuttavia è necessaria maggiore esperienza per stabilire procedure standard, livelli di rilevabilità, concentrazioni di fondo, ecc. Inoltre, occorre testare le varie tecniche di monitoraggio. Se la perdita viene rilevata sono disponibili tecniche di rimedio per fermare le perdite o per rimuovere la CO₂ dal suolo o dagli acquiferi sebbene tali tecniche siano costose.

Poiché le tecniche di monitoraggio sono utilizzate in contesti diversi è necessario testare la loro validità nel contesto dello stoccaggio della CO₂ nel suolo. Gli attuali progetti a scala industriale, citati precedentemente, si pongono tra i loro obiettivi lo sviluppo e la prova di diverse tecniche di monitoraggio.

Le stime dei costi per lo stoccaggio della CO₂ hanno un livello di confidenza relativamente elevato (soprattutto per i valori inferiori delle potenziali capacità tecniche) poiché le tecniche utilizzate per l'iniezione della CO₂ sono ampiamente utilizzate nel contesto dell'esplorazione degli idrocarburi fossili. Tuttavia, le stime dei costi risentono di una variabilità dovuta a fattori specifici del sito (*onshore* vs *offshore*, profondità delle riserve, caratteristiche geologiche del sottosuolo).

Lo stoccaggio in formazioni saline o nei campi di petrolio e gas esausti ha un costo compreso tra 0,5 e 0,8 US\$/t CO₂ iniettata. Il costo addizionale delle attività di monitoraggio è tra 0,1 e 0,3 US\$/t CO₂. Il limite inferiore dei costi si riferisce allo stoccaggio *onshore*, in riserve poco profonde e con alta permeabilità e/o in siti dove è possibile sfruttare pozzi ed infrastrutture già esistenti (campi olio e gas).

Quando lo stoccaggio è associato ad attività di EOR, ECBM o EGR (*Enhanced Gas Recovery*), il valore economico della CO₂ riduce i costi totali del sistema CCS. In base ai dati ed al prezzo del petrolio precedenti al 2003 le attività di EOR *onshore* condotte con CO₂ catturata comportano un beneficio netto di 10-16 US\$/t CO₂, inclusi i costi dello stoccaggio.

Le attività di EGR e ECBM sono attualmente in fase di sviluppo, pertanto non sono disponibili stime dei costi. In ogni caso il beneficio netto dipende fortemente dal prezzo del gas e del petrolio.

Una diversa strategia di stoccaggio della CO₂ prevede la sua iniezione nelle profondità oceaniche (>1.000 m), dove la stima temporale di sequestro dall'atmosfera si estende nell'ordine di secoli. Tale tecnica non è attualmente impiegata o dimostrata a scala di progetti pilota ma è nella fase di ricerca.

La CO₂ è solubile in acqua ed è scambiata nell'interfaccia acqua-atmosfera fino al raggiungimento di uno stato di equilibrio stazionario. La concentrazione di CO₂ in acqua dipende quindi dalla concentrazione atmosferica. Negli ultimi 200 anni l'oceano ha sequestrato circa 500 Gt CO₂ dei 1.300 rilasciati in atmosfera da attività antropiche. In seguito all'incremento delle emissioni rispetto all'età preindustriale l'oceano assorbe attualmente circa 7 Gt CO₂/anno.

La CO₂, presente prevalentemente negli strati superficiali, comporta una riduzione del pH di circa 0,1 della superficie oceanica ma non si registra alcuna variazione del pH nelle acque profonde. Non ci sarebbero limiti fisici alla quantità di CO₂ antropogenica che potrebbe essere sequestrata negli oceani, tuttavia, su scale temporali di millenni, la quantità stoccata dipenderà dalle condizioni di equilibrio tra acqua ed atmosfera.

Considerando un livello di stabilizzazione della CO₂ atmosferica tra 350 e 1.000 ppmv l'oceano avrebbe tra 2.000 e 12.000 Gt CO₂ in assenza di iniezione. Tali

valori rappresentano il limite superiore della capacità di sequestro oceanico per attività di iniezione della CO₂. Si stima che la CO₂ rimarrebbe sequestrata per diversi secoli e che la frazione trattenuta aumenti con la profondità cui è stata realizzata l'iniezione (tabella 15). Sono in fase di studio sistemi per aumentare la frazione trattenuta, quali la formazione di idrati solidi di CO₂, formazione di laghi di CO₂ liquida sul fondo marino, soluzione di minerali alcalini (calcare) per neutralizzare la CO₂. Quest'ultima soluzione, se diventasse pratica, potrebbe estendere il tempo di ritenzione della CO₂ per circa 10.000 anni. Tuttavia richiederebbe enormi quantità di calcare, dello stesso ordine di grandezza richiesti dalla fissazione in carbonati inorganici che sarà considerata successivamente.

Tabella 6 - Frazione della CO₂ trattenuta in depositi oceanici in base ai risultati di simulazioni modellistiche per 100 anni di continua iniezione a tre differenti profondità a partire dal 2000.

Anno	Profondità di iniezione della CO ₂		
	800 m	1.500 m	3.00 m
2100	0,78±0,06	0,91±0,05	0,99±0,01
2200	0,50±0,06	0,74±0,07	0,94±0,06
2300	0,36±0,06	0,60±0,08	0,87±0,10
2400	0,28±0,07	0,49±0,09	0,79±0,12
2500	0,23±0,07	0,42±0,09	0,71±0,14

Fonte: IPCC, 2005.

L'iniezione di alcune Gt CO₂ comporta una sensibile variazione dei parametri chimici nel volume d'acqua interessato, mentre l'iniezione di centinaia di Gt CO₂ potrebbe influenzare i parametri nell'intero volume oceanico. Alcune simulazioni modellistiche assumono che lo stoccaggio avvenga in sette siti oceanici, a 3000 m di profondità, per quantità di CO₂ pari al 10% di quanto è necessario sequestrare per stabilizzare la concentrazione atmosferica di CO₂ a 550 ppmv. I risultati di tali

modelli mostrano che il pH subirà una diminuzione maggiore di 0,4 nell'1% del volume oceanico. In assenza di iniezione di CO₂, il pH avrebbe una diminuzione maggiore di 0,25 per lo strato superficiale, in seguito all'instaurarsi delle condizioni di equilibrio all'interfaccia tra acqua e atmosfera con elevate concentrazioni di CO₂.

Dati sperimentali confermano che l'aggiunta di CO₂ nelle acque marine può danneggiare gli organismi procurando vari effetti nocivi e letali come riduzione dei tassi di calcificazione, della riproduzione e della crescita, riduzione del tenore di ossigeno ed incremento della mortalità. Alcuni organismi manifestano tali effetti per piccole addizioni di CO₂; nei punti di iniezione è pertanto attesa una immediata mortalità. Non sono attualmente disponibili studi sugli effetti cronici (basse concentrazioni di CO₂) di lungo termine su organismi o a livello ecosistemico.

Un recente studio sponsorizzato dalla *National Science Foundation* (NSF), *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA) e da *US Geological Survey* (USGS) degli Stati Uniti (Kleypass et al., 2006) riporta numerose evidenze sperimentali della diminuzione dei tassi di calcificazione da parte di organismi marini, come gli idrozoi delle barriere coralline, in seguito all'alterazione del ciclo dei carbonati nelle acque marine dovuto all'assorbimento di elevate quantità di CO₂. L'abbassamento del pH comporta la diminuzione della disponibilità di ioni carbonato nelle acque (CO₃²⁻), ciò impedisce agli organismi marini (bentonici e planctonici) di formare gli scheletri di carbonato di calcio alterandone i processi di sviluppo.

Lo stoccaggio di anidride carbonica nelle profondità oceaniche pone notevoli problemi anche in relazione alla stabilità della concentrazione stoccata; nel tempo il naturale rimescolamento delle acque oceaniche comporterà una perdita dell'isolamento della CO₂ iniettata che sarebbe rilasciata lentamente in atmosfera; non sono noti processi di rilascio rapido o catastrofico.

Benché non siano ancora disponibili esperienze di stoccaggio nelle profondità oceaniche della CO₂ è possibile avere alcune stime dei costi che considerano anche il trasporto via gasdotto (*offshore*) o con mezzi navali. I costi illustrati nella tabella 16 mostrano come la distanza sia un fattore essenziale per la valutazione della strategia da adottare.

Tabella 7 - Costi per il deposito oceanico a profondità maggiori di 3000 metri.

