

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

**LAUREA SPECIALISTICA IN INGEGNERIA PER
L'AMBIENTE E IL TERRITORIO**

Dipartimento di Ingegneria Chimica, Mineraria e delle Tecnologie Ambientali

TESI DI LAUREA

in

Moto dei fluidi e prospezioni nel sottosuolo LS

**LA CO₂ DA RIFIUTO A COMMODITY:
LO STOCCAGGIO NEI GIACIMENTI DI IDROCARBURI**

CANDIDATO:
Giovanni Nigro

RELATORE:
Chiar.mo Prof. Ing. Ezio Mesini

Anno Accademico 2008/09

Sessione II

INDICE

Premessa	4
1 Il contesto di riferimento	7
1.1 Inquadramento storico	7
1.2 Contributo della CO ₂ all'effetto serra	9
1.3 Andamento globale delle emissioni	13
1.4 La politica del carbonio	18
2 Il protocollo di Kyoto, la normativa nazionale ed europea	21
2.1 Introduzione	21
2.2 Gli strumenti attuativi del Protocollo	23
2.3 Critiche al Protocollo di Kyoto	25
2.4 Normativa nazionale e comunitaria	28
2.4.1 Il Pacchetto europeo "clima-energia"	30
2.5 I permessi di emissione	32
2.6 Mercato delle emissioni	36
2.7 Ridurre le emissioni di CO ₂ : costi e strumenti	39
2.7.1 Stima dei costi del "Pacchetto clima-energia"	43
2.8 La situazione italiana	47
2.9 Percezione della CO ₂ : rifiuto o risorsa?	51
3 Stoccaggio geologico della CO₂	52
3.1 Carbon sequestration	52
3.2 Proprietà chimico-fisiche della CO ₂	61
3.3 Modalità di stoccaggio	64
3.4 Problematiche	67
3.5 Distribuzione geografica dei potenziali siti di stoccaggio	70
3.6 Principali progetti nel mondo	74
4 Cattura e trasporto della CO₂	79
4.1 Introduzione	79
4.2 Principali fonti di emissione puntuale	81
4.2.1 Impianto carbone	81
4.2.2 Impianto a ciclo combinato a gas naturale	82
4.2.3 IGCC	83
4.2.4 Altre opportunità per la cattura della CO ₂	84
4.3 Metodi di cattura	85
4.3.1 La cattura in post-combustione	85
4.3.2 La cattura in pre-combustione	87
4.3.3 La cattura in forte presenza di ossigeno	89
4.4 Tecnologie di cattura	91
4.4.1 Separazione chimica con solventi	91
4.4.2 Separazione fisica con solventi	94

4.4.3	Adsorbimento.....	95
4.4.4	Membrane	96
4.4.5	Criogenia.....	96
4.5	Il trasporto della CO ₂	97
5	Lo stoccaggio della CO₂ nei giacimenti di idrocarburi.....	101
5.1	Introduzione	101
5.2	Iniezione di CO ₂ nei giacimenti di olio greggio	101
5.3	Iniezioni di CO ₂ in giacimenti di gas	103
5.4	Iniezione di CO ₂ per il recupero migliorato di idrocarburi.....	104
5.4.1	Potenziale del CO ₂ -EOR.....	108
5.4.2	Interazione tra il comportamento di fase e il flusso.....	109
5.5	Tecniche per aumentare il volume di CO ₂ stoccato.....	110
6	Aspetti economici e legali dello stoccaggio della CO₂	116
6.1	Introduzione	116
6.1.1	Costi di cattura e compressione	117
6.1.2	Costi di trasporto.....	118
6.1.3	Costi di stoccaggio.....	120
6.2	Metodologia per l'analisi economica.....	122
6.3	Effetto del prezzo del petrolio e della tassa sul carbonio.....	124
6.4	Aspetti legali	126
6.4.1	La Direttiva CE sullo stoccaggio geologico del biossido di carbonio.....	128
7	Conclusioni	132

Allegato 1: il Protocollo di Kyoto

Allegato 2: Obiettivi vincolanti del “Pacchetto clima-ambiente”

Allegato 3: Direttiva 2009/31/CE relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio

Premessa

Non è eccessivo sostenere che negli ultimi decenni l'uomo contemporaneo abbia intrapreso una delle più grandi – ancorché poco considerate – sfide della storia: la riduzione della propria “impronta” sull'ecosistema terrestre.

Per migliaia di anni la nostra preoccupazione dominante è stata il reperimento di materiali ed energia, e la modellazione dell'ambiente circostante secondo i nostri bisogni. Fintantoché la popolazione umana è rimasta numericamente contenuta ciò non ha causato modifiche sostanziali all'ambiente e il “corso naturale” ha potuto proseguire.

Oggi non è più così. L'estensione dell'attuale livello di benessere “occidentale”, e conseguentemente di consumi, ad un numero sempre crescente di persone è irrinunciabile, ma richiede un ripensamento drastico dei rapporti di scambio tra l'uomo e l'ambiente. La “sostenibilità” di questi scambi va cercata non solo nel prelievo di risorse naturali, ma anche nel recapito di rifiuti.

A tal riguardo, la riduzione del quantitativo di rifiuti prodotti, e dunque immessi nell'ambiente, sarebbe la strada più naturale da percorrere. Tuttavia questa strada presenta non poche difficoltà, perché necessita un serio ripensamento del consolidato modus vivendi contemporaneo, così come lo richiederebbe la riduzione degli extra-consumi.

In attesa di imparare a consumare meno e meglio, producendo meno rifiuti, una seconda via si offre: ridurre l'impatto di quanto prelevato ed immesso e trasformare i rifiuti in risorse.

Non è difficile notare come la percezione comune abbia una certa difficoltà a vedere nel rifiuto anche una possibile risorsa. Lentamente ci stiamo abituando all'idea che i

rifiuti solidi e in parte quelli liquidi possano essere “riciclati”, cioè tornare a nuova vita. Mentre ancora non riusciamo ad immaginare come i rifiuti gassosi, il famigerato “marchio” dello sviluppo industriale occidentale sull’ambiente, possano tornarci utili, al punto che qualcuno sia persino disposto a pagarli.

Negli ambienti della ricerca e dell’industria, in realtà, questo sta già avvenendo e, tra le emissioni gassose, l’anidride carbonica veste il ruolo di protagonista.

Principale gas emesso nel processo di combustione, il biossido di carbonio è ritenuto il gas antropogenico che più sensibilmente è in grado di amplificare il naturale effetto serra terrestre, con conseguenti ripercussioni sui cambiamenti climatici (aumento delle temperature medie terrestri in primis).

A fronte delle numerose incertezze relative all’interpretazione del cambiamento climatico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica di natura antropica si impone, ed è legittimata, sulla base del principio di precauzione: ove si prefigurino un ragionevole rischio di danni all’ecosistema, è doveroso agire (o interrompere l’azione), più che rimandare gli interventi ad un futuro in cui vi sarà un maggior grado di certezza scientifica.

Torniamo così alle politiche internazionali degli ultimi anni, Protocollo di Kyoto in testa, che si impegnano per una riduzione delle emissioni di anidride carbonica e altri gas serra in atmosfera. Riduzione che sarebbe bene si realizzasse attraverso la diminuzione della loro produzione.

Dando per assodate le difficoltà di riduzione-razionalizzazione della attuale produzione (intimamente legata al crescente fabbisogno energetico mondiale), sarebbe comunque possibile provare a ridurre l’impatto delle stesse, trasformando se possibile il rifiuto in risorsa.

Lo *stoccaggio della CO₂* mira proprio a questo: ridurre gli impatti derivanti dal consumo di combustibili fossili (quindi incrementare la sostenibilità del loro utilizzo) in attesa che si completi la transizione dall’attuale sistema produttivo verso un nuovo sistema a minore o nullo impatto, caratterizzato da meno prelievi e meno emissioni.

Alla luce del Protocollo di Kyoto, lo stoccaggio della CO₂ assume una precisa prospettiva: rappresentare una risorsa alternativa per il sistema produttivo sottoposto all'onere della riduzione delle emissioni. Nell'ambito del "sistema di mercato" introdotto dal Protocollo, la CO₂ diventa da rifiuto bene commerciabile, indispensabile e standardizzato, cioè una *commodity* al pari delle fonti energetiche. Un bene commerciabile un po' particolare, certo: non si vende la CO₂ prodotta, ma il diritto di produrla ed emetterla (la quota di emissione). In questo contesto, lo stoccaggio potrà senz'altro offrire tale diritto, in virtù della possibilità di sottrarre il rifiuto e quindi evitare l'impatto derivante.

Se inserita nel ciclo della produzione degli idrocarburi, inoltre, la CO₂ offrirà valore aggiunto: il bene commerciabile diventa risorsa in grado di generare altro valore. Sfruttando tecniche ben note di recupero avanzato di idrocarburi, il rifiuto commercializzato sui mercati consentirà, se iniettato nei giacimenti di idrocarburi, di incrementare la disponibilità di fonti fossili di energia, contribuendo al mantenimento degli attuali standard di vita.

Il presente lavoro di tesi affronterà i vari aspetti del ciclo del carbonio, da quelli legali a quelli tecnici ed economici, al fine di evidenziare le concrete possibilità rappresentate dallo stoccaggio geologico della CO₂ per la salvaguardia dell'ambiente e la sostenibilità dell'attuale livello di sviluppo.

Elemento di novità rispetto ai precedenti lavori svolti sul tema del "carbon sequestration" è rappresentato dalla Direttiva 2009/31/CE, che costituisce il primo quadro normativo al mondo sulla regolamentazione e l'incentivazione del sequestro geologico dell'anidride carbonica.

1 Il contesto di riferimento

1.1 *Inquadramento storico*

Lo sviluppo dell'umanità, fondato sul reperimento di materiali ed energie, ha sempre dovuto confrontarsi nel corso della storia con lo smaltimento dei rifiuti ad esso connessi. I Romani costruirono uno dei primi esempi di discarica specializzata a noi pervenuta: il Monte Testaccio, realizzato con i cocci delle anfore rotte o in disuso. Il deposito era tutt'altro che casuale, anzi venne costruito ordinatamente e periodicamente irrorato di calce per sanificare la decomposizione dei resti organici di cibo, olio e vino rimasti sui cocci. Anche presso i Greci pare fosse d'uso realizzare discariche per materiali inerti e ceramici.

L'esigua quantità di beni prodotti fino all'avvento della Rivoluzione Industriale, unita alla scarsa popolazione mondiale, che ha superato i due miliardi solo nel 1925, ha tuttavia reso il problema dei rifiuti generalmente poco rilevante.

In tempi più recenti, lo sviluppo del mondo moderno ha posto nuovi quesiti circa il corretto smaltimento dei rifiuti liquidi e solidi prodotti dall'inurbamento crescente, dalla produzione su scala industriale e dall'incremento dei beni consumati.

Da semplici scarti di cui disfarsi in maniera rapida e possibilmente sicura, i rifiuti hanno iniziato ad assumere un volto nuovo, quello di materiali destinati ad una seconda vita. Da costi, sono diventati possibili fonti di guadagno.

Stessa sorte non è toccata alle emissioni gassose di origine antropica. Legate intimamente alla Rivoluzione Industriale, esse hanno rappresentato e rappresentano l'inquinamento per antonomasia nell'immaginario collettivo.



Figura 1.a e 1.b: L'inquinamento atmosferico nelle rappresentazioni dell'Ottocento e del Duemila.

La dispersione incontrollata in atmosfera è stata a lungo la sola soluzione immaginata per il loro “smaltimento”, e solo in tempi recentissimi, a partire dagli anni '70, la corretta gestione delle emissioni gassose ha iniziato ad interessare l'opinione pubblica. Questa mutata sensibilità ambientale deriva in larga misura dalla accresciuta prosperità economica raggiunta nel dopoguerra nei Paesi più industrializzati. Dopo essersi garantito ben più della mera sussistenza, l'uomo “occidentale” ha iniziato ad interrogarsi sugli effetti delle proprie scelte sull'ambiente, chiedendosi se non fosse possibile ridurre l'impatto, senza possibilmente dover incidere sulle proprie abitudini quotidiane.

In realtà gli effetti inquinanti dei principali gas antropogenici, in particolare dei gas ad effetto serra, erano noti da oltre un secolo. Sul finire dell'Ottocento lo svedese Svante Arrhenius già descriveva l'effetto serra nella sua teoria delle glaciazioni, sostenendo che queste ultime fossero dipese da una diminuzione del quantitativo di gas serra, ed in particolare dell'anidride carbonica, nell'atmosfera.

Nel 1906 Arrhenius osservava inoltre che l'emissione di CO₂ generata dall'uomo contemporaneo sarebbe stata sufficiente per prevenire future glaciazioni, ed anzi che l'incremento di temperatura conseguente avrebbe consentito di migliorare le condizioni di vita dell'uomo e la produttività delle colture.

Benché lontana dai reali effetti osservabili oggi, fu questo il primo chiaro tentativo di esposizione di una teoria che legava il riscaldamento globale alle emissioni di anidride carbonica derivanti dalla combustione di fonti fossili.

Bisognerà aspettare però gli anni '70 perché vengano adottate delle politiche per la riduzione degli agenti inquinanti, clima-alteranti e di numerose altre sostanze

particolari presenti nell'aria. Effetto serra, buco nell'ozono e piogge acide iniziano a diventare termini d'uso quotidiano e la mutata sensibilità dell'opinione pubblica spinge i primi interventi politici.

Negli anni '90 assistiamo al primo tentativo di sostituire il farraginoso sistema “*command and control*” per la regolamentazione delle emissioni di CO₂ con un sistema di mercato “*cap and trading*”: viene fissato un target a livello regionale e lasciata libertà al mercato sulle modalità per raggiungerlo, ottimizzando l'allocazione dei diritti ad emettere. E' il Protocollo di Kyoto.

Oggi assistiamo probabilmente ad una nuova fase di questo percorso anzitutto psicologico: trasformare le emissioni di CO₂ da rifiuto a commodity¹, da mero costo a possibile fonte di guadagno.

Ci concentreremo ora più specificamente sul problema dell'effetto serra e sul suo attore principale: il biossido di carbonio o anidride carbonica.

1.2 Contributo della CO₂ all'effetto serra

La sensitività del clima rappresenta un punto critico delicato e controverso. Contrariamente a quanto si crede non è possibile affermare, con rigore scientifico, che il cambiamento climatico sia indotto dalle emissioni di gas ad effetto serra (greenhouses gases, GHGs) di origine antropica. Se da un lato è ormai indubbio l'aumento delle concentrazioni di anidride carbonica e GHGs, le variabili in gioco, i fattori di indeterminazione (aerosol, uso del territorio, alterazione chimica dell'atmosfera, vulcani, variabilità delle radiazioni solari, circolazione atmosferica e

¹ Indica materie prime o altri beni assolutamente standardizzati, tali da potere essere prodotti ovunque con standard qualitativi equivalenti e commercializzati senza che sia necessario l'apporto di ulteriore valore aggiunto. Una commodity deve essere facilmente stoccabile e conservabile nel tempo, cioè non perdere le caratteristiche originarie.

L'elevata standardizzazione che caratterizza una commodity ne consente l'agevole negoziazione sui mercati internazionali.

oceanica, variabilità naturale caotica...) sono tali da non permettere delle nette correlazioni tra questo incremento e i cambiamenti climatici percepiti.

Negli ultimi tempi sono stati resi pubblici numerosi rapporti dedicati ai cambiamenti climatici. Per citarne solo alcuni: “The living planet report 2006” del WWF e lo “Stern Review on the Economics of Climate Change” presentato dall’economista Nicholas Stern al Primo Ministro e al Cancelliere dello Scacchiere del Regno Unito. L’Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha pubblicato il nuovo rapporto sui cambiamenti climatici “Climate Change 2007” e sono stati presentati anche i tre documenti relativi ai rispettivi gruppi di lavoro, di cui quello relativo al gruppo di lavoro “The Physical Science Basis” valuta il ruolo dei fattori umani e naturali nel determinare i cambiamenti climatici. Secondo questo rapporto, le determinanti umane, valutate con un livello di confidenza molto alto, sarebbero responsabili del 90% delle emissioni di gas-serra in atmosfera: un valore significativamente più elevato di quanto stimato nel precedente rapporto IPCC del 2001 (66%).

Nonostante i modelli utilizzati per le previsioni climatiche per lunghi periodi (decine di anni ÷ secolo) abbiano raggiunto un notevole grado di complessità e precisione, essi necessitano ancora di parametrizzazioni assai soggettive per quei processi fisici che avvengono su piccola scala, inferiore a quella delle griglie minime di calcolo (~150 ÷ 200 km in orizzontale), quali ad esempio i sistemi nuvolosi, uno dei problemi più difficili da trattare.

In assenza di certezze circa la reale alterazione del clima a causa dell’uomo², sembra tuttavia opportuno rimarcare che l’incremento delle emissioni gassose in atmosfera è opera dell’uomo e che i gas ad effetto serra sono teoricamente in grado di produrre alterazioni non necessariamente benefiche per il mondo in cui viviamo.

Se è pur vero che il principale gas serra non è la CO₂, bensì il vapor d’acqua, che contribuisce per il 95% all’effetto serra naturale, è altrettanto vero che nel sistema atmosferico complessivo i cicli del vapore acqueo e dell’anidride carbonica

² <http://www.zenit.org/article-19481?l=english> Tra gli scettici del cambiamento climatico, il prof. Zichichi sostiene che i modelli utilizzati dall’IPCC siano incoerenti ed errati da un punto di vista scientifico.

interagiscono tra loro combinando effetti diversi: allorché la concentrazione di un gas serra, in particolare la CO₂, aumenta, il sia pur limitato aumento di temperatura che ne consegue determina l'immediato aumento di vapor d'acqueo, di gran lunga il più potente assorbitore delle radiazioni infrarosse, e, nella misura in cui la concentrazione di questo aumenta, le influenze climatiche iniziali risultano subito amplificate. In maniera simile si comportano gli altri gas serra, interagendo con il ciclo del vapor d'acqua e determinando un assorbimento di energia al suolo, quindi un incremento di temperatura, superiore a quello effettivamente calcolabile per effetto del solo gas.

Oltre allo sviluppo dei modelli, negli ultimi 20-30 anni sono stati messi a disposizione anche numerosi e sofisticati strumenti per accurate misurazioni climatiche (temperatura e contenuto di vapore, CO₂ e altri gas serra, aerosol, fuliggine ecc) e, sfruttando i palloni sonda quotidianamente lanciati dai laboratori di meteorologia in varie zone geografiche del globo, a differenti altezze, dalla troposfera alla stratosfera, e le misure sistematiche dai satelliti meteorologici è stato possibile costituire una vastissima banca dati, seppur riferita a questi ultimi anni. Ciò ha permesso di conoscere in particolare il contenuto di umidità alle diverse quote, latitudini e stagioni arrivando anche a stabilire, che il migliore accordo tra queste misure e i calcoli specifici si ottiene solo in presenza di netta contro-reazione positiva del vapor d'acqua³. Secondo i moderni codici il valore quantitativo della contro-reazione del vapor d'acqua, può arrivare ad aumentare di un fattore 2 la sensitività della temperatura terrestre per un raddoppio della CO₂, se considerata isolata da altre contro-reazioni, ma anche di un fattore 3 o più, se si considerano le interazioni con gli altri gas serra (CH₄, NO₂, CFCs ...). Tale fenomeno vale qualunque sia la sorgente perturbante, sia di origine antropica, sia di origine naturale interna, sia esterna come la radiazione solare o quella cosmica.

Ogni gas serra ha un diverso Global Warming Potential (GWP), che esprime la misura del *radiative forcing*, ovvero quella quantità di calore/energia addizionale che è trattenuta nell'ecosistema terrestre a causa del rilascio in atmosfera di 1 kg del gas stesso, rispetto a quello risultante da 1 kg di CO₂ in atmosfera. Il GWP è una funzione

³ Un'ottima sintesi di questa attività scientifica è riportata in Isaac M. Held and Brian J. Soden "Water Vapor Feedback And Global Warming", Annual Review of Energy Environment, n° 25-2000, pp.441-475, <http://arjournals.annualreviews.org>

di due fattori: la capacità del gas di assorbire calore e il tempo di permanenza nell'atmosfera del gas emesso. Ad esempio il CH₄ è oltre 100 volte più potente, come trappola di calore, della CO₂, ma la vita media nell'atmosfera è di soli 12 anni, mentre quella della CO₂ varia dai 5 ai 200 anni. Il valore di GWP per secolo è così 21 per il CH₄, mentre per definizione è pari a 1 per la CO₂. Lo standard universale di misura attraverso il quale può essere valutato l'impatto del rilascio in atmosfera di differenti gas ad effetto serra è il "CO_{2eq}", unità di misura universale usata per indicare il GWP⁴.

Anche l'evoluzione della concentrazione del metano in atmosfera è il risultato di numerosi processi, tra i quali, in primis quelli antropici: le perdite legate alle operazioni dell'industria del petrolio e del gas, l'emissione da parte di organismi anaerobici, legata all'estensione delle zone umide, l'allevamento del bestiame, il trattamento dei rifiuti (il cosiddetto biogas), la coltivazione del riso, gli incendi. Ogni anno vengono emesse in atmosfera nel mondo circa 82 miliardi di metri cubi di metano⁵ a partire dalle operazioni di produzione (tra cui gas venting), processo, trasporto e distribuzione di idrocarburi. Tali emissioni hanno un effetto comparabile annualmente alle emissioni di 200 milioni di veicoli sulle strade.

In questo quadro, riteniamo sia possibile inquadrare correttamente il problema della sensitività del clima attribuendo all'anidride carbonica il ruolo effettivo quale forzante atmosferico, prendendo le distanze da facili correlazioni tra andamento del contenuto di CO₂ in atmosfera e andamento della temperatura. La scelta di formulare degli obiettivi in termini di forza radiativa, che è equivalente alla concentrazione dei differenti gas ponderata con il loro potere radiativo, appare, dunque, più sensata che non l'assunzione di target di temperatura.

A tal proposito ricordiamo che la disputa circa la ricostruzione della storia delle temperature è ancora aperta; poiché il grafico che mostrerebbe un innalzamento delle temperature a partire dalla Rivoluzione Industriale (da cui il legame con l'incremento

⁴ Glossario dell'industria petrolifera, ENI 2002

⁵ Gills B. et al; "Technology driver methane emissions down, profits up". Oil & Gas Journal 13 agosto 2007

dei gas serra) ricorda una mazza da hockey, questa disputa è nota come “Hockey stick controversy”⁶. Lasciamo al lettore facoltà di approfondirla.

A fronte delle numerose incertezze relative all’interpretazione del cambiamento climatico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica di natura antropica si impone, ed è legittimata, sulla base del *principio di precauzione*: ove si prefigurino un ragionevole rischio di danni all’ecosistema, è doveroso agire (o interrompere l’azione), più che rimandare gli interventi ad un futuro in cui vi sarà un maggior grado di certezza scientifica.

Vanno in questa direzione le politiche che derivano dal Protocollo di Kyoto e che esamineremo nel prosieguo.

1.3 Andamento globale delle emissioni

La concentrazione atmosferica di CO₂ è il risultato di complessi scambi tra l’atmosfera, la biosfera e le masse oceaniche, entrando a far parte del complesso ciclo del carbonio. Circa il 40% del quantitativo di CO₂ emesso dalle attività umane ogni anno viene assorbito da vegetazione e oceani, mentre il restante 60% rimane in atmosfera⁷.

A livello globale misure sistematiche di CO₂, unitamente ad altri gas ad effetto serra, vengono effettuate periodicamente presso diverse stazioni inserite nell’organizzazione meteorologica mondiale (*Global Atmosphere Watch*). Si stima che attualmente vi siano in atmosfera 387 ppmv di CO₂, pari a circa 7 Gt di Carbonio.

⁶ http://en.wikipedia.org/wiki/Hockey_stick_controversy

⁷ Dossier “ENEA per lo studio dei cambiamenti climatici e dei loro effetti. Marzo 2007

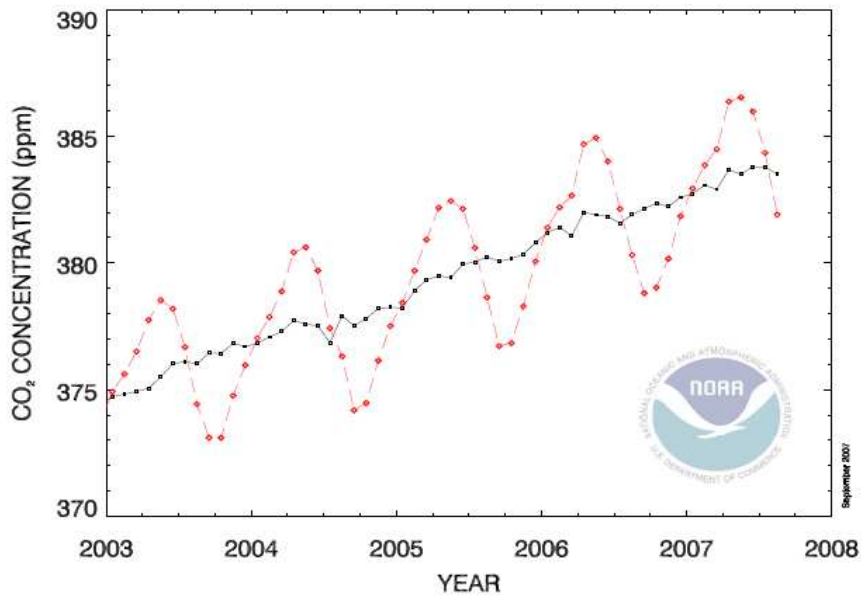


Figura 2: Concentrazioni medie mensili di CO₂ rilevate presso il Mauna Loa Observatory, Hawaii. NOAA (National Oceanic & Atmospheric Administration)

La stima di crescita fornita dall'osservatorio delle Hawaii è vicina, ma non identica, ai tassi di crescita su scala mondiale. In Italia esistono tre stazioni (Plateau Rosa, Monte Cimone, Lampedusa) che costituiscono la rete nazionale per la misura dei gas ad effetto serra (Green-net) e che, come mostrato in figura 1.2 confermano l'evoluzione negli ultimi anni del contenuto atmosferico di CO₂ rilevato presso l'osservatorio del Mauna Loa.

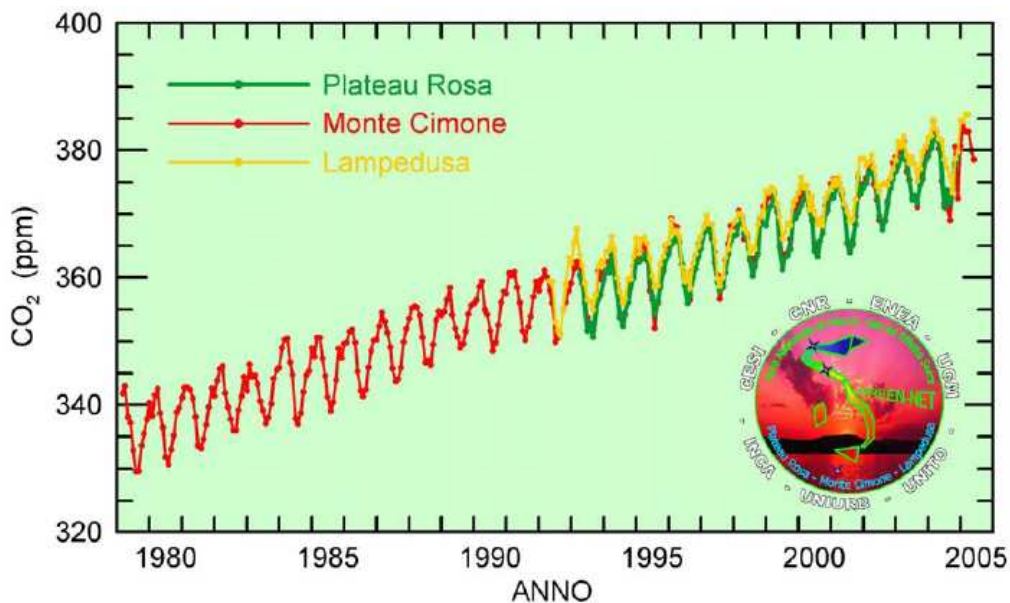


Figura 3: Evoluzione del contenuto atmosferico di CO₂ misurato presso le stazioni italiane di Lampedusa (35.5°N, 12.6°E), Plateau Rosa (45.9°N, 7.7°E) e Monte Cimone (44.2°N, 10.7°E)

Le attività che causano l'immissione di anidride carbonica in atmosfera sono legate all'impiego di combustibili fossili per la produzione di energia elettrica (circa il 30%) e per il settore dei trasporti (19%), alla produzione industriale e al ciclo dei combustibili fossili (coltivazione, raffinazione e distribuzione).

Molto significativo è, a tal proposito, il seguente grafico, ottenuto dalle stime del "Emission Database for Global Atmospheric Research"⁸.

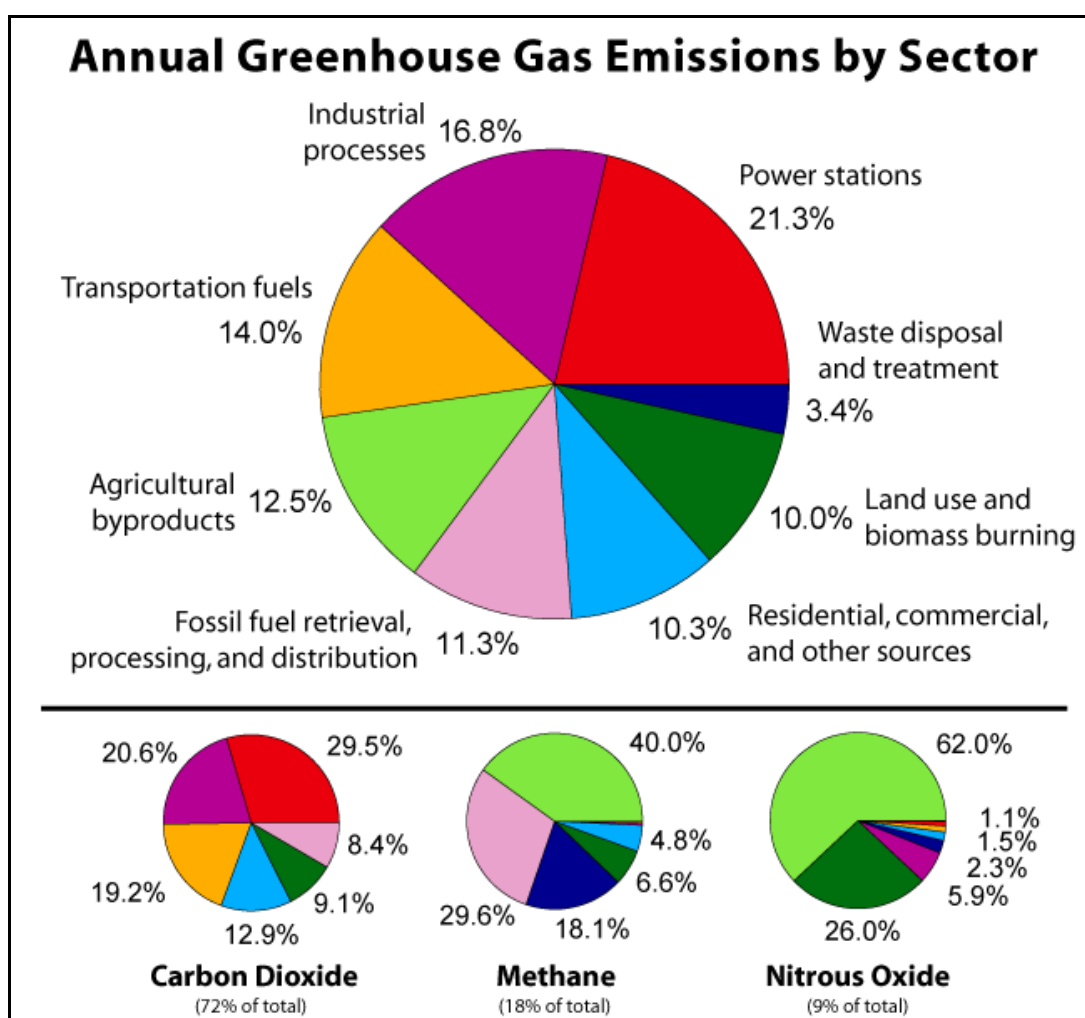


Figura 4: Grafico a torta delle principali fonti di emissione di gas serra di origine antropica. Di questi gas serra, il biossido di carbonio rappresenta una frazione, pesata dal GWP, pari al 72%.

Considerando i dati storici⁹, le emissioni di CO₂ dovute ai combustibili fossili hanno subito dal 1990 al 2002, globalmente, un incremento da 20,7 miliardi di tonnellate\anno a 24,1Gt\anno (+ 16,4%).

⁸ http://en.wikipedia.org/wiki/Greenhouse_gas

⁹ IEA – CO₂ Emissions from fuel combustion: 1971-2002 – IEA statistics, 2004

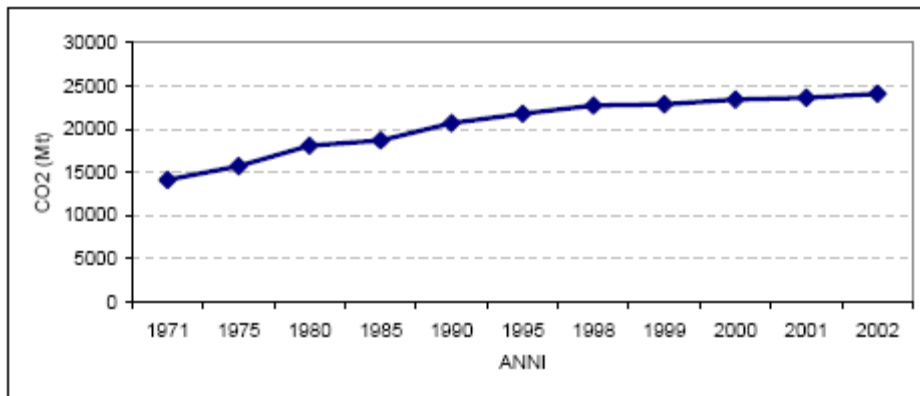


Figura 5: Le emissioni mondiali di CO2 dovute a combustibili fossili.

Anche l'edizione 2006 del “Piccolo Libro verde dell'ambiente” della Banca Mondiale conferma tali dati: le emissioni di anidride carbonica nel mondo sono aumentate, tra il 1992 e il 2002, del 15%, raggiungendo nel 2002 i 24 miliardi di tonnellate (Gt). I paesi della zona euro contribuiscono per il 10 % del totale, gli Stati Uniti, per il 24%, Cina e India hanno registrato i più alti tassi di incremento delle emissioni nel periodo considerato, 33% e 57% rispettivamente¹⁰. Questa tendenza dovrebbe continuare di pari passo con la crescita economica e demografica.

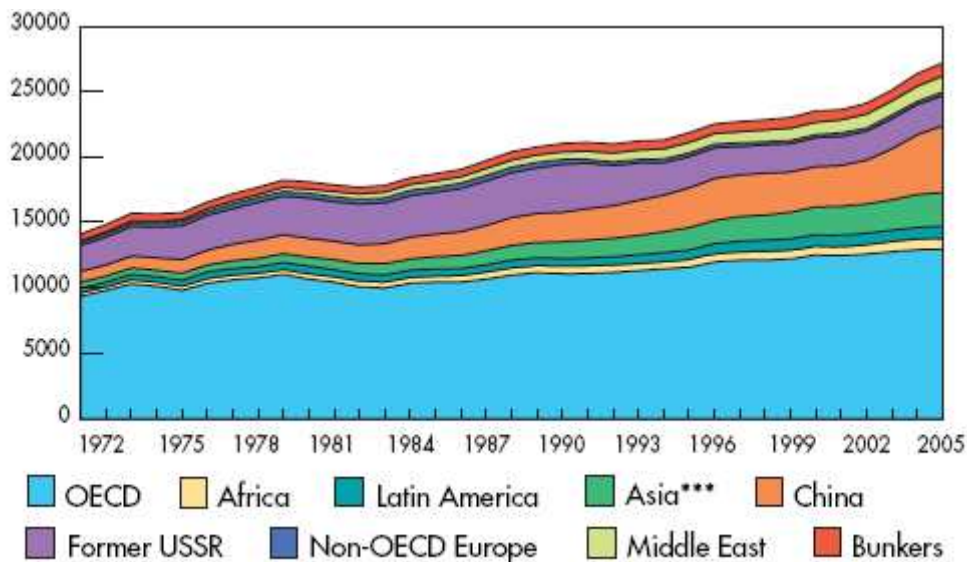


Figura 6: Andamento delle emissioni (Mt) di CO2. *Key World Energy Statistics 2007, IEA*

¹⁰ Si noti che nessuno di questi tre stati aderisce agli accordi internazionali di Kyoto.

Nell'autunno del 2006, l'Agenzia Internazionale dell'Energia ha pubblicato il World Energy Outlook 2006 contenente gli scenari al 2030 della domanda di energia e delle emissioni. La pubblicazione presenta i possibili percorsi di evoluzione del quadro energetico internazionale sinteticamente descritti dallo Scenario di Riferimento (a legislazione vigente) e dallo Scenario Alternativo (che contempla un insieme definito di politiche e misure in campo energetico e ambientale). Nello scenario tendenziale la domanda di energia primaria raggiunge 17.095 Mtep nel 2030, con un aumento del 53% rispetto al 2004, pari ad un tasso medio annuo di crescita dell'1,6%. Più del 70% dell'aumento della domanda durante l'arco di tempo considerato nelle proiezioni proviene dai paesi emergenti, con la sola Cina che conta per il 30%. Le fonti fossili continuano a ricoprire un ruolo chiave mantenendo una quota di circa l'80% dell'offerta di energia primaria e contribuendo per circa l'83% all'incremento complessivo dei consumi primari di energia.

Non si può ignorare come sia stretta la relazione tra sviluppo economico, crescita della domanda di energia ed emissioni di CO₂.

Tra il 1990 e il 2005¹¹ i consumi di energia primaria dei 27 paesi dell'Unione Europea (incluso anche i consumi di Romania e Bulgaria, paesi entrati nell'Unione all'inizio del 2007) sono cresciuti di circa 270 Mtep, superando i 1800 Mtep nel 2005. Nel 2004 le emissioni di CO₂ ammontavano a quasi 4 miliardi di tonnellate, pari al 15% circa delle emissioni per usi energetici su scala globale e al 28% delle emissioni dei paesi OCSE.

Per quanto riguarda le emissioni nazionali di CO₂, tra il 1990 e il 2004 si è osservato in Italia un aumento di circa il 13%, arrivando a circa 480 Mt nel 2004.

¹¹ "Rapporto Energia e Ambiente 2006". ENEA

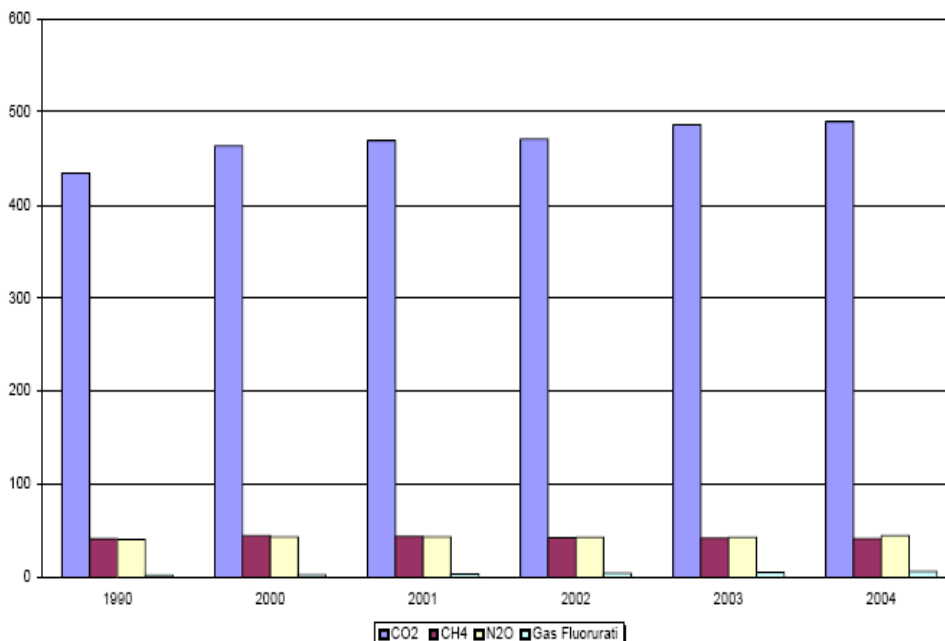


Figura 7: Emissioni in Mt CO₂eq dei principali gas serra in Italia tra il 1990 e il 2004.

1.4 La politica del carbonio

Nei primi anni '70 l'ambiente assume una dimensione politica. Il primo atto fu la costituzione del *Green political parties*, tre anni prima della crisi del petrolio del 1973. Nel 1979 si è tenuta la prima conferenza mondiale specificatamente sul clima. Durante gli anni '80 i temi ambientali animano i dibattiti dell'universo occidentale e numerose sono le azioni intraprese dalle Nazioni Unite.

Nel 1988 l'Assemblea Generale delle Nazioni Unite adotta la risoluzione 43/50 per la "Protezione del clima globale per le generazioni presenti e future". Nello stesso anno è stato costituito il Gruppo Intergovernativo sul Cambiamento del Clima (*Intergovernmental Panel for Climate Change, IPCC*) - nuova struttura dell'Organizzazione Mondiale della Meteorologia e del Programma ONU sull'Ambiente - il cui scopo è di valutare l'informazione scientifica, tecnica e socio-economica rilevante al fine di comprendere la base scientifica del rischio di cambiamento climatico indotto dall'uomo, i suoi potenziali effetti e le opzioni per mitigarli e adattarli.

Nel 1992 è la volta del Summit mondiale di Rio, ove viene adottata la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (*United Nations Framework Convention on Climate Change*, UNFCCC). Essa ha iniziato le proprie attività nel 1994 e, da allora, le parti si sono incontrate annualmente in occasione della Conferenza delle Parti (COP).

L'obiettivo primario dell'UNFCCC è quello promuovere iniziative al fine di <<stabilizzare le concentrazioni di GHGs (*Greenhouse Gases*) nell'atmosfera ad un livello in grado di prevenire una pericolosa interferenza antropogenica sul sistema del clima>>. Gli intenti sono nobili, ma nessun accordo viene raggiunto circa il livello quantitativo al quale effettuare la "stabilizzazione", né sui tempi entro i quali raggiungere questo obiettivo.

Finalmente, nel dicembre del 1997 a Kyoto, in occasione della COP3, viene approvata l'adozione dell'omonimo Protocollo (Decisione 1/CP.3), sulla base del secondo rapporto dell'IPPC pubblicato nel 1995. Il Protocollo impegna i Paesi industrializzati e con economie in transizione (Allegato I della UNFCCC) a ridurre, globalmente, le emissioni di GHGs tra il 2008 e il 2012 del 5% rispetto ai livelli del 1990. L'Unione Europea assume globalmente un obiettivo di riduzione dell'8%.

Il Protocollo entra in vigore nel febbraio 2005 con la ratifica di oltre 150 paesi che rappresentano circa il 62% delle emissioni mondiali di gas a effetto serra.

Il Protocollo stabilisce la possibilità di ricorrere a diversi strumenti per la riduzione delle emissioni (noti come meccanismi flessibili), che saranno analizzati più dettagliatamente nei prossimi capitoli:

- Joint Implementation (JI)
- Clean Development Mechanism (CDM)
- Emission Trading (ET)

I meccanismi di JI e CDM affidano i progetti di risanamento e protezione ambientale alle tecnologie e alla loro spinta propulsiva, mentre l'ET costituisce uno schema di mercato in cui è possibile commercializzare le quote di emissione.

Nell'ambito delle politiche internazionali per la riduzione dei gas serra, si è tenuta, a Montreal, nel novembre/dicembre 2005 l'undicesima Conferenza delle Parti (COP 11), in concomitanza con il primo Incontro delle Parti (MOP/1). In tale occasione, i paesi - oltre 150 nazioni - che hanno ratificato Kyoto hanno accettato di proseguire nel percorso finalizzato a fissare impegni di riduzione anche dopo il 2012, avviando dei negoziati formali sull'obbligo all'ulteriore riduzione post-2012 delle emissioni dei gas serra.

Nel giugno del 2007 i leader del G8 si sono incontrati a Heiligendamm (Germania) assieme ai leader delle 5 economie emergenti, Cina India Brasile Messico e Sud Africa, per discutere di clima ed economia globale. Il dibattito sulle misure da intraprendere per ridurre le emissioni di GHGs (gas serra) ha preso in considerazione le proposte dell'Europa, abbattimento al 2050 del 50% delle emissioni riferite ai valori del 1990, e quella Giapponese, riduzione delle emissioni entro il 2050 pari al 50% dei livelli attuali¹².

A seguito delle profonde divergenze sui quantitativi di riduzione, il documento finale sul clima si è limitato a convenire che la nuova cornice per la lotta al cambiamento climatico, il dopo Protocollo di Kyoto, sarebbe dovuta essere definita entro il 2009 e assunta sotto la supervisione Onu. Nel documento finale sul clima, gli Otto si rivolgono anche ai paesi emergenti affinché si associno al processo di riduzione sostanziale delle emissioni di CO₂, ma, di fatto, non introduce alcun obiettivo o impegno specifico riguardo tempi e modi per ridurre le emissioni di gas serra.

¹² http://m-yamaguchi.jp/english_page/Ultimate_object.pdf Secondo il prof. Yamaguchi, le concentrazioni di CO₂ da raggiungere nel 2050 sarebbero di circa 400 ppm secondo l'Europa e di circa 550 ppm secondo il Giappone.

2 Il protocollo di Kyoto, la normativa nazionale ed europea

2.1 Introduzione

Il Protocollo di Kyoto è il principale trattato internazionale in materia ambientale riguardante il riscaldamento globale, sottoscritto nella città giapponese di Kyōto l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi. Sottoscrivendolo, i paesi “sviluppati” e le “economie in transizione” si impegnano a ridurre le emissioni annue di gas serra (GHG) del 5% in media rispetto ai valori del 1990, nel periodo 2008-2012. I Paesi che si sono liberamente impegnati a contenere le proprie emissioni sono contenuti nell'**Annexo I** del Protocollo, mentre per i Paesi in via di sviluppo (POV) non sono fatti obblighi di sorta.

Dei Paesi contenuti nell'**Annexo I**, inoltre, solo i Paesi sviluppati (contenuti nell'**Annexo II**) hanno ricevuto l'obbligo di una riduzione delle proprie emissioni di gas serra, calibrata a seconda delle proprie possibilità.

Gli impegni di riduzione o contenimento delle emissioni di CO₂ sono riassunti nell'Allegato B del Protocollo di Kyoto (vedere Tabella 12).

Quello che potrebbe sembrare un timido tentativo per quanto riguarda gli obiettivi, in realtà costituisce un importante traguardo sotto il profilo dell'accordo raggiunto: la quasi totalità degli Stati ha firmato il protocollo, riconoscendo de facto l'esistenza del problema dell'incremento dei gas serra ed impegnandosi a portare a termine una reale riduzione delle emissioni.

Il passo successivo, ovverosia l'applicazione degli impegni assunti in quella sede, ha richiesto alcuni anni e si è concluso positivamente solo nel 2004 con la ratifica del Protocollo da parte della Russia. Ricordiamo che, affinché il trattato potesse entrare in vigore, si richiedeva che fosse ratificato da non meno di 55 nazioni firmatarie e che le nazioni che lo avessero ratificato producessero almeno il 55% delle emissioni inquinanti globali¹³.

L'accordo riguarda 6 dei principali gas serra:

- biossido di carbonio

¹³ Nel Dicembre 2007, anche l'Australia (che aveva firmato il protocollo) ne ha deciso la ratifica, lasciando gli Stati Uniti soli tra i grandi paesi non aderenti.

- metano
- protossido di azoto
- perfluorocarburi
- idrofluorocarburi
- esafluoruro di zolfo

E' escluso il vapor d'acqua per ovvie ragioni, mentre non vengono presi in considerazione i "clorofluorocarburi", responsabili non solo dell'effetto serra ma anche del cosiddetto "buco nell'ozono" e pertanto già oggetto di severe restrizioni in base all'accordo di Montreal (1987).

Quantificazione degli impegni di limitazione o di riduzione delle emissioni	
(percentuale delle emissioni dell'anno di riferimento)	
Australia	108
Austria	92
Belgio	92
Bulgaria*	92
Canada	94
Comunità Europea	92
Croazia*	95
Danimarca	92
Estonia*	92
Federazione Russa*	100
Finlandia	92
Francia	92
Germania	92
Giappone	94
Grecia	92
Irlanda	92
Islanda	110
Italia	92
Lettonia*	92
Liechtenstein	92
Lituania*	92
Lussemburgo	92
Monaco	92
Norvegia	101
Nuova Zelanda	100
Olanda	92
Polonia*	94
Portogallo	92
Regno Unito	92
Repubblica Ceca*	92
Romania*	92
Slovacchia*	92
Slovenia*	92

Spagna	92
Stati Uniti d'America	93
Svezia	92
Svizzera	92
Ucraina*	100
Ungheria*	94

Tabella 1: Allegato B, Protocollo di Kyoto. Obiettivo di riduzione delle emissioni al 2012, fatto 100 il quantitativo del 1990 (fonte www.minambiente.it)

* Paesi che stanno intraprendendo il processo di transizione verso un'economia di mercato.

Si osservi che i paesi in via di sviluppo, al fine di non ostacolare la loro crescita economica frapponendovi oneri particolarmente gravosi, non sono stati invitati a ridurre le loro emissioni in occasione della stesura del Protocollo. La ratio di questa scelta è legata al principio “polluter pays”: la storia delle emissioni è frutto dell’industrializzazione dell’Occidente, che deve farsi carico anche dei costi annessi.

Non va dimenticato però che i paesi in via di sviluppo, pur non contribuendo agli obiettivi del trattato che hanno ratificato, rappresentavano ben oltre il 40% delle emissioni annue di CO₂, quantitativo destinato a crescere per la presenza di grandi potenze energivore come India e Cina.

2.2 Gli strumenti attuativi del Protocollo

Il Protocollo di Kyoto prevede due tipi di strumenti per conseguire le riduzioni proposte:

- politiche e misure nazionali - Le politiche e misure sono quegli interventi previsti dallo Stato attraverso programmi attuativi specifici realizzati all'interno del territorio nazionale.
- meccanismi flessibili - I meccanismi flessibili, invece, danno la possibilità di utilizzare a proprio credito attività di riduzione delle emissioni effettuate al di fuori del territorio nazionale. Questo è permesso considerando il fatto che i cambiamenti climatici sono un fenomeno globale ed ogni riduzione delle emissioni di gas serra è efficace indipendentemente dal luogo del pianeta nel quale viene realizzata. Si distinguono tre tipi di meccanismi flessibili: International Emissions Trading (IET), Clean Development Mechanism (CDM) e Joint Implementation (JI).

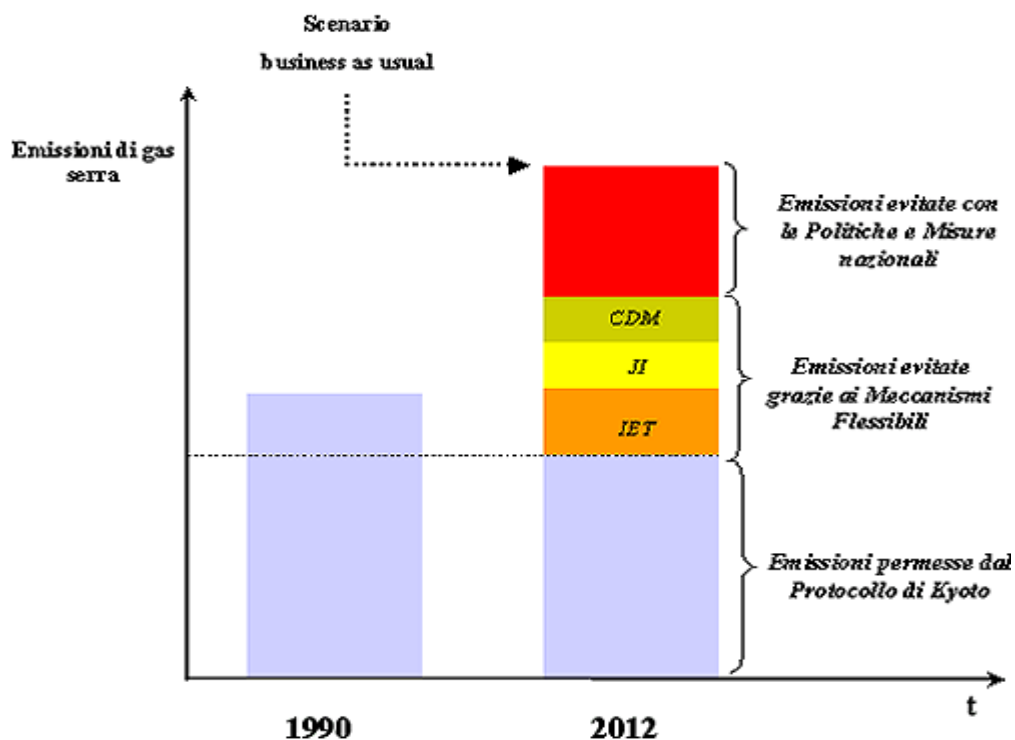


Figura 8: Strumenti per il raggiungimento degli obiettivi del protocollo di Kyoto (grafico fuori scala, puramente qualitativo).

In particolare:

- Emission Trading (commercio delle emissioni): rappresenta un sistema di trasferimento o di acquisto di titoli di emissione ammesso per i paesi dell'Allegato I. Se un paese ha conseguito una riduzione delle emissioni maggiore della propria quota, può vendere l'eccedenza, o unità di tale quantità, a un altro paese che ne reputi conveniente l'acquisto per il rispetto dei propri obblighi. Questo perché per ogni paese è fissato un limite tramite l'allocazione di un determinato numero di quote di emissioni.
- Joint Implementation (Implementazione Congiunta) consente ai paesi industrializzati e a quelli caratterizzati da un'economia in transizione, elencati nell'Allegato I della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite, di attuare congiuntamente progetti volti alla riduzione delle emissioni. Più precisamente, la JI consente ad una parte contraente inclusa nell'Allegato I della Convenzione di finanziare un progetto finalizzato a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra realizzato in un'altra parte contraente inclusa nell'Allegato ottenendo dei "crediti di emissione".

- Clean Development (Sviluppo Pulito) consente ai paesi inclusi nell'Allegato I della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite, soggetti alle limitazioni delle emissioni di gas serra, di svolgere progetti finalizzati alle riduzioni certificate di emissioni in Paesi in via di sviluppo non inclusi nell'Allegato I che hanno ratificato il Protocollo, così da consentire la promozione in questi stessi paesi di uno sviluppo sostenibile. I paesi attuatori dei progetti ottengono il rilascio di crediti di emissioni (Certified Emission Reduction o CER) che potranno essere utilizzati per il raggiungimento degli obblighi di riduzione o potranno essere venduti sul mercato europeo delle emissioni.

E' da osservare che le misure di flessibilità vengono considerate "supplementari" rispetto alle azioni domestiche.

2.3 Critiche al Protocollo di Kyoto

Dopo aver accennato ad alcune delle difficoltà che si sono opposte alla piena realizzazione dell'accordo giapponese, è interessante vedere quale sarebbe il risultato se il documento venisse applicato con successo da tutti i Paesi firmatari.

Facciamo riferimento ai dati riportati nella seguente tabella, contenenti le previsioni per il 2010 e il 2020 realizzate dal Ministero dell'Ambiente nel 2003. Le previsioni suppongono che si mantenga costante il rapporto tra i quantitativi emessi dai Paesi industrializzati (57%) e quelli in via di sviluppo (43%).

Anno	1990	2010	2020
Paesi industrializzati	12.710 (57%)	15.560	16.646
Altri paesi	9.590 (43%)	11.740	12.558
Totale	22.300	27.300	29.205

Tabella 2: Previsioni di emissioni di CO2 in milioni di tonnellate\anno (fonte: Ministero per l'Ambiente)

Se non si assume nessun provvedimento, le emissioni di anidride carbonica nell'anno 2010 sarebbero presumibilmente pari a 27.300 milioni di tonnellate. Nella piena osservanza del Protocollo, invece, le emissioni dei paesi firmatari dovrebbero essere inferiori del 5,2% a quelle del 1990 e perciò pari a 12.698 milioni di tonnellate. Sommando a questa emissione quella dei paesi non firmatari (11.740 milioni) si ottiene una emissione totale di 24.438 milioni. In base a questi dati è abbastanza facile comprendere come l'adempimento o meno alle limitazioni previste dall'accordo abbia effetti relativamente piccoli: 3 miliardi di tonnellate di CO₂ in meno rispetto allo scenario "business as usual" riferito al 2010, con un incremento rispetto al 1990 del 4% circa.

Pur essendo molto dibattuta e per nulla definita la correlazione tra emissioni di gas serra ed incremento della temperatura, motivo per il quale questo lavoro ne tralascia la trattazione, riportiamo la seguente stima¹⁴ che molto ha influenzato l'opinione pubblica e politica americana:

- senza il Protocollo, nel 2010 l'aumento di temperatura dovrebbe essere pari a +0,7°C (rispetto al 1985);
- con il Protocollo lo stesso aumento sarebbe invece pari a 0,63°C.

Unitamente alla stima dei costi economici necessari per raggiungere l'obiettivo, queste valutazioni hanno spinto gli Stati Uniti a coniare per Kyoto il motto "all cost, no benefit". Anche nel caso di più drastiche riduzioni o di accordi che coinvolgessero i paesi attualmente non impegnati, gli aumenti di temperatura previsti dai più importanti centri di ricerca non sarebbero scongiurabili¹⁵. Ciò a causa dell'inerzia termica che fa sì che aumenti di temperatura e forzatura siano sfalsati, anche di decine di anni.

Una seconda critica viene sempre dagli USA, ed è relativa al fatto che praticamente nessun sacrificio viene richiesto ai paesi in via di sviluppo: questo in seguito all'accoglimento del cosiddetto Principio di Responsabilità, secondo cui i paesi che

¹⁴ Wigley, T.M.L. 1998. The Kyoto Protocol: CO₂, CH₄ and climate implications. *Geophysical Research Letters*, Vol. 25, No. 13: 2285-88.

¹⁵ <http://climateprogress.org/2008/12/21/hadley-study-warns-of-catastrophic-5%C2%B0c-warming-by-2100-on-current-emissions-path/>

hanno maggiormente contribuito ai livelli attuali di concentrazione dei gas devono essere i primi a sostenere i costi ed a ridurre le emissioni.

A supportare la critica degli USA vengono i dati sulle emissioni, che confermano un crescente peso delle emissioni da parte dei paesi in via di sviluppo, tali da annullare gli sforzi compiuti dai paesi dell'Annesso I di Kyoto.

	1990	1996	2002	2008
Paesi industrializzati	15,06	14,04	14,44	14,63
Resto del mondo	7,24	9,86	11,26	15,97
Total	22,3	23,9	25,7	30,6

Tabella 3: Emissioni di CO₂ per opera dei combustibili fossili in miliardi di tonnellate/anno. I dati storici sono estrapolati dal rapporto dell'Agenzia Olandese dell'Ambiente¹⁶.

Osserviamo anzitutto il ribaltamento delle proporzioni tra i quantitativi emessi. Il 2008 ha segnato il sorpasso delle emissioni di CO₂ da parte dei paesi in via di sviluppo su quelli "industrializzati", mentre già nel 2006 avevamo assistito all'atteso sorpasso da parte delle emissioni cinesi su quelle americane¹⁷.

Le emissioni globali sono così passate dai 16.3 miliardi di tonnellate\anno del 1970 ai 22,3 miliardi del 1990, ai 31,6 del 2008. Un incremento negli ultimi vent'anni pari al 41%, nonostante gli sforzi dei paesi firmatari del Protocollo. Questi ultimi hanno stabilizzato le loro emissioni, riuscendo talora a ridurle, ma hanno visto vanificati i loro sforzi dall'impennata delle emissioni nei paesi in via di sviluppo.

Dal canto loro, i paesi senza obbligo di riduzione, in primis la Cina, ricordano ai paesi industrializzati che le loro emissioni di CO₂ pro-capite sono decisamente lontane¹⁸ dagli standard occidentali: se il cittadino medio americano produce 19 tonnellate\anno di CO₂, il cinese supera di poco le 4.

Paese	Australia	USA	Cina	India
Emissioni pro-capite (t\anno)	20.58	19.78	4.5	1.16

¹⁶ <http://www.pbl.nl/en/publications/2009/Global-CO2-emissions-annual-increase-halves-in-2008.html>

¹⁷ http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_carbon_dioxide_emissions

¹⁸ http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_carbon_dioxide_emissions_per_capita

Tabella 4: Emissioni pro-capite di CO2 nei principali paesi firmatari degli impegni di Kyoto, dati del 2008 secondo l'agenzia inglese Maplecroft¹⁹

Altre critiche riguardano gli stessi meccanismi di flessibilità, che vengono visti con un certo sospetto. Per esempio, essi non considerano "debiti" di carbonio dovuti alla distruzione di foreste esistenti, ma solamente "crediti" per quelle piantate dopo il 1990. Recentemente si è tuttavia formato un mercato spontaneo per i permessi di emissione, soprattutto da parte di industrie Nordamericane.

2.4 Normativa nazionale e comunitaria

Il Protocollo di Kyoto è stato approvato dalla Comunità Europea con la Decisione 2002/358/CE del 25 aprile 2002 e ratificato dall'Italia con la Legge 120/2002 del 1 giugno 2002 e con la delibera CIPE n. 123 del 19 dicembre 2002, che ha predisposto il Piano Nazionale di Allocazione (PNA o NAP) per la riduzione delle emissioni di GHGs per il periodo 2003-2010.

L'entrata in vigore del Protocollo risale invece al 16 febbraio 2005, dopo la ratifica da parte della Russia (ottobre 2004). Da tale data in poi, gli impegni di riduzione assunti dai Paesi che lo hanno ratificato divengono legalmente vincolanti.

Il 13 ottobre 2003 il Consiglio e il Parlamento Europeo, anticipando la piena operatività del Protocollo, con la direttiva 2003/87/CE istituivano un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra all'interno dell'Unione Europea, al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo i criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica.

Dal punto di vista formale, la Direttiva 2003/87/CE - nota con il nome di ETS, *Emissions Trading Scheme* - e successive modifiche e integrazioni - Direttiva "Linking" 2004/101/CE - ha istituito un sistema comunitario di scambio di quote di emissioni di gas, denominato *Emission Trading System*, che consente di rispondere

¹⁹ http://www.maplecroft.com/news/australia_overtakes_usa_as_top_polluter_09.php

agli obblighi di riduzione (suddivisi in due periodi 2005-2007²⁰ e 2008-2012) attraverso l'acquisto dei diritti, o permessi, di emissione.

L'adozione del Decreto Legge n. 273 del 12 novembre 2004 ("Disposizioni urgenti per l'applicazione della Direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione di gas ad effetto serra nella Comunità Europea", convertito con la Legge n. 316/04) ha consentito l'applicazione della Direttiva ETS in Italia dal gennaio 2005. Il 13 aprile 2005 è stata approvata la Legge Comunitaria 2004 (DDL n. 2742-B) che ha recepito la Direttiva ETS delegando il Governo ad adottare, entro 18 mesi dalla data di entrata in vigore della legge, il decreto legislativo recante le norme occorrenti per dare attuazione alla Direttiva.

Il sistema di *Emission Trading* è del tipo *Cap and Trade*, prevedendo la fissazione di un limite massimo (*cap*) alle emissioni di ogni singolo impianto regolato dalla direttiva, al quale vengono allocate, dunque, un certo numero di quote, dette *EUA* (*European Unit Allowances*). Le *EUAs* attribuiscono il diritto ad immettere in atmosfera una tonnellata di CO_{2eq} nel corso dell'anno di riferimento; esse vengono assegnate attraverso lo strumento del PNA, elaborato dal Ministero dell'Ambiente di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico e soggetto all'approvazione da parte della Commissione Europea. Ogni anno i gestori degli impianti soggetti a regolazione sono tenuti a restituire un numero di quote corrispondenti alle emissioni prodotte. L'eventuale surplus di quote (differenza positiva tra le quote assegnate ad inizio anno e le tonnellate effettivamente emesse in atmosfera) potrà essere accantonato o venduto sul mercato, viceversa, il deficit potrà essere coperto dall'acquisto delle quote. La mancata restituzione delle quote è sanzionata, per il triennio 2005-2007, con un'ammenda pari a 40 €/tCO_{2eq}, che diviene pari a 100 €/tCO_{2eq} per il periodo successivo. Il pagamento della sanzione, peraltro, non esonera l'impianto dalla restituzione delle quote corrispondenti alle emissioni in eccesso.

²⁰ La Direttiva vincola al rispetto delle quote di emissione, per il periodo 2005-2007, circa 12.000 impianti - tra imprese energetiche, minerarie, metallurgiche e settore petrolio e gas - responsabili, nel complesso, del 40% delle emissioni Ue del 2005. Staffetta Quotidiana, 20 maggio 2006, pag. 10

2.4.1 Il Pacchetto europeo “clima-energia”

Nel Dicembre 2008, dopo undici mesi di intenso lavoro legislativo, il Parlamento Europeo ha approvato il nuovo “*pacchetto clima-energia*” (del quale riportiamo integralmente in Allegato 3 la sola Direttiva sullo stoccaggio geologico della CO₂), noto anche come “pacchetto 20-20-20”, al fine di conseguire entro il 2020 gli obiettivi definiti dal Consiglio dell’UE nel marzo del 2007:

- ridurre del 20% le emissioni di gas serra rispetto al 2005;
- portare al 20% la quota di energie rinnovabili sul consumo di energia;
- migliorare del 20% l'efficienza energetica.

Queste le premesse del Consiglio: *<<È ormai provato che un'eventuale inazione avrebbe conseguenze paralizzanti per l'economia mondiale; essa costerebbe, secondo la relazione Stern, dal 5 al 20% del PIL globale. Parallelamente, i prezzi raggiunti recentemente dal petrolio e dal gas hanno messo in chiaro che la competizione per le risorse energetiche diviene ogni anno più accanita, e che investire nell'efficienza energetica e nelle risorse rinnovabili può essere molto fruttuoso>>.*

Il pacchetto comprende provvedimenti sul sistema di scambio di quote di emissione e sui limiti alle emissioni delle automobili e consentirà all'Europa di presentarsi ai prossimi negoziati internazionali forte dei risultati raggiunti al proprio interno, anticipando le aspettative per il dopo-Kyoto. Nel 2009 è, infatti, previsto il nuovo summit sul clima che si terrà a Copenaghen.

Il nuovo pacchetto si compone di sei provvedimenti, tra Direttive, Decisioni e Regolamenti:

1. Direttiva 2009/29/CE: Nuovo sistema di scambio delle emissioni di gas a effetto serra. Il Parlamento ha adottato una direttiva volta a perfezionare ed estendere il sistema comunitario di scambio delle quote (ETS), prevedendo che dal 2013 queste vengano vendute con un sistema di aste e non più assegnate gratuitamente (fanno eccezione le industrie manifatturiere)
2. Decisione n. 406/2009/CE: Ripartizione degli sforzi per ridurre le emissioni. Il Parlamento ha adottato una decisione che mira a ridurre del 10% le emissioni

di gas serra prodotte in settori esclusi dal sistema di scambio di quote, come il trasporto stradale e marittimo o l'agricoltura.

3. Direttiva 2009/31/2009: Cattura e stoccaggio geologico del biossido di carbonio. Viene finalmente istituito un quadro giuridico per lo stoccaggio geologico ecosostenibile di biossido di carbonio (CO₂) con la finalità di contribuire alla lotta contro il cambiamento climatico. Fino a 300 milioni di euro, attinti dal sistema di scambio di emissione, finanzieranno 12 progetti dimostrativi, mentre le grandi centrali elettriche dovranno dotarsi di impianti di stoccaggio sotterraneo.
4. Direttiva 2009/28/CE: Accordo sulle energie rinnovabili. La direttiva stabilisce obiettivi nazionali obbligatori (17% per l'Italia) per garantire che, nel 2020, una media del 20% del consumo di energia dell'UE provenga da fonti rinnovabili.
5. Regolamento (CE) n. 443/2009: Riduzione della CO₂ da parte delle auto. Il livello medio di emissioni di CO₂ delle auto nuove viene fissato a 130 g CO₂/km a partire dal 2012, da ottenere con miglioramenti tecnologici dei motori. Una riduzione di ulteriori 10 g dovrà essere ricercata attraverso tecnologie di altra natura e il maggiore ricorso ai biocarburanti. Il compromesso stabilisce anche un obiettivo di lungo termine per il 2020 che fissa il livello medio delle emissioni per il nuovo parco macchine a 95 g CO₂/km. Sono previste "multe" progressive per ogni grammo di CO₂ in eccesso, ma anche agevolazioni per i costruttori che sfruttano tecnologie innovative e per i piccoli produttori.
6. Direttiva 2009/30/CE: Riduzione dei gas a effetto serra nel ciclo di vita dei combustibili. La direttiva, per ragioni di tutela della salute e dell'ambiente, fissa specifiche tecniche per i carburanti. Stabilisce inoltre un obiettivo di riduzione del 6% delle emissioni di gas serra prodotte durante il ciclo di vita dei combustibili, da conseguire entro fine 2020 ricorrendo, ad esempio, ai biocarburanti.

Riportiamo nell'Allegato 2 la tabella degli obiettivi giuridicamente vincolanti per ciascun membro dell'UE a seguito dell'emanazione del "pacchetto clima-energia".

2.5 *I permessi di emissione*

Si ha una esternalità, positiva o negativa, quando si manifestano, insieme, le due condizioni²¹:

- le decisioni di produzione o di consumo prese da un operatore influenzano, positivamente o negativamente, il benessere degli altri operatori;
- non sussiste alcuna compensazione monetaria tra operatori avvantaggiati e quelli svantaggiati.

L'inquinamento causato dall'attività di alcuni operatori determina esternalità negative per il resto della collettività. Il mercato, di per sé, in assenza di diritti di proprietà sui beni ambientali, non possiede strumenti (incentivi) adeguati per prevenire o correggere l'inquinamento. La politica ambientale deve, quindi, provvedere a bilanciare i costi sociali marginali (l'ambiente è un bene pubblico) e i benefici che derivano dal miglioramento della qualità ambientale.