Metodo di stoccaggio	Costi (US\$/tCO ₂ netta iniettata)	
	100 km offshore	500 km offshore
Gasdotto	6	31
Nave/piattaforma ^a	12-14	13-16

Fonte: IPCC, 2005.

^aI costi si riferiscono ad iniezioni a profondità di 2.000-2.500 m.

Altre opzioni per il sequestro della CO₂ sono rappresentate dalla fissazione in carbonati solidi inorganici attraverso reazioni chimiche e l'utilizzo industriale per la manifattura di prodotti (urea, metanolo, imballaggi per alimenti, refrigeranti, estintori, ecc.) attraverso processi chimici o biologici dove la CO₂ è un reagente.

La fissazione della CO₂ in carbonati avviene attraverso l'utilizzo di ossidi di minerali alcalini o alcalino-terrosi (MgO, CaO), che sono naturalmente presenti nei silicati come le serpentine e le olivine. La reazione tra questi ossidi e la CO₂ produce carbonati (MgCO₃, CaCO₃), la quantità di ossidi presenti nelle rocce della crosta terrestre eccede largamente quella necessaria per fissare tutta la CO₂ proveniente dalla combustione di tutte le riserve fossili disponibili. Inoltre, tali ossidi sono presenti in piccole quantità nei rifiuti di alcune attività produttive.

I prodotti del processo di fissazione (silicio e carbonati) sono stabili per ampie scale temporali e possono essere stoccati in aree minerarie o riutilizzati in attività edilizie, realizzazione di strade, benché tale riutilizzo sarebbe una minima parte delle quantità prodotte. Il potenziale di stoccaggio per questa strategia di sequestro, ancora in fase di sviluppo, non è stato stimato, ma sarebbe limitato dalla frazione di riserve di silicati che sono tecnicamente esplorabili, oltre che da vincoli ambientali relativi ai siti ed al volume di stoccaggio.

Il processo di fissazione avviene anche in condizioni naturali a velocità molto lente e dovrebbe essere accelerato per rappresentare un'opzione praticabile nel contesto del sequestro della CO₂. La tecnologia di fissazione con silicati naturali è in fase di ricerca ma alcuni processi che usano rifiuti industriali sono nella fase di dimostrazione.

Il processo di fissazione della CO₂ in carbonati richiede tra 30% e 50% dell'energia prodotta. Ciò corrisponde ad una riduzione dell'efficienza energetica dell'impianto (partendo ad esempio da un'efficienza del 35%) del 25% e 18% rispettivamente. Complessivamente, considerando anche il processo di cattura, un sistema CCS dotato di tale tecnologia di fissazione comporta un incremento di energia dal 60 al 180% per kWh prodotto rispetto ad un impianto per produzione elettrica senza CCS, ciò determina un significativo incremento dei costi per tonnellata di CO₂ evitata. Le attuali stime di costo per il processo di fissazione, comprese le attività minerarie di estrazione dei silicati, definiscono un intervallo da 50 a 100 US\$/t CO₂ netta mineralizzata (in più rispetto ai costi di cattura e trasporto).

Il processo di fissazione richiede da 1,6 a 3,7 tonnellate di silicati (materia prima) per tonnellata di CO₂, e produce da 2,6 a 4,7 tonnellate di materiale per tonnellata di CO₂ sequestrata come carbonati. È evidente che ciò comporta un problema di impatto ambientale sia in relazione alle attività estrattive sia in relazione alla gestione dei "rifiuti" prodotti dal processo di fissazione della CO₂.

Per quanto riguarda l'utilizzo industriale della CO₂, attualmente si usano approssimativamente 120 Mt CO₂/anno nel mondo, escludendo le attività di recupero del petrolio. Circa 2/3 sono utilizzati per produrre urea, utilizzata a sua volta nella produzione di fertilizzanti e altri prodotti. Parte della CO₂ richiesta dai processi è estratta da pozzi naturali e parte è di provenienza da processi industriali con cattura della CO₂. Tale opzione di sequestro dell'anidride carbonica non appare significativa ai fini del contenimento delle emissioni della CO₂, poiché il ciclo di vita dei prodotti industriali è relativamente ridotto comportando quindi un successivo rilascio a breve termine della CO₂ sequestrata. Infatti, attualmente la quantità di CO₂ sequestrata per un lungo termine (secoli) è ~1Mt CO₂/anno.

La letteratura è ancora limitata per avere stime precise sul potenziale di sequestro della CO₂ da utilizzo industriale, ma in molti casi è evidente che il processo determinerebbe un incremento piuttosto che una riduzione netta delle emissioni.

1.4 Costi e potenzialità economiche della CCS

I costi totali stimati riflettono i costi di mercato e non includono le esternalità come i danni ambientali ed i costi societari associati all'uso dei sistemi CCS. In questo paragrafo saranno considerati i costi dell'intero processo considerando anche le attività di monitoraggio.

Come già detto, sebbene alcune componenti del sistema CCS siano utilizzate a scala industriale c'è ancora ridotta esperienza nell'integrazione a larga scala dell'intero processo.

Le stime dei costi risentono di variabilità dovute a diversi fattori: tipo di sito e di impianto, tipo di combustibile, operazioni finanziarie, distanze per il trasporto, processo di sequestro, ecc. La letteratura disponibile riflette comunque la fiducia in un progressivo decremento dei costi in seguito allo sviluppo della tecnologia.

Nella maggior parte dei sistemi CCS, il processo di cattura, inclusa la compressione, è la componente di maggior costo. I costi del combustibile e dell'elettricità variano fortemente da paese a paese e tale variabilità influenza la fattibilità economica del processo CCS.

Per impianti con confinamento in giacimenti sotterranei e nessun utilizzo della CO₂ per attività di recupero del petrolio, i costi del sistema CCS sono compresi in un intervallo tra 0,02 e 0,05 US\$/kWh per un impianto a polverino di carbone e tra 0,01 e 0,03 US\$/kWh per un impianto NGCC, entrambi con cattura post-combustione. Per un impianto IGCC (con cattura pre-combustione) i costi sono compresi tra 0,01 e 0,03 US\$/kWh. Per tutti gli impianti considerati i costi possono essere ridotti di 0,01-0,02 US\$/kWh utilizzando la CO₂ per attività di recupero del petrolio (EOR) determinando, in alcuni casi, un reddito positivo.

Nella tabella 17 sono sintetizzati i costi per ciascuna fase del sistema CCS.

Tabella 8 - Intervallo dei costi (US\$ 2002) per i componenti del sistema CCS in relazione all'applicazione per i diversi impianti.

Componente del sistema CCS	Intervallo di costi	Note
Cattura da impianti termoelettrici a gas naturale o a carbone	15-75 US\$/tCO ₂ netta catturata	Costi comparati allo stesso impianto senza cattura.
Cattura da impianti per la produzione di H ₂ , NH ₃ o processing di gas naturale	5-55 US\$/tCO ₂ netta catturata	Applicato a sorgenti con elevata purezza che richiedono solo disidratazione e compressione.
Cattura da altre sorgenti industriali	25-115 US\$/tCO ₂ netta catturata	L'intervallo riflette l'uso di diverse tecnologie e combustibili.
Trasporto	1-8 US\$/tCO ₂ trasportata	Per 250 km in gasdotto o trasporto navale per flusso di massa da 5 a 40 MtCO ₂ /anno.
Deposito geologico ^a	0,5-8 US\$/tCO ₂ netta iniettata	Esclusi potenziali redditi da EOR o ECBM.
Deposito geologico: monitoraggio e verifica	0,1-0,3 US\$/tCO ₂ iniettata	Previsti monitoraggi in fasi preiniezione e postiniezione, dipende dalle richieste normative.
Deposito oceanico	5-30 US\$/tCO ₂ netta iniettata	Include trasporto di 100-500 km, escluso monitoraggio e verifica.
Fissazione in carbonati minerali	50-100 US\$/tCO ₂ netta mineralizzata	Intervallo per i migliori casi studiati. Include l'uso aggiuntivo di energia per la fissazione.

Fonte: IPCC, 2005.

^aSul lungo termine possono esserci costi aggiuntivi dovuti alle perdite e conseguenti attività di recupero.

I costi dei singoli componenti non possono essere semplicemente sommati per ottenere il costo dell'intero sistema in US\$/CO₂ evitata. Tutti i valori sono rappresentativi per costi a grande scala, nuovi impianti, con prezzi del gas naturale tra 2,8 e 4,4 US\$/GJ e del carbone tra 1,0 e 1,5 US\$/GJ.

La CO₂ può essere catturata anche in sistemi che utilizzano biomassa oltre a combustibili fossili o in sistemi con co-combustione di biomassa; tuttavia, gli impianti a biomassa sono attualmente di piccole dimensioni (meno di 100 MWe). Questo comporta che i costi di produzione con o senza CCS sono relativamente alti rispetto ai combustibili fossili.

Inoltre, l'attuale esperienza con gli impianti a biomassa a grande scala non consente di effettuare stime affidabili dei costi.

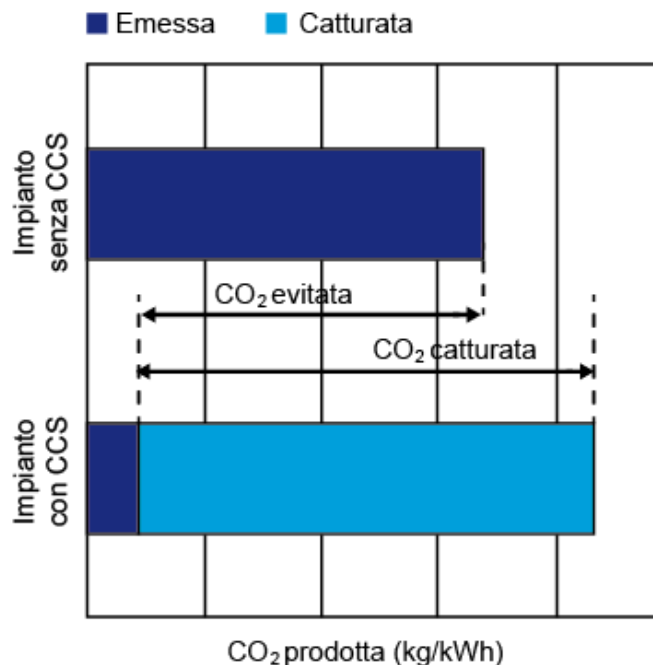
I costi totali stimati per impianti a biomassa potrebbero essere intorno a 110 US\$/t CO₂ evitata. Applicare la CCS in impianti a biomassa o in co-combustione porterebbe ad emissioni di CO₂ minori o addirittura negative. Questo potrebbe comportare una riduzione dei costi per questa opzione in relazione al valore di mercato della CO₂.

Inoltre, la CO₂ potrebbe essere catturata anche in impianti a biomassa che producono idrogeno. In tal caso il costo stimato è tra 22 e 25 US\$/t CO₂ evitata in un impianto che produce 1 MNm³/giorno di idrogeno e corrisponde ad un incremento dei costi di produzione di H₂ di ~2,7 US\$/GJ. Gli impianti di grandi dimensioni potrebbero potenzialmente beneficiare di economie di scala portando i costi dei sistemi CCS a livelli simili a quelli degli impianti a carbone.

I costi della CCS per applicazioni diverse dal settore della produzione elettrica non hanno ricevuto sufficiente attenzione. I costi più bassi sono relativi a processi industriali che comprendono il sistema di cattura della CO₂ come parte del processo produttivo, come la produzione della H₂. Per tali impianti il costo totale della produzione di H₂, incluso trasporto e confinamento della CO₂, subisce un incremento di 0,4-4,4 US\$/GJ in caso di confinamento in sedimenti geologici, mentre in caso di riutilizzo per attività EOR il costo è compreso tra -2,0 e 2,8 US\$/GJ.

Nel grafico 19 è riportata schematicamente la produzione di CO₂ in impianti con e senza sistema CCS; ovviamente la quantità di CO₂ prodotta da impianti con sistema CCS è maggiore rispetto ad impianti senza il sistema di cattura. Per determinare la riduzione delle emissioni da attribuire al sistema CCS occorre confrontare le emissioni di CO₂ per kWh prodotto per i due tipi di impianti.

Grafico 3 - Cattura e deposito di CO₂ da impianti termoelettrici.



Fonte: IPCC, 2005.

In alto è riportata la CO₂ emessa da un impianto senza sistema CCS. In basso è riportata la CO₂ emessa da un impianto con sistema CCS. Nel secondo impianto c'è un incremento di CO₂ dovuto alla perdita di efficienza in seguito all'energia richiesta dal sistema di cattura, trasporto e confinamento e eventuali perdite. In seguito alle richieste energetiche del sistema CCS la CO₂ catturata è maggiore della CO₂.

Nella tabella 9 sono riportati i costi per unità di CO₂ evitata per tre tipologie di impianti per la produzione elettrica, in termini generali il costo per energia prodotta (kWh di elettricità) è maggiore per impianti con CCS rispetto ad impianti senza CCS di comparabile potenza. Dai dati illustrati risulta evidente che la variazione del costo dipende fortemente dall'eventuale utilizzo della CO₂ catturata.

Tabella 9 - Costi della cattura, trasporto e confinamento geologico della CO₂ per nuovi impianti termoelettrici.

Attività/costi dell'impianto	PCC Min-Max	NGCC Min-Max	IGCC Min-Max
Impianto di riferimento senza CCS			
Costo dell'elettricità (US\$/kWh)	0,043-0,052	0,031-0,050	0,041-0,061
Impianto con cattura			
Incremento di combustibile (%)	24-40	11-22	14-25
CO ₂ catturata (kg/kWh)	0,82-0,97	0,36-0,41	0,67-0,94
CO ₂ evitata (kg/kWh)	0,62-0,70	0,30-0,32	0,59-0,73
% CO ₂ evitata	81-88	83-88	81-91
Impianto con cattura e deposito geologico^a			
Costo dell'elettricità (US\$/kWh)	0,063-0,099	0,043-0,077	0,055-0,091
Costo della CCS (kg/kWh)	0,019-0,047	0,012-0,029	0,010-0,032
% incremento del costo dell'elettricità	43-91	37-85	21-78
Costi di mitigazione (US\$/tCO ₂ evitata)	30-71	38-91	14-53
(US\$/tC evitato)	110-260	140-330	51-200
Impianto con cattura EOR^b			
Costo dell'elettricità (US\$/kWh)	0,049-0,081	0,037-0,070	0,040-0,075
Costo della CCS (kg/kWh)	0,005-0,029	0,006-0,022	(-0,005)-0,019
% incremento del costo dell'elettricità	12-57	19-63	(-10)-46
Costi di mitigazione (US\$/tCO ₂ evitata)	9-44	19-68	(-7)-31
(US\$/tC evitato)	31-160	71-250	(-25)-120

Fonte: IPCC, 2005.

^aI costi di cattura si basano sui dati della tabella 16; il trasporto ha costi tra 0 e 5 US\$/tCO₂; il confinamento geologico ha costi tra 0,6 e 8,3 US\$/tCO₂.

^bStessi costi di cattura e trasporto riportati nella nota precedente. I costi netti (redditi) si basano sul costo del petrolio precedente al 2003 di 15-20 US\$/barile.

Nuovi impianti alimentati a gas naturale o carbone bituminoso: PCC, impianto a polverino di carbone; NGCC, ciclo combinato a gas naturale; IGCC, ciclo combinato a gassificazione di carbone.

Nella tabella 10 si riportano i costi per impianti di produzione di idrogeno. Per questo tipo di impianti si osservano le più basse percentuali di incremento dei costi e, per alcune stime, margini più ampi di produzione di reddito nel caso di riutilizzo della CO₂ per attività di recupero avanzato di petrolio (EOR).

Tabella 10 - Costi della cattura, trasporto e confinamento geologico della CO₂ per nuovi impianti per la produzione di idrogeno.

Attività/costi dell'impianto	
Impianto di riferimento senza CCS	
Costo dell'idrogeno (US\$/GJ)	6,5-10,00
Impianto con cattura	
Incremento di combustibile (%)	4-22
CO ₂ catturata (kg/GJ)	75-160
CO ₂ evitata (kg/GJ)	60-150
% CO ₂ evitata	73-96
Impianto con cattura e deposito geologico	
Costo dell'idrogeno (US\$/GJ)	7,6-14,4
Incremento del costo di H ₂ (US\$/GJ)	0,4-4,4
% incremento del costo dell'idrogeno	6-54
Costi di mitigazione (US\$/tCO ₂ evitata)	3-75
(US\$/tC evitato)	10-280
Impianto con cattura e EOR	
Costo dell'idrogeno (US\$/GJ)	5,2-12,9
Incremento del costo di H ₂ (US\$/GJ)	(-2,0)-2,8
% incremento del costo dell'idrogeno	(-28)-28
Costi di mitigazione (US\$/tCO ₂ evitata)	(-14)-49
(US\$/tC evitato)	(-53)-180

Fonte: IPCC, 2005.