Al di là delle definizioni e tradotta in applicazione normativa, la *politica ambientale reale* deve, peraltro, confrontarsi, oltre che con il regime della normale amministrazione e della gestione corrente delle informazioni, anche con l'esigenza di controllare il rispetto delle norme, individuare la responsabilità delle trasgressioni e comminare le sanzioni previste. Questa è stata l'esperienza del *Command & Control* dell'ultimo decennio: il bilancio è negativo. Alle attività di analisi, condotte soprattutto dagli organi della UE, non è sfuggito che gli strumenti tradizionali di applicazione della norma sono costosi e poco efficaci.

La strada intrapresa dalla più recente politica ambientale sfrutta invece i permessi e il relativo mercato. L'idea di permessi di inquinamento è stata introdotta da J.H. Dales²²: come nel caso della definizione di uno standard, l'autorità preposta alla regolamentazione²³ autorizza solo un certo livello di emissioni di sostanze inquinanti ed emette dei permessi (noti anche come diritti o certificati di inquinamento²⁴) per

²¹ Turner K., Pearce D. – “*Economia delle risorse naturali e dell'ambiente*” - Il Mulino, 1991.

²² Dales J. H. - “*Pollution, Property and Prices*” - University of Toronto Press, Toronto, 1968.

²³ In Italia la determinazione delle quote di emissione di CO₂, da assegnare ai singoli impianti, è effettuata, di concerto, dai ministeri dell'ambiente e dello sviluppo economico attraverso lo strumento del PNA - Piano Nazionale di Allocazione - il cui avallo spetta alla Commissione Europea

²⁴ EUAs, (*European Union Allowances*): fino ad oggi le quote sono state distribuite gratuitamente

questo livello; tuttavia, mentre la definizione di uno standard termina a questo punto, i permessi di inquinamento sono invece negoziabili, nel senso che possono essere acquistati e venduti sul mercato dei permessi.

Una volta realizzata l'allocazione iniziale, gli "inquinatori" sono liberi di commercializzare i propri diritti di emissione. Questa caratteristica di commerciabilità dei permessi costituisce la principale attrattiva del sistema.

Vi sono molte ragioni per attribuire al meccanismo dei permessi una maggiore efficienza rispetto agli strumenti autorizzativi e/o di controllo tradizionali, tra le quali:

- costo sociale minimo:
 - la commercializzazione dei permessi non richiede che gli Organi competenti governino le tecnologie e i costi di abbattimento delle emissioni;
 - anche nel caso che le sorgenti di emissione siano molto numerose non è necessario il complesso e articolato apparato amministrativo e di gestione che sarebbe stato indispensabile, di contro, per determinare l'imposta ambientale ottimale, differenziata da sorgente a sorgente, in funzione dell'accertamento del valore del danno arrecato (inquinamento);
- effetto positivo del mercato sull'ingresso di nuove imprese:
 - se gli Organi centrali decidono di bloccare il livello di inquinamento, non emettono nuovi permessi. Ma, nel contempo, l'ingresso di nuove imprese amplia la domanda di permessi e ne fa aumentare il prezzo;
 - il caso alternativo è che le nuove imprese trovino più conveniente l'alternativa degli investimenti in nuove tecnologie che riducano le emissioni, ottenendo certificati di credito (*ERU*²⁵ o *CERs*²⁶) commerciabili;
- libertà di acquisto dei permessi da parte di operatori e agenti economici. L'effetto sul mercato è, analogamente al caso precedente, la diminuzione dei permessi di emissione in circolazione che induce, a sua volta, un effetto di contenimento obbiettivo delle emissioni.

La maggiore distorsione del sistema dei crediti sta nel fatto che, fino alla recente normativa "20-20-20", sono stati i governi a stabilire la disponibilità/indisponibilità del bene (*market cap & trade*).

²⁵ *Emission Reduction Units*, certificati di credito derivanti dai progetti di *Joint Implementation (JI)*

²⁶ *Certified Emission Reduction*, certificati di credito derivanti dai progetti di *Clean Development Mechanism (CDM)*

Significativa a questo proposito è stata l'esperienza dell'Emission Trading System europeo nel periodo 2005-2007 (primo periodo di scambio), pienamente operativo già prima che il protocollo di Kyoto entrasse in vigore. In questo triennio, ciascuno degli stati della UE ha stabilito un tetto di emissioni, inferiore al quantitativo di emissioni previste nello scenario "business as usual", e allocato mediante il NAP (National Allocation Plan) i relativi diritti ad emettere (EUAs) per ciascun operatore interessato dal sistema ETS.

Tuttavia la cessione gratuita della stragrande maggioranza dei diritti e la notizia che alcuni Stati avevano immesso sul mercato un numero di EUAs superiore alle necessità dei propri operatori ha disincentivato le azioni di riduzione delle emissioni e provocato un crollo dei prezzi dei certificati sul mercato. Il risultato è stato un incremento delle emissioni di CO₂ a scala europea di circa 2 punti percentuali²⁷ nel periodo 2005-2007.

Diviene, dunque, di fondamentale importanza la definizione di tetti di emissione:

- ✓ raggiungibili
- ✓ corrispondenti a dati di emissione reali (alcuni stati, tra i quali la Germania hanno avuto allocazioni per impianti chiusi o in fase di chiusura)
- ✓ equi per le diverse attività e per i singoli impianti (le aziende rischiano di essere sottoposte ad un livello di costo differente in paesi diversi per effetto di una diversa - più favorevole - applicazione della regolamentazione. Andrebbe, in tal senso, considerata l'efficienza energetica degli impianti);
- ✓ equi, in relazione alle diverse specificità nazionali (azioni messe già in atto nel periodo 1990 – 2004);
- ✓ tali da non gravare sullo sviluppo e sulla competitività del sistema produttivo di ciascun paese membro;
- ✓ omogenei tra imprese già operanti e nuovi entranti;
- ✓ coerenti con i target di riduzione del Protocollo di Kyoto

²⁷ http://en.wikipedia.org/wiki/European_Union_Emission_Trading_Scheme

In relazione all'ultimo punto - coerenza con gli obiettivi di Kyoto - la riduzione delle emissioni complessive dell'UE 15, sulla base delle proiezioni²⁸ elaborate dall'Agenzia Europea per l'Ambiente (AEA), non riuscirà a superare nel periodo 2008-2012 l'1,6% rispetto ai livelli del 1990, a fronte di un impegno previsto dell'8%. Di contro, l'Europa si è assunta per il futuro un impegno ancora più gravoso, una riduzione del 20% delle emissioni entro il 2020, come ricordato in merito alla cosiddetta "normativa 20-20-20". Osserviamo che questi obiettivi, divenuti obblighi per l'Europa, troppo stringenti potrebbero rischiare di non aiutare il sistema, ma, al contrario generarne il fallimento.

Ci limitiamo ad annotare i risultati conseguiti fin'ora da alcuni paesi europei.

Paese	Emissioni di GHGs (milioni di tonnellate equivalenti)			Variazioni percentuali (%)		Target firmato a Kyoto	Target concordato con UE
	1990	2000	2004	1990-2004	2000-2004		
UE	4252	4129	4228	-0,6	2,4	-8%	
Italia	519	554	582	12,1	5	-8%	-6,5%
UK	776	672	665	-14,3	-1	-8%	-12,5%
Francia	567	561	562	-0,8	0,1	-8%	0%
Germania	1226	1022	1015	-17,2	-0,7	-8%	-21%
Lussemburgo	12,7	9,7	12,7	0	31,3	-8%	-28%
Bulgaria	132	64	67	-49	5	-8%	
Ucraina	925	395	413	-55	4,6	0%	

Tabella 5: Quantitativi di gas serra emessi, misurati in tonnellate equivalenti di CO₂/anno, e relative variazioni percentuali come riportato dal UNFCCC²⁹. Questi dati differiscono da quelli riportati dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), poiché considerano anche gli altri gas serra.

Alcune osservazioni:

- la UE è ancora lontana dagli obiettivi concordati a Kyoto;
- l'Italia, pur avendo ottenuto uno "sconto" all'interno della UE, è lontana dal target prefissosi e l'andamento delle emissioni non appare incoraggiante;

²⁸ European Environment Agency - "Projections of greenhouse gas emissions and removals" - May 2005, Assessment

²⁹ http://unfccc.int/files/essential_background/background_publications_htmlpdf/application/pdf/ghg_table_06.pdf

- la Germania ha ricevuto un target ambizioso, ma ha potuto sfruttare (al pari dei paesi dell'ex blocco sovietico, come la Bulgaria e l'Ucraina) una situazione al 1990 caratterizzata da una bassissima efficienza carbonica.

2.6 Mercato delle emissioni

Il giro d'affari generato dal mercato mondiale dei titoli di emissione ha superato, nel 2005, i 10 miliardi di dollari e toccato, nei primi tre mesi del 2006, i 7,5 miliardi di dollari³⁰, registrando tassi di crescita più alti di qualsiasi altro mercato emergente.

Nel 2005, il 75% delle transazioni, in termine di valore, sono avvenute all'interno dell'EU ETS, per un totale di 322 milioni di tonnellate di CO₂. Buona parte, circa la metà, delle quote di riduzione delle emissioni di *greenhouse gases* (GHGs) è avvenuta nei paesi in via di sviluppo e nei paesi con economie in transizione, prevalentemente attraverso progetti CDM.

Da gennaio ad aprile 2006 si sono registrati record progressivi in termini di volumi scambiati: la crescente domanda ha avuto ovvi riflessi sui prezzi dei permessi che hanno superato addirittura la soglia dei 30€/tCO₂ (nel gennaio del 2005, il prezzo era poco superiore a 5€/tCO₂), con la maggior parte degli scambi effettuati tramite brokers³¹. Dalla seconda metà del 2005 fino alla fine dell'anno, i prezzi delle quote si erano mantenuti piuttosto stabili intorno ai 22 €/t CO₂, per raggiungere i 30 €/t nell'aprile del 2006 e, dopo pochi giorni³², subire un tracollo sotto i 10 €/t (8,95 €/t, il 12 maggio) per le quote con consegna a dicembre 2006. Nel Settembre 2007 le quote per la fase 1 raggiungono il misero prezzo di 0,1€t.

³⁰ 6th Annual Report World Bank, marzo 2006.

³¹ Pubblicato su www.ambientediritto.it il 24/09/2006

³² L'evento precede di poco la pubblicazione dei dati sul primo anno di operatività dell'ETS da parte della Commissione Europea: sono in molti ad imputare il crollo a fughe anticipate di notizie, ma è soprattutto un caso di *overcapacity* di quote disponibili sul mercato (l'Europa ha emesso 44,1 Mt, il 2,5% circa, di CO₂ in meno rispetto ai tetti fissati).

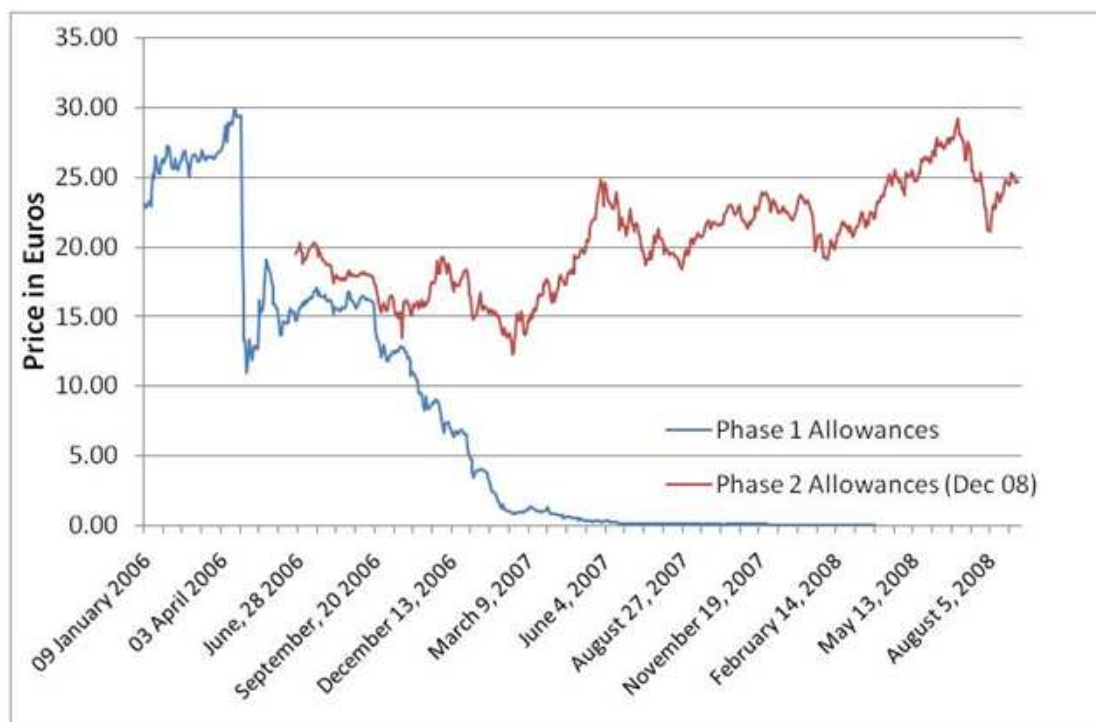


Figura 9: Prezzo delle European Unit Allowances

Pur con le già accennate difficoltà, i 1.600³³ milioni di tonnellate di CO₂ scambiati nel 2006 equivalgono ad un terzo del totale di anidride carbonica effettivamente emessa nel 2005, nell'Unione europea, a conferma che il meccanismo di mercato può muovere quantità significative.

Dunque, un mercato maturo, e per i volumi scambiati e per l'elevata variabilità dei prezzi, entro cui l'anidride carbonica assurge in maniera sempre crescente al ruolo di *commodity* finanziaria.

Numerose analogie si riscontrano con l'andamento dei prezzi per la SO₂ nel mercato americano: prima esperienza di "pollution allowances". Dal 1994 ai primi mesi del 1996 il prezzo era sceso dai 150 \$/t di SO₂, ai 70 \$/t; salito oltre i 200 \$/t nel 1999, il prezzo ha oscillato tra i 100 e i 200 \$/t fino al 2003, raggiungendo i 700 \$/t nel 2004; a gennaio 2006 una tonnellata di SO₂ veniva venduta a circa 1500 \$³⁴. La ragione di

³³ Repubblica 9 luglio 2007

³⁴ Di Giulio E., Migliavacca S. - "Emission trading scheme: mercato e impatto sui prezzi dell'elettricità" -Energia 1/2006, pag. 76/89

tali incrementi risiede nell'aumento della domanda locale di carbone, associata alla crescita dei prezzi del gas naturale³⁵ e dell'elettricità.

Il rapporto della Banca Mondiale registra³⁶ la crescita, parallelamente, di un *Carbon Market* volontario: in Australia il *New South Wales GHG Abatement Scheme* ha accreditato 159 progetti di *Carbon Sequestration*; negli USA il *Chicago Climate Exchange* ha iniziato a scambiare quote prima che l'UE ETS diventasse operativo, con clienti quali Ford, Du Pont, Motorola o le municipalità di Oakland e Chicago. Sempre negli Stati Uniti numerosi Stati stanno dotandosi, autonomamente o per mezzo di accordi interstatali, di un contesto regolatorio per la riduzione delle emissioni di *GHGs*: negli USA e in Canada esiste un mercato sviluppato della CO₂ come *commodity*, nei casi di impiego per il recupero migliorato dell'olio (*EOR*³⁷), pur non essendoci un mercato delle emissioni di CO₂.

Del resto, molti dei soggetti che operano nel settore *energy* sono multinazionali, per cui diviene impensabile pensare allo sviluppo del proprio *business* ignorando il "fattore carbonio" (160 nazioni aderiscono al Protocollo di Kyoto).

Attualmente, il diritto ad emettere una tonnellata di CO₂ nel dicembre 2009 costa intorno ai 22 euro. Le assegnazioni di quote nel secondo periodo (2008-2012) e il post Kyoto vengono percepite da parte delle aziende come fattori di rischio strategico, si rende pertanto necessaria una revisione delle scelte su: strategie e volumi di produzione, tipologie di prodotti, investimenti, modelli di business.

Gli errori della prima fase si stanno correggendo: i vecchi permessi sono stati azzerati, sovrallocazioni comprese, e le nuove quote sembrano molto più restrittive: ecco perché un contratto a dicembre 2007 valeva qualche centesimo, mentre uno a

³⁵ Il prezzo del gas Eu influenza pesantemente il prezzo spot dell'EUA, fornendo, ad alcune *utilities*, un incentivo nel preferire il gas al carbone. Nell'ultima settimana di settembre 2006 il prezzo è sceso sino a 11,3 €/tCO₂ a causa di condizioni meteo miti e prezzi bassi del gas. Quotidiano Energia del 4 ottobre 2006.

³⁶ Il rapporto della Banca Mondiale, op. cit., copre il periodo 1 gennaio 2005 – 31 marzo 2006

³⁷ *EOR (Enhanced Oil Recovery)*, tecnologia che permette la ripressurizzazione di giacimenti ad olio (in fase di avanzata coltivazione o abbandonati), garantendo il recupero aggiuntivo di significativi volumi di olio. Negli USA, il numero di progetti di coltivazione mediante iniezione di CO₂, è arrivato a 82 (contribuendo alla produzione statunitense di olio per più di 237.000 b/g) e altri 16 sono in fase di elaborazione. I prezzi di vendita della CO₂ per l'EOR sono legati ai prezzi dell'olio. Fonte: "CO₂ injection gains momentum". Oil & Gas Journal/ Apr. 17, 2006, pag. 37-45

dicembre 2008 costava già 22 euro³⁸. La stabilità dei prezzi mostrata negli ultimi 24 mesi sembra indicare un buon funzionamento del mercato e promette di riuscire quantomeno a contenere le emissioni. Rimangono comunque preoccupazioni circa la possibilità di ottenere una sensibile riduzione delle stesse.

2.7 *Ridurre le emissioni di CO₂: costi e strumenti*

Dal momento che le emissioni antropiche di CO₂ sono principalmente funzione delle attività industriali, il tasso di crescita delle emissioni può essere concepita come la risultante del tasso di crescita del PIL ma anche dall'intensità del consumo energetico e di quella del contenuto di carbonio nei vari combustibili, come indicato nell'identità di Kaya (1):

$$F = P * \frac{G}{P} * \frac{E}{G} * \frac{F}{E}$$

Ove F è l'emissione globale di CO₂

P è la popolazione

G è il prodotto interno lordo mondiale (G/P è quello pro-capite)

E è il consumo di energia a scala mondiale

F/E l'*intensità carbonica*³⁹ dell'energia impiegata (cioè quanta anidride carbonica si immette in atmosfera per unità di energia prodotta).

Per ridurre le emissioni di CO₂, uno o più dei termini dell'equazione dovrebbero esser ridotti. Tralasciando per ovvie ragioni P, prendiamo in considerazione gli altri termini:

1. G dipende dal tasso di crescita desiderato. Dal momento che il PIL pro capite è una misura degli standard di vita, ci si deve attendere\augurare che esso continui a crescere. Nella maggior parte delle nazioni il tasso di crescita è compreso, e probabilmente continuerà ad esserlo, tra il 2 e il 3% annuo.

³⁸ Repubblica 9 luglio 2007

³⁹ Per "intensità carbonica" si intende una misura del quantitativo CO₂ risultante dal processo di produzione dell'energia. E' espressa in grammi di anidride carbonica per megajoule di energia prodotta. Ad esempio l'i.c. del metano è pari a 62, contro i 112 del carbone.
<http://www.dft.gov.uk/pgr/roads/environment/rtfo/govrecrfa.pdf>

2. E/G è una misura dell'intensità di consumo energetico dell'attività economica. Questa variabile può pertanto essere ridotta migliorando l'efficienza energetica. Il valore della variabile ha avuto un andamento prevalentemente negativo, mediamente intorno all'1%, mostrando così un limitato miglioramento dell'efficienza. Ciò suggerisce che E/G potrà ridursi al massimo del 2%, in assenza di provvedimenti significativi: miglioramenti di efficienza possono ottenersi ad ogni fase del ciclo del combustibile, dalla produzione al consumo finale.
3. F/E misura l'intensità di impiego di combustibili fossili nella produzione energetica. Sostituendo le tecnologie attuali con altre a minor impiego di combustibili fossili, o basate sullo sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili, come l'eolico e il solare, o il nucleare, tale intensità può essere ridotta.

Se ne conclude che la possibilità di abbattimento di ogni singolo Stato è superiormente limitata, a parità di servizi/ beni prodotti, a causa dei vincoli tecnologici del sistema produttivo e del *fuel mix* impiegato (vedi i paesi del blocco sovietico).

Le tecnologie sono le protagoniste dei modelli di azione prefigurati a Kyoto, in quanto ad esse e alla loro capacità propulsiva si affidano i progetti di risanamento e di protezione ambientale. E', dunque, necessario che l'*ETS* divenga meccanismo incentivante dell'innovazione tecnologica e dello sviluppo di infrastrutture ad alta efficienza e basso impatto ambientale.

Non a caso, unico punto condiviso tra Paesi che hanno ratificato il Protocollo di Kyoto e Paesi che hanno solamente firmato l'accordo internazionale, in poche parole tra paesi Europei e Stati Uniti, è proprio il ruolo dell'innovazione tecnologica e della partecipazione globale basata su obiettivi volontari.

Sono a disposizione, oggi, diverse opzioni, oltre alle misure di risparmio energetico, per l'abbattimento delle emissioni di *GHGs*:

Efficienza

Costruzioni, apparecchiature, trasporti, processi industriali, illuminazione, impianti di produzione di energia elettrica, settore petrolifero (upstream e raffinazione).

Natural sinks

Forestazione (ridurre la deforestazione, riforestazione, nuove coltivazioni)

Terreni agricoli

Impiego di combustibili (o vettori energetici) a bassa o nulla intensità carbonica

Combustibili sintetici da carbone

Gas naturale

Biomasse

Biocombustibili

Idrogeno

Produzione di energia elettrica decarbonizzata

Sostituzione del carbone col gas naturale

Nucleare

Rinnovabili

Idrogeno

Methane Management

Perdite da metanodotti, bestiame, coltivazione riso

Carbon capture

Cattura della CO₂ a partire da fonti puntuali (centrali di produzione di energia elettrica o impianti industriali) e suo stoccaggio nel sottosuolo o negli oceani.

In tema di efficienza energetica ricordiamo, a titolo di esempio, il diffondersi della tecnologia di produzione combinata di calore ed elettricità (CHP, Combined Heat and Power). Il cosiddetto “ciclo combinato” impiega combustibili fossili, biomasse o rifiuti, per fornire ai consumatori finali sia il calore che l’elettricità. Così facendo evita gran parte dello spreco di calore associato alla normale produzione elettrica. Il CHP utilizza oltre l’85% del combustibile impiegato nella produzione di energia, piuttosto che il 35- 45% attualmente ottenuto negli impianti di produzione elettrica.

E’ evidente che il percorso per ridurre le emissioni di CO₂ richiederebbe tecnologie ulteriori rispetto alla sola diversificazione delle fonti energetiche. Sebbene vi siano alcune opportunità per l’impiego industriale di CO₂, queste utilizzazioni sono modeste rispetto alle emissioni totali di CO₂. La conversione chimica su larga scala del CO₂ in metanolo richiederebbe un’energia tanto elevata da rendere poco influenti i suoi

benefici ambientali, sempre che ve ne fossero. Le microalghe costituiscono un potenziale per la conversione del CO₂ in biomasse, ma è ancora necessario un lungo percorso di ricerca per ottenere dei miglioramenti produttivi tali da ridurre i costi.

Altre vie debbono essere percorse per ottenere benefici concreti in tempi accettabili.

La scelta tra le diverse opportunità, che si inserisce in una logica attiva di gestione dell'anidride carbonica, dipenderà da strategie e vocazioni nazionali e dei singoli operatori. E' fondato ritenere che *lo stoccaggio geologico dell'anidride carbonica* possa assurgere al ruolo di tecnologia di transizione, unitamente ad altri strumenti, per rispondere alla sfida al contenimento delle emissioni (antropiche) di CO₂ in atmosfera. Le tecnologie relative alla cattura/sequestro di CO₂ sono relativamente mature, pur rimanendo aperte alcune problematiche di carattere ambientale e di sicurezza, unitamente ad aspetti legali e di accettabilità pubblica.

Discriminante rimane, in ogni caso, la possibilità di trovare opzioni economicamente fattibili, il cui impiego costituisca un vantaggio, in termini di profitto e di competitività, per le aziende del comparto. Le tecnologie per la cattura di anidride carbonica risultano, ancora oggi, particolarmente costose, soprattutto per ciò che riguarda la cattura e, in misura minore, per il trasporto e lo stoccaggio. Inoltre, il processo di conferimento di legittimità formale alla cattura e stoccaggio di CO₂ può rappresentare una delle principali barriere economiche e commerciali.

Analizzeremo nel prosieguo la più recente disciplina europea in materia di “cattura e stoccaggio geologico di biossido di carbonio” (Direttiva 2009/31/CE), limitandoci per adesso a ricordare che per lungo tempo non vi è stata alcuna legislazione nazionale o internazionale che coprisse gli aspetti legali del sequestro di anidride carbonica.

L'impossibilità di sostituire, almeno per qualche decennio, quote significative di combustibili fossili con fonti alternative a basse o nulle emissioni, rende tuttavia necessario adottare soluzioni che limitino gli impatti conseguenti al loro utilizzo, e siano compatibili con gli obiettivi di contenere le alterazioni climatiche.

2.7.1 Stima dei costi del “Pacchetto clima-energia”

Noto anche come “normativa 20-20-20”, il nuovo Pacchetto legislativo sull’ambientale si prefigge obiettivi in materia di cambiamenti climatici ed energie rinnovabili ambiziosi e da realizzarsi in tempi relativamente brevi. Li ricordiamo ancora una volta:

- ridurre del 20% le emissioni di gas serra rispetto al 2005;
- portare al 20% la quota di energie rinnovabili sul consumo di energia;
- migliorare del 20% l'efficienza energetica.

Il raggiungimento dei tre obiettivi richiederà investimenti iniziali considerevoli, ma consentirà – secondo l’Unione Europea – di ottenere benefici a lungo termine in due direzioni:

- Ridurre le alterazioni climatiche e i conseguenti danni alle popolazioni;
- Ridurre la dipendenza energetica da paesi extra-UE.

Lo studio di riferimento sulla valutazione dei costi del "Pacchetto clima ed energia" europeo è rappresentato dal documento *Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables*, condotto da un gruppo di esperti che fanno capo all'Università di Atene.

L'analisi condotta dal gruppo di esperti coordinati dall'Università di Atene ipotizza diversi scenari. In particolare, il *Baseline Scenario* (BL) simula cosa succederebbe in assenza del Pacchetto in termini di emissioni e di sviluppo delle fonti rinnovabili. Seguono altre ipotesi basate sul perseguimento degli obiettivi del Pacchetto al verificarsi di determinate condizioni.

Riprendendo tali scenari, la Commissione Europea ha calcolato i costi del "Pacchetto" in percentuale del PIL 2020, per Stato membro e al verificarsi di tre delle sei direttive in cui si articola il Pacchetto. Le tre direttive chiave riguardano:

- a) promozione delle energie rinnovabili;
- b) modifica della direttiva sul sistema comunitario di scambio delle quote di emissione (ETS);
- c) ripartizione dello sforzo da intraprendere per adempiere all’impegno comunitario a ridurre unilateralmente le emissioni di gas serra nei settori che NON rientrano nel sistema comunitario ETS.

Gli impatti delle varie metodologie per condividere gli sforzi previsti dalle tre direttive legislative sono stati esaminati avvalendosi di vari modelli e opzioni. Tutte le opzioni, tuttavia, sono fondate sul conseguimento simultaneo dell'obiettivo del 20% per le energie rinnovabili e dell'obiettivo di riduzione del 20% delle emissioni di gas serra.

L'opzione 1 prevede il raggiungimento dei due obiettivi suddetti (l'obiettivo del miglioramento dell'efficienza energetica è stato accantonato in questa analisi) al "minor costo per la UE". Il costo economico diretto stimato per questa opzione è⁵ pari allo 0,58% del PIL dell'UE, ovvero 91 miliardi di euro nel 2020. Secondo le previsioni, questi obiettivi dovrebbero essere conseguiti con un prezzo del carbonio pari a 39 euro per tonnellata di CO₂ e un incentivo a favore delle energie rinnovabili pari a 45 euro per MWh. Le importazioni di gas e petrolio dovrebbero diminuire di circa 50 miliardi di euro nel 2020, e i costi della lotta contro l'inquinamento atmosferico dovrebbero subire una riduzione di una decina di miliardi di euro per quello stesso anno, mentre i prezzi dell'energia elettrica probabilmente aumenteranno del 10-15% rispetto agli attuali livelli. Nell'insieme, ciò comporta un miglioramento dell'intensità energetica del 32% tra il 2005 e il 2020⁶.

Tuttavia, questa valutazione ha dimostrato che una ripartizione dello sforzo tra gli Stati membri basata unicamente sull'efficienza rispetto ai costi comporterebbe notevoli differenze a carico degli Stati membri, in particolare di quelli con PIL pro-capite più basso.

Sono state dunque valutate altre 4 opzioni contenenti delle misure correttive, che potessero ripartire gli sforzi in maniera più equa:

- Redistribuzione degli obiettivi non-ETS, ovvero relativi alla riduzione delle emissioni non rientranti nel sistema ETS, quali le costruzioni, i trasporti, l'agricoltura, i rifiuti e gli stabilimenti industriali che non raggiungono la soglia di inserimento nel sistema di scambio di emissioni;
- Redistribuzione parziale dei diritti d'asta nell'ambito dell'ETS;
- Incidenza del CDM (*Clean Development Mechanism*) e del JI (*Joint implementation*), meccanismi di flessibilità del Protocollo di Kyoto riconosciuti dalla Direttiva 2004/101/CE che ha stabilito, all'interno dell'ETS, la validità dei crediti di emissione derivanti da questi meccanismi per rispondere agli obblighi di riduzione delle emissioni;

- Redistribuzione degli obiettivi in materia di energie rinnovabili e pieno commercio delle energie rinnovabili.

A titolo di esempio, la differenziazione degli sforzi di riduzione delle emissioni di gas serra nei settori non-ETS, effettuata in base al PIL pro-capite, darebbe luogo ad una ripartizione più equa, del tipo riportato in figura.

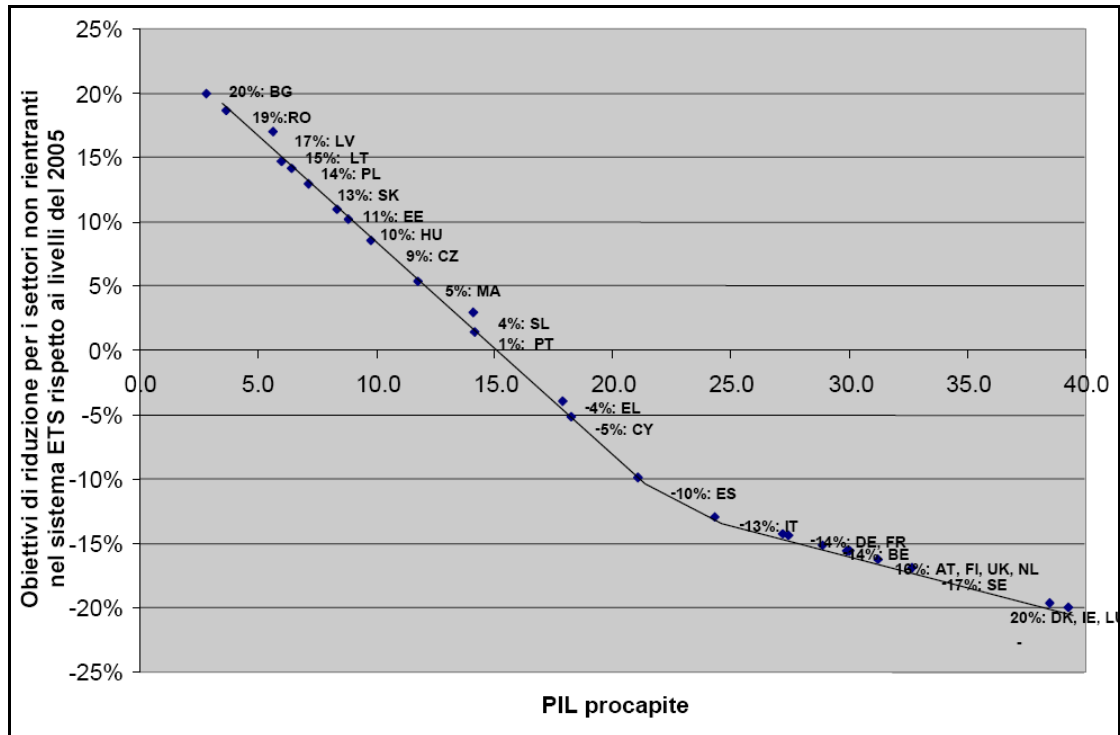


Figura 10: Obiettivi di riduzione delle emissioni (per i settori non rientranti nel sistema ETS) modulati in base al PIL pro-capite dei paesi membri.

La tabella che segue (tabella II nell'analisi della Commissione) illustra gli effetti di questi obiettivi differenziati – opzione 2 – sui costi diretti: mentre per l'UE nel suo insieme il costo complessivo passa da 0,58 a 0,61% del PIL, la riduzione dei costi può essere considerevole nei paesi in cui il PIL pro-capite è estremamente basso rispetto alla media dell'UE.

Costi in % del PIL 2020	Opzione di riferimento (efficienza rispetto ai costi)	Ridistribuzione degli obiettivi non ETS, senza meccanismi Kyoto (CDM)	Ridistribuzione degli obiettivi non ETS senza CDM + Ridistribuzione parziale dei diritti d'asta UE nell'ambito ETS	Ridistribuzione degli obiettivi non ETS + Ridistribuzione parziale dei diritti d'asta UE nell'ambito ETS + CDM	Ridistribuzione degli obiettivi non ETS + Ridistribuzione parziale dei diritti d'asta UE nell'ambito ETS + CDM + Ridistribuzione degli obiettivi in merito alle rinnovabili
	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3	Opzione 4	Opzione 5
UE 27	0,58	0,61	0,61	0,45	0,45
AT	0,66	0,86	0,82	0,58	0,34
BE	0,76	0,83	0,93	0,69	0,7
BG	2,16	1,09	-0,35	0,14	-1,25
CZ	1,12	0,49	0,03	0,2	-0,51
DE	0,57	0,47	0,6	0,49	0,57
DK	0,29	0,57	0,5	0,22	0,11
FR	0,39	0,39	0,37	0,32	0,47
IT	0,49	0,99	1,05	0,51	0,66
NL	0,28	0,34	0,43	0,28	0,32
RO	0,95	0,37	0,29	0,29	0,04
ES	0,7	1,2	1,08	0,62	0,42
UK	0,49	0,36	0,36	0,34	0,41

Tabella 6: Costi dell'attuazione del "Pacchetto clima-ambiente", estratto della Tabella III (vedi nota 38)

E' ovvio che non ci si possa attendere che cambiamenti dell'entità prevista possano avvenire senza alcuno sforzo economico, ma la Commissione ritiene⁴⁰ che attraverso un'adeguata concezione si possano limitare i costi allo 0,5% del PIL all'anno fino al 2020.