Il potenziale di applicazione della CCS in futuro si basano su modelli di elaborazione di scenari economici ed energetici. Tutti i modelli indicano che è improbabile che il sistema CCS abbia un impiego a grande scala in assenza di una esplicita politica di sostanziale riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera. Con dei limiti restrittivi imposti molti modelli consentono di prevedere la diffusione di tale tecnologia entro alcuni decenni a partire dal momento di adozione di un regime di mitigazione delle emissioni.

I modelli indicano anche che il sistema CCS non può contribuire significativamente alla riduzione delle emissioni se non è applicato al settore della produzione elettrica; perché questo accada si stima che il prezzo imposto per la riduzione CO₂ debba essere superiore a 25-30 US\$/t CO₂. In assenza di provvedimenti normativi di carattere restrittivo e/o obbligatorio la tecnologia CCS si svilupperebbe solo in settori di nicchia con un potenziale di sequestro stimato intorno a 360 Mt CO₂/anno.

La maggior parte dei modelli mettono in evidenza che per avere uno scenario di stabilizzazione della concentrazione della CO₂ in atmosfera di 450-750 ppmv è necessario l'impiego della CCS per un potenziale di sequestro tra 220 e 2.200 Gt CO₂. Perché la tecnologia CCS raggiunga tale potenziale, sono necessari centinaia o migliaia di impianti CCS nel mondo entro il 2100, ognuno con una capacità di cattura pari a 1-5 Mt CO₂/anno.

Relativamente al sequestro, è probabile che il potenziale tecnico di confinamento in giacimenti sotterranei sia sufficiente per raggiungere l'obiettivo più alto previsto in tale scenario.

Oltre agli aspetti puramente economici e tecnologici è necessario sviluppare un contesto normativo per la tecnologia CCS per la regolamentazione delle attività inerenti ai processi di cattura, trasporto e sequestro della CO₂. Attualmente è assente un quadro normativo integrato, sebbene alcune componenti della tecnologia siano regolamentate in diversi paesi. Inoltre, occorre considerare gli aspetti sociali di percezione del rischio associato alla tecnologia CCS, soprattutto in relazione al trasporto ed attività di sequestro (in giacimenti sotterranei o in oceano). Recenti indagini sociali mettono in evidenza un atteggiamento "riluttante" a tale tecnologia da parte della popolazione. Perché il pubblico possa considerare la CCS come una tecnologia credibile, è necessario che si realizzino due condizioni:

1. il problema delle emissioni serra da attività umane deve essere considerato serio;
2. deve essere accettata e condivisa la necessità di riduzione drastica della CO₂ in atmosfera al fine di ridurre la minaccia di un cambiamento climatico globale.

In riferimento a tale tecnologia, la Commissione Europea, con decisione del 3/11/2010 ha definito i criteri e le misure per il finanziamento di progetti dimostrativi su scala commerciale mirati alla cattura e allo stoccaggio geologico del CO₂ in modo ambientalmente sicuro, nonché di progetti dimostrativi relativi a tecnologie innovative per le energie rinnovabili nell'ambito del sistema di scambio delle quote

di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità istituito dalla direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.

1.5 La riduzione della CO₂ in Italia: opportunità e costi

Al fine di limitare il fenomeno del surriscaldamento del pianeta a un valore sostenibile di 2 gradi, uno dei principali rapporti scientifici (IPCC) concorda sulla necessità di dover ridurre le emissioni, entro il 2030, del 50-70% rispetto allo scenario *Business As Usual*¹. Un simile contesto implica importanti sfide e interrogativi ai quali la politica italiana, l'economia del paese e i cittadini sono chiamati a rispondere. L'Italia, come può contribuire alla riduzione delle emissioni di gas serra senza incidere negativamente sul livello di benessere sociale ed economico raggiunto? Quale costo è necessario sostenere per raggiungere tale potenziale? Quali politiche e regolamentazioni devono essere implementate per assicurare all'Italia un cammino virtuoso ed economicamente sostenibile verso la riduzione delle emissioni? In Italia è possibile una riduzione delle emissioni di gas serra del 13% nel 2020 e del 34% nel 2030 rispetto allo scenario *Business As Usual*. Tale obiettivo può essere raggiunto mediante l'implementazione di opportunità di riduzione disponibili nei diversi settori dell'economia, attraverso l'utilizzo di tecnologie già mature o in rapido atteso sviluppo e senza significativi cambiamenti nello stile di vita dei cittadini. Tuttavia, la sfida non è semplice se si considera che:

- Il 40% delle opportunità di riduzione sono legate a un'accelerazione significativa delle iniziative di efficienza energetica: quest'ultima rappresenta una leva di riduzione delle emissioni imprescindibile nei settori degli edifici (isolamento termico, caldaie ed elettrodomestici a basso consumo, micro-cogenerazione, ecc.), dei trasporti (motori a basso consumo, ottimizzazione dell'aerodinamica e della meccanica dei veicoli) e dell'industria (efficienza energetica dei processi produttivi, motori elettrici ad alta efficienza, inverter), il

¹ Lo scenario Business As Usual tiene conto delle iniziative de de-carbonizzazione già in atto/già previste che diminuiranno l'intensità di emissione da 0,48 nel 2005 a 0,34 nel 2030 Ton CO₂/ miliardi di euro di PIL.

cui valore è cresciuto negli ultimi anni a causa dell'aumento significativo dei costi dei combustibili.

- Il 10% delle opportunità di riduzione sono legate allo sviluppo ulteriore delle fonti rinnovabili rispetto allo scenario, già ambizioso, del BAU. Al fine di catturare tali opportunità è necessario aumentare l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili dal 15% della domanda elettrica² al 2005 al 21% nel 2020 e al 32% nel 2030.
- Il 35% delle opportunità di riduzione sono legate a un ritorno all'utilizzo dell'energia nucleare e all'utilizzo del sistema CCS (*Carbon Capture Sequestration*) per centrali elettriche a carbone e gas, e per impianti di combustione utilizzati nell'industria. Da un lato, la tecnologia CCS non è ancora disponibile in commercio e richiede pertanto un significativo sviluppo di ricerca nel prossimo decennio; dall'altro il ritorno al nucleare, sebbene la tecnologia sia già disponibile, richiede tempi lunghi di realizzazione: 8-10 anni soltanto per l'autorizzazione e la costruzione di una nuova centrale.
- Il restante 15% delle opportunità è legato a misure di riduzione delle emissioni nei settori industriali, quali l'ottimizzazione dei processi produttivi (integrazione di fasi successive del processo produttivo nella produzione dell'acciaio) e l'utilizzo di fattori di input con minori emissioni specifiche (ceneri nella produzione del cemento). La riduzione delle emissioni ha un costo di realizzazione limitato: si tratta di circa 130 € pro capite all'anno a regime. Tale voce si riferisce al costo di realizzazione delle riduzioni a costo positivo (il 55% del totale al 2030), ipotizzando che non si debba sostenere alcun onere per le opportunità a costo negativo (il 45% del totale), quelle cioè che assicurano infatti un risparmio energetico il cui valore è maggiore del costo di implementazione. Considerando, invece, nel saldo complessivo, il valore positivo di tali opportunità, la realizzazione delle riduzioni delle emissioni avrebbe un costo netto per il Paese di 15 € pro-capite all'anno.