⁴⁰ http://www.senato.it/documenti/repository/dossier/studi/2008/Dossier_065.pdf

2.8 La situazione italiana

Appare a questo punto interessante riassumere la situazione italiana sia sotto il profilo dei livelli di emissione, sia sotto il profilo degli impegni assunti in sede europea.

La valutazione della Comunità Europea sulle emissioni totali e pro-capite di anidride carbonica a livello mondiale nel 1990 evidenzia che l'Italia ha valori di emissioni tra i più bassi se confrontati con gli altri paesi sviluppati. L'Italia contribuisce all'emissione mondiale di anidride carbonica con un modesto 1,7% ed un valore pro-capite valutato tra circa 7÷9 tonn/anno. In ambito comunitario l'Italia è responsabile di circa il 12% del totale delle emissioni. Inoltre l'intensità energetica (TEP consumate per unità di PIL) ed i consumi di energia pro-capite dell'Italia sono i più bassi tra i sette paesi più industrializzati.

Paese	Energy Intensity al 2006⁴¹ (Tonnellate di olio equivalente consumate \ milioni di dollari internazionali prodotti)	Emissioni pro-capite al 2006⁴² (tonnellate di biossido di carbonio)
Francia	170,5	6,2
Germania	163,9	9,7
Italia	122,8	8,1
UK	141,2	9,4
USA	221,7	19
Giappone	154	10,1
Federazione Russa	519	10,9
Canada	293,2	16,7
Cina	231,3	4,6

Tabella 7: due parametri che caratterizzano le performance energetiche di un sistema paese; l'energia necessaria a produrre un dollaro di PIL (elevata in paesi freddi come la Russia) e le emissioni pro-capite (elevate in paesi ricchi e poco efficienti).

⁴¹ http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_energy_intensity

⁴² http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_carbon_dioxide_emissions_per_capita

L'Italia, avendo siglato il Protocollo di Kyoto il 29 aprile 1998, si è impegnata a conseguire una riduzione delle emissioni in atmosfera nella misura dell' 8% rispetto ai valori del 1990. Tale percentuale di riduzione è stata ritoccata al 6,5% in sede comunitaria (Giugno 1998).

Anche prima di condurre a termine il percorso di ratifica, come tutti i paesi dell'Allegato I (vedi Tabella 12), il nostro Paese ha individuato, quantificandone i benefici, le azioni nazionali che dovranno consentire la riduzione delle emissioni di gas antropogenici.

Tale obiettivo risulta senz'altro ambizioso, sia perché l'Italia è caratterizzata da una bassa intensità energetica, sia in funzione del fatto che dal 1990 ad oggi le emissioni italiane di gas serra sono notevolmente aumentate e, senza l'applicazione di politiche e misure nazionali, sono destinate a crescere ancora.

Tuttavia il sistema italiano non è privo di possibili aree di miglioramento, a partire dal parco auto che è tra i più vecchi ed inquinanti del Continente⁴³. Nonostante gli indicatori delineino un sistema energetico "efficiente", grazie anche alla mitezza del clima, l'Italia è pur sempre il decimo produttore mondiale di CO₂.

Ai fini di una chiara comprensione dello sforzo di riduzione, che l'Italia dovrà effettuare per raggiungere tale obiettivo, basta pensare che lo scenario di emissione "tendenziale" di gas serra (GHGs) al 2010 per l'Italia prevede dei livelli di emissione pari a 579,7 Mtonn CO₂ eq. Questo scenario è stato calcolato tenendo conto solo della legislazione vigente, ossia delle misure politiche già avviate e decise. Dunque, rispetto all'obiettivo di Kyoto, si avrebbe un divario effettivo al 2010 di circa 93 Mtonn CO₂ eq. Oltre allo scenario tendenziale è stato delineato uno scenario di emissione "di riferimento" in cui si è tenuto conto degli effetti di provvedimenti, programmi e iniziative nei diversi settori già individuati dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio; tali misure potranno consentire una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra per un valore di 51,8 Mtonn CO₂ eq/anno nel periodo 2008-2012. Lo scenario di riferimento porterebbe quindi a dei valori di emissione pari a 528,1 Mtonn CO₂ eq.

⁴³ <http://www.aci.it/index.php?id=1811>

Tenendo conto dello scenario di riferimento al 2010, rispetto all'obiettivo fissato a Kyoto esiste ancora un divario di circa 41 Mtonn CO₂ eq. e quindi si rende necessario individuare ulteriori politiche e misure per ridurre i livelli di emissione.

Scenario tendenziale	579.7
Scenario di riferimento (2020)	528,1
Obiettivo di emissione UE (-6,5%)	486
Ulteriore riduzione necessaria per il raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto	41.0

Tabella 8: scenari di emissione e obiettivo di riduzione al 2008-2012 in milioni di tonnellate di CO₂ equivalente (fonte http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione)

E' necessaria, a questo punto, una riflessione molto critica sulle politiche nazionali contro l'effetto serra. L'approccio e le azioni individuate dal nuovo Piano Nazionale appaiono del tutto inadeguate a fronteggiare la situazione. In un contesto di crescita accentuata delle emissioni di CO₂, il Piano Nazionale sembra rinunciare allo sviluppo di azioni interne e assegna un ruolo che appare largamente sovradimensionato e poco credibile alle misure relative alla forestazione e soprattutto ai cosiddetti meccanismi flessibili, e cioè ai crediti ottenuti attraverso azioni nelle economie in transizione e nei Paesi in via di sviluppo.

Complessivamente attraverso il ricorso ai sink, (piantagioni forestali in grado di assorbire il carbonio atmosferico) e ai meccanismi flessibili si prevede di ottenere tra il 45% e il 75% delle riduzione delle emissioni climalteranti previste. Sull'insieme delle opzioni ipotizzate (che supera il valore delle riduzioni richieste) la quota di sink e meccanismi flessibili incide per il 30-50%. Di fatto, il nuovo Piano Nazionale, partendo dall'obiettivo di minimizzare i costi interni, rinuncia a sviluppare efficaci politiche nazionali. Ma così pregiudica la realizzazione dei più severi obiettivi di riduzione di lungo termine e rinuncia ai benefici indotti dall'attuazione di quelle misure (riduzione dell'inquinamento atmosferico, innovazione tecnologica...). Preoccupanti sono soprattutto le prospettive per le fonti rinnovabili, che invece sembravano sul punto di decollare. Il nuovo Piano Nazionale e la nuova normativa

energetica di riforma del mercato elettrico segnano anzi una involuzione. A fronte di un obiettivo per l'Italia del 25% di energia elettrica da fonti rinnovabili, stabilito dalla direttiva europea 77/2001 il nuovo Piano per l'effetto serra fissa un obiettivo inferiore al 20%.

Nel resto del mondo, le imprese sono destinate a svolgere un ruolo fondamentale nell'ambito delle strategie di attuazione del Protocollo di Kyoto. Ogni azione intrapresa a livello nazionale per limitare le emissioni di gas serra non può che coinvolgere in maniera significativa il mondo delle imprese.

A livello italiano le emissioni attribuibili al settore industriale ed energetico rappresentano circa il 52% delle emissioni totali. Le emissioni imputabili ad altri settori, come quello dei trasporti e quello civile, rappresentano il 33% ed in parte sono legate all'uso dei prodotti industriali, quali ad esempio le automobili.

Ciò premesso, l'impatto delle strategie di abbattimento dei gas serra può essere così schematizzato:

- Diretto nel caso in cui le leggi disciplinino le emissioni sui processi di produzione;
- Indiretto nel caso in cui le leggi influenzino con incentivi o penalizzazioni il mercato di riferimento.

Di conseguenza molte società di tutto il mondo, nel formulare le loro strategie, iniziano a tenere in considerazione il cambiamento climatico. Una strategia ben formulata permette da una parte di gestire i rischi e minimizzare i costi di adempimento, dall'altra di sfruttare le opportunità offerte da un mercato in evoluzione.

In questo quadro si inseriscono le nuove tecnologie di sequestro geologico della CO₂, capaci di trasformare un costo \ rifiuto in una commodity.

2.9 Percezione della CO₂: rifiuto o risorsa?

La definizione della CO₂ è cruciale per la determinazione degli aspetti giuridici e normativi legati al suo impiego/utilizzo.

In tema di Carbon Sequestration l'anidride carbonica può essere sia classificata sia come un prodotto che si inserisce in attività già esistenti, e in tale ottica assume la valenza di risorsa, sia come un rifiuto, un prodotto da smaltire. La distinzione è ben più che semantica ed assume importanza in relazione alle stringenti regolamentazioni ambientali che coprono i progetti di smaltimento dei rifiuti. Inoltre, la percezione di "rifiuto" rende maggiormente problematico l'ottenimento del consenso, in tema di accettabilità pubblica. Del resto, non è chiaro il tipo di "rifiuto" con cui la CO₂ possa essere assimilata, e che ne rifletta le caratteristiche (grado di purezza, concentrazione dei contaminanti,...).

Come visto in precedenza, la CO₂ assurge al ruolo di commodity all'interno delle attività di *EOR* (*Enhanced Oil Recovery*,) e di *ECBM* (*Enhance Coal Bed Methane*). In tale contesto, la CO₂ può essere considerata, più propriamente, un prodotto industriale che si inserisce in attività operative, piuttosto che un mero rifiuto. I progetti di *Enhanced Resource Recovery* sono regolamentati da trattati marini internazionali, mentre la maggior parte degli ordinamenti legali (internazionali e statali) non permette l'attività di CCS in quanto la CO₂ non è considerata *permissible waste*.

Il processo di conferimento di legittimità formale alla cattura e stoccaggio di CO₂ può rappresentare una delle principali barriere: finalmente la legislazione europea, con il "Pacchetto Clima-Energia" e la Direttiva 2009/31/CE, sembra aver coperto parte degli aspetti legali riguardanti il sequestro geologico di anidride carbonica.

3 Stoccaggio geologico della CO₂

La letteratura scientifica, le discussioni in ambito di politica energetica e ambientale e le conferenze internazionali di ambiente/energia si occupano sempre con maggiore frequenza dello stoccaggio geologico della CO₂ anche noto internazionalmente come “CO₂ Geological Storage”, o meno correttamente come “Carbon Sequestration”.

3.1 Carbon sequestration

La crescita di interesse per la ricerca in tema di sequestro e stoccaggio della CO₂ (CCS, *Carbon Capture and Storage*) testimonia il globale riconoscimento del potenziale di tale opzione. Questo insieme di tecnologie, utilizzato per confinare nel sottosuolo il carbonio in forma ossidata (CO₂) dopo che è stato combusto a partire dalla sua forma ridotta (CH₄, petrolio e carbone), si crede possa rappresentare una valida possibilità per rendere “sostenibile” l’utilizzo dei combustibili fossili.

Con il termine Carbon Sequestration intendiamo il processo nella sua globalità: esso comprende le fasi di Cattura – Trasporto – Stoccaggio.

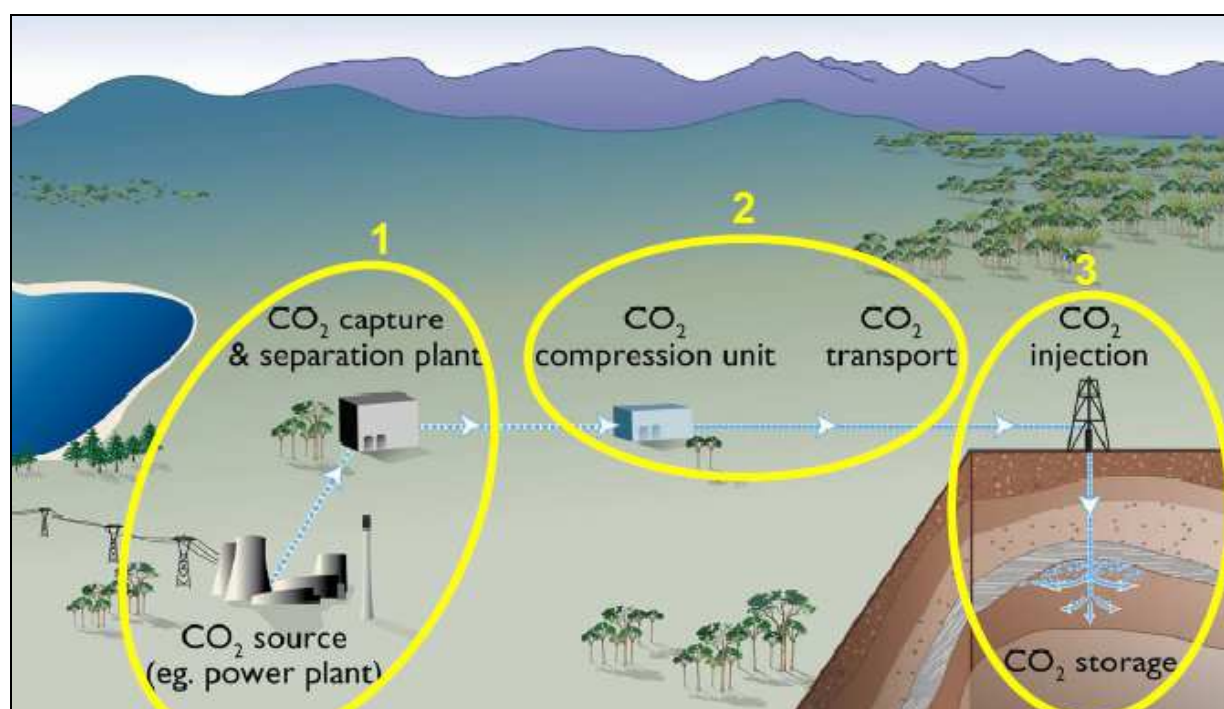


Figura 11: Rappresentazione schematica del processo di CCS: 1 Cattura, 2 Trasporto, 3 Stoccaggio

Analizziamo brevemente le tre fasi del processo di sequestro della CO₂ prima di visionare i principali progetti esistenti; nel capitolo successivo riprenderemo il discorso, soffermandoci sulla descrizione delle tecniche coinvolte in ciascuna fase e sullo stato dell'arte.

Lo scopo della “*cattura*” è quello di produrre una corrente concentrata di CO₂ che possa essere trasportata e stoccata. La cattura della CO₂ si realizza in modo più efficiente presso le fonti principali di emissione: impianti per la produzione di energia elettrica, cemento, acciaio, carta, nonché impianti petrolchimici, di fertilizzazione e processo dei gas. Solo presso grandi fonti di emissione puntuali il sequestro geologico ha la possibilità di costituire una soluzione tecnicamente ed economicamente percorribile per ridurre l'immissione di anidride carbonica. Per le fonti diffuse, come le auto, gli aerei o gli allevamenti, e per la CO₂ già presente in atmosfera i metodi di sequestro più efficaci sono ancora quelli di tipo naturale: l'immagazzinamento biologico, mediante vegetali o alghe. Anche per questo tipo di sequestro si parla talvolta impropriamente di CCS.

L'idea di separare il CO₂ a partire da una corrente gassosa - dai *flue gas* - iniziò negli anni Settanta, non spinta da motivazioni etiche o ambientaliste, bensì per sfruttare le opportunità – economiche – offerte dalle attività di *EOR*.

Esistono molteplici fattori che possono influenzare la scelta della tecnologia di cattura. Essi dipendono dal tipo di impianto e dal combustibile utilizzato.

1) *Quantità*: è la reale massa o volume di CO₂. Nonostante le centrali elettriche costituiscano percentualmente la maggior fonte di emissione, il processo di cattura a partire da tali impianti risulta particolarmente oneroso, a causa delle basse concentrazioni di CO₂ nei *flue gas* (vedi “Qualità”). Le economie di scala possono tuttavia rendere questa opzione percorribile.

2) *Qualità*: è la percentuale di contenuto nei *flue gas* e la sua composizione complessiva. Una bassa concentrazione di CO₂ comporta la necessità di maneggiare un grande volume di gas, e rende necessari macchinari grandi e costosi. Uno svantaggio ulteriore della bassa concentrazione di CO₂ è la necessità di utilizzare potenti solventi, la cui rigenerazione richiede grandi quantità di energia. Impurità come SO₂ o l'umidità influenzano la tecnologia impiegata nella cattura.

3) *Pressione*: tanto più alta è la pressione a cui il *flue gas* viene emesso, quanto più bassi i costi di cattura, dal momento che una pressione più elevata comporta un volume minore. Con un'alta pressione è possibile utilizzare la cattura fisica, evitando così l'impiego di solventi che contribuiscono ad accrescere i costi operativi e richiedono una sistemazione ambientale dei residui di lavorazione. La pressione è anche un parametro importante per il trasporto, dal momento che la maggior parte dell'energia viene impiegata per la compressione del gas.

I metodi per la separazione della CO₂ dagli altri componenti di una corrente gassosa possono dividersi in due grandi categorie:

- quelli che prevedono di ottenere CO₂ sufficientemente pura (da utilizzare tout court)
- quelli che fanno reagire la CO₂ con qualche composto ed è quindi necessario prevedere lo smaltimento del composto ottenuto.

Alla prima appartiene il metodo “*oxyfuel*”, mentre i metodi di cattura in “*pre-combustione*” e “*post-combustione*” producono flussi di CO₂ combinata con altri composti. Vedremo nel dettaglio questi metodi nel capitolo successivo, dedicato alle tecnologie e ai processi di ciascuna fase del CCS.

Ci limitiamo a ricordare che le principali tecnologie in grado di realizzare la separazione sono basate su principi chimico-fisici noti (assorbimento, adsorbimento, criogenia, membrane), dei quali tratteremo più estesamente nel prossimo capitolo.

I costi del processo di cattura rimangono la quota più significativa dei costi di CCS, in particolare per quei processi che richiedono quantitativi rilevanti di energia per le modalità rigenerative. Il processo di separazione comporta il costo maggiore, esso dipende sia dalla concentrazione di anidride carbonica nei fumi, sia dal tipo di processo; una valutazione di massima⁴⁴ indica per il trattamento di fumi provenienti da centrali termoelettriche o da impianti petrolchimici un costo variabile da 30 a 70 \$ per tonnellata di CO₂, mentre il costo del trasporto dell'iniezione della CO₂ pura varia da 5 a 20 \$/t in funzione della distanza, della profondità, del volume e delle caratteristiche petrofisiche del serbatoio. Rimandiamo una trattazione più esaustiva al capitolo dedicato.

⁴⁴ Nguyen D.N. e Allison W. G.; “ *The Economics of CO₂ Capture and Geological Storage*”. Proc. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference , Melbourne 2002

Dopo la cattura, la CO₂ va trasportato al sito di stoccaggio. Le prime condotte vengono utilizzate già all'inizio degli anni 70 nel recupero migliorato dell'olio (enhanced oil recovery, EOR). Tale tecnologia viene considerata da molti esperti come il mezzo di trasporto economicamente più vantaggioso e affidabile quando grandi quantità di CO₂ devono essere trasportate. La condotta ha anche il vantaggio di assicurare un flusso stazionario, cioè un flusso continuo dalla sorgente di emissione al sito finale di stoccaggio. Tutte le condotte per il trasporto di grandi quantità di CO₂ sono progettata per sopportare condizioni supercritiche, che si verificano quando la pressione supera 7,38 MPa. Questo determina una elevata densità che consente di ottimizzare la capacità di trasporto del gas nella condotta. Una densità elevata può essere ottenuta comprimendo la CO₂. La compressione deve, tuttavia, essere ridotta al minimo, per evitare costi energetici addizionali. E' anche necessario determinare accuratamente qualsiasi impurità nella CO₂, poiché queste possono avere un effetto rilevante sul valore di soglia al di sotto del quale il CO₂ evapora. Le impurità che si presentano più facilmente sono H₂S, N₂, e acqua, tutti elementi che contribuiscono a modificare le proprietà della CO₂. La CO₂ in equilibrio con acqua forma un gas acido che genera corrosione, mentre sotto determinate condizioni di pressione e temperatura, che spesso si manifestano nei gasdotti, forma idrati che possono creare *plugs*. Il massimo contenuto di acqua accettabile nel flusso di è di $0,4 \times 10^{-3} \text{ kg/m}^3$, sebbene questo valore dipenda dalla quantità di altre impurità. L'operatività di una condotta di CO₂ non è rischiosa. La CO₂ non è tossica fino a concentrazioni relativamente alte, sebbene la sua alta densità determini una sua permanenza al suolo che accresce il pericolo di asfissia. Il pericolo di incendi da una rottura del condotto è pressoché inesistente. Gli aspetti di sicurezza rendono, in ogni caso, obbligatoria l'installazione di valvole di chiusura a intervalli regolari lungo il percorso e richiedono un efficiente sistema di individuazione delle perdite.

Attualmente la CO₂ non è ancora trasportata per nave.

Al termine del trasporto, il biossido di carbonio deve essere definitivamente sottratto al contatto con l'atmosfera. Esistono varie possibilità di stoccaggio della CO₂, che andiamo a riassumere nella tabella seguente.

METODI DI STOCCAGGIO		DESCRIZIONE
<u>Stoccaggio geologico</u>	<i>giacimenti di olio greggio e di gas naturale non esauriti</i>	Iniezione di CO ₂ in un giacimento di olio greggio o di gas naturale per aumentare il recupero
	<i>giacimenti di carbone non coltivabili</i>	Adsorbimento della CO ₂ in uno strato carbonifero profondo con recupero simultaneo di metano
	<i>giacimenti di olio greggio e di gas naturale esauriti</i>	Sfruttamento della capacità giacimenti di olio greggio e di gas naturale che hanno già, in passato, contenuto al loro interno olio greggio e gas naturale
	<i>acquiferi salini profondi</i>	Dissoluzione della CO ₂ nelle acque degli acquiferi salini
<u>Stoccaggio negli oceani</u>	<i>dissoluzione marina</i>	Iniezione della CO ₂ allo scopo di dissolverla e diffonderla. Può essere iniettata allo stato liquido o allo stato gassoso
	<i>iniezione in profondità</i>	Formazione di "piscine" di CO ₂ in depressioni abissali
<u>Stoccaggio biologico</u>		Sequestro da parte della flora (piante, alghe, plancton vegetale) tramite fotosintesi

Tabella 12: Tabella riassuntiva dei vari tipi di stoccaggio proposto per la CO₂

Delle varie opzioni, lo stoccaggio geologico sembra allo stato attuale la più promettente, sia perché poggia su solide basi, legate all'ingegneria mineraria e di processo, sia perché numerosi progressi si stanno compiendo in questo campo. Tralascieremo dunque le altre possibilità e ci concentreremo d'ora in avanti sullo

stoccaggio geologico e più specificatamente sullo stoccaggio in giacimenti di idrocarburi.

Il confinamento geologico della CO₂ come tecnica di protezione climatica e ambientale non è più una novità per gli addetti ai lavori, e l'Unione Europea finanzia ormai da un decennio importanti progetti di ricerca applicata nel settore della cattura e dello stoccaggio della CO₂. Essi si basano sull'evidenza basilare che l'anidride carbonica non è un reflujo inquinante se iniettata nel sottosuolo, ma è un reagente acido che interagisce con la roccia, con i fluidi del sottosuolo e con le caratteristiche geologiche, come quelle di resistenza al taglio, di viscosità e permeabilità, della roccia ospitante.

Attualmente varie nazioni, che si muovono in questa direzione, stanno studiando la possibilità di confinare la CO₂ in profondità nel sottosuolo. Sulla base delle esperienze fin qui condotte, o in corso di sviluppo, sono state individuate alcune possibili aree dove poter confinare la CO₂ e cioè:

- Bacini sedimentari contenenti giacimenti di idrocarburi in produzione; in campi petroliferi, l'iniezione di CO₂ comporta una iper-produzione di petrolio (nota come produzione migliorata, EOR), come nel caso di Weyburn, dove le compagnie petrolifere hanno un guadagno netto dall'applicazione della tecnologia, tanto da acquistare la CO₂ da produttori, come raffinerie e impianti chimici; anche nei campi a gas naturale (in cui una certa percentuale della CO₂ presente in giacimento può venir re-iniettata insieme ad altra CO₂ industriale) si assiste ad un miglioramento dell'ultimate recovery (Enhanced Gas Recovery, EGR). Ne sono esempi il campo BP in Algeria a InSalah, o i bacini sedimentari Eni, in Val Padana, dove è in corso uno studio di fattibilità⁴⁵.
- Bacini sedimentari contenenti giacimenti di idrocarburi esauriti o in via di esaurimento; in questo caso si tratta di una immissione fine a sé stessa, non ottenendo alcun beneficio economico.
- Giacimenti di carbone fossile non sfruttabili; in letti a carbone non sfruttabili minerariamente, dove l'iniezione di CO₂ comporta un rilascio del CH₄ naturalmente presente nel carbone si parla di Enhanced Coal Bed Methane

⁴⁵ F. Quattrocchi. QualEnergia 1/2006 (gennaio - febbraio)

(ECBM). La produzione di metano ripaga le infrastrutture di iniezione dell'anidride carbonica stessa. E' in teoria possibile, iniettando CO₂ in pressione, favorire la sostituzione di una molecola di metano adsorbito con due molecole di CO₂. In altre parole, si può estrarre un metro cubo di metano iniettando dai due ai cinque metri cubi di CO₂, con grandi vantaggi economici, sia per lo stoccaggio di CO₂ che per l'estrazione di metano che altrimenti resterebbe confinato nel giacimento.

Negli Stati Uniti il 9% del metano prodotto è di tipo ECBM⁴⁶, mentre in Italia è in corso uno studio di fattibilità nel bacino del Sulcis in Sardegna⁴⁷. È interessante osservare che per questa modalità di stoccaggio sono in stato di avanzamento gli studi che stanno verificando la possibilità di iniezione del flue gas, refluo tal quale con composizione per esempio di 17,3 % CO₂, 3,3 % O₂, 75 % N₂, 0,89 % Ar, 3,4% H₂, proveniente dalle centrali elettriche siano esse a carbone o a gas naturale, senza prima effettuare la "cattura", essendo gli strati a carbone profondi assai recettivi.

- Bacini sedimentari contenenti acquiferi salini profondi; l'iniezione di CO₂ avviene preferenzialmente in rocce sedimentarie silicatiche, come nel caso di Sleipner, nel Mare del Nord, dove la Statoil effettua lo stoccaggio di anidride carbonica da diversi anni a seguito dell'introduzione in Norvegia della cosiddetta "carbon tax". L'uso di acquiferi salini profondi in bacini sedimentari è possibile in quanto le acque saline non costituiscono risorse idriche utilizzabili a scopi industriali, civili, agricoli, ecc. Gli studi sull'utilizzo di tali zone sono iniziate da circa 15 anni evidenziando tuttavia alcuni problemi. Poiché la solubilità della CO₂ aumenta con la salinità della soluzione acquosa esistono però grandi potenzialità di stoccaggio da valutare opportunamente.
- Diapiri salini. Lo stoccaggio in diapiri salini è attualmente in una fase sperimentale che deve essere valutata con attenzione.

⁴⁶ Prima fra tutti si ricorda l'esperienza della Allison Unit nel New Mexico

⁴⁷ Bencini R. et al; "Attività INGV sullo stoccaggio geologico della CO₂ in Italia e all'estero. Tecniche di monitoraggio ed analisi dei rischi e comunicazione per la public acceptance". Atti del Seminario Nazionale "Da Kyoto allo stoccaggio della CO₂", Bologna, 28 feb. 2006, CLUEB, Bologna, pagg. 5-15

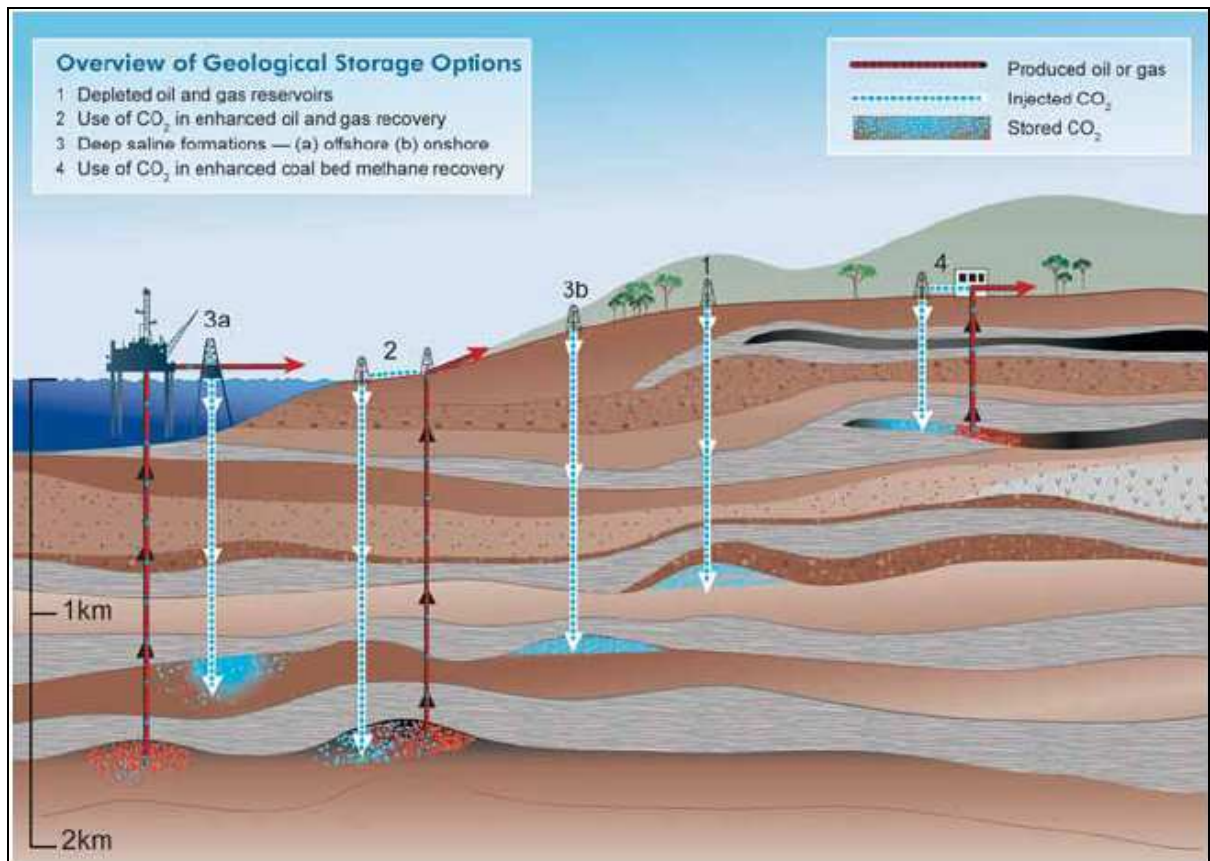


Figura 12: Opzioni possibili per lo stoccaggio geologico di CO₂

In Europa le capacità di stoccaggio di CO₂ o di altri gas acidi, come per esempio H₂S, riferendoci ai soli reservoir di gas naturale dell'Europa occidentale, è considerevole, ed è stimata per più di 40 Gt, mentre il potenziale di stoccaggio nei campi di petrolio è intorno a 10 Gt (ricerche del TNO-Novem olandese). Nel Canada occidentale esistono notevoli capacità di stoccaggio di CO₂ di tipo EOR, come i bacini Alberta e Williston. Negli Stati Uniti, la capacità totale di stoccaggio di CO₂ in reservoir a gas e petrolio depleti è stimata intorno a 100 Gt. Il Texas ha la più elevata capacità di stoccaggio con un potenziale nei soli campi a gas di circa 12 Gt di CO₂. L'Australia non possiede gli ordini di grandezza di capacità di stoccaggio del Nord America, ma è pur sempre circa dieci volte quella necessaria per le attuali emissioni di CO₂ australiane. In Italia i primi studi di calcolo sono stati avviati e sarà a breve compilato un catalogo dei potenziali siti di stoccaggio di CO₂⁴⁸. In figura 2.3 vengono presentate le stime elaborate dalla IEA.

⁴⁸ F. Quattrocchi, op. cit.

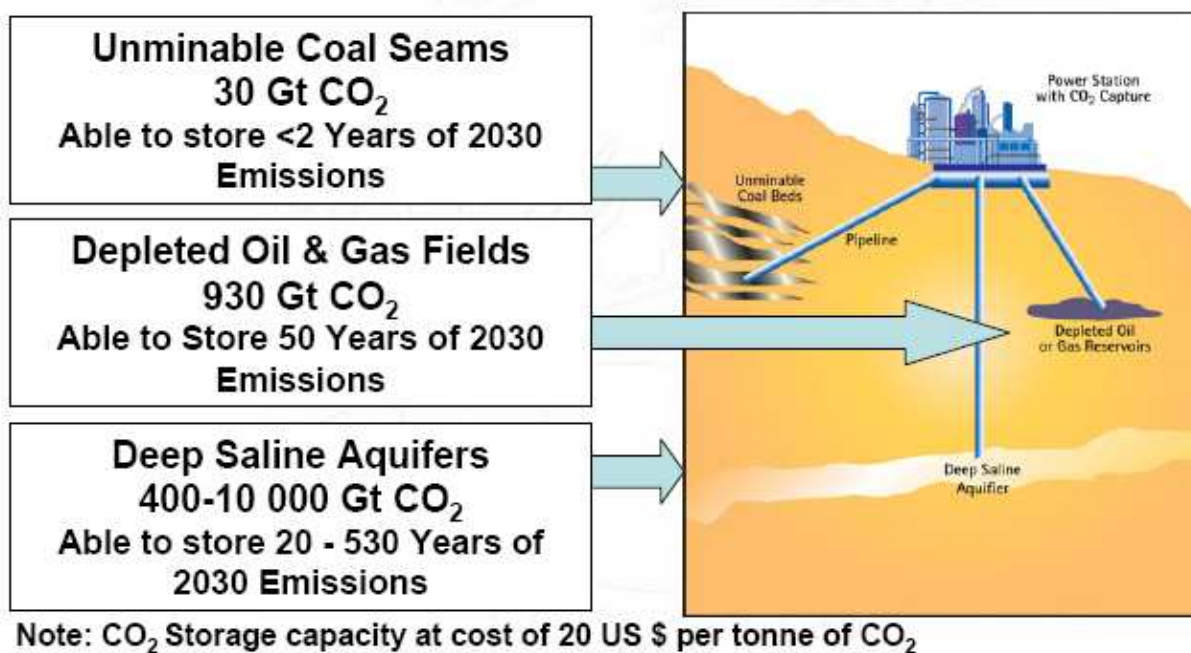


Figura 13: Opzioni possibili e potenzialità di stoccaggio su scala globale. (“An update on CCS: Recent developments”, IEA)

Comparando questi valori con le previste emissioni future fino almeno al 2050, si comprende come lo stoccaggio geologico possa avere un impatto sostanzioso sulle emissioni di anidride carbonica.

Opzioni di stoccaggio geologico	Capacità globale	
	Gtonn di CO ₂	Come porzione delle emissioni totali fino al 2050
Serbatoi di gas ed olio in esaurimento	930	45%
Giacimenti esauriti di carbone	>15	>1%
Acquiferi salini profondi	400-10000	20-500%

Tabella 9: stima della capacità di immagazzinamento per differenti serbatoi geologici (fonte: IEA GHG)

3.2 Proprietà chimico-fisiche della CO₂

Abbiamo accennato già ad alcune delle proprietà della CO₂ in presenza di acqua. Ricordiamo adesso brevemente altre caratteristiche che sono rilevanti ai fini dello stoccaggio sotterraneo e del trasporto in gasdotto. Alle variazioni di fase, ad esempio, sono associate grandi variazioni di volume, per cui è preferibile stoccare l'anidride carbonica a condizioni fisiche lontane dalle condizioni di fase limite (fig 2.4).

L'anidride carbonica è un gas incolore, inodore e insapore. Alla pressione standard è stabile, inerte e non tossico.

La sua densità è maggiore dell'aria (circa 50%) alle condizioni atmosferiche. Tuttavia la densità cambia drasticamente intorno al suo punto critico (31,1°C; 73,8 bar). Oltre la temperatura critica di 31,1°C, la CO₂ si comporta come un vapore la cui densità cresce con la pressione. Sopra la temperatura critica e la pressione critica di 7,38 MPa, essa assume la forma di un fluido supercritico. Alle condizioni critiche di pressione e temperatura, non vi sono cambiamenti improvvisi delle proprietà. Un fluido supercritico è un fluido comprimibile come un gas (stessa viscosità e comportamento) ma che ha la densità di un liquido (0,2-0,9 g/ml).

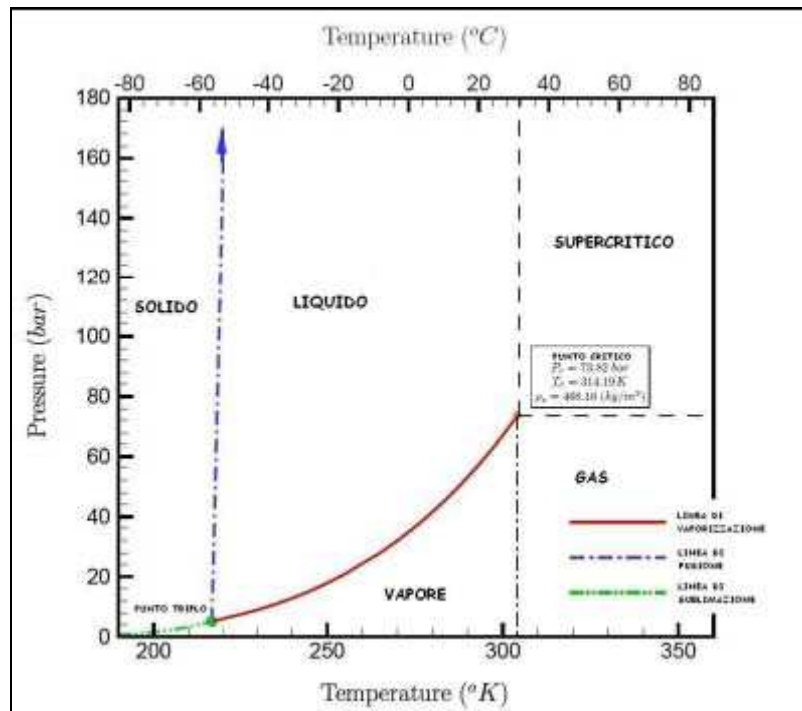


Figura 14: Diagramma di fase (T-P) della CO₂

Anche la viscosità della CO₂ è ovviamente funzione della pressione e della temperatura. Quando la pressione cresce – alla temperatura di giacimento, costante – la viscosità del gas cresce considerevolmente. A pressione costante, invece, il fluido supercritico si comporta ora come un liquido (la viscosità diminuisce all’aumentare della temperatura), ora come un gas (la viscosità aumenta con la temperatura), come si osserva nella figura che segue.

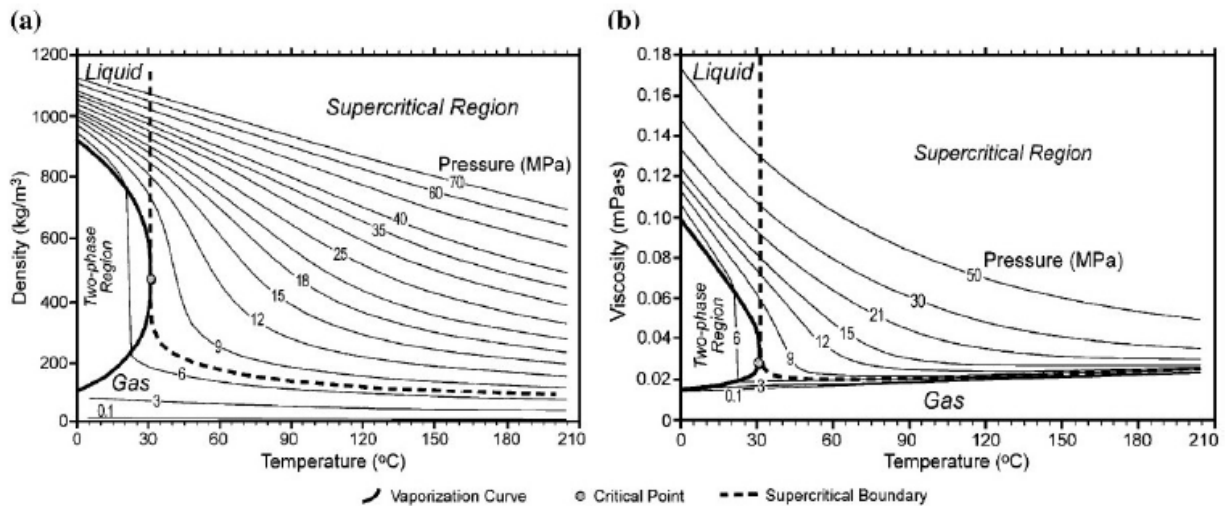


Figure 15.a e 14.b: Variazione della Densità (a) e della Viscosità (b) in funzione di temperatura e pressione ⁴⁹

E' ben noto che la CO₂, sciolto in una sostanza allo stato liquido, ne riduce la viscosità. La solubilità della CO₂ in acqua dipende dalla temperatura, dalla pressione, così come dalla salinità e dalla composizione chimica dell'acqua di formazione. La solubilità cresce con l'aumento della pressione, ma decresce con l'aumento della temperatura e dalla salinità.

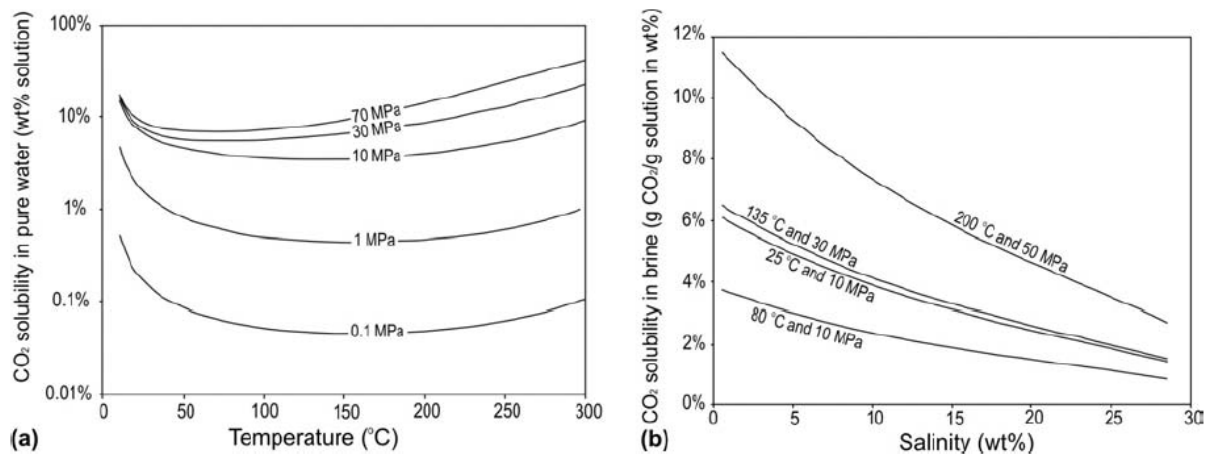


Figure 16.a e 15.b: Variazione della Solubilità in acqua in funzione di temperatura e pressione (a) e in funzione della salinità, per condizioni di P e T definite (b) ⁵⁰

⁴⁹ Nordbotte, Celia, Bachu, (2004) "Injection and Storage of CO₂ in Deep Saline Aquifers: Analytical Solution for CO₂ Plume Evolution During Injection". Springer Netherlands.

⁵⁰ Bachu, S. and Adams, J.J. (2003) "Estimating CO₂ Sequestration Capacity in Solution in Deep Saline Aquifers". Energy Conversion and Management, vol. 44, no. 20, p. 3151-3175.

La solubilità nelle condizioni tipiche di un giacimento, con una salinità del 3%, varia dai 47 ai 51 kg/m³, corrispondenti a un volume della CO₂ libera compreso fra il 6,7 e il 7,3% di volume dei pori. Una crescita nella salinità dell'acqua del giacimento diminuisce sensibilmente la solubilità del gas.

Infine l'entalpia, o contenuto di calore di un materiale, è una quantità termodinamica pari alla somma dell'energia interna di un sistema e del lavoro pressione-volume prodotto sul sistema. Nell'iniezione di CO₂, variazioni di entalpia vanno considerate nel determinare le pressioni al top o al fondo del pozzo, dove avvengono le variazioni di fase.

3.3 Modalità di stoccaggio

A profondità intorno agli 800/1000 m - considerando valori medi del gradiente geotermico e idrostatico (1 bar/10 metri e 3°C/100 metri)- la CO₂ diviene supercritica e la sua densità raggiunge i 500-800 kg/m³. In tale forma l'anidride carbonica è molto più densa che non informata gassosa, e dunque è possibile stoccare un volume di gran lunga superiore di CO₂ all'interno dello spazio disponibile. Inoltre, l'iniezione della CO₂ in forma di fluido supercritico è preferibile, poiché quando l'anidride carbonica è in fase gassosa possono generarsi delle complicazioni relative alla formazione d'idrati all'interno del pozzo d'iniezione⁵¹.

⁵¹ Baklid et al, "*Sleipner Vest CO2 Disposal, CO2 Injection into a shallow underground acquifer*". In: 1996 SPE Annual Technical Conference & Exhibition, SPE Paper 36600, 6-9, oct. 1996, Denver USA, pp.269-277

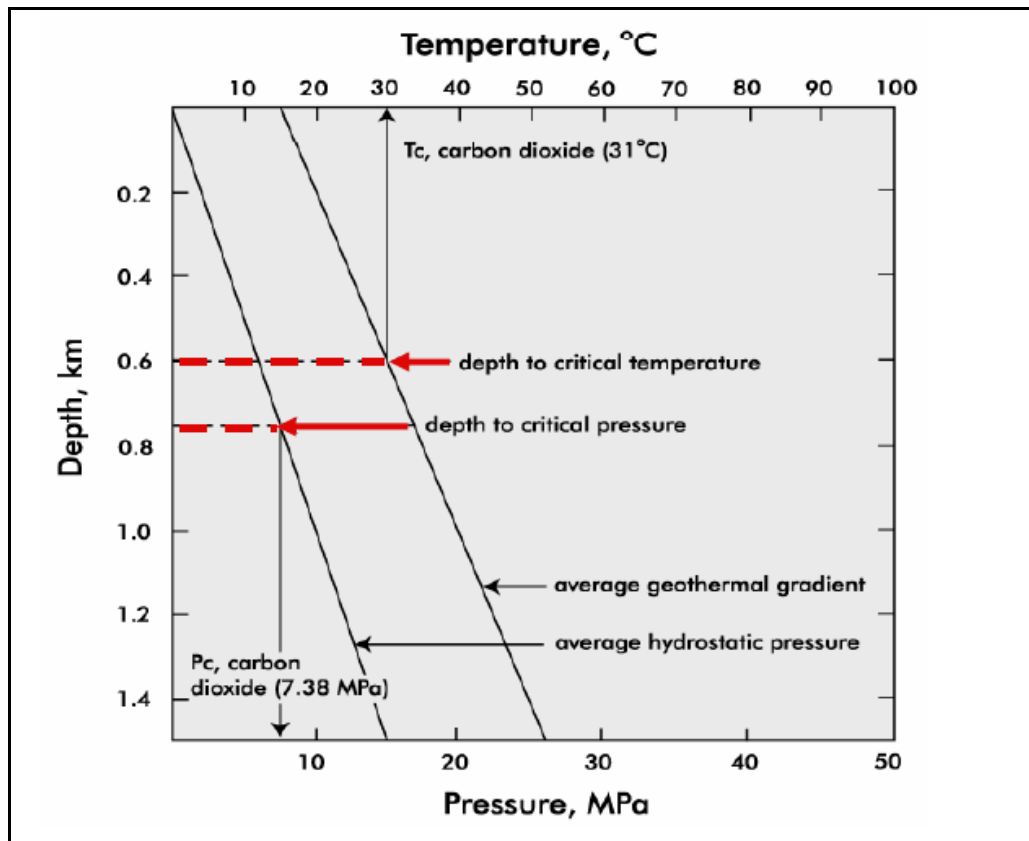


Figura 17: Diagramma di fase (pressione-profondità).⁵²

La densità aumenta con forte gradiente fino ad una profondità intorno ai 1000-1200 m per poi rimanere quasi costante, oltre tale profondità sono necessarie alte pressioni d'iniezione senza che la massa di carbonio immagazzinato per unità di volume di roccia aumenti sensibilmente: si comprende quindi che lo stoccaggio di CO₂ in giacimenti molto profondi può non essere economicamente attraente a causa degli alti costi di compressione, oltre che di perforazione.

⁵² Gibson-Poole C.M. et al. "Review of geological settings for Carbon Capture and Storage (CCS) in Victoria". Australian School of Petroleum, the University of Adelaide. ICPTL-RPT06-0506 (2007).

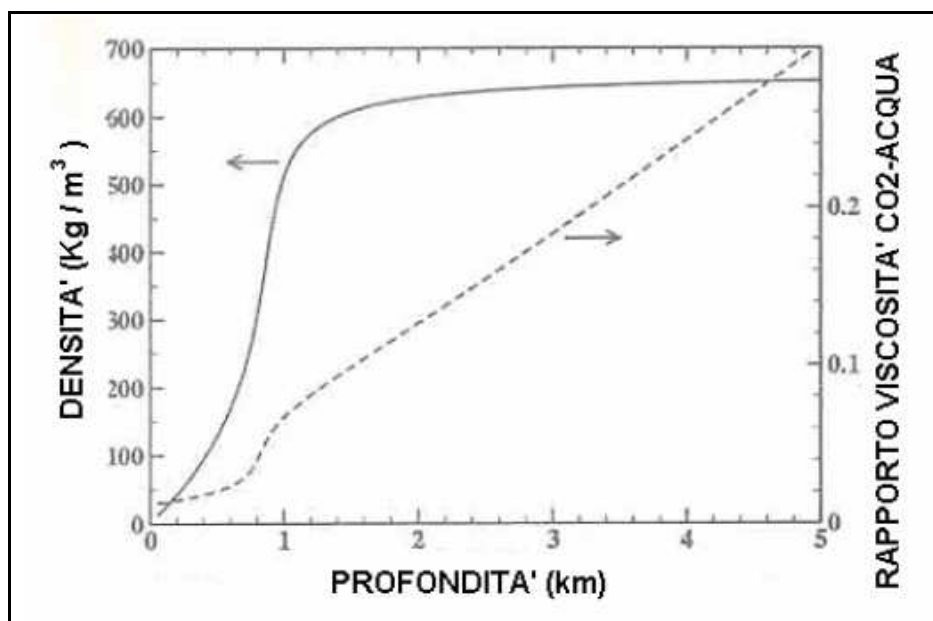


Figura 18: Densità e viscosità della CO₂ in funzione della profondità⁵³

Di contro, i giacimenti poco profondi, dove la CO₂ rimarrà nella fase gassosa, non sono economici a causa della loro limitata efficienza di stoccaggio.

Densità dell'ordine dei 600-700 kg/m³ sono minori di circa il 30 - 40% di quelle di un'acqua di formazione salina, a parità di condizioni. Il risultato di una tale differenza di densità è che la CO₂, più leggera, tenda a risalire e galleggiare sull'acqua di formazione accumulandosi nelle porzioni più elevate al di sotto della roccia di copertura. L'effetto è dipendente dalla profondità, l'intensità diminuisce con l'aumento della profondità sebbene esso non si annulli mai completamente.

La CO₂ supercritica è significativamente meno viscosa dell'acqua o dell'olio di un ordine di grandezza, o più, alle stesse condizioni di giacimento. Alla profondità di 1000 - 3000 m (sotto le condizioni tipiche di reservoir) il rapporto della viscosità della CO₂ rispetto a quella dell'acqua salina (con salinità per esempio di 32000 ppm⁵⁴) varia dal 0,05 allo 0,2: circa 20 volte meno viscosa dell'acqua di formazione a 1000 m e circa cinque volte meno viscosa dell'acqua di formazione a 3000 m. La differenza fra la mobilità della CO₂ supercritica e dell'acqua fa sì che la CO₂ non spazzi uniformemente l'acqua: può dunque generare vistosi effetti di *fingering*. Il rapporto di

⁵³ Ennis-King J., Paterson L. "Engineering aspects of geological sequestration of carbon dioxide". In SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, (8-10 Oct. 2002), Melbourne. SPE paper 77809

⁵⁴ Varma S., et al. "Regional Study on Potential CO₂ Geosequestration in the Collie Basin and in the Perth Basin of Western Australian". CO₂CR, RPT 07-0529, May 2007
http://www.co2crc.com.au/PUBFILES/GEN0607/CollieBasin%20Report_web.pdf

mobilità tra la CO₂ e l'acqua diminuisce al diminuire di temperatura e pressione dunque gli effetti di *fingering* diminuiranno con l'aumento della profondità.

La natura del processo di spiazzamento e/o la complessità geologica del giacimento, contribuiscono ad una riduzione nella capacità di stoccaggio. Tre fattori, in particolare, controllano l'efficienza del processo di stoccaggio:

1. L'effetto *fingering* dovuto alla mobilità della CO₂ rispetto al gas e all'acqua;
2. La segregazione gravitazionale dovuta al contrasto di densità tra CO₂, gas e acqua;
3. L'eterogeneità del giacimento.

Per i giacimenti di gas, gli effetti di *fingering* sono modesti.

Se il giacimento è eterogeneo, inoltre, la CO₂ fluisce lungo il percorso di minima resistenza. Se l'eterogeneità si presenta in direzione orizzontale, questo può controbilanciare la spinta idrostatica, in quanto rallenta la risalita della CO₂ fino alla parte superiore del reservoir, costringendola a diffondersi lateralmente e determinando così una migliore efficienza di spiazzamento verticale.

Il confinamento della CO₂ necessita di grandi capacità di stoccaggio disponibile e buone condizioni d'iniezione per decenni. Tali condizioni necessitano la scelta di un giacimento che possa garantire valori di porosità e permeabilità sufficientemente alti, come generalmente si verifica in giacimenti di idrocarburi o in acquiferi.

3.4 Problematiche

Le tecnologie relative alla cattura/sequestro di CO₂ sono relativamente mature, pur rimanendo aperte alcune problematiche di carattere ambientale e di sicurezza.

Molto è stato scritto sugli effetti connessi all'esposizione di esseri viventi alla CO₂. A basse concentrazioni (1 per cento in volume), l'anidride carbonica non ha effetti dannosi sugli esseri umani e sugli ecosistemi, anzi è indispensabile per alcuni processi vitali quali la fotosintesi; diviene letale per l'uomo, perché può causare asfissia, una concentrazione di CO₂ dell'ordine del 10 % in volume.

Nel sequestro geologico le concentrazioni elevate di CO₂ in atmosfera possono essere correlate a due ordini di problemi:

- fuoriuscite di CO₂ durante le fasi operative volte alla cattura, trasporto e iniezione nel sottosuolo
- rilascio in atmosfera dal sito di stoccaggio.

Sul primo punto si può affermare con certezza che la cattura, il trasporto e l'iniezione di CO₂ sono pratiche ben testate nel settore petrolifero e si avvalgono di tecnologie all'avanguardia. Gli incidenti più frequenti sono dovuti a rotture nei tubi o nei pozzi di iniezione, ma la fuoriuscita di CO₂ in questi casi è trascurabile per la presenza di opportune valvole di sicurezza che interrompono il flusso di gas al variare della sua pressione. Anche il rischio di corrosione dei tubi che può provocare fuoriuscite incontrollate di CO₂ è stato aggirato grazie all'utilizzo di moderni materiali anticorrosivi. Adottando pertanto le opportune pratiche di sicurezza, già ampiamente in uso per il trasporto del gas e del petrolio, i rischi nella fase operativa possono essere decisamente contenuti.

Minore è l'esperienza sul rilascio di CO₂ dal sito di stoccaggio. Per un inquadramento corretto delle problematiche, varie e di diversa natura, non si può prescindere dalle caratteristiche specifiche del sito, in relazione sia al sistema serbatoio-copertura-fluidi, sia alle modalità di iniezione/produzione e al programma produttivo.

Le condizioni sotto le quali è possibile stoccare la CO₂ in sottosuolo vanno valutate, dunque, caso per caso. Occorre studiare le caratteristiche petrografiche/petrofisiche e geomeccaniche del giacimento (e le variazioni indotte dall'iniezione di CO₂), le interazioni chimico-fisiche tra gas, roccia di giacimento, roccia di copertura e fluidi del giacimento, la formazione di nuovi composti (mobilizzazione e precipitazione sali, dissoluzione e precipitazione di carbonati, formazione di idrati), ect.

Lo studio non può prescindere, inoltre, dalla valutazione del rischio in termini di sicurezza dello stoccaggio, di stabilità del biossido di carbonio (interazioni fluido/roccia e potenziali migrazioni), di compatibilità ambientale (preservazione risorse, subsidenza), dei possibili impatti associati alla perdita della CO₂: locale, specifica del sito, considerando le ricadute su salute, sicurezza e ambiente (inteso come ambiente esterno, ma anche come sistema roccia /fluidi); e globale, connessa al ritorno della CO₂ in atmosfera (valutazione dei limiti massimi accettabili). Il

comportamento di stoccaggio è un tema che deve essere valutato nel tempo (100-1000 anni) e la capacità di contenimento sul lungo periodo deve essere anticipata con sufficiente accuratezza.

Nella scelta del sito opportuno devono essere considerati e studiati tre punti chiave: efficacia del contenimento, sismicità indotta e rischi associati⁵⁵.

Il contenimento deve essere garantito per minimizzare i rischi di perdita di gas, sia durante le operazioni di stoccaggio, sia dopo l'abbandono del sito. La sua funzione è assicurata dalla *cap rock* e dall'intera copertura sedimentaria⁵⁶.

In nessun caso, siti dove l'iniezione di CO₂ può provocare eventi microsismici che ne riducano l'efficacia del contenimento devono essere considerati per lo stoccaggio. I rischi associati sono relativi alla possibilità di fuga della CO₂ causata dall'alterazione nel tempo del cemento dei pozzi: il biossido di carbonio è un gas fortemente acido che diviene corrosivo quando dissolto in acqua.

Le principali problematiche tecniche sono connesse:

- all'incertezza geologica che non permette di conoscere in modo completo le caratteristiche dei siti di stoccaggio, in termini caratteristiche petrofisiche e strutturali;
- all'incertezza sul grado di tenuta delle rocce di copertura e dei pozzi d'iniezione per tempi sufficientemente lunghi.

Esistono ulteriori vincoli allo sviluppo del *Carbon Sequestration* su larga scala connessi ad aspetti legali e di accettabilità pubblica.

Discriminante rimane, in ogni caso, la possibilità di trovare opzioni economicamente fattibili, il cui impiego costituisca un vantaggio, in termini di profitto e di competitività, per le aziende del comparto.

⁵⁵ Panvini F., Bilardo U. "*Carbon Sequestration: Key Features and Issues*", presented at the Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy, March 28-30, 2007

⁵⁶ La perdita di integrità della roccia di copertura può essere legata a fattori dovuti direttamente allo stoccaggio stesso (perdite di tenuta per superamento della pressione capillare di spiazzamento, formazione fratture per aumento della pressione nei pori o diminuzione delle tensioni litostatiche, formazione di faglie beanti per aumento delle tensioni di taglio nella copertura) o fattori preesistenti attivati dallo stoccaggio (flusso attraverso faglie e fratture preesistenti). Da Brighenti G., Mesini E (2006) op.cit .

3.5 Distribuzione geografica dei potenziali siti di stoccaggio

Diversi gruppi di ricerca stanno compiendo in varie regioni della Terra studi riguardanti la distribuzione geografica dei potenziali siti di immagazzinamento, al fine di valutare la fattibilità del CCS. Tipicamente, infatti, sito di produzione delle emissioni e sito di stoccaggio non coincidono, per cui si rende necessario un più o meno lungo trasporto.

Se per il metano, che è un prodotto da vendere, è economicamente accettabile il trasporto via tubature per alcune migliaia di chilometri (fino a circa 4000 km), non ugualmente avviene per la CO₂. Oltre che dai costi di cattura, per adesso elevati, dai costi connessi con il trasporto dipenderà la convenienza del sistema CCS rispetto da altre soluzioni per l'abbattimento delle emissioni.

Australia

Il progetto GEODISC⁵⁷ include una stima dettagliata dei potenziali serbatoi geologici in Australia. In questo paese si è giunti alla conclusione che le opportunità per quanto riguarda l'utilizzo della CO₂ ai fini EOR e l'immagazzinamento nei giacimenti carboniferi profondi non coltivabili sono limitate solo a casi isolati. Anche lo stoccaggio nei giacimenti di gas non è un'opzione con prospettive a breve termine a causa dell'arretratezza nel campo della produzione di olio e gas in Australia. Solo pochi serbatoi, infatti, si presume che saranno in via di esaurimento nei prossimi 30-40 anni. D'altra parte, invece, l'immagazzinamento negli acquiferi salini profondi si prospetta essere un'importante opportunità per iniettarvi grossi volumi di CO₂.

⁵⁷ http://extra.co2crc.com.au:443/modules/pts2/download.php?file_id=1493&rec_id=13

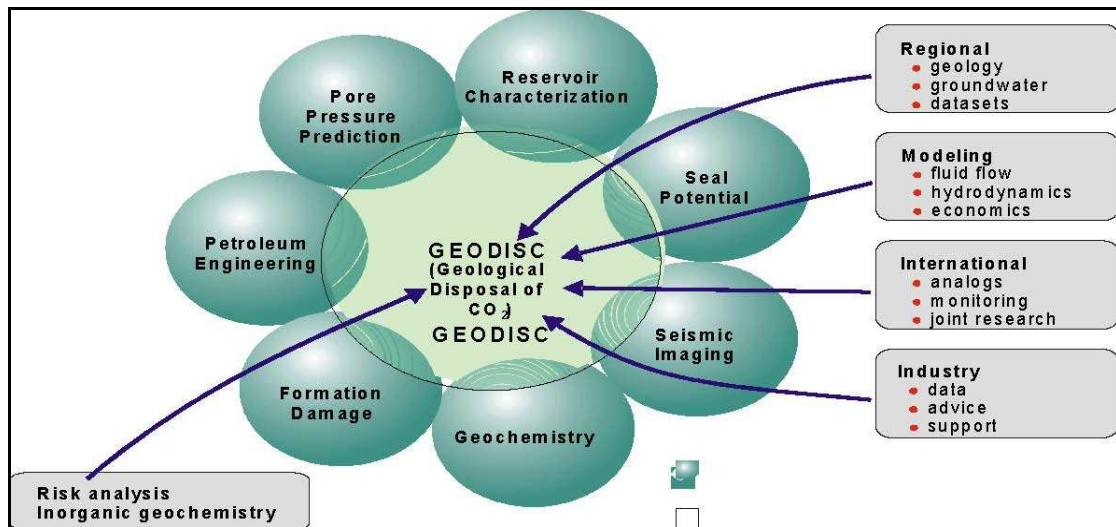


Figura 19: Schema del progetto GEODISC

Il progetto GEODISC ha svolto uno screening dei bacini sedimentari australiani nei quali l'anidride carbonica può essere possibilmente stoccata. Questa ricerca è soprattutto finalizzata a localizzare i bacini che si trovano nei pressi delle maggiori fonti di emissioni antropiche (in Australia il 41% delle emissioni è causata da 50 impianti) e danno sufficienti garanzie geologiche in merito ai suddetti problemi di contenimento.

Approssimativamente sono stati individuati circa 300 bacini sedimentari in totale, ridotti poi a circa 50 considerando la prossimità dei siti di emissione di CO₂. All'interno di questi bacini sedimentari sono stati selezionati 87 possibili siti di iniezione, *Environmentally Sustainable Sites for Carbon Dioxide Injection* (ESSCIs). La distanza tra i possibili siti di stoccaggio e le fonti puntuali varia tra i 100 e i 400 km.

Canada

Studi effettuati dall'Alberta Geological Survey (AGS) hanno concluso che gli unici bacini sedimentari in Canada con un significativo potenziale di stoccaggio per l'anidride carbonica sono quelli di Alberta e della parte canadese del bacino di Williston, conosciuti insieme come i bacini sedimentari del Western Canada.



Figura 20: Mappa del Canada con indicati i bacini di Williston e Alberta

Stime preliminari prevedono un potenziale che va dalle decine alle centinaia di Gtonn di CO₂ stoccabile.

Altri piccoli bacini sedimentari, con piccoli potenziali, sono presenti nel sud-ovest dell'Ontario e lungo il fiume St. Lawrence in Quebec.

L'AGS sta valutando anche il potenziale di stoccaggio dei giacimenti di olio e gas ad Alberta. Ci sono attualmente 26000 serbatoi di gas e 8500 di olio in vari stadi di produzione e di esaurimento. Il potenziale dei giacimenti di gas è stato calcolato essere attorno alla 9,8 Gtonn di CO₂. Nei giacimenti di olio esauriti, invece, il potenziale si attesta sulla 637 Mtonn (1Mtonn=10⁶ tonn); lo stoccaggio di CO₂ destinato all'EOR potrebbe avere un potenziale di 673 Mtonn.

Stime del potenziale dei giacimenti di carbone non coltivabile stanno avendo luogo anche in Nuova Scozia per attestare in dettaglio il potenziale dell'ECBM.

Europa

Nei primi anni '90 è stata effettuata una stima del potenziale di stoccaggio in Europa da parte di diversi scienziati e geologi del British Geological Survey (BGS).

Il progetto ha compiuto uno studio preliminare dei siti potenziali in Norvegia e nell'UE considerando le emissioni delle centrali di energia di questi paesi. Il lavoro ha calcolato un potenziale di 800 Gtonn di CO₂ in Norvegia e nei paesi dell'UE.

Considerando che le emissioni di CO₂ si attestavano attorno ai 950 milioni di tonnellate per anno nel 1990, ciò determina una possibilità di stoccaggio per circa 800 anni. Gran parte della capacità di immagazzinamento è stata valutata essere nel Mar del Nord.

Un nuovo progetto è iniziato nel 2000 con il nome di European Potential for Geological Storage of Carbon Dioxide (GESTCO).

Il GESTCO ha ripreso gli studi precedenti, ma si è focalizzato soprattutto sul Nord-Ovest Europa (Belgio, Danimarca, Francia, Germania, UK, Olanda e Norvegia) e Grecia.

Giappone

Stime del potenziale di stoccaggio sono cominciate nei primi anni '90 da parte dell'ENAA (Engineering Advacement Association of Japan). Queste valutazioni hanno indicato un potenziale di 92 Gtonn di CO₂ stoccabili, la maggioranza delle quali (52Gtonn) in acquiferi al largo delle coste giapponesi. Con una quantità di emissioni di CO₂ pari a 500 Mtonn/anno dalle fonti stazionarie il potenziale di immagazzinamento potrebbe essere molto significativo.

Un nuovo progetto di ricerca quinquennale è cominciato nel 2001 e ha coinvolto la RITE (Research Institute of Innovative Technology of the Earth) e l'ENAA⁵⁸.

Il progetto ha previsto queste attività:

- un rilevamento in oceano aperto davanti alle coste giapponesi, allo scopo di fornire dati sulla sismicità notoriamente elevata nel Paese del Sol Levante;
- un progetto pilota di iniezione e stoccaggio di CO₂ in un acquifero per dimostrare il potenziale di questa tecnologia in Giappone e per ottenere dati sul comportamento della CO₂ nel sottosuolo;
- uno studio che valutasse le possibili combinazioni tra le fonti stazionarie di CO₂ e i possibili siti di stoccaggio e uno studio di valutazione dei costi.

Il progetto pilota è iniziato nel 2003 nell'area di Niigata, con una portata di 20 tonnellate\giorno di CO₂.

⁵⁸ <http://www.nsc.co.jp/en/tech/report/pdf/n9218.pdf>

USA

Sono attualmente in corso studi sulla capacità di stoccaggio e sulla distribuzione dei giacimenti, ma queste ricerche sono, qui, più frammentarie che in ogni altra area.

Vari gruppi di lavoro sono coinvolti nei diversi Stati degli US. Questi alcuni progetti:

- GEOSEQ ha scoperto diversi acquiferi e serbatoi di gas ed olio in California e ne ha stimato il potenziale di stoccaggio. Gli acquiferi offrono il maggior potenziale di stoccaggio con una capacità stimata in 22 Gtonn di CO₂. Sono seguiti poi dai giacimenti esauriti di olio con potenziale di 2,5 Gtonn ed infine ci sono i giacimenti di gas con un potenziale di 0,6 Gtonn.
- Batelle ha studiato a fondo la grande formazione di arenaria del monte Simon che copre grossa parte della zona centro-occidentale degli Stati Uniti. I risultati indicano un potenziale di immagazzinamento che va dalle 9 alle 43 Gtonn.
- La United States Geological Survey (USGS) sta portando avanti un programma di ricerca dei possibili siti di stoccaggio della CO₂ negli US. Il primo obiettivo è quello di valutare il potenziale dei giacimenti non coltivabili di carbone. Per ora il potenziale dei giacimenti carboniferi contenenti carboni sub-bituminosi è stato stimato superare le 8 Gtonn. Si stanno anche analizzando i carboni di bassa qualità nel Powder River Basin.
- Il Texas Bureau of Economic Geology ha sviluppato un database riguardante gli acquiferi salini profondi negli US. Secondo l'USGS 2/3 degli stati degli US si trovano sopra ad acquiferi salini che rappresentano un grosso potenziale di stoccaggio per gli Stati Uniti

3.6 Principali progetti nel mondo

Dopo aver visto alcuni degli studi volti alla localizzazione e caratterizzazione dei possibili siti di stoccaggio, si passano in rassegna alcuni dei progetti pilota avviati nel mondo.

Attorno a questi progetti c'è molto interesse e, come vedremo, anche l'UE ha deciso di avviare la realizzazione di una decina di impianti di dimostrazione a vasta scala per

sperimentare varie soluzioni di CCS in grado di garantire un utilizzo sostenibile dei combustibili fossili.



Figura 21: Principali siti di CCS nel mondo. IEA 2006

Sleipner Project, Mar del Nord

Il caso di Sleipner rappresenta il primo progetto operativo di iniezione di CO₂ su scala commerciale il cui fine è lo stoccaggio geologico della CO₂ entro una formazione salina che produce metano. La CO₂ è prodotta, unitamente al metano, all'interno del campo: poiché il gas estratto contiene il 9% di CO₂ e tale tasso è superiore al limite del 2,5% imposto dalla normativa per l'immissione nella rete di vendita, il flusso viene sottoposto ad un trattamento che separa la parte eccedente di CO₂. La separazione e la conseguente iniezione della CO₂ all'interno della formazione di Utsira è iniziata nell'ottobre 1996 con un flusso di 2700 t al giorno e sino al 2005 più di 7 Mt di CO₂ sono state iniettate (IPCC 2005). Il progetto ha focalizzato l'interesse dei maggiori centri europei di ricerca che hanno messo a punto tecniche di monitoraggio a partire dalla superficie (sismica riflessione) e di modellizzazione numerica (tomografica, geochimica, fluidodinamica) per valutare e predire l'evoluzione nel tempo della CO₂ iniettata.