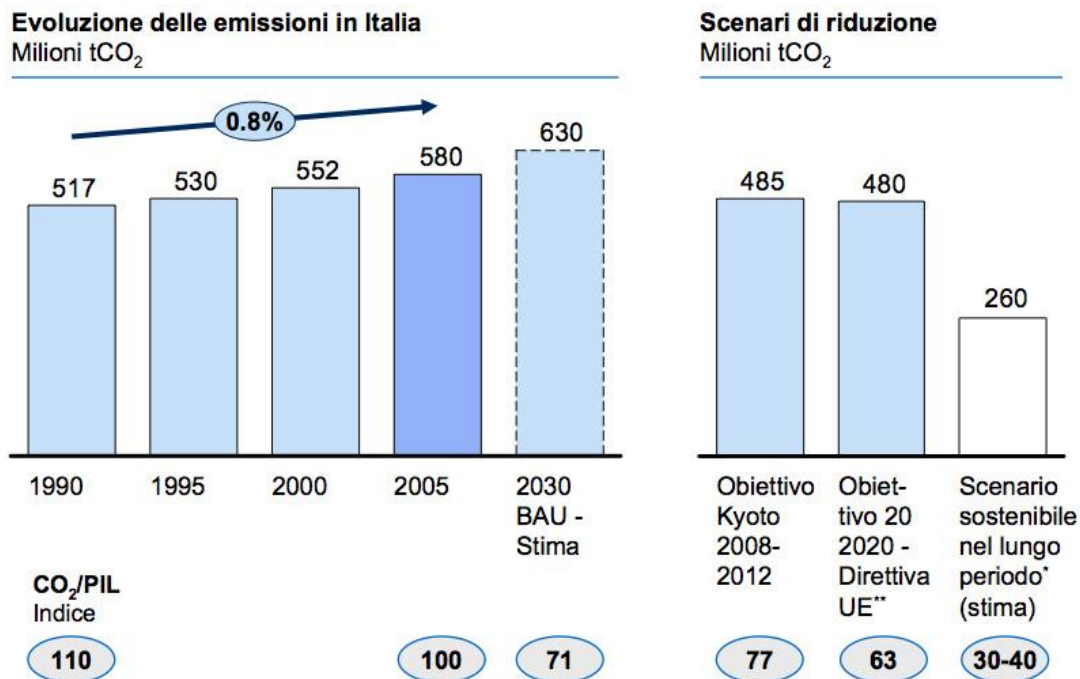
² Domanda prima delle perdite al netto dell'efficienza energetica.

Le opportunità a “costo negativo” risiedono prevalentemente nei settori degli edifici (27 milioni di tonnellate - Mt), dei trasporti (33 Mt) e dell’energia elettrica (27 Mt). Nel primo caso, si tratta essenzialmente di opportunità di risparmio energetico derivanti da un migliore isolamento degli edifici, dall’utilizzo di elettrodomestici e apparati di illuminazione a basso consumo e dalla micro-cogenerazione. Nel secondo caso, le opportunità sono legate all’utilizzo di motori a basso consumo, di biocarburanti, e al miglioramento delle soluzioni meccaniche e aerodinamiche (quali la diminuzione degli attriti nel motore, il miglioramento della trasmissione, l’ottimizzazione aerodinamica, i sistemi per il controllo della pressione degli pneumatici). Nel terzo e ultimo caso, sono invece legate all’utilizzo del nucleare al posto delle fonti convenzionali.

Le opportunità a “costo positivo” hanno un costo di realizzazione medio di circa 65 €/ CO₂ evitata e risiedono prevalentemente nei settori dell’energia (75 Mt), degli edifici (12 Mt), dell’industria e altri (31 Mt).

Nel primo caso, si tratta principalmente di opportunità legate all’implementazione della tecnologia CCS a impianti gas e carbone, e alla diffusione ulteriore delle fonti rinnovabili. Nel secondo, ci si riferisce a misure di isolamento e di efficienza energetica i cui risparmi non giustificano completamente l’investimento. Nel terzo, le opportunità riguardano l’ottimizzazione del processo e l’utilizzo della tecnologia CCS per gli impianti di combustione utilizzati nel processo produttivo.

Grafico 4 - Le emissioni in Italia



1.6 Analisi e potenziale di abbattimento dei gas serra in Italia

L'approccio adottato risponde alle necessità di valutare in maniera trasparente e obiettiva l'evoluzione delle emissioni e le opportunità di abbattimento delle stesse lungo gli orizzonti temporali 2020 e 2030. Prendendo il 2005 come anno di riferimento per le emissioni di gas serra in Italia, è stata stimata l'evoluzione delle emissioni al 2030 chiamata *Business As Usual* - BAU (incluso valori intermedi per ogni quinquennio). L'evoluzione BAU è stata stimata sulla base delle evoluzioni attese dei driver delle emissioni:

- Volumi della domanda: crescita dei volumi di produzione elettrica o industriale, evoluzione dei chilometri percorsi annualmente dal parco veicoli, aumento della superficie residenziale italiana, ecc.
- Mix degli asset: evoluzione della penetrazione delle tecnologie per la produzione di energia elettrica, variazione del mix dei veicoli diesel e benzina

nel parco automobilistico, diverso mix di combustibili per il riscaldamento dell'acqua e degli ambienti nel settore edifici, ecc.

- Intensità di energia: evoluzione del consumo di energia per unità, ad esempio maggior consumo di energia elettrica per abitazione dovuto all'ampia diffusione di apparecchi elettronici e all'aria condizionata.
- Intensità di emissioni: variazione del livello di emissioni associate a ciascun MWh di energia consumata, coerentemente con l'evoluzione attesa dei rendimenti delle singole tecnologie.

Una volta definito lo scenario BAU delle emissioni, sono state poi identificate le leve di abbattimento rispetto a tale scenario. Per ciascuna leva è stato stimato il potenziale di abbattimento e il costo atteso negli anni 2020 e 2030:

- Potenziale di abbattimento: ogni leva di abbattimento presenta un potenziale di riduzione delle emissioni rispetto allo scenario BAU, grazie a una riduzione del consumo energetico (ad esempio, un minor consumo al chilometro per gli autoveicoli o una maggiore efficienza degli elettrodomestici) o a una minore emissione per energia prodotta (ad esempio, rimpiazzo produzione di energia da fonti fossili con fonti rinnovabili, nucleare, CCS).
- Costo di abbattimento: per ogni leva è stato stimato il costo differenziale rispetto alla tecnologia di riferimento del *Business As Usual* (i.e. €/t CO₂ abbattuta), confrontando gli investimenti marginali necessari con i risparmi di energia conseguibili, e dividendo per la riduzione di emissioni attesa. Ad esempio, nel caso di elettrodomestici a maggiore efficienza, il costo di abbattimento è stato calcolato come il costo addizionale dell'elettrodomestico (annualizzato per la propria vita utile) meno il risparmio annuale di energia non consumata, diviso l'intensità di emissione dell'energia elettrica.

L'analisi delle leve di abbattimento è stata effettuata per ciascun settore dell'economia, ma con differente livello di dettaglio.

Per quanto riguarda i settori elettrico e edifici è stato adottato un approccio bottom-up: la baseline è stata definita partendo da dati specifici per l'Italia e molto granulari (quali il parco e l'età degli impianti elettrici, la domanda per il riscaldamento), la cui evoluzione è stata legata ad assunzioni molto precise (come la vita media di ciascun impianto e l'uscita dalla produzione di impianti obsoleti al termine della loro vita utile). Le leve di abbattimento sono state sviluppate ad hoc per il caso italiano (14 leve nel settore elettrico, 35 nel settore edifici) e le ipotesi e i risultati sono stati verificati con esperti per ogni sotto-area di riferimento (per esempio: rinnovabili, CCS, nucleare, isolamento edifici, pannelli solare termico, etc.).

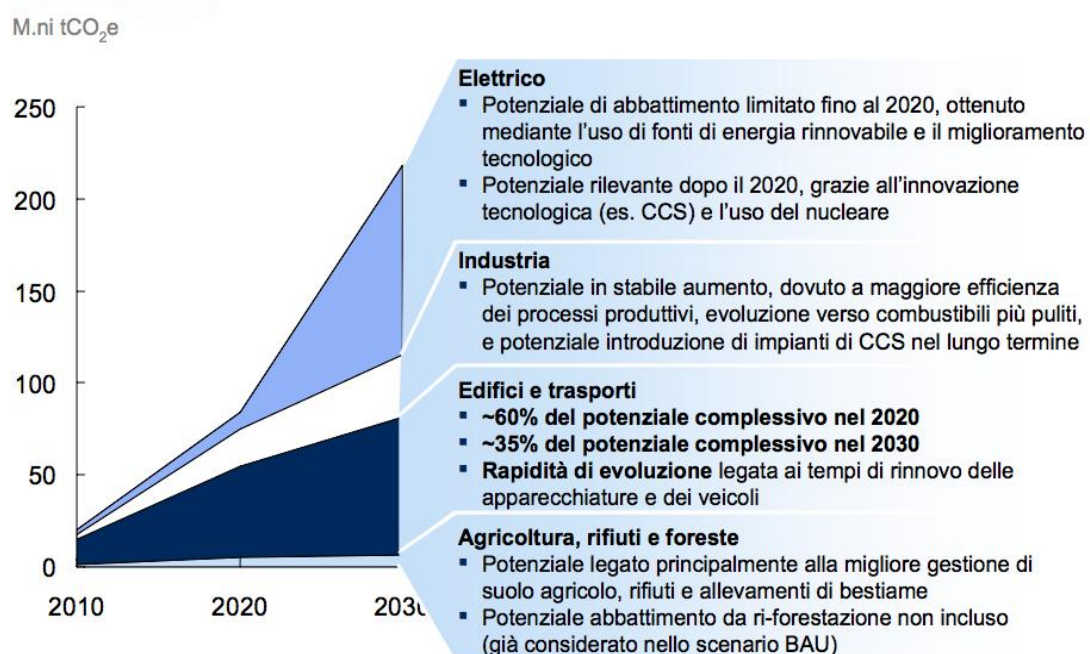
Per quanto riguarda gli altri settori (industria, trasporti, agricoltura e rifiuti, foreste) è stato privilegiato un approccio top-down: la baseline è stata valutata a partire dai livelli di emissioni e dai volumi 2005, e fatta evolvere utilizzando stime di crescita da fonti pubbliche e da associazioni di categoria.