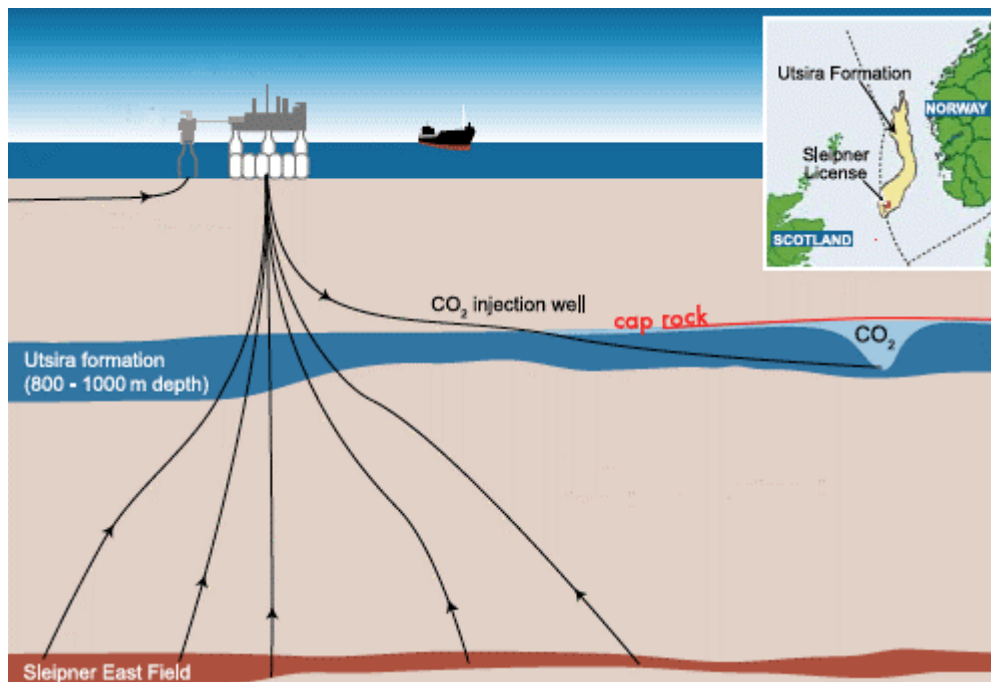


Figura 22: Il progetto Sleipner

Weyburn, Canada

Si tratta di un progetto di recupero assistito (EOR) di olio nel giacimento di Weyburn, nel sud del Canada attraverso l'iniezione di 5000 t al giorno di CO₂, prodotta in un impianto di gassificazione del carbone nel Dakota e trasportata per centinaia di chilometri attraverso un gasdotto. L'iniezione avviene a una profondità di 1500 m nella formazione arenacea "Vuggy". Il progetto ha per scopo la valutazione della comparazione delle tecniche di monitoraggio da superficie e da pozzo e la comprensione tramite queste delle interazioni tra CO₂, olio e rocce, e dell'evoluzione in tempi anche molto lunghi della CO₂ immagazzinata.

Allison Unit, New Mexico

Si tratta di un progetto ECBM (Enhanced Coal Bed methane), operato dalla Burlington Resources. La CO₂ è iniettata dal 1995, per un volume complessivamente stoccato di 277.000 t. Il giacimento di carbone ha uno spessore di 13 m ed è localizzato a una profondità di 950 m a una pressione originaria di 11,5 MPa (IPCC 2005). Il recupero del metano è stato incrementato dal 22% grazie all'iniezione della CO₂.

In Salah, Algeria

Il suo sviluppo è in corso di realizzazione da parte della BP e della Sonatrach. La produzione a regime sarà di 9 miliardi di m³ di gas all'anno (maggiore giacimento in Algeria), venduti essenzialmente all'Italia e alla Spagna attraverso un gasdotto in fase di completamento. La percentuale di CO₂ nel gas estratto varia dall'1 al 10% e va ridotta a non più dello 0,3%. La CO₂ estratta sarà re-iniettata nelle aree periferiche del giacimento per aumentare il recupero complessivo del gas. Accanto al progetto industriale è stato definito un complesso programma di controllo e monitoraggio dell'iniezione della CO₂ che farà di In Salah il più importante ed articolato progetto a terra di sviluppo e valutazione delle tecnologie associate al confinamento geologico della CO₂.

Snohvit, Mar di Barents

Nel 2001 la Statoil e altri partner industriali hanno firmato un accordo per lo sviluppo del giacimento Snohvit nel Mar di Barents di cui si utilizzeranno idrocarburi estratti per dar vita al primo progetto europeo di esportazione di gas naturale liquefatto. Il progetto prevede la realizzazione di 21 pozzi di estrazione, più un pozzo di riniezione della CO₂. Essa sarà iniettata a 2300 m sotto il livello del mare nella formazione Tubasen un'arenaria spessa dai 50 ai 75 m. La quantità di CO₂ confinata sarà di circa 0,7 Mt all'anno.

Gorgon, Australia

Il progetto prevede la messa in opera di infrastrutture per la separazione, il trasporto e il confinamento geologico della CO₂ in eccesso durante il trattamento di liquefazione del gas naturale estratto dal giacimento Gorgon nell'Australia occidentale. Chevron, operatore del progetto Gorgon, stima che l'iniezione della CO₂ ridurrà di circa il 40% le emissioni di gas serra del progetto. A partire dal 2008-2010 circa 3,3 milioni di t di CO₂ saranno confinate ogni anno alla profondità di 2300 m in una formazione salina.

CRUST

Obiettivo di CUST, promosso e finanziato dal governo olandese, è la pianificazione e la gestione di un progetto dimostrativo di immagazzinamento geologico della CO₂ che comprenda la messa in opera di infrastrutture per il recupero e riutilizzo dell'anidride carbonica

FRIO

Il progetto, sostenuto dal CSLF, Carbon Sequestration Leadership Forum, è finanziato dal Dipartimento Usa per l'energia. E' in fase di esecuzione: una prima iniezione di CO₂ è durata 100 giorni, seguita poi da un anno di monitoraggio.

4 Cattura e trasporto della CO₂

4.1 Introduzione

Come anticipato la CO₂ può essere catturata, trasportata e sequestrata con tecnologie disponibili già sul mercato per altre applicazioni, per cui ben testate. Solo recentemente queste tecnologie sono state prese seriamente in considerazione come possibile metodo per ridurre le emissioni, nell'ottica di una maggiore sostenibilità dell'utilizzo delle fonti fossili.

Attualmente più dell'80% dei fabbisogni energetici mondiali viene garantito dai combustibili fossili e un cambiamento verso forme di energia di tipo "non fossile", anche se necessario in futuro, non è certamente gestibile in tempi così rapidi da rispondere alle esigenze di riduzione dei gas serra.

La cattura della CO₂ direttamente dalle fonti di emissioni puntuali, come le centrali elettriche, permetterebbe al pianeta di ridurre l'anidride carbonica immessa in atmosfera pur utilizzando ancora combustibili fossili, fintanto che non saranno introdotte sul mercato tecnologie che possano sfruttare risorse alternative.

E' il settore della produzione dell'elettricità il responsabile di oltre il 50% delle emissioni di biossido di carbonio mondiali di origine industriale. La grande diffusione di impianti termoelettrici, a discapito di nucleare, idroelettrico, solare e fonti alternative spiega il fenomeno. Fatto 100 il quantitativo di emissioni di CO₂ di origine antropica, la produzione di elettricità ne rappresenta circa la 30esima parte.

Ovviamente la tipologia di impianto, la sua efficienza e il tipo di combustibile determinano la maggiore o minore produzione di anidride carbonica per unità di energia elettrica prodotta.

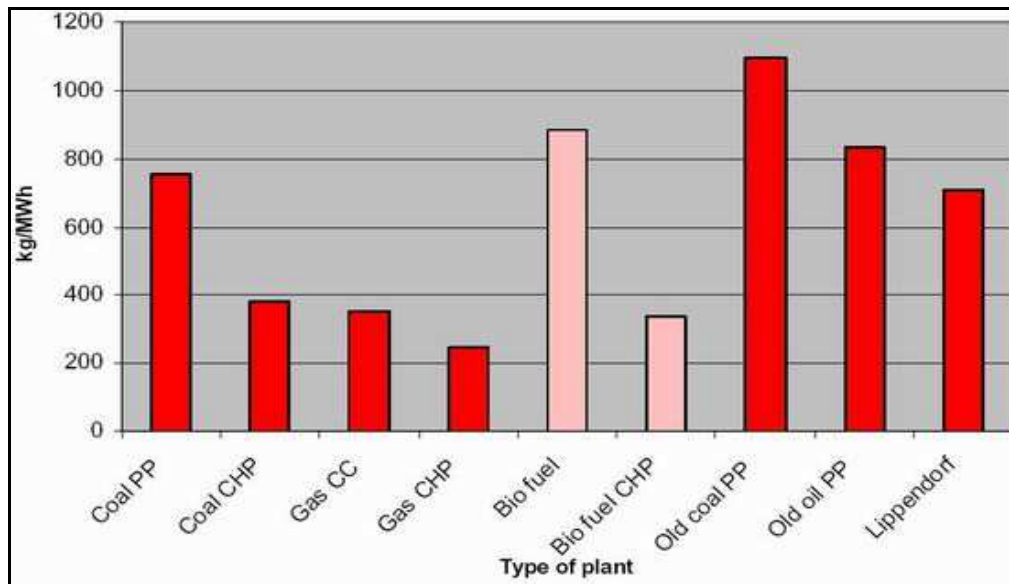


Figura 23: Emissioni di CO₂ (in kilogrammi per Megawattora di energia prodotta) a seconda della tipologia di impianto utilizzato per la produzione elettrica.

Altre fonti di emissioni stazionarie includono le raffinerie del petrolio, gli impianti petrolchimici, quelli che producono fertilizzanti e che trattano i gas e le industrie di lavorazione dell'acciaio e del cemento. Questi settori sono tra i principali responsabili delle emissioni del pianeta. Nella seguente tabella una valutazione quantitativa della loro influenza: la somma non corrisponde al totale delle emissioni di origine industriale.

	CO ₂ emessa (Mtonn/a)
Generazione di elettricità	7660
Produzione dell'acciaio e ferro	1440
Produzione del cemento	1130
Raffinazione del petrolio	690
Industrie petrolchimiche	520

Tabella 10: emissioni di CO₂ da parte delle maggiori industrie⁵⁹

⁵⁹ IPCC Workshop on Carbon Capture and Storage, Canada 2002

4.2 *Principali fonti di emissione puntuale*

Le principali, tecnologie usate per generare energia dai combustibili fossili, sono, attualmente, gli impianti combinati di gas naturale e quelli a vapore che bruciano carbone.

Gli impianti integrati di gassificazione a ciclo combinato (IGCC) si stanno sviluppando, benché siano generalmente considerati non economicamente competitivi.

La cattura della CO₂ può essere incorporata in ognuno di questi tipi di impianto.

4.2.1 Impianto carbone

L'impianto di combustione a polverino di carbone è stata la tecnologia più usata per produrre energia per oltre 50 anni. Il carbone polverizzato viene bruciato per elevare la pressione del vapore in caldaia, il vapore in pressione passa poi attraverso una turbina a vapore, generando elettricità. L'efficienza dei moderni impianti a carbone si aggira sul 40%. Sono stati però costruiti anche impianti che raggiungono un'efficienza del 47%.

L'elemento chiave nello sviluppo di impianti con cicli a vapore ad alto rendimento è l'utilizzo di nuovi materiali (quali leghe di nichel e cromo). Sono stati fatti a questo proposito degli esperimenti, nel Nord Europa, utilizzando materiali adatti a condizioni del vapore critiche sull'ordine dei 700°C/375 bar, i quali conferivano all'impianto un'efficienza del 55%. Per rendere disponibili queste tecnologie, tuttavia, ci vorranno almeno 15 anni.

Un'alternativa alla combustione del carbone polverizzato è la combustione in letto fluidizzato. Questo metodo consiste nel bruciare un particolare combustibile, come il carbone, in forte eccesso di aria rispetto al metodo convenzionale; le particelle di combustibile sono continuamente alimentate in un letto di ceneri minerali nella porzione di 1 parte di fluido su 200 di cenere, mentre un flusso di aria passa attraverso il letto provocando un moto turbolento. La ragione della diffusione di questa tecnica consiste nella ridotta formazione di sostanze inquinanti, come ossidi di azoto e zolfo,

rispetto agli impianti di combustione a polverino di carbone. Inoltre la minore temperatura di esercizio in camera riduce il rischio di formazione di monossido di carbonio.

Tuttavia, ai fini della produzione di CO₂ i due sistemi si equivalgono per efficienza, emissioni e costi e anche gli impianti di cattura del biossido di carbonio non presentano differenze.

4.2.2 Impianto a ciclo combinato a gas naturale

In questi impianti, il gas viene bruciato in una turbina a gas che, collegata ad un alternatore, produce elettricità. I gas di scarico della turbina, estremamente caldi, vengono a loro volta utilizzati per scaldare acqua in una caldaia. Il vapore così ottenuto è usato in una turbina a vapore come in una centrale termoelettrica tradizionale, generando altra elettricità. Questo genere di centrali termoelettriche ha un rendimento elettrico estremamente elevato e comunque maggiore di quelle tradizionali, arrivando a sfiorare anche il 60% di resa.

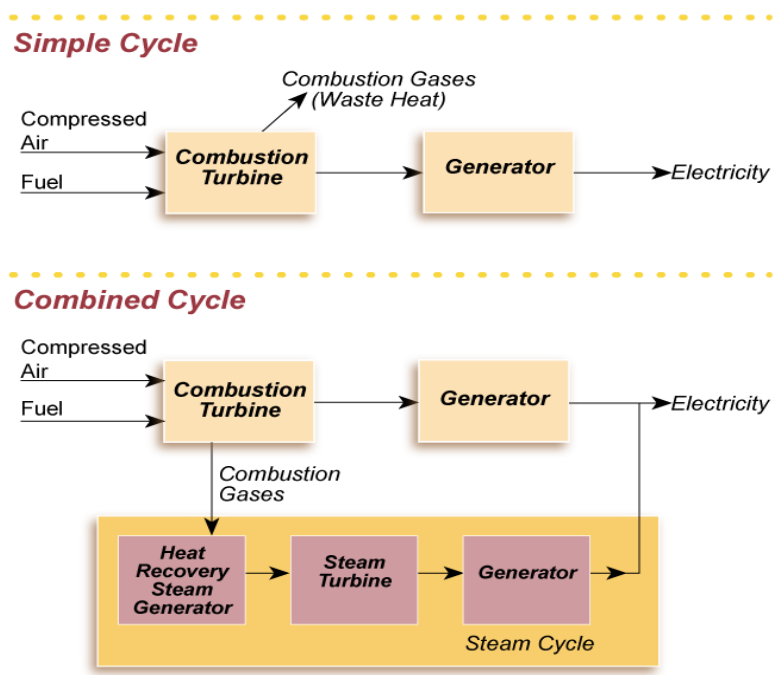


Figura 24: Confronto tra lo schema di una centrale turbogas tradizionale e un impianto combinato

Questo tipo di impianto è stato introdotto negli ultimi 10 anni, non appena il mercato del gas naturale per la generazione di elettricità è stato deregolamentato. In tutto il mondo i sistemi basati sulle turbine a gas stanno prendendo piede, occupando circa metà del mercato delle centrali elettriche.

4.2.3 IGCC

Gli impianti basati sul Ciclo Combinato Integrato di Gassificazione (IGCC) uniscono gli alti rendimenti tipici dei Cicli Combinati a gas naturale alla possibilità di utilizzare come fonte di energia un qualsivoglia materiale ricco di carbonio, come il petrolio, il carbone o le biomasse. Inoltre, il processo di gassificazione permette di togliere elementi altrimenti problematici per la successiva fase di combustione, quali ad esempio cloro e potassio.

Il processo di “gassificazione”, infatti, consente di ottenere da prodotti organici anche non particolarmente nobili un gas di sintesi (*syngas*) da utilizzare a sua volta come combustibile in un normale impianto turbogas combinato.

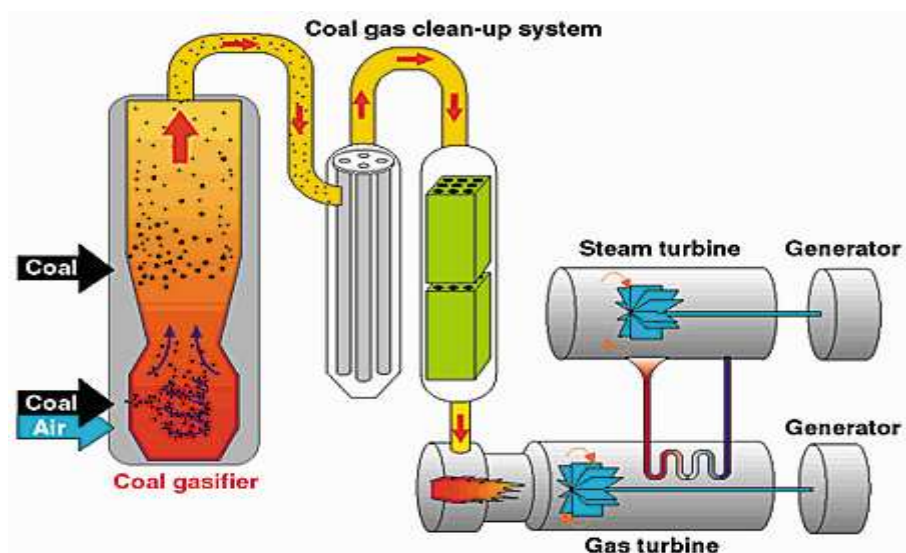


Figura 25: Disegno schematico di Impianto Integrato di Gassificazione e Ciclo Combinato

La gassificazione prevede che, dopo l'iniziale pirolisi, una percentuale sotto-stoichiometrica di un agente ossidante - tipicamente aria (ossigeno) o vapore - venga introdotta nel reattore in modo che parte del materiale organico bruci producendo

monossido di carbonio ed energia. L'energia liberata è utile per la reazione successiva che converte ulteriore materiale organico in idrogeno ed altro monossido di carbonio. A questo punto il syngas, formato essenzialmente da idrogeno e monossido di carbonio, viene inserito in un ciclo combinato dove brucia allo stesso modo del metano.

L'efficienza degli impianti IGCC aumenterà in futuro parallelamente a quella degli impianti a ciclo combinato con turbina gas, anche se i primi sono in media meno efficienti, di circa 10 punti percentuale, a causa delle perdite di energia dovute ai processi di massificazione e purificazione del gas.

Si contano attualmente più di 300 generatori di gas in utilizzo, ma la maggior parte di questi producono gas di sintesi come stadio intermedio nelle produzioni chimiche.

Impianti IGCC a carbone a scopo di prova sono stati costruiti su scala commerciale negli USA, Olanda e Spagna.

C'è inoltre un crescente interesse da parte dell'industria petrolifera per quanto riguarda la massificazione dei residui da raffineria per produrre elettricità e 3 grossi impianti sono stati costruiti in Italia. I costi capitali necessitano, però, di essere ridotti e l'affidabilità e la flessibilità devono essere migliorate per far sì che questi impianti siano competitivi sul mercato dell'elettricità.

4.2.4 Altre opportunità per la cattura della CO₂

Non solo il comparto della produzione elettrica genera grandi volumi di anidride carbonica e gas serra. Anche le industrie petrolchimiche e metallurgiche, la raffinazione del greggio e la produzione dei cementi contribuiscono con un ulteriore 30% sul totale delle emissioni industriali.

Queste industrie rappresentano un'ulteriore opportunità per catturare la CO₂ al fine di stoccarla.

Circa due terzi delle emissioni di CO₂ delle raffinerie di petrolio provengono dai riscaldatori. I fumi di questi riscaldatori sono simili ai gas delle centrali elettriche, così che la CO₂ può essere catturata usando le stesse tecniche e a circa gli stessi costi.

Più o meno il 60% della CO₂ emessa dall'industria del ferro e dell'acciaio proviene dai gas in uscita dell'altoforno. Anche in questo caso le emissioni sono adatte alla cattura della CO₂.

Anche la CO₂ emessa dall'industria cementizia può essere catturata con tecniche simili.

In alcune industrie, per esempio come quella per la produzione di idrogeno per l'ammoniaca, i fertilizzanti o per la lavorazione dei gas, la CO₂ viene già separata.

Molta di questa CO₂ viene scaricata in atmosfera, ma potrebbe essere stoccata nel sottosuolo con un piccolo costo extra. Ciò fornisce opportunità significative per dimostrare l'ampia applicabilità del CCS come una prima possibilità per la mitigazione del clima.

4.3 Metodi di cattura

Esistono tre tecniche principali per catturare la CO₂ nell'ambito della produzione di energia elettrica:

- cattura in **post-combustione**
- cattura in **pre-combustione**
- combustione **con ossigeno puro (oxyfuel combustion)**

4.3.1 La cattura in post-combustione

La CO₂ è solo una piccola parte dei fumi emessi in atmosfera da una centrale elettrica, come si vede nella tabella che segue. Il gas naturale contiene meno carbonio del carbone e gli impianti a ciclo combinato a gas naturale hanno efficienze termiche maggiori degli impianti a carbone. Il volume di CO₂ per MW di elettricità generata in un impianto a ciclo combinato a gas naturale è perciò circa la metà di quella generata in un impianto a carbone, ma il volume complessivo dei gas è circa due terzi più grande.

	Concentrazione di CO ₂ nei fumi, vol. % approssimativo
Impianti a carbone polverizzato	14
Impianti IGCC a carbone	9
Impianti a ciclo combinato a gas naturale	4

Tabella 11: Concentrazione della CO₂ nei fumi emessi dai diversi tipi di centrali termoelettriche (fonte: “Putting carbon back into the ground”, IEA, 2001)

Gli altri gas in uscita dai camini includono l’azoto, l’ossigeno e il vapore acqueo. Non sarebbe pratico stoccare nel sottosuolo tutti questi gas perché occuperebbero spazio e ci sarebbe bisogno di molta energia per comprimerli.

Sono necessarie perciò alcune tecniche di separazione della CO₂ dal resto dei gas. Sono disponibili varie tecniche, che analizzeremo nel seguito, la più utilizzata delle quali è la separazione della CO₂ dai flussi dei fumi usando una soluzione amminica rigenerabile. Dopo aver lasciato il depuratore dei gas di scarico, l’ammina viene riscaldata per rilasciare una CO₂ con un alto grado di purezza e l’ammina libera dalla CO₂ viene poi riutilizzata.

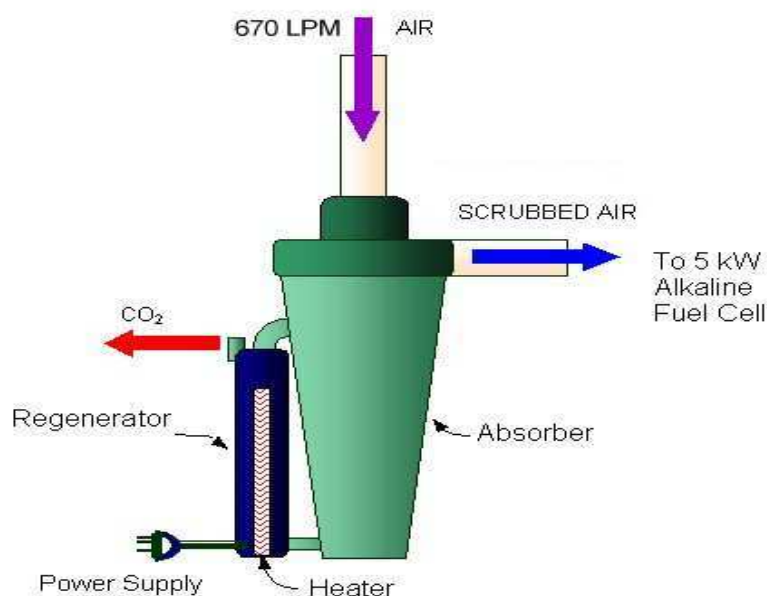


Figura 26: Separatore di CO₂ ad ammine, con annesso rigeneratore a caldo.

La figura 4.14 è un diagramma semplificato di una centrale elettrica tradizionale in cui avviene la cattura della CO₂ in post-combustione. Qualche attenzione in più deve essere portata in quegli stadi che interessano la depurazione dei fumi dalle impurità quali gli ossidi di zolfo e azoto, al fine di non rovinare le ammine. Ovviamente queste tecniche possono anche essere applicate alle centrali turbogas, dove il problema dei composti aggressivi non si presenta.

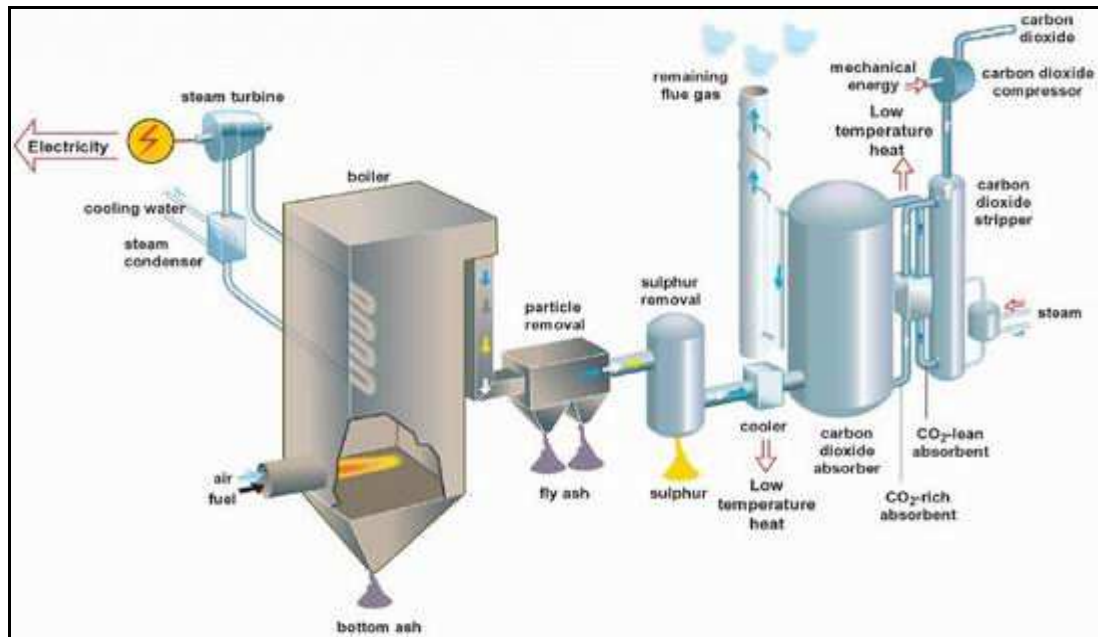


Figura 27: Rimozione della CO₂ in un impianto termoelettrico tradizionale, mediante sistema ad assorbimento.

4.3.2 La cattura in pre-combustione

La bassa concentrazione di CO₂ nei gas di scarico delle centrali elettriche implica che un abbattimento efficace possa realizzarsi manipolando grandi volumi di gas, con conseguenti costi elevati e consumo di spazio per i macchinari. Per di più la bassa concentrazione di CO₂ implica che debbano essere utilizzati potenti solventi per catturarla e la rigenerazione di tali solventi, allo scopo di rilasciare la CO₂, richiede un grosso quantitativo di energia.

Se la concentrazione di anidride carbonica e la pressione possono essere aumentate, i macchinari necessari alla cattura della CO₂ possono essere ridotti in dimensioni e possono essere utilizzati differenti solventi fisici con perdite minori di energia per la rigenerazione. L'obiettivo può essere raggiunto con la cattura in pre-combustione.

Questo metodo di cattura ben si sposa con gli impianti IGCC che abbiamo già visto: il combustibile fossile viene fatto reagire con ossigeno o aria e, in alcuni casi, con il vapore per creare in maggior parte CO e H₂. Il CO reagisce con il vapore in un reattore catalitico, chiamato “shift converter”, per dare CO₂ + idrogeno. La CO₂ è poi separata e l’H₂ è usato come combustibile in un impianto a ciclo combinato con turbina a gas.

Il processo è, in linea di principio, lo stesso per il carbone, olio greggio o gas naturale, ma quando viene utilizzato il carbone o il petrolio c’è necessità di un maggior numero di stadi di purificazione del gas per rimuovere le particelle di cenere, i composti dello zolfo e altre minori impurità. La figure seguente è un diagramma semplificato di un impianto a carbone con la cattura in pre-combustione.

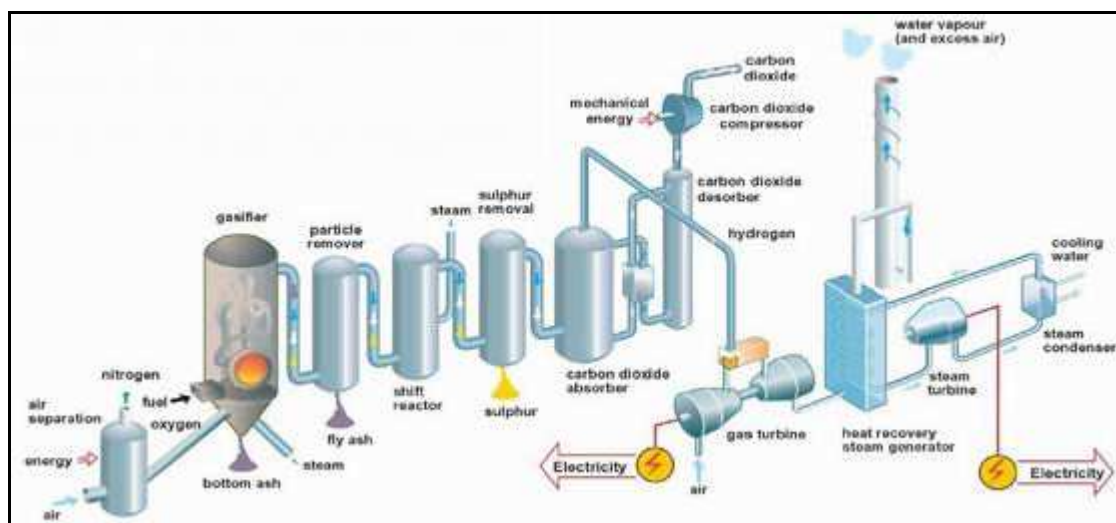


Figura 28: Cattura della CO₂ dopo la gassificazione e prima della combustione.

Sebbene la cattura in pre-combustione necessiti di cambiamenti radicali dell’impianto, gran parte dei processi sono stati già testati dall’industria di produzione dell’ammoniaca ed in altri processi industriali. Inoltre la parte di combustione, senza la cattura della CO₂, è già utilizzata su scala commerciale negli impianti IGCC alimentati a carbone, petrolio residuale e coke di petrolio.

Con l’introduzione della cattura, uno dei nuovi aspetti è che il gas combustibile alimentato dalla turbina a gas è essenzialmente idrogeno.

L'idrogeno viene poi diluito usando azoto o vapore per ridurre le emissioni di ossidi di azoto provenienti dai combustori della turbina a gas. Ci si aspetta che sarà possibile bruciare idrogeno in una già esistente turbina a gas con poche modifiche, ma questa non è ancora una tecnologia sperimentata. Perlomeno si sa che due dei produttori di grandi turbine a gas hanno svolto dei test con l'obiettivo di stabilire dei criteri per l'utilizzo di combustibili ricchi di idrogeno.

L'idrogeno prodotto nei processi di cattura in pre-combustione può essere utilizzato in alternativa per generare elettricità in una cella combustibile.

Le celle a combustibile non sono attualmente competitive economicamente con le turbine a gas, ma lo potranno diventare in futuro in modo particolare per la produzione di energia elettrica su piccola scala, contribuendo alla riduzione delle emissioni diffuse di anidride carbonica (tipicamente da trasporto).

Il tipo di generatore di gas (o meglio di syngas) può influenzare i costi e le perdite di energia per la cattura della CO_2 . I gassificatori che alimentano il combustibile come un fango acquoso e che includono il raffreddamento del gas prodotto con acqua, piuttosto che usare un serbatoio di immagazzinamento per le alte temperature, presentano perdite minori di energia e costi minori per la cattura della CO_2 , dal momento che già producono un gas combustibile grezzo che contiene il vapore richiesto dalla reazione di conversione della $\text{CO} + \text{Ossigeno}$ in $\text{H}_2 + \text{CO}_2$.

Tali gassificatori tendono anche ad avere costi capitali più bassi, ma hanno rendimenti termici meno performanti rispetto ai gassificatori a caldo, sia senza che con la cattura.

4.3.3 La cattura in forte presenza di ossigeno

La concentrazione di CO_2 può essere aumentata in modo significativo usando ossigeno concentrato per la combustione al posto dell'aria, sia in una caldaia che in una turbina a gas. L'ossigeno verrebbe prodotto tramite separazione criogenia dell'aria, che è già largamente in uso, per esempio nelle acciaierie. Se il combustibile viene bruciato in un'atmosfera carica di ossigeno puro, la temperatura di fiamma diventa eccessivamente alta, così alcuni flussi di gas ricchi di CO_2 potrebbero essere

riciclati dal combustore per rendere la temperatura di fiamma simile a quella di una normale camera di combustione. Il vantaggio di tale combustione in ossigeno spinto è che i fumi hanno una concentrazione di CO₂ tipicamente >90%, paragonata al 4-14% della combustione in presenza di aria, in questo modo è richiesta la sola purificazione della CO₂ prima di poterla immettere in un sistema CCS.

Il processo di combustione che impiega in ingresso combustibile, anidride carbonica riciclata e ossigeno presenta un altro beneficio che consiste nella soppressione degli NO_x con conseguenti vantaggi nella rimozione in post-combustione di tali composti. Lo svantaggio di questa tecnologia è che è necessaria una grande quantità di ossigeno, costoso da ottenere sia in termini di investimento per le attrezzature che di consumo di energia.