Le macro-leve di riduzione (3-5 per settore) sono state mutate da altri studi internazionali (curva Vattenfall Globale 1.0, curva nazionale Germania), adattando costi e potenziali alle macro-caratteristiche specifiche dell'Italia (ad esempio il parco totale dei veicoli, la superficie boschiva totale). I risultati sono stati validati con esperti di settore.

Riassumendo, i principi guida si possono sintetizzare come segue: utilizzo di dati ufficiali e certificati per stimare i livelli di emissioni attuali e i driver sottostanti (es. Terna per produzione elettrica, APAT per registro emissioni, UNFCCC per parametri di emissione specifica); utilizzo, laddove possibile, di fonti pubbliche altamente qualificate per stimare l'evoluzione delle grandezze chiave (scenario dal Ministero delle Attività Produttive per validare le previsioni di domanda di energia, associazioni di categoria come ad esempio CECED Italia per evoluzione attesa degli elettrodomestici, ASSIL per l'illuminazione, ANCE per la penetrazione degli interventi di isolamento degli edifici); verifica con soggetti appartenenti ai settori interessati dei risultati ottenuti in termini di potenziale e dei costi delle azioni da intraprendere per la riduzione delle emissioni.

Il consolidamento delle opportunità di abbattimento delle emissioni e il loro costo in ciascun settore, ha consentito di costruire la curva di costo complessiva delle opportunità di riduzione delle emissioni in Italia al 2020 e al 2030. Il grafico 5 rappresenta l'evoluzione del potenziale di riduzione nel tempo, suddiviso per settore.

Grafico 5 - Molte opportunità, soprattutto negli edifici e nei trasporti, già nel breve periodo.



Dalle curve di costo delle opportunità di riduzione delle emissioni in Italia possiamo trarre le seguenti conclusioni. È possibile in Italia una riduzione dei gas serra pari al 13% nel 2020 rispetto allo scenario BAU³ e pari al 34% nel 2030. Nel 2020, le opportunità di riduzione complessive sono pari a 80 Mt. Se tutte le opportunità fossero catturate, le emissioni italiane potrebbero essere contenute a 530

³ Non include ulteriori riduzioni legate a progetti pilota CCS che per esempio nel caso di Enel possono valere già ~3 Mt entro il 2015 su due siti pilota.

Mt/anno, un valore 10% inferiore rispetto al 2005. Nel 2030, le opportunità di riduzione sono pari a 212 Mt, limitando così le emissioni italiane a 415 Mt/anno, un valore del 30% inferiore rispetto al 2005.

La maggior parte delle riduzioni al 2020 è legata ai settori degli edifici e dei trasporti, mentre il settore elettrico è determinante per le riduzioni al 2030. Le potenzialità di riduzione del settore elettrico sono in gran parte legate allo sviluppo della produzione nucleare e dei dispositivi di CCS, difficilmente realizzabile prima del 2020. Le opportunità di abbattimento nel settore edifici e dei trasporti sono invece legate a tecnologie e/o soluzioni già disponibili o con uno sviluppo atteso nel breve periodo.

Gli obiettivi del pacchetto 20-20-20 sono difficilmente realizzabili senza un massiccio ricorso a CDM o nucleare. Il pacchetto, infatti, implica per l'Italia una riduzione delle emissioni al 2020 pari a -17% rispetto al 2005, un valore quindi superiore alle opportunità di abbattimento evidenziate nella curva, pari a -10% vs. 2005. L'Italia potrà quindi difficilmente raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni fissato dal nuovo pacchetto a meno di un ricorso significativo ai CDM.

Esistono numerose opportunità di riduzione delle emissioni a “costo negativo” (i.e. beneficio positivo per la collettività). Un potenziale pari a circa 45 Mt di riduzione al 2020 (93 Mt 2030) ha un costo di implementazione inferiore al beneficio economico dei risparmi energetici indotti. La maggior parte di queste opportunità risiede nei settori degli edifici e dei trasporti. Catturare queste opportunità significherebbe portare un valore positivo per il sistema Italia pari a 7-8 miliardi di euro, i.e. circa 110 € pro capite. Il costo complessivo di riduzione della CO₂ a costo positivo è pari a 45 € pro-capite/anno al 2020, 130 € pro-capite/anno al 2030. Tale costo si riferisce al valore complessivo delle opportunità a costo positivo per il sistema. Deducendo da tale ammontare il valore delle opportunità a costo negativo, il costo complessivo netto di riduzione per il sistema Italia sarebbe invece pari a -25 € pro-capite nel 2020, 15 nel 2030.

2. Conclusione

Dato che i combustibili fossili costituiscono ancora un elemento importante del mix energetico europeo e mondiale, per lottare contro i cambiamenti climatici occorre individuare strategie che integrino metodi di produzione di energia dai combustibili fossili caratterizzati da un'impronta ecologica in termini di carbonio drasticamente ridotta. In questo contesto le tecnologie di cattura e stoccaggio del CO₂ (CCS) costituiscono un elemento fondamentale tra le principali tecnologie nuove e esistenti in grado di realizzare le riduzioni di CO₂ necessarie per conseguire gli obiettivi stabiliti per il periodo successivo al 2020.

L'immissione sul mercato delle tecnologie CCS però richiede ingenti investimenti. Occorrerà investire circa un miliardo di euro nelle attività R&S da qui al 2020 affinché le tecnologie CCS possano essere commercializzate su ampia scala. Altri miliardi di euro supplementari saranno necessari inoltre per realizzare la dimostrazione in tempi brevi delle tecnologie CCS in impianti industriali di produzione di energia: al prezzo attuale della tecnologia gli investimenti iniziali per impianti dotati delle CCS coprono i costi delle apparecchiature di cattura, trasporto e stoccaggio (ossia varie centinaia di milioni di euro per impianto) che sono superiori del 30-70% ai costi degli impianti classici; inoltre i costi di esercizio sono attualmente superiori del 25-75% rispetto agli impianti alimentati a carbone non dotati delle tecnologie CCS, soprattutto a causa delle perdite di rendimento e ai costi della cattura e del trasporto del CO₂. Tuttavia, secondo delle stime effettuate dalla “piattaforma tecnologica europea per le centrali elettriche a combustibili fossili a emissioni zero (ETP-ZEP)” di cui fanno parte imprese europee del settore energetico, produttori di apparecchiature e compagnie petrolifere/del gas, se aumentano e focalizzano la loro attenzione sulle attività di R&S e ne dimostrano la loro efficienza, è possibile ridurre i costi delle tecnologie CCS del 50% entro il 2020; tale riduzione agevolerebbe la diffusione commerciale di queste tecnologie. Il capitale e i costi di esercizio supplementari associati alle tecnologie CCS dovrebbero diminuire ulteriormente per effetto della “curva di apprendimento” e delle economie di scala, che solitamente si registrano nello sviluppo delle tecnologie industriali. Gli investimenti nelle attività di sviluppo e diffusione delle tecnologie CCS avranno

delle ricadute positive considerevoli. Le analisi dell'Agenzia internazionale dell'energia (AIE), svolte sulla base di svariati scenari all'orizzonte 2050 e ipotizzando varie situazioni diverse, indicano che le tecnologie CCS possono contribuire al 20-28% delle riduzioni realizzabili di emissioni di CO₂ a livello mondiale; queste riduzioni andrebbero ad aggiungersi a quelle ottenute grazie al miglioramento del rendimento e alle energie rinnovabili.