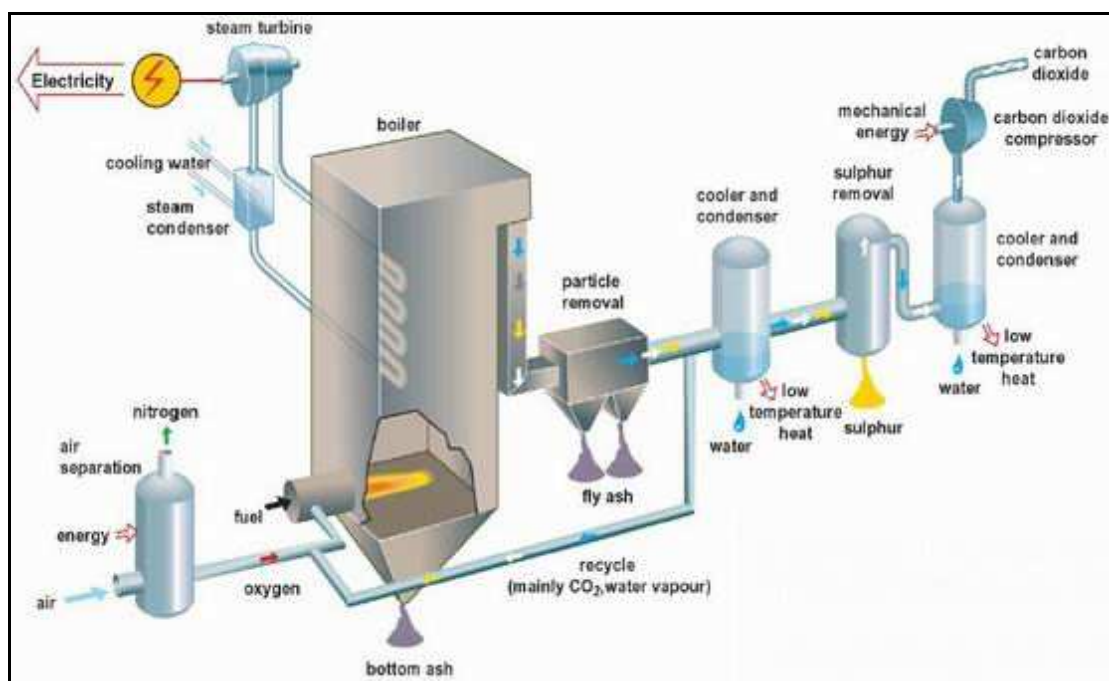


Figura 29: Rispetto ad un impianto di separazione in post-combustione, notiamo la presenza di un arricchitore di ossigeno prima della camera di combustione. Nei fumi, oltre alla CO₂, rimane il vapore d'acqua che viene liberato per semplice condensazione.

Sviluppi nei processi di produzione di ossigeno, grazie a nuove membrane che possono operare ad alte temperature, potranno migliorare l'efficienza media dell'impianto e ridurre i costi.

Va detto che questo tipo di combustione è stata sperimentata solo recentemente e quindi non è ancora affermata a livello impiantistico.

La combustione con forte presenza di ossigeno può essere un'opzione molto attraente per adattare le già esistenti centrali elettriche. Le modifiche necessarie a questi impianti potrebbero essere relativamente modeste e, in alcuni casi, le quantità di ossigeno richieste potrebbero essere ottenute dai già esistenti impianti per la separazione dell'aria.

Questa tecnologia può essere inoltre applicata alle turbine a gas o per la conversione del gas combustibile diretto alle celle combustibile. Comunque, le turbine a gas che usano la CO₂ come fluido di processo, sarebbero sostanzialmente differenti dalle convenzionali turbine a gas che usano aria e le modifiche non sarebbero sufficienti.

In questo caso si tratterebbe di sostituire l'esistente parco delle turbine a gas, con conseguenti grossi investimenti. Per sviluppare questo nuovo tipo di turbina sarebbero dunque necessarie una buona prospettiva di mercato per questi prodotti, ovvero aggravii e oneri maggiori per l'emissione della CO₂, in modo tale da invogliare i produttori a spendere in questo campo. Nuove turbine a gas e nuove celle a combustibile basate su cicli che coinvolgono la combustione in forte presenza di ossigeno e la condensazione della CO₂ sono state proposte. Tali cicli sono molto interessanti, ma necessitano di ancora notevoli studi.

4.4 Tecnologie di cattura

4.4.1 Separazione chimica con solventi

Attualmente il metodo più utilizzato per rimuovere la CO₂ in post-combustione, dai gas di emissione, è tramite solventi chimici tipo le ammine. Il solvente più comunemente usato per separare la CO₂ dai fumi a bassa pressione (dai 3,5 ai 21 kPa) è la monoetanolamina (MEA). Prima della rimozione dell'anidride carbonica, il gas di scarico viene raffreddato e le particelle e le altre impurità vengono il più possibile rimosse. Poi passa all'interno di un recipiente (*absorber column*) dove entra in contatto con il solvente chimico, il quale assorbe grossa parte della CO₂ tramite una reazione chimica formando così un composto con essa.

Il solvente, ricco di CO_2 , dal fondo del recipiente passa allo *stripper column* dove è riscaldato con del vapore per invertire la reazione di assorbimento⁶⁰.

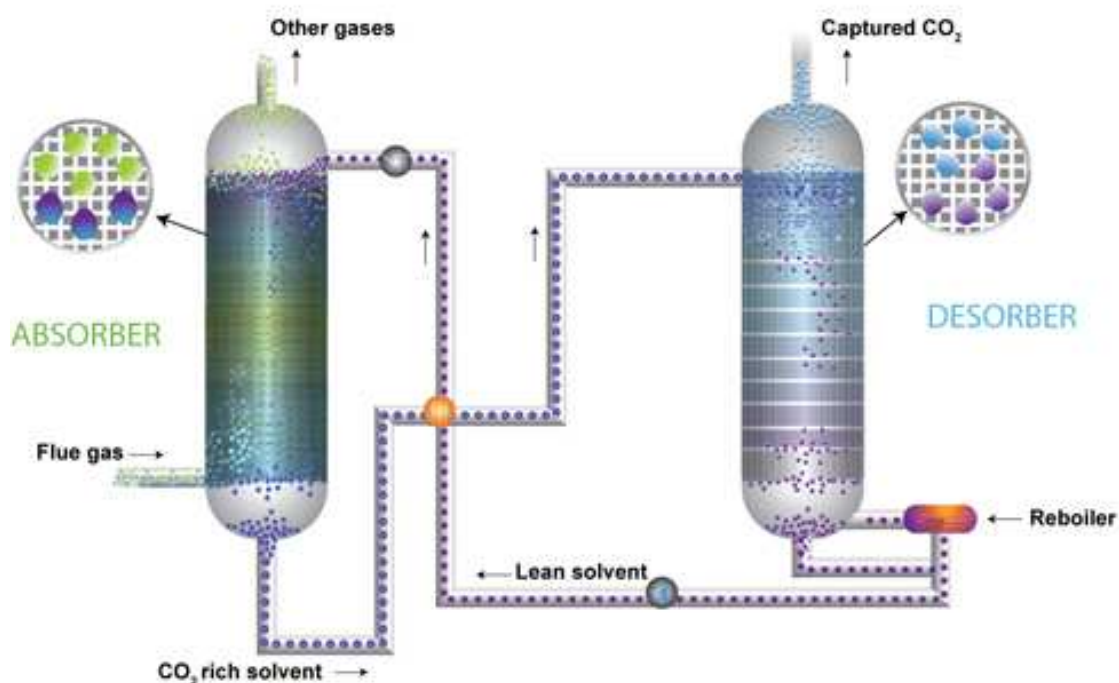


Figura 30: Processo di assorbimento della CO_2 da parte di un solvente amminico e successiva rigenerazione.

La CO_2 qui rilasciata viene compressa per il trasporto e stoccata e il solvente, ora privo di diossido di carbonio, viene riciclato nel primo recipiente. La percentuale di CO_2 che può essere stoccata può raggiungere il 98%, benché alle centrali elettriche si richieda un rendimento attorno al 90%, e la purezza del prodotto può oltrepassare il 99%.

⁶⁰ Con il termine **assorbimento** si indica una ritenzione fisica o chimica di un gas in un solido o in un liquido, oppure di un liquido in un solido.

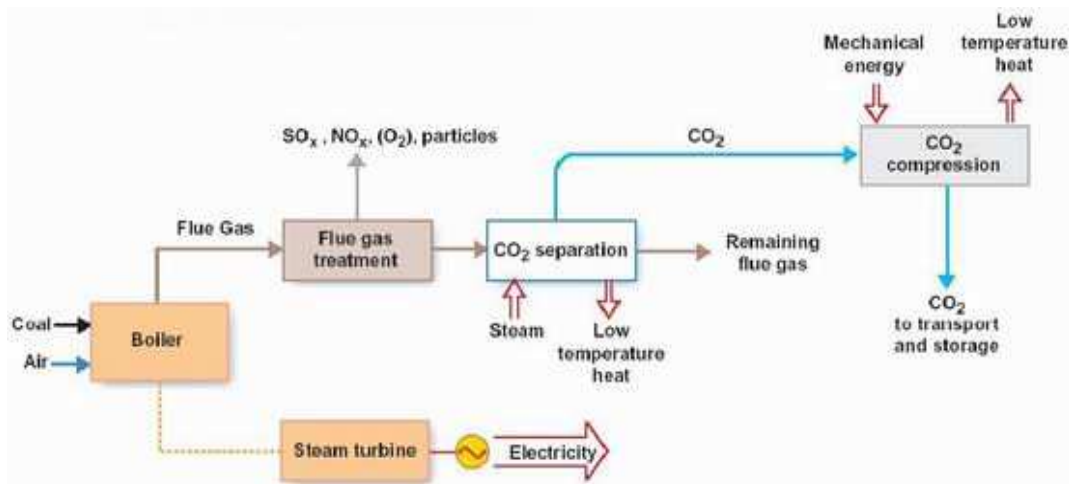


Figura 31: Schema di cattura della CO₂ in post-combustione tramite il processo di assorbimento.
(fonte: <http://www.f-e-e.org/cgi-bin/fee/cal/event.cgi?ActID=3029>)

La tecnologia di separazione con le ammine è stata utilizzata per oltre 60 anni nelle industrie chimiche e petrolifere per rimuovere il solfuro di idrogeno e la CO₂ dai fumi. L'esperienza è ampia per quanto riguarda i flussi di gas naturale e/o con gas ridotti chimicamente, ma attualmente ci sono maggiori agevolazioni nell'usare le ammine per catturare la CO₂, un esempio di ciò è la centrale elettrica a carbone Warrior Run negli USA dove vengono catturate 150 tonn/giorno di CO₂.

Gli svantaggi principali riguardanti il MEA e gli altri solventi sono dovuti al fatto che sono corrosivi in presenza di O₂ e di altre impurità e hanno un elevato grado di degradazione a causa della reazione con l'SO₂ e l'NO₂, inoltre il processo richiede grandi quantità di energia per la rigenerazione.

A causa di questi fattori sono necessarie generalmente apparecchiature ingombranti, un grosso consumo di solvente e cospicue perdite di energia. Nuovi e migliorati solventi con maggiori capacità di assorbimento, che velocizzino il processo, con maggior resistenza alla degradazione e con minore corrosività e che richiedano minore energia per la rigenerazione consentiranno di ridurre le dimensioni dei macchinari ed i costi capitali ed operativi⁶¹.

⁶¹ "Carbon Dioxide Capture and Storage, Summary for Policymakers and Technical Summary", IPCC, 2005

4.4.2 Separazione fisica con solventi

La separazione fisica tramite solventi si utilizza in pre-combustione, in impianti tipo IGCC: sono necessarie alte pressioni parziali (>2 MPa) e alte concentrazioni di CO₂ (35-40%).

Le condizioni richieste per questo processo sono perciò molto differenti da quelle richieste nei processi in post-combustione. La pressione parziale della CO₂ è, infatti, almeno 100 volte superiore di quella che si ha nella cattura in post-combustione.

Nella cattura in pre-combustione è preferibile usare solventi differenti, noti come solventi fisici, che si combinano in modo meno forte con la CO₂, rispetto al tipo di legame che si creava con i solventi chimici. Il vantaggio di tali solventi è che la CO₂ può essere separata nello “stripper” principalmente riducendo la pressione o usando calore, con conseguenti minori costi energetici.

I principali solventi fisici che si possono utilizzare per questo processo sono: il metanolo freddo (processo *Rectisol*), il dietilere di polietilene glicole (processo *Selexol*) e il propilene carbonato (processo *Fluor*). La separazione della CO₂ tramite questo tipo di solventi è ben nota, per esempio negli impianti di produzione dell'ammoniaca.

I miglioramenti e gli studi che si stanno conducendo in questo campo sono simili a quelli necessari per i solventi chimici, in particolar modo, però, sono incentrati verso una maggiore efficienza dei contattori gas-liquido, oltre che verso dei solventi che richiedano ancor minor energia per la rigenerazione.

Nuovi prodotti, come il “morphysorb”, sono stati testati in laboratorio e in un impianto pilota e sono ora sul mercato. Questi solventi hanno dimostrato capacità di rimozione in gas altamente acidi, sotto basse pressioni ed in alte concentrazioni di CO₂ (dal 26 al 65% del volume), presentano inoltre bassa corrosività e piccole richieste energetiche per la rigenerazione.

4.4.3 Adsorbimento

Alcuni materiali solidi con aree superficiali molto ampie, quali la zeolite ed il carbonio attivato, possono essere utilizzate per separare la CO₂ dalle miscele di gas tramite adsorbimento⁶².

Il processo opera su di un ciclo discontinuo composto da due stadi: adsorbimento e rigenerazione. Nel primo stadio, il gas è fatto passare su di un letto di particelle solide che adsorbe la CO₂ e permette agli altri gas di passarvi attraverso. Quando un letto è saturo di CO₂ il gas viene trasferito su un letto di adsorbimento “pulito”, mentre il letto precedentemente usato viene rigenerato per rimuovere l’anidride carbonica.

Nell’adsorbimento in oscillazione di pressione (PSA), il materiale adsorbente è rigenerato riducendo la pressione. Nell’adsorbimento in oscillazione di temperatura (TSA), il materiale è rigenerato, invece, alzando la sua temperatura, mentre nell’adsorbimento in oscillazione elettrica (ESA), la rigenerazione avviene facendo passare una corrente a basso voltaggio attraverso il materiale.

Il PSA e il TSA sono usati in commercio per la separazione dei gas ed in alcuni casi di produzione di idrogeno e nella rimozione della CO₂ dal gas naturale.

L’ESA non è ancora sul mercato, ma si dice che offra buone prospettive verso un minor consumo di energia rispetto agli altri processi.

L’adsorbimento non è ancora considerata una tecnica allettante per la separazione su larga scala della CO₂ dai fumi perché la capacità e la selettività verso l’anidride carbonica degli attuali materiali assorbenti è bassa. E’ comunque interessante se in combinazione con altre tecnologie di cattura. Si necessita, tuttavia, di materiali adsorbenti che possano lavorare ad alte temperature in presenza di vapore e che abbiano una migliore selettività e capacità.

⁶² L’**adsorbimento** è un fenomeno che consiste nell’adesione e nel concentramento di sostanze disciolte o aerodisperse a ridosso della zona superficiale di un corpo che in genere è molto poroso. Il legame tra adsorbente ed adsorbato non avviene dunque nel volume del corpo, come per l’assorbimento, ma sulla superficie.

4.4.4 Membrane

Le membrane per la separazione dei gas confidano nelle differenti interazioni fisiche e chimiche che gas differenti hanno con le membrane, per il fatto che un componente passi attraverso più rapidamente di un altro. Attualmente sono disponibili diversi tipi di membrane porose inorganiche, membrane al palladio, membrane polimeriche e zeoliti. Le membrane di solito non realizzano un alto livello di separazione, perciò sono necessari diversi stadi e/o il riciclo di uno dei flussi di gas. Ciò porta ad un aumento nella complessità del processo, nei costi e nel consumo di energia.

I vantaggi risiedono ovviamente nella mancanza di rigenerazione.

Le membrane possono essere usate per la separazione della CO₂ in diversi punti dei processi di produzione dell'elettricità, ad esempio per il syngas in un impianto IGCC o durante la combustione in una turbina a gas.

4.4.5 Criogenia

La CO₂ può essere separata dagli altri gas tramite il raffreddamento e la condensazione. La separazione criogenica è già largamente diffusa sul mercato per la purificazione della CO₂ dai flussi di gas che già contengono alte concentrazioni di diossido di carbonio (>90%). Non è, invece, normalmente usata per flussi di CO₂ più diluiti, benché si sia recentemente sostenuto che la CO₂ possa essere catturata (ghiacciandola e quindi rendendola solida) direttamente dalle emissioni a pressione atmosferica con perdite di energia simili a quelle delle altre tecniche. Il maggiore svantaggio per la separazione criogenica è la quantità di energia richiesta per la refrigerazione necessaria al processo, in particolar modo per i flussi a bassa concentrazione di CO₂. Un altro svantaggio è che alcuni componenti, come l'acqua, devono essere rimossi prima del raffreddamento dei gas per evitare intasamenti. La separazione criogenica ha il vantaggio di permettere, però, la diretta produzione di CO₂ liquida, che è necessaria per certi trasporti, come quelli in nave.

L'applicazione più promettente per questa tecnica ci si aspetta che sia la separazione dell'anidride carbonica dalle emissioni ad alta pressione, come nei processi di cattura

in pre-combustione o la combustione con forte concentrazione di ossigeno, nelle quali il gas in ingresso contiene alte concentrazioni di CO₂.

4.5 Il trasporto della CO₂

Dopo la cattura la CO₂ deve essere trasportata nel sito di stoccaggio. Nella maggioranza dei casi, l'anidride carbonica, ampiamente inerte e facilmente maneggiabile, viene trasportata in condotte in genere in fase fluida densa o supercritica, ($T_c = 31,04^\circ\text{C}$ e $P_c = 7,38 \text{ MPa} \approx 68 \text{ atm}$) in cui non c'è distinzione tra fase liquida e fase di vapore, vedi figura a seguire, perché è economicamente più conveniente trasportarla nelle condotte ad alta pressione.



Figura 32: Fotogrammi che illustrano la transizione della CO₂ da bifase a fluido supercritico.

La CO₂, infatti, alle condizioni ambientali è allo stato gassoso, mentre è più comodo trasportarla nella fase liquida visti i grandi volumi in gioco. Allo stato supercritico inoltre si evitano i problemi con i flussi bifase.

Solo se le distanze sono considerevoli (>1000 Km) vengono usate le navi. La CO₂ viene trasportata attualmente per nave solo in una limitata quantità di casi e vengono usati contenitori, detti tankers, simili a quelli usati per il trasporto del gas di petrolio liquefatto. In tal caso l'anidride carbonica viene trasportata sotto forma di liquido criogenico pressurizzato ad una pressione che va da 1,4 a 1,7 MPa e ad una temperatura che va da -25°C a -30°C. Questo metodo è molto più flessibile rispetto ai viadotti perché non necessita di cercare il giusto percorso, inoltre per le lunghe distanze è più economico.

Solo in una piccolissima percentuale di casi, infine, la CO_2 viene trasportata via terra in camion cisterna o su rotaia, in particolare quando il sito di stoccaggio è molto vicino all'impianto dal quale è stata catturata la CO_2 .

Gran parte delle attività di ricerca attualmente in corso non prendono molto in considerazione la necessità di una vasta rete di condotte per la CO_2 .

Esistono già in alcune regioni del globo lunghe condotte per la CO_2 , benché il numero di queste non sia neanche paragonabile al numero di quelle usate per il trasporto di gas naturale. Attualmente sono in funzione circa 3100 Km di viadotti per l'anidride carbonica, con una capacità di 44,7Mtonn/anno di CO_2 , la maggior parte delle quali si trova negli USA. Queste reti sono utilizzate per il trasporto di CO_2 per il recupero intensivo del petrolio (EOR) e sono in funzione dagli anni '80. Il viadotto più lungo è attualmente quello della Ship Mountain, lungo 656 Km.

Per avere un'idea, negli USA, è presente una rete di gasdotti per il gas naturale di 536.000 Km.



Figura 33: Rete dei gasdotti esistenti negli USA per il trasporto della CO_2 ai fini EOR.

La rete di condotte per la CO_2 è significativa, ma non così ampia se paragonata ai volumi trasportati degli altri gas.

Tuttavia il bagaglio di conoscenze che si è sviluppato negli addetti ai lavori e nei corpi regolatori competenti, federali e statali, è importante in relazione all'esperienza che hanno acquisito operando in questi anni (anche 15 alcune volte) sulla rete di condotte delle CO₂. La possibilità che questa esperienza venga messa a disposizione di quelle regioni del globo che stanno sviluppando le tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂, e quindi del trasporto di questo gas, rende il futuro del CCS senz'altro meno arduo.

Nuove reti di condotte sono state prese in considerazione in altre regioni del mondo, a partire dal Mar del Nord, dove è attivo il progetto Sleipner. Qui sta nascendo un progetto chiamato CENS sostenuto dall'ELSAM e da Kinder Morgan (un costruttore americano di condotte per la CO₂) che ha lo scopo di collegare tramite viadotti le centrali elettriche della Danimarca, Norvegia e UK con dei giacimenti di olio greggio fuori costa. La rete collegherà 10 impianti con 12 giacimenti per un periodo di 8 anni e supporterà 700 milioni di tonnellate di CO₂ per le operazioni di recupero intensivo del petrolio.

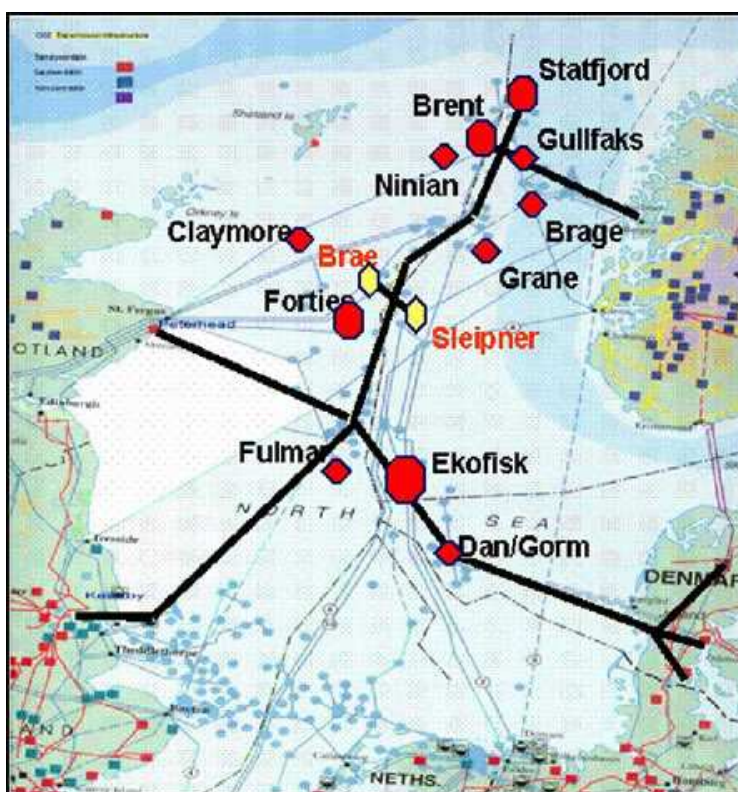


Figura 34: Schema dei viadotti nel Mar del Nord proposti dal progetto CENS (fonte: <http://ior.senergyltd.com/issue7/articles/kindermorgan/>)

La rete sarà costituita da 1500 Km di condotte in mare e da 900 Km di condotte sulla terra ferma in Danimarca e UK. Il progetto ha lo scopo di sfruttare le opportunità che offre il Mar del Nord nel campo del recupero migliorato dell'olio greggio cosa che potrebbe portare grossi vantaggi per la produzione di petrolio stesso e gas nel Mar del Nord per una quindicina d'anni o più, assumendo che la situazione economica sia favorevole ai produttori di petrolio.

5 Lo stoccaggio della CO₂ nei giacimenti di idrocarburi

5.1 Introduzione

Una volta catturata dalle grandi fonti puntuali, tramite i metodi precedentemente descritti, ed essere stata trasportata a destinazione, la CO₂ deve essere iniettata nel luogo dove si ritiene con sufficiente sicurezza che potrà rimanere per diverse centinaia o migliaia di anni.

5.2 Iniezione di CO₂ nei giacimenti di olio greggio

I giacimenti di petrolio sono formati da rocce dotate di caratteristiche petrofisiche e strutturali ottimali per consentire l'accumulo di fluidi. Porosità e permeabilità delle rocce serbatoio forniscono ai fluidi il volume da occupare e la possibilità di migrare verso il minimo potenziale, mentre una adeguata architettura impedisce la risalita fino in superficie. Il serbatoio è costituito (nel 60% dei giacimenti noti) da rocce siliciclastiche, oppure da rocce carbonatiche dotate di porosità secondaria conseguente a fenomeni tettonici (faglie, fratture, ecc). L'architettura di trappola si realizza, invece, grazie alla presenza di una barriera impermeabile detta *cap-rock* (solitamente rocce a grana fine o sedimenti evaporitici) ed una particolare conformazione geometrica delle strutture e/o degli strati sedimentari.

A seguito dello sfruttamento prolungato del petrolio, iniziato oltre un secolo fa, migliaia di giacimenti di olio greggio sono al termine della loro vita produttiva, ma una nuova possibilità si apre: alcuni di questi potrebbero essere sfruttati come siti definitivi per lo stoccaggio della CO₂. Se nel prossimo futuro le tecnologie di cattura diventeranno economicamente più attraenti, i soggetti che emettono anidride carbonica potrebbero decidere di acquistare diritti a stoccare CO₂ presso i concessionari dei giacimenti, piuttosto che acquistare quote ad emettere.

I serbatoi di olio in via di esaurimento stimolano grossa attrattiva come siti per l'immagazzinamento della CO₂ perché:

- i costi esplorativi sono modesti: la struttura del giacimento, il comportamento dei pozzi in produzione, la storia della distribuzione dei liquidi, il volume prodotto e quello residuo sono ormai noti in dettaglio;
- sono “trappole” sicure per la CO₂ avendo già imprigionato per molti milioni di anni liquidi e gas;
- alcuni dei mezzi usati per la produzione degli idrocarburi possono essere riutilizzati per il trasporto e l’iniezione della CO₂.

Inoltre, tutti i giacimenti ad olio hanno un “recovery factor” tipicamente basso: solo una porzione esigua dell’olio originariamente in posto (OHIP, *Original Hydrocarbon In Place*) può essere prodotta usando i metodi standard di estrazione del petrolio. Il recupero standard non supera il 40% e spesso si attesta attorno al 20%. La CO₂ iniettata nei giacimenti adatti può aumentare il recupero dell’olio in sito del 10-15%. Questa tecnica è ben nota, e prende il nome di CO₂ - EOR.

Circa 33 milioni di tonnellate all’anno di CO₂ vengono già sfruttate negli USA, in più di 82 progetti di CO₂ - EOR. Altri 6 milioni di tonnellate all’anno sono iniettati in Turchia in maggior parte per progetti di Enhanced Oil Recovery.

Il “*Weyburn Project*” in Canada è un altro esempio di recupero avanzato a mezzo di CO₂; qui viene iniettata acqua ed alternativamente anidride carbonica⁶³, catturata in una centrale elettrica a carbone in Nord Dakota, USA, trasportata fino all’area di Weyburn a Saskatchewan, tramite una rete di condotte lunghe 200 miglia. La *EnCana*, concessionaria del giacimento, si aspetta di recuperare 130 milioni di barili di greggio in più grazie all’iniezione di 18 milioni di tonnellate di CO₂, allungando la vita del giacimento di 25 anni⁶⁴.

⁶³ http://www.ptrc.ca/weyburn_eor.php

⁶⁴ http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon_seq/2a1.pdf

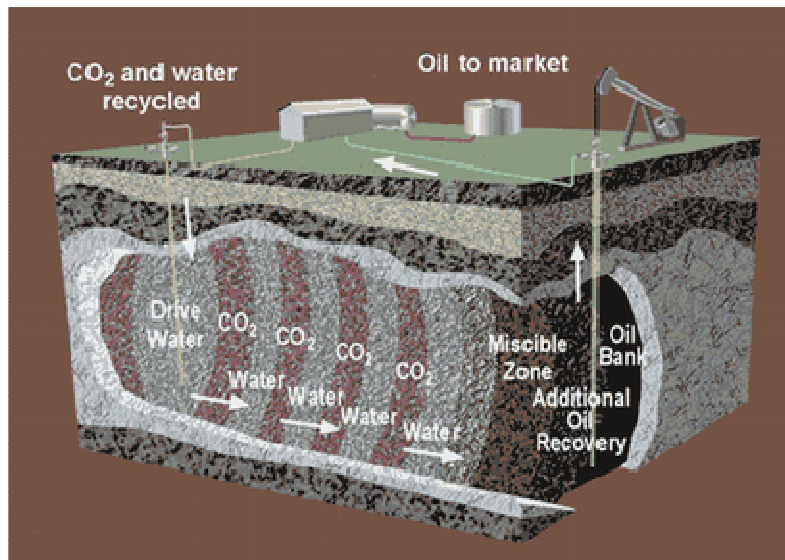


Figura 35: Iniezione di acqua e CO₂ nel giacimento di Weyburn per spiazzare l'olio residuo

Il ruolo della CO₂ è essenzialmente quello di fluidificante dell'olio, mentre l'acqua funge da pistone, essendo immiscibile con il greggio. La CO₂ che si discioglie nell'olio prodotto viene recuperata e reiniettata, mentre quella che si solubilizza nell'acqua o segrega verso l'alto del giacimento rimane sequestrata.

5.3 Iniezioni di CO₂ in giacimenti di gas

In un serbatoio di gas in esaurimento la CO₂ andrebbe ad occupare parte degli spazi vuoti che erano prima occupati dal gas naturale, ripristinando la pressione originale dei pori. I serbatoi di gas in via di esaurimento sono pertanto particolarmente adatti per lo stoccaggio della CO₂.

Il problema che si pone è la miscibilità elevata tra i due gas: l'eventuale produzione di miscela richiederebbe un notevole sforzo una volta in superficie per separare la CO₂ dal gas naturale (vedi separazione dai fumi). Anche per questo motivo non vengono praticate di frequente tecniche di Enhanced Gas Recovery con CO₂ puro; oltretutto i rendimenti di un campo a gas sono tipicamente elevati, con "recovery factors" non di rado superiori all'80%.

Ricerche iniziali negli USA e in Australia⁶⁵ indicano che potrebbe essere possibile iniettare la CO₂ in giacimenti di gas che stanno per raggiungere il termine della loro

⁶⁵ http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon_seq/2a4.pdf

vita produttiva e migliorare la produzione di gas senza contaminare il gas residuo. Devono però essere svolti studi più approfonditi in questo campo: il progetto australiano CSERG, che sulla carta ha dimostrato di poter produrre metano da un giacimento abbandonato grazie all'iniezione di CO₂, deve ancora passare alla fase di test pilota.

Globalmente, delle circa 900 Gt di CO₂ stoccabili in giacimenti di idrocarburi, oltre 140 Gt possono essere stoccate nei giacimenti di gas esauriti secondo le stime della IEA. Il costo per catturare la CO₂, trasportarla per 300 Km e stoccarla in un giacimento di gas esaurito è stato stimato essere tra i 40-60 \$/tonn di CO₂. L'eventuale produzione di metano, almeno fino al “*breakthrough*”, potrebbe contribuire ad abbassare questi costi.

5.4 Iniezione di CO₂ per il recupero migliorato di idrocarburi

Le iniezioni di CO₂ sono state usate per il recupero terziario⁶⁶ di petrolio fin dal 1970. Esistono più di 80 progetti nel mondo che utilizzano le iniezioni di CO₂ per questo scopo, tutti sulla terra ferma. Gli utilizzi del biossido di carbonio per praticare il recupero migliorato del gas naturale sono invece ancora alla fase sperimentale. Il problema nella maggior parte dei giacimenti è rappresentato dalla velocità con cui la CO₂ iniettata raggiunge i pozzi di produzione, precludendo un ulteriore recupero di metano.

Attualmente 20.000 tonnellate di CO₂ al giorno vengono trasportate nei giacimenti di olio per l'EOR. La maggior parte della CO₂ proviene da fonti naturali⁶⁷ (tipicamente anidride carbonica associata alla produzione di gas naturale), anche se progetti in cui la CO₂ viene prelevata da fonti antropogeniche, vedi Weyburn, si sono dimostrate

⁶⁶ I processi di “recupero assistito” (EOR) vengono definiti anche di recupero terziario per distinguerli dal recupero che avviene sfruttando i meccanismi naturali del giacimento (recupero primario) e dai meccanismi di recupero secondario (iniezione di acqua). (fonte: Glossario dell'Industria petrolifera, ENI)

⁶⁷

http://www.fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/eor_co2/Undeveloped_Oil_Document.pdf

potenzialmente competitive. Le fonti antropogeniche da preferirsi sono quelle che producono come scarto una CO₂ molto pura (impianti di etanolo o idrogeno), in modo da mantenere i costi di cattura bassi.

Poiché il costo dell'olio recuperato è strettamente legato al costo di acquisto della CO₂ iniettata, sono stati compiuti innumerevoli sforzi ingegneristici per ridurre la quantità di CO₂ richiesta per il recupero di ciascun barile di olio. Tipicamente, dunque, si cerca di flussare la CO₂ a ciclo chiuso nel giacimento: la CO₂ disciolta nell'olio viene separata da quest'ultimo (basta una diminuzione di pressione per liberare il gas), ricompresa e reiniettata nel giacimento. Una certa quantità viene prelevata da fonti esterne per sostituire quel quantitativo che rimane intrappolato nel reservoir.

D'altra parte, l'obiettivo del CCS è quello di aumentare la quantità del gas che rimane stoccata dopo il processo. Si apre dunque un conflitto tra le Compagnie petrolifere da un lato, che cercano di risparmiare il più possibile sull'utilizzo di CO₂ e recuperare il massimo volume possibile di petrolio, e le associazioni ambientaliste e di ricerca che, invece, mirano ad un maggiore immagazzinamento della CO₂.

In caso di iniezione a basse pressioni, il biossido di carbonio è relativamente poco miscibile nell'olio, quindi agisce principalmente da fluido spiazzante, incrementando in parte anche la mobilità dell'olio: in questo caso è più appropriato parlare di recupero secondario. Iniettato ad alta pressione, quindi come fluido supercritico, invece, il biossido di carbonio si dissolve nell'olio, ne diminuisce la viscosità, favorendo la produzione di quantitativi ulteriori rispetto a quelli ottenibili con il solo recupero secondario. In questo caso, però, dal 50% al 66% della CO₂ immessa torna in superficie assieme all'olio⁶⁸, dove viene recuperata e rimessa in circolo.

Le particolari proprietà possedute da un fluido in fase critica, ottenibili per la CO₂ nelle classiche condizioni di reservoir (come abbiamo avuto modo di vedere nel paragrafo 3.3), hanno sospinto l'interesse dell'industria petrolifera verso l'iniezione del biossido di carbonio come tecnica EOR fin dai primi anni '70.

⁶⁸ http://en.wikipedia.org/wiki/Enhanced_oil_recovery#cite_note-12

I buoni risultati ottenuti sui campi maturi degli USA tuttavia non avrebbero reso questa tecnica così appetibile senza i provvedimenti di natura economica intrapresi dal Governo americano in quegli anni⁶⁹. Mentre la “crisi dei prezzi del petrolio” generava extraprofitti per le Compagnie, l’economia occidentale era messa in ginocchio. Nel 1979 il Governo americano decise di intervenire su due fronti:

- Tassare gli extraprofitti delle Compagnie petrolifere, conseguenti all’inaspettato incremento dei prezzi dell’olio sul mercato;
- Escludere dalla tassazione l’olio prodotto sul suolo americano con tecniche di CO₂-EOR, in modo da incrementare la produzione interna (affidata a campi maturi) e ridurre la dipendenza dai Paesi Arabi.

Da allora, ai contributi governativi per la produzione di idrocarburi per mezzo di iniezione di CO₂, si sono aggiunti gli incentivi di 8 Stati. Il flussaggio con biossido di carbonio consente di produrre il 12% dell’olio estratto negli USA.

È innegabile che anche in Europa sia arrivato il momento di incentivare il CCS per fini EOR: i campi del Mare del Nord, che formano il più grande giacimento dell’Europa, hanno raggiunto il plateau e si avviano al declino. Ogni incremento percentuale ottenibile si traduce non solo in maggiori profitti per le Compagnie, ma in minore dipendenza energetica per i paesi europei.