Nella sola UE, ipotizzando uno scenario fondato sul mercato, le riduzioni delle emissioni di CO₂ ottenute nel settore della produzione di energia elettrica grazie alle tecniche CCS ammonteranno a 161 Mt nel 2030 e a 800-850 Mt nel 2050, il che corrisponde rispettivamente al 3,7% e al 18-20% dei livelli attuali delle emissioni totali di CO₂. Oltre all'utilizzo nella produzione di energia, le tecnologie CCS possono offrire delle soluzioni alle industrie ad elevato consumo energetico contribuendo a ridurre le emissioni anche in questi settori. Le tecnologie CCS svolgeranno un ruolo importante anche nella gestione delle future emissioni di CO₂ di paesi come la Cina o l'India, che sono già i principali utilizzatori di carbone e sono responsabili delle quantità più elevate di emissioni. Mantenendo la sua posizione di leader mondiale nello sviluppo delle tecnologie CCS e garantendone una rapida diffusione commerciale nel suo territorio, l'UE potrà offrire alle proprie imprese nuovi sbocchi commerciali in questi paesi. Se gli sforzi per commercializzare queste tecnologie nell'UE entro il 2020 non saranno accompagnati da politiche di sostegno, potrebbero essere costruite altre centrali al carbone prive delle tecnologie CCS o che non possono essere adeguate in una fase successiva. Si rischierebbe in tal modo di utilizzare ancora per vari decenni tecnologie ad elevata intensità di carbonio negli impianti industriali con una capacità complessiva pari a 70 GW che saranno costruiti nei prossimi 10-15 anni (ciò corrisponde ad oltre un terzo dell'attuale capacità delle centrali a carbone).

L'eliminazione degli ostacoli economici all'introduzione delle tecnologie CCS richiederà più tempo. Nonostante le riduzioni dei costi che si dovrebbero ottenere grazie alle attività di ricerca e di dimostrazione, l'utilizzo delle tecnologie CCS comporterà un aumento dei costi fissi e di quelli variabili rispetto alla produzione di energia senza CCS. L'industria e gli esperti indipendenti, tuttavia, ritengono che, al

prezzo della CO₂ intorno ai 35 euro/t o persino inferiore, e presupponendo il riconoscimento totale delle emissioni trattate grazie alle tecnologie CCS nei sistemi ETS, le centrali che utilizzeranno le tecnologie CCS dopo il 2020 non soffriranno di uno svantaggio concorrenziale rispetto alle centrali classiche. Le imprese europee del settore energetico che operano nella produzione di energia a partire dai combustibili fossili acquisiranno con la CCS uno strumento prezioso che consentirà loro di continuare a svolgere un ruolo importante nel panorama energetico europeo e di beneficiare di nuove opportunità commerciali. Infatti, uno degli aspetti cruciali sta proprio nel mercato dell'*Emission Trading*. Questo sistema *cap-and-trade* disciplina le emissioni di anidride carbonica delle aziende che operano nei settori del petrolio, del gas e del carbone, la produzione di energia elettrica, quello della pasta e della carta, del cemento, vetro e acciaio in tutta l'UE. A questi impianti sono assegnati quote di emissioni negoziabili ogni anno. Società le cui emissioni superano le loro quote assegnate, dovranno affrontare grandi sanzioni: 40 euro per ogni tonnellata di anidride carbonica emessa in eccesso durante il periodo 2005-2007, e 100 euro per ogni tonnellata nel corso del periodo 2008-2012. Oltre a pagare tali sanzioni, le aziende sono anche tenute a restituire le quote mancanti nell'anno successivo. Invece di ridurre le proprie emissioni, le società possono adempiere i loro obblighi della restituzione annuale attraverso l'acquisto di quote da un'altra società, che ha un surplus grazie ad un progetto di riduzione delle emissioni. Questo crea un incentivo per le imprese che possono ridurre le loro emissioni a costi più bassi rispetto al prezzo reale o anticipato delle quote sul mercato, e quindi aiuta a ridurre il costo economico complessivo della riduzione delle emissioni. Da quanto emerso da un recente rapporto pubblicato dall'ENEA, l'installazione della tecnologia CCS potrebbe garantire a chi ne usufruisce una riduzione delle emissioni di CO₂, e quindi un vantaggio competitivo che dipenderà dal prezzo di mercato della CO₂.

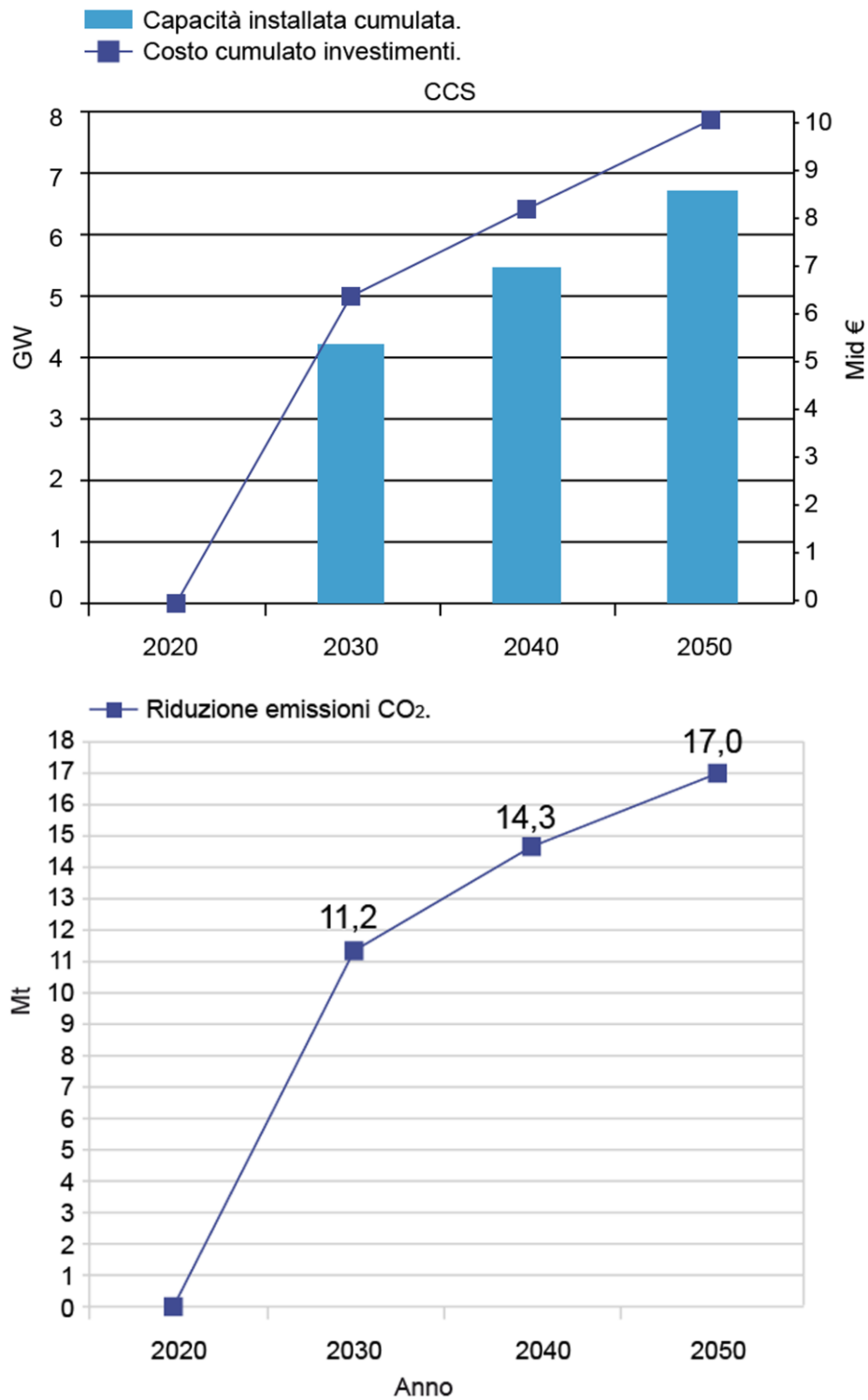
Tabella 11 - Valore delle variabili chiave negli scenari di riferimento.

Variabile	Unità di misura	2008*	2010	2020	2030	2040	2050
Popolazione	Min ab	59,56	61,1	61,6	62,1	62,2	61,7
Prezzo petrolio basso	\$08/bbl	81,8	67,7	72,0	80,0	84,0	88,0
Prezzo petrolio alto	\$08/bbl	81,8	89,5	130,0	150,0	157,5	165,0
Prezzo gas basso	€/GJ	6,53	6,5	6,9	7,7	8,1	8,5
Prezzo gas alto	€/GJ	6,53	7,5	12,4	14,4	15,1	15,9
Prezzo carbone basso	€/GJ	3,18	2,2	2,3	2,4	2,5	2,7
Prezzo carbone alto	€/GJ	3,18	3,3	4,2	4,5	4,7	5,0
Prezzo CO₂ basso	€/t	10	13	30	39	40	40
Prezzo CO₂ alto	€/t	10	13	42	92	140	200
		'05-10	'10-15	'15-20	'20-25	'25-30	'30-50
PIL alto**	Var % annua	-0,50	2,0	2,1	1,8	1,5	0,8
PIL basso	Var % annua	-0,50	1,7	1,2	1,0	0,8	0,4

Fonte: elaborazione ENEA. * Dato storico. ** PIL 2009 (prezzi di mercato): 1.208. Mid € (valori concatenati 2000).

Secondo questo studio, il prezzo della CO₂ oscillerà tra un min di 30 € verso il 2020 per poi crescere fino ad un max di 200 € nel 2050 e se i tetti di emissioni saranno sempre più bassi e il costo della CO₂ sempre più alto, chi ne trarrà vantaggio saranno proprio le centrali che grazie a tale tecnologia non solo potranno vendere le proprie quote ad un prezzo più basso ma avranno un ulteriore vantaggio dalla riduzione (risparmio) di tonnellate di CO₂ evitata. Sulla base di queste assunzioni, la realizzazione di impianti CCS presso le centrali elettriche progredirebbe fino a una riduzione di emissioni di CO₂ pari a 17 milioni di tonnellate.

Grafici 6 - **Proporzione tra investimenti e riduzione della CO₂.**



Fonte: elaborazione ENEA.

Come si può notare dai grafici 6, all'aumentare degli investimenti cumulati in tale tecnologia che arriveranno a circa 10 miliardi di euro per una capacità installata di 7 GW vi sarà una diminuzione inversamente proporzionale della riduzione delle emissioni di CO₂.

Si può ragionevolmente ritenere che queste imprese consacreranno una parte considerevole delle loro risorse a favore delle attività di dimostrazione in tempi brevi. Alcuni progetti potrebbero persino richiedere dei finanziamenti pubblici, anche se per un periodo limitato, a favore di una dimostrazione rapida, la cui entità dipenderà dalla futura evoluzione dei prezzi nell'ambito dell'ETS.

Le esigenze in termini finanziari per la dimostrazione delle tecnologie CCS costituiscono un ostacolo importante e pertanto la disponibilità di tali risorse potrebbe condizionare il numero di progetti CCS realizzati in Europa e persino il loro buon esito. La Commissione, avendo considerevolmente aumentato le risorse destinate alle tecnologie del carbone pulito e alle tecnologie CCS, nella situazione di bilancio attuale, può apportare solo una parte minima dei fondi necessari per garantire la produzione sostenibile di energia a partire dai combustibili fossili e la sua commercializzazione.

Affinché i combustibili fossili continuino a svolgere un ruolo importante nel mix energetico, occorre che le industrie europee interessate assumano rapidamente degli impegni chiari e definitivi. Oltre al settore energetico, anche le industrie ad elevato consumo energetico potrebbero voler presentare le loro idee sullo sviluppo delle tecnologie CCS nei loro settori di attività. L'ineluttabilità della lotta contro i cambiamenti climatici costituisce per i produttori di energia elettrica e le imprese di altri settori di attività, disposti a entrare rapidamente nel mercato delle CCS, un vero vantaggio commerciale. Le imprese sono costrette ad investire risorse considerevoli per incoraggiare l'adozione di tecniche sostenibili di combustibili fossili per la produzione commerciale di energia. Se non adottano al più presto decisioni di finanziamento audaci, i finanziamenti pubblici complementari potrebbero non essere sbloccati. Più tempo l'industria dell'energia elettrica impiegherà per adottare le tecniche CCS, più i responsabili politici saranno obbligati a considerare

l'applicazione obbligatoria delle CCS come unico modo per far evolvere la situazione.

Dunque la cattura della CO₂ si può fare oggi a costi alti, ma che si ridurranno nel tempo, una volta rotto il ghiaccio con la prima dispendiosa generazione di impianti. E in un mondo ancora ampiamente dipendente dal carbone e dalle altre fonti fossili è logico che si punti molto su questa tecnologia: la CCS avrà un posto di riguardo nella neonata collaborazione tecnologica tra Usa e Cina e molti altri governi stanno investendo risorse ingenti in questo campo: tra i più attivi quelli di Norvegia, Canada, Australia, Regno Unito e Usa, mentre l'Unione Europea ha riservato 300 milioni di quote pari a 4,5 miliardi di Euro dai proventi della prossima fase del mercato delle emissioni per realizzare 12 progetti pilota.

Bibliografia

- Angelo Buonfrate. Codice dell'Ambiente e normativa collegata, Italia 2008.
- Giulio Querini. La tutela dell'Ambiente nell'Unione Europea: analisi critica. Franco Angeli, 2007.
- Claudia Pasqualini Salsa. Diritto Ambientale, principi, norme, giurisprudenza IX edizione. Maggioli Editore, 2008.
- Gianni Pittella. L'Europa indispensabile. Tra spinte nazionalistiche e mondo globalizzato. Donzelli Editore, 2009.
- Paolo Franceschetti. La responsabilità civile. Maggioli Editore, 2009.
- Gino Moncada Lo Giudice. La sfida dell'Energia: cambiamenti climatici, energia e ambiente in un mondo inquieto. FrancoAngeli, 2008.
- Martina Maria Rizzo. Ambiente e Salute. Editrice UNI Service, 2008.
- Bruno Martinis. Andiamo verso un nuovo diluvio? Il clima della terra sta cambiando. EDIZIONI DEDALO, 1990.
- Andrea Bartolazzi. Le energie rinnovabili. HOEPLI EDITORE, 2005.
- Marco Libanora. Le società E.S.Co.e la politica energetica territoriale. Wolters Kluwer Italia, 2009.
- Francesco Asdrubali. Fonti Energetiche Rinnovabili, Morlacchi Editore.
- Atti del 10° Congresso Ciriaf. Sviluppo sostenibile. Tutela dell'ambiente e della salute umana. Morlacchi Editore, 2010.
- Aurelio Angelini. Cambio di rotta. Lo sviluppo sostenibile. Armando Editore, 2008.
- Michele Villa. I meccanismi flessibili del protocollo di Kyoto. Opportunità e prospettive per le imprese italiane. HOEPLI EDITORE, 2006.
- Brunetto Chiarelli. Dalla Natura alla Cultura. Piccin, 2003.
- Thomas H. Tietenberg. Emissions trading: principles and practice.

- Resources for the Future, 2006. Bert Metz, Intergovernmental Panel on Climate Change. Working Group III.
- IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Cambridge University Press, 2005.
- Corrado M. Daclon. Geopolitica dell'ambiente. Sostenibilità, conflitti e cambiamenti. Globali. FrancoAngeli, 2008.
- Antonello Pasini. Kyoto e dintorni. I cambiamenti climatici come problema globale. FrancoAngeli, 2006.
- Fabio Noferi. Le fonti energetiche rinnovabili. Guida alle agevolazioni comunitarie, nazionali e regionali. Alinea Editrice, 2009.
- Sergio Lucci, Silvia Poletti. Lo sviluppo sostenibile. Alpha Test, 2004.
- Energie rinnovabili e compatibilità ambientale. Maggioli Editore, 200.

Siti internet

- www.enea.it Enea, rapporto energia e ambiente.
- ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/technology-platforms/docs/tp_leaflet_it.pdf
- <http://www.iea.org/> IEA, World Energy Outlook 2010.
- http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/128203_it.htm
- <http://www.eniscuola.net/Userfiles/pdf/CCS.pdf>
- <http://www.zeroemission.enea.it/zero-emission-1/carbon-capture-and-storage/costi>
- <http://www.ccsreg.org/technologies.html>
- http://www.iea.org/papers/2009/CCS_Roadmap.pdf
- http://www.enel.it/it-IT/eventi_news/news/2010/ccs_covegno_roma/index.aspx
- <http://sequestration.mit.edu/>
- <http://www.co2storage.org.uk/>
- http://www.ipcc-data.org/ddc_co2.html
- <http://portale.unibocconi.it/wps/allegatiCTP/SANTI%20AIEE-IEFE%2002-07-2010.pdf>