Non è utopico pensare che una soluzione con due vincitori, Ambiente e Compagnie petrolifere, sia percorribile. Coniugare gli interessi delle Compagnie petrolifere con quelli degli operatori che emettono CO₂, alla luce delle recenti normative in materia di emissioni, consentirebbe all’Europa di ottenere grandi benefici al minor costo.

I problemi chiave per le Compagnie Petrolifere, in tema di CO₂-EOR, sono:

- Prezzo dell’olio sul mercato
- Eventuali incentivi agli investimenti EOR
- Sicurezza dell’approvvigionamento di CO₂

D’altra parte le Industrie che emettono CO₂ sono interessate a disfarsi della CO₂ tenendo conto di:

- Normativa in materia di emissioni
- Costi operativi del CCS

⁶⁹ <http://www.touchoilandgas.com/enhanced-recovery-needs-enhanced-a423-1.html>

- Costi di eventuali alternative (a partire dai prezzi delle quote di emissione)

La situazione rispetto agli anni '70 è dunque mutata: la CO₂ non è più solo un rifiuto senza una precisa destinazione per chi lo emette, e un costo per chi lo volesse adoperare, ma diventa una risorsa per chi lo impiega, essendo imputabili a chi emette la CO₂ una quota dei costi di CCS, sostitutiva del costo di acquisto dei certificati "Emission Trading" relativi alla CO₂ stoccata e non emessa. Questi costi implicano l'assicurazione da parte degli operatori petroliferi che il biossido di carbonio venga sequestrato e non prodotto nuovamente.

Non sono più necessari incentivi fiscali perché le Compagnie petrolifere decidano di far uso della CO₂ ai fini EOR, ma un preciso quadro normativo che consenta di coniugare sul libero mercato le esigenze dei vari attori. Perché questo meccanismo possa funzionare, dovrà realizzarsi un mercato vero della CO₂ fisica, che dia credibilità al concetto di "CO₂ come risorsa", conformemente a quanto stabilito dal "Pacchetto clima-ambiente" europeo. Un mercato con prezzi stabili delle quote di emissione consentirà l'ingresso di nuovi attori in grado di proporre soluzioni alternative ai crediti ERU e CER, quali appunto il sequestro geologico.

I nuovi progetti commerciali per l'EOR saranno, almeno inizialmente, con poca probabilità in mare aperto visti i costi più alti (trasporto, trattamento, installazione off-shore, ecc), tuttavia è necessario prevedere queste opportunità anche per i giacimenti off-shore prima che si arrivi all'abbandono. Poiché il costo delle piattaforme può superare i 50 milioni di dollari l'anno, mentre il decommissioning delle stesse varia tra i 150 e i 450 milioni di dollari, scegliere se effettuare o meno il recupero terziario non concede ripensamenti. Una scelta non sufficientemente veloce ed efficace penalizzerà nazioni come Inghilterra e Norvegia che avrebbero grandi margini di miglioramento nei campi del Mare del Nord.

Il prezzo stabile del petrolio greggio e del gas, un mercato maturo delle quote di emissione, insieme ad una legislazione innovativa e chiara potranno fare dell'utilizzo della CO₂ per l'EOR e lo stoccaggio un'opzione molto competitiva.

5.4.1 Potenziale del CO₂-EOR

La CO₂ è considerata un ottimo gas iniettabile per l'EOR a causa della sua alta miscibilità con l'olio, benché vengano talora usate delle miscele di gas contenenti CO₂.

Lo spiazzamento dell'olio da parte del gas può essere classificato come l'insieme di una serie di processi immiscibili, miscibili o miscibili multi contatto⁷⁰, in dipendenza delle proprietà del gas iniettato e dei fluidi del giacimento alle condizioni presenti nel giacimento stesso.

Lo spiazzamento immiscibile avviene a pressioni al di sotto della minima pressione di miscibilità⁷¹ (MMP) dell'olio, nel quale c'è minore interscambio di componenti o mescolanza tra le zone occupate dal gas iniettato e dal fluido del giacimento. Il gas iniettato può essere usato per mantenere la pressione e per effettuare un drenaggio per gravità.

Alle condizioni di miscibilità, il gas iniettato e gli idrocarburi sono completamente miscibili e formano un fluido ad una sola fase. Uno dei vantaggi dello spiazzamento miscibile è la mancanza di un effetto di capillarità che mantiene l'olio residuo in sito. La miscibilità favorisce anche l'espansione dell'olio, riduce la viscosità del fluido e aumenta la sua mobilità. Attraverso un processo miscibile può avvenire uno spiazzamento (flooding) sia orizzontale che verticale.

La CO₂ ha un vantaggio sugli altri gas, ragion per cui la maggior parte dei progetti si svolgono attraverso processi di flooding in condizione di miscibilità: l'MMP coincide con la condizione critica. La pressione richiesta per un processo miscibile o multi-contatto miscibile dipende dalla temperatura del giacimento e dalla composizione

⁷⁰ La miscibilità a multi-contatto si sviluppa in sito come risultato dell'alterazione della composizione del fluido iniettato o dell'olio già presente. Per esempio, la CO₂ iniettata non è miscibile inizialmente con l'olio, ma, non appena la CO₂ fluisce, questa estrae certe componenti di idrocarburo dall'olio cosicché la CO₂ arricchita diventa miscibile nell'olio

⁷¹ Pressione alla quale le miscele di gas ed olio formatesi durante il processo di spiazzamento diventano identiche in modo critico

dell'olio. Sono state proposte diverse correlazioni che prendono in considerazione la composizione del gas iniettato e dell'olio.

La MMP della CO₂ è, perciò, un parametro importante per lo screening e la selezione del giacimento e per il disegno di progetti per l'EOR in condizioni di miscibilità.

Il potenziale atteso per EOR per uno spiazzamento verticale in condizioni di miscibilità (GSGI-Gravity Stabilised Gas Injection) cade in un range tra il 4-12% OOIP (volume dell'olio in sito). In un processo miscibile di spiazzamento orizzontale, dove in genere viene applicata l'iniezione alternata di gas e acqua (WGA-Water Alternative Gas) il fattore atteso di recupero per l'EOR è del 5-15%.

L'esperienza industriale passata ed attuale nei riguardi del CO₂-EOR basata sui progetti sulla terraferma ha indicato che l'iniezione di CO₂ in Nord America permette di raggiungere un recupero incrementale dell'olio tra il 4-12% OOIP.

5.4.2 Interazione tra il comportamento di fase e il flusso

L'efficienza locale con cui il gas iniettato (CO₂ o miscele di gas che la contengano) spiazza il liquido, come l'acqua o l'olio, dipende in gran parte dal comportamento di fase delle miscele di gas e del liquido. *L'efficienza locale dello spiazzamento* è la frazione di olio all'interno dei pori della roccia, in contatto col gas, che viene recuperata.

Non appena il gas viene iniettato nella roccia del giacimento che contiene olio e acqua, le componenti presenti nel gas si dissolvono nell'olio (e in modo minore nell'acqua), mentre alcune componenti presenti nell'olio passano in fase di vapore. Poiché le fasi presenti occupano frazioni di spazio nei pori differenti e hanno differenti affinità nei riguardi della parte rocciosa del giacimento, si muovono in frazioni diverse sotto il gradiente di pressione imposto. Generalmente, la fase di vapore, più bassa, si muove in avanti ed entra in contatto con l'olio fresco del giacimento. Queste fasi si mischiano, l'equilibrio si stabilisce nuovamente e si fa

avanti nuovo liquido e nuovi flussi in fase di vapore che entrano in contatto con i fluidi nel giacimento.

Quando la pressione del serbatoio è bassa, il gas spiazza l'olio in modo relativamente inefficiente; il gas spiazza in modo relativamente inefficiente anche l'acqua, ma ciò accade a qualsiasi pressione. Se la composizione del gas iniettato o la pressione di spiazzamento è appropriata, le miscele di gas ed olio formatesi durante lo spiazzamento possono risultare in composizioni tali che l'idrocarburo liquido e le fasi di vapore sono comunque identiche in modo critico, cioè sono miscibili. In tali casi, l'olio è spiazzato in modo abbastanza efficiente nelle zone invase dal gas iniettato.

5.5 Tecniche per aumentare il volume di CO₂ stoccato

Una tecnica di produzione ingegneristica che può aumentare la capacità di stoccaggio è il parziale completamento dei pozzi di iniezione e produzione così come l'uso di pozzi orizzontali per distribuire il gas e produrre l'olio. Qui ci occuperemo solo del completamento parziale.

Il completamento del pozzo si riferisce alla porzione del pozzo trivellato che si apre sul giacimento e mette in contatto il fluido con esso. In presenza di una spinta idrostatica e di effetti di mobilità, completando i pozzi di iniezione nella parte bassa del giacimento piuttosto che su tutta la colonna del giacimento, si migliora il contatto del gas col volume del giacimento. Il gas, che è iniettato nella parte bassa della formazione, si disperde mentre risale perché incontra alternanze di strati a bassa e a più alta permeabilità. Un pozzo di produzione che viene completato in basso posticipa anche il tempo di breakthrough del gas e riduce il rapporto di produzione gas-olio perché il gas e l'olio tendono a rimanere segregati nella formazione dalla gravità. In modo simile, assicurandosi che il pozzo di produzione non venga completato in corrispondenza di una zona della formazione ad alta permeabilità, si riduce la tendenza del gas iniettato di incanalarsi tra l'iniettore ed il produttore. Il grafico che segue riporta l'effetto di due strategie di completamento sul recupero di petrolio e sullo stoccaggio di CO₂. Nel primo, caso i pozzi di produzione e di iniezione sono

completati su tutta la colonna del giacimento. Nel secondo caso, il pozzo di iniezione è parzialmente completato mentre il pozzo di produzione è aperto sull'intera colonna del giacimento. Le linee tratteggiate rappresentano la capacità di stoccaggio, mentre quelle continue il recupero totale di olio.

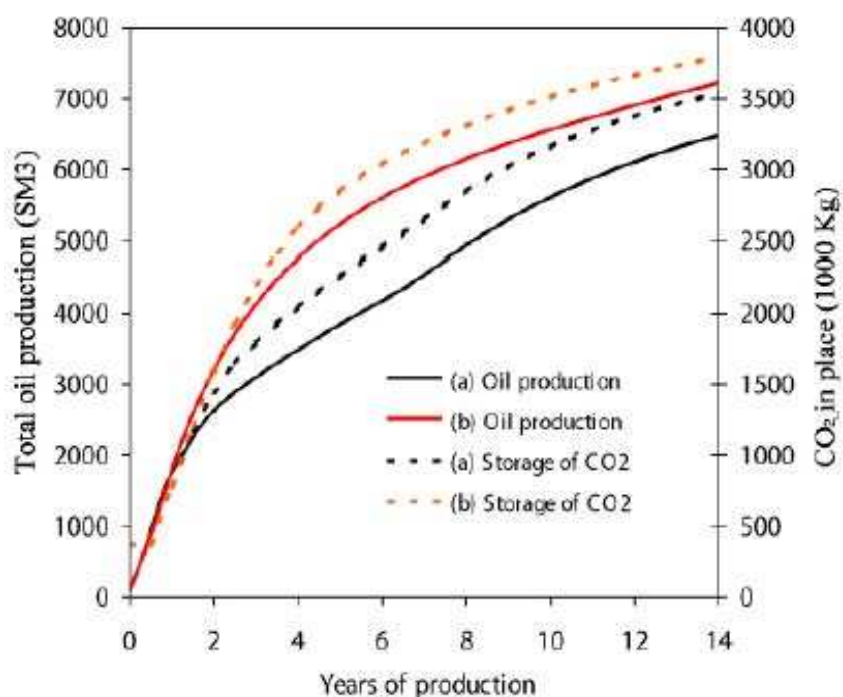


Figura 36: Produzione di olio e stoccaggio di CO₂ in funzione del tempo per due casi di olio nero: a) iniettore completato su l'intera colonna del giacimento, b) iniettore completato nella parte terminale (fonte: http://api-ec.api.org/filelibrary/LMYER_02R.pdf)

Lo schema a completamento parziale aumenta sia la capacità di stoccaggio che la produzione totale di olio di una quantità non irrilevante.

I processi convenzionali di iniezione di gas spesso includono iniezioni di acqua. Tali schemi sono generalmente chiamati WAG (*Water Alternating Gas*). Oltre cinquanta anni di esperienza contraddistinguono questa tecnica, per cui la letteratura abbonda. Ci limitiamo ad alcune osservazioni. Abbiamo due modalità di esecuzione:

- Classicamente le iniezioni di gas e di acqua avvengono in cicli alternati (vedi figure a seguire);
- Altrimenti il gas viene iniettato continuamente fino a che non avviene il breakthrough del gas stesso. A quel punto, iniziano le iniezioni con il metodo WAG classico.

I benefici del WAG dipendono da due fattori. Il primo, e generalmente più importante, è che le forze di gravità fanno sì che l'acqua ed il gas occupino porzioni diverse dello spazio poroso. Il gas invade la parte più alta del giacimento, mentre l'acqua ne invade la parte più bassa, andando a spiazzare zone diverse del reservoir. In aggiunta, la presenza di acqua all'interno delle vie preferenziali di flusso riduce la mobilità del gas, diminuendo così il passaggio del gas tra un ciclo e l'altro e ritardando il breakthrough.

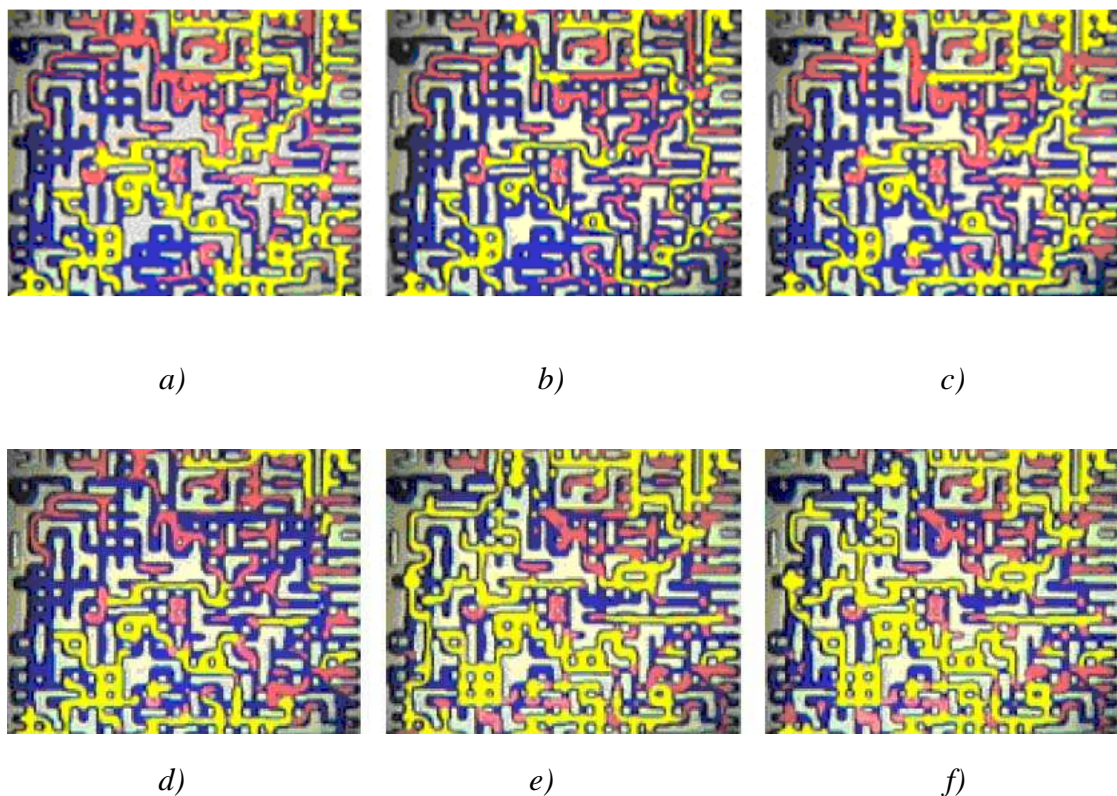


Figura 37: distribuzione del fluido in un micromodello, dove il blu ,il giallo e il rosso rappresentano rispettivamente il gas, l'acqua e l'olio a) dopo il primo ciclo di iniezione del gas, b) dopo l'iniezione di acqua del primo ciclo, c) dopo la seconda iniezione di gas, d) dopo la seconda iniezione di acqua, e) e d) dopo il quinto ciclo (fonte: http://www.pet.hw.ac.uk/research/wag/wag_pgs/pdfs/WAGpaper04.pdf)

Nei due grafici che seguono si legge l'abilità del WAG di aumentare la capacità di flussaggio dell'olio in un giacimento. Le figure mostrano i risultati per una "simulazione ad olio nero" in due casi, in cui sono mantenute eguali le quantità di acqua e di CO₂ iniettate.

Nel primo caso, l'acqua ed il gas sono iniettate alternativamente in quantità tali per cui il PV⁷² risulta essere 0,1, mentre nel secondo caso si fa in modo di avere un PV di 0,3. Il processo WAG fornisce un maggior recupero di olio di quello che si avrebbe con le sole iniezioni di acqua (*waterflood*) e permette un ragionevole immagazzinamento dell'anidride carbonica nella formazione, il tutto a costi molto inferiori della sola iniezione di CO₂.

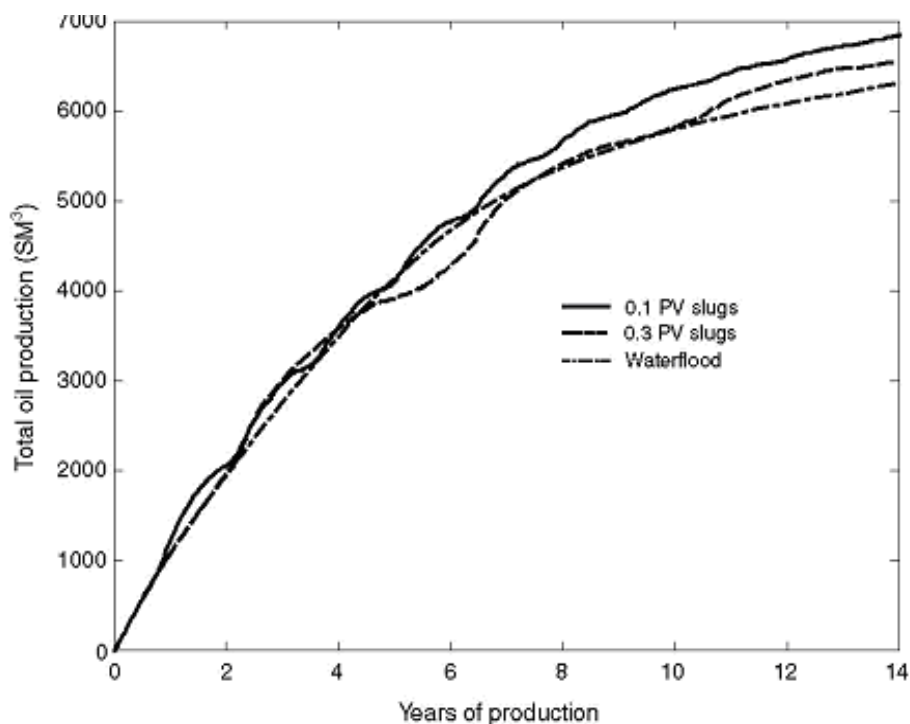


Figura 38: produzione di olio greggio con solo l'iniezione di acqua e con il processo WAG per due differenti volumi di pori (slugs) interessati dall'iniezione in ogni ciclo WAG (fonte: Energy Conversion and Management 46, 2005)

Ai fini del CCS un parametro ovvio da ottimizzare è la proporzione del WAG, cioè il rapporto tra il volume di acqua ed il volume di gas iniettati, al fine di massimizzare lo stoccaggio di anidride carbonica.

Tale ottimizzazione è interamente specifica del giacimento perché la performance di ogni processo WAG dipende fortemente dalla distribuzione della permeabilità come anche dai fattori che determinano l'entità della segregazione gravitativa (densità dei fluidi, viscosità e le proporzioni dei flussi nel giacimento).

Per di più, la performance del WAG dipende molto in dettaglio dal comportamento del flusso dell'olio, del gas e dell'acqua, dal momento che ciò si riflette sulla

⁷² Il PV o PVI è il volume cumulativo del gas iniettato alle condizioni del giacimento diviso il volume vuoto del mezzo poroso.

permeabilità relativa delle fasi. Le variabili che possono essere considerate includono il tempo dello scambio tra le iniezioni di acqua e quelle di gas, e le dimensioni dei flussi di gas e acqua iniettati cioè le frazioni iniettate. In un prossimo futuro tale processo applicato su di un ampio giacimento offrirà opportunità significative per aumentare lo stoccaggio dei gas.

I giacimenti di olio spesso “galleggiano” su un acquifero più o meno attivo, un fatto questo che suggerisce uno schema meno convenzionale per lo stoccaggio di CO_2 . La CO_2 , infatti, potrebbe essere iniettata nell’acquifero anziché nel giacimento d’olio al di sopra. Un’iniezione in profondità nell’acquifero è meno soggetta a dover passare attraverso cicli. L’anidride carbonica andrebbe a spiazzare l’olio intrappolato nella zona capillare di transizione, che si trova tra la zona occupata dall’acqua e quella occupata dall’olio nella parte più alta dell’acquifero. Qui ancora una volta, la situazione specifica del giacimento determina se hanno senso o meno delle iniezioni nell’acquifero, ma è un caso che va studiato con attenzione perché i volumi dell’acquifero possono essere importanti.

Si è detto che le tecniche di EOR, quali l’iniezione di CO_2 , vengono impiegate qualora i vantaggi economici derivanti dalla incrementata produzione coprono abbondantemente i costi del loro impiego. Nei casi restanti le Compagnie petrolifere seguono il declino naturale del giacimento fino al punto in cui i ricavi derivanti dalla produzione non uguagliano i costi operativi del campo. Tuttavia, anche quando la produzione residua del giacimento dovesse essere insufficiente a coprire i costi operativi per i pozzi in produzione – in presenza o meno di EOR – l’iniezione di CO_2 può continuare. Lo scopo è quello di ripressurizzare il giacimento.

La ripressurizzazione fa in modo che i meccanismi di tenuta del giacimento non vengano danneggiati a causa della diminuzione di pressione conseguente alla produzione e permette un sostanziale aumento dello stoccaggio, benché il valore dell’olio recuperato non possa compensare più il costo delle iniezioni di CO_2 . Un lento scolo gravitativo del rimanente olio permette anche la produzione periodica di piccole quantità d’olio aggiuntive, cosa che però si può verificare solo in alcune particolari situazioni.

Durante questa fase è chiaro che l'iniezione è fine a sé stessa e ogni goccia di olio prodotta in più deve essere considerata come extraprofitto: l'iniezione deve trovare la sua ragione economica altrove. Gli incentivi statali per lo stoccaggio o il prezzo di mercato della CO₂ possono fornire la soluzione.

In conclusione, i giacimenti di olio sono probabilmente tra le prime formazioni geologiche considerate per iniettare la CO₂ per lo stoccaggio, dal momento che l'industria del petrolio ha una considerevole esperienza nell'uso del diossido di carbonio per il recupero dell'olio. Attualmente, i processi di recupero d'olio riusciti con successo hanno minimizzato la massa (o il volume) di CO₂ necessaria per recuperare un barile di olio. Il problema dell'aumento della CO₂ stoccata, mentre si cerca di recuperare la massima quantità di olio, è una questione complicata e caratteristica del giacimento considerato.

In seguito alle precedenti osservazioni, è possibile trarre alcune semplici considerazioni circa la possibilità di aumentare l'immagazzinamento della CO₂ :

- progettare il completamento del pozzo (o considerare pozzi orizzontali) per creare profili di iniezione che riducano gli effetti negativi dovuti alle vie di flusso preferenziali del gas iniettato attraverso le zone ad alta permeabilità;
- ottimizzare l'iniezione di acqua (percentuali di iniezione, rapporto WAG...) al fine di minimizzare il passaggio attraverso cicli del gas (a causa dell'eterogeneità, vedi fig. 5.22) e massimizzarne lo stoccaggio;
- considerare l'iniezione negli eventuali acquiferi al di sotto dei giacimenti d'olio per stoccare la CO₂, la quale fluirà rapidamente verso i pozzi di produzione se reiniettata nella zona in cui è presente l'olio;
- considerare la ripressurizzazione del giacimento dopo il termine della sua vita produttiva.

6 Aspetti economici e legali dello stoccaggio della CO₂

6.1 Introduzione

I costi totali per il sequestro della CO₂ possono essere suddivisi nei costi per:

- la cattura e la compressione
- il trasporto
- lo stoccaggio

Come viene indicato da Gough e Shackley⁷³, in molti casi, le stime dei costi non possono essere direttamente confrontate perché includono ipotesi diverse riguardo i prezzi del combustibile, le percentuali di ribasso e diversi elementi dei costi totali. La figura mostra il diagramma dei costi di un progetto di stoccaggio nel Mar del Nord. In questo capitolo, si analizzeranno i costi di ogni fase del processo dell'immagazzinamento della CO₂.

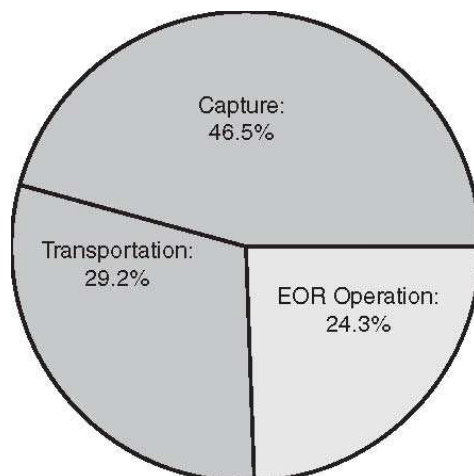


Figura 39: suddivisione dei costi di un progetto di EOR nel campo di Fulmar nel Mar del Nord. La CO₂ è cattura da una centrale elettrica a carbone sulla terraferma e trasportata nel Mar del Nord tramite viadotti (fonte: Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 60 (2005), No. 3, pp. 537-546)

⁷³ “Economic Evaluation of Oil Production Project with EOR: CO₂ Sequestration in a depleted oil field”, **SPE 94922**, 2005

6.1.1 Costi di cattura e compressione

Nei processi di stoccaggio, un grosso contributo ai costi totali proviene dai costi capitali ed operativi associati ai macchinari per la compressione, per il raffreddamento e la deidratazione.

Per stimare i costi di compressione, dovrebbero essere considerati il volume richiesto per la compressione ed il costo unitario della compressione. Questi due elementi, comunque, possono variare da progetto a progetto. In aggiunta, i costi di compressione sono considerevolmente più alti per i piccoli flussi. I costi stimati per la compressione della CO₂ vanno dai 7.4 US\$ ai 12.4 US\$/tonn.

Per di più ai costi di compressione vanno aggiunti gli alti costi della cattura. I costi per la cattura costituiscono il 75% dei costi totali per lo stoccaggio e sono il principale limite all'introduzione delle tecnologie dell'immagazzinamento della CO₂. I costi di cattura dipendono dal volume di CO₂ da catturare, dalla sua concentrazione e pressione nelle fonti di emissione e dalla natura del processo di cattura (assorbimento, adsorbimento, membrane, criogenia ecc...)

Come viene suggerito da Berger⁷⁴, gli alti costi della cattura sono attribuibili all'esigenza di usare in modo intensivo certi macchinari per estrarre la CO₂ dai fumi di scarico che provengono dalle centrali elettriche nelle quali la CO₂ è presente in basse concentrazioni (8-14% del volume). Nguyen e Allinson affermano che la cattura della CO₂ è il campo in cui si stanno sviluppando le più promettenti e nuove tecniche di tutto il processo del CCS. La ricerca si sta focalizzando sull'assorbimento chimico e sulle membrane, a causa del loro grande potenziale nella riduzione dei costi. In più, saranno necessarie in futuro anche ulteriori ricerche su nuovi solventi e materiali adsorbenti.

Ci sono diverse opportunità per catturare la CO₂ a costi più bassi. Per esempio, il recupero della CO₂ dai processi industriali (industria dell'ammoniaca, di produzione dell'idrogeno, di fertilizzante ecc...), in genere, implica concentrazioni più alte e ciò richiede minor energia. Se la CO₂ presenta un alto grado di purezza, può essere

⁷⁴ "Economic Evaluation of Oil Production Project with EOR: CO₂ Sequestration in a depleted oil field", **SPE 94922**, 2005, op. cit.

catturata a bassi costi e, nella miglior delle ipotesi, può essere necessaria solo la deidratazione e la compressione prima del trasporto. La tabella seguente mostra i costi per alcuni processi di cattura e compressione della CO₂.

Fonti di emissione	Costi cattura e ricompressione (US\$/tonn CO ₂)	Nr. di fonti letterarie
Industrie per il fertilizzante	8	19
Produzione di ossido di etilene	9	19
Industrie dell'acciaio	35	19
Centrali elettriche	35-40	24
Industrie petrolchimiche	46	19

Tabella 13: costi per le operazione di cattura e compressione per diverse fonti di CO₂ (fonte: articolo SPE 94922)

6.1.2 Costi di trasporto

Il mezzo più comune per trasportare la CO₂ sono le condotte. Questa opzione di trasporto è la più utilizzata quando si ha a che fare con grossi volumi e lunghe distanze. Gli autocarri possono essere usati per quantità ridotte e distanze brevi. Per lunghe tratte in mare il trasporto via nave in tanker è l'opzione migliore.

Per calcolare i costi di trasporto della CO₂ tramite condotte devono essere considerate le seguenti variabili:

- il volume di CO₂ da trasportare
- la distanza della sorgente dal sito di stoccaggio.

I costi per il trasporto sono probabilmente da ridurre quando si ha a che fare con progetti su larga scala.

Per i costi capitali devono essere, invece, considerati i seguenti parametri:

- la geometria del condotto (diametro interno)
- le caratteristiche del terreno (per esempio se c'è una zona montuosa i costi saranno sicuramente più alti).

Anche la “densità della popolazione” deve essere considerata, dal momento che nelle aree popolate è necessaria una maggiore sicurezza e ciò porta a costi notevolmente più elevati.

Considerando tali parametri, i costi del trasporto variano in modo significativo per i diversi progetti. Per esempio, nel citato articolo SPE 94922, Hedle et al. valutano i costi di costruzione dei gasdotti a circa 21 US\$ per pollice (di diametro) per Km (di lunghezza) ed i costi di manutenzione ed operativi (O&M) a 31 US\$/Km (non dipendono dal diametro); Turkenburg sostiene che i costi di trasporto via condotta vadano dai 3 ai 12 US\$ per tonn di carbonio per 100 Km (dipendono dalle dimensioni e dalla capacità delle condotte). Secondo van Berger et al. i costi del trasporto possono essere considerati trascurabili sul totale dei costi CCS limitando le distanze tra le fonti di CO₂ ed i giacimenti a 100 Km (o meno).

Riportiamo un diagramma di massima sviluppato dal IPCC⁷⁵, in cui si osserva l’andamento dei prezzi per unità di massa al variare dei quantitativi e il range entro cui queste stime possono variare.

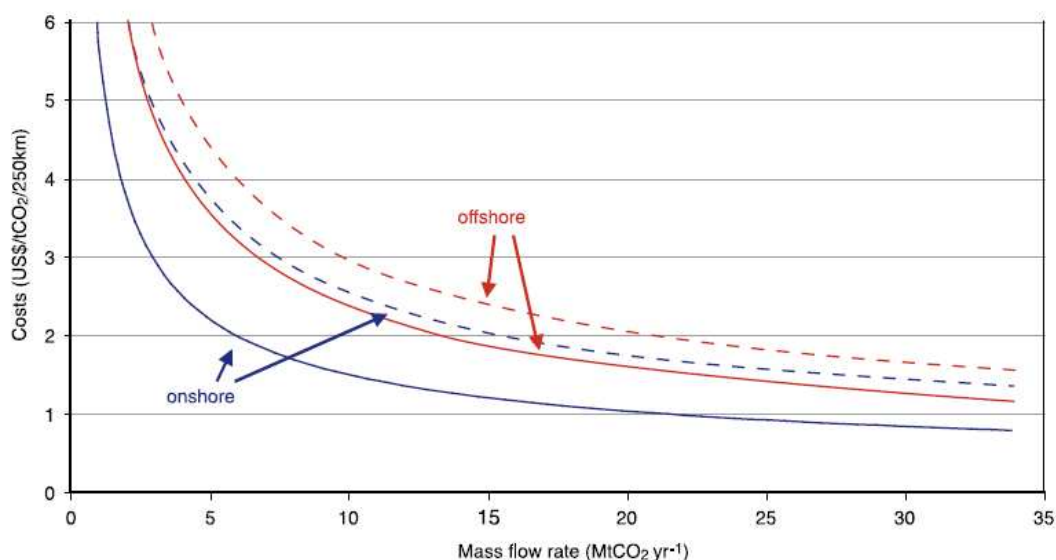


Figura 40: Costi di trasporto della CO₂ al variare del flusso annuo. Sono presentati i valori massimi (linea tratteggiata) e minimi (linea continua) nei due casi di trasporto su terraferma o in mare.

⁷⁵ http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports_carbon_dioxide.htm

6.1.3 Costi di stoccaggio

Il costo per l'iniezione della CO₂ nei siti di stoccaggio include, per la maggior parte, i costi capitali per la perforazione dei pozzi ed i costi relazionati alle operazioni eseguite ed alla manutenzione del sistema. Per valutare i costi totali dello stoccaggio bisogna considerare i seguenti parametri:

- il luogo
- i costi dell'iniezione
- la profondità del giacimento
- la temperatura media
- il raggio del giacimento
- il piano ambientale regolatore
- i flussi.

Si deve tener a mente che i costi variano a seconda del tipo di giacimento e da sito a sito, cosicché è difficile fare delle stime sempre valide. È palesemente diverso il caso in cui si utilizzano pozzi esistenti riadattati all'iniezione, dal caso in cui i pozzi debbono essere perforati e completati ex-novo. Nguyen e Allinson sostengono che, per la maggior parte dei casi di stoccaggio di CO₂, i costi vanno dai 5 US\$ ai 20 US\$ per tonnellata.

Lo stoccaggio in terraferma è, generalmente, meno costoso di quello in mare. In quest'ultimo caso, sono necessarie delle piattaforme che alzano molto i costi. D'altro canto, ci sono reali opportunità di immagazzinare la CO₂ a basso costo ottenendo benefici netti tramite l'iniezione di CO₂ per aumentare il recupero dell'olio o del gas. Quindi un'ottima possibilità è offerta proprio dall'EOR.

Alcuni punti devono essere considerati con grande attenzione riguardo i costi dello stoccaggio. Smith et al. affermano che il costo per la costruzione e l'utilizzo dei pozzi di iniezione contribuisce solo in parte ai costi dell'intero sistema. Inoltre, gli operatori devono essere, attualmente, in grado di coprire interamente i costi della CO₂ acquistata, come gli altri costi, solamente tramite la produzione di olio, dal momento che non ricevono alcun beneficio economico dal sequestro della CO₂.

Le tabelle 14 e 15 mostrano, rispettivamente i dati economici usati come base per il progetto di CO₂ EOR nel campo di Fulmar nel Mar del Nord e le stime dei costi per 20 anni di operazioni EOR in tale progetto ⁷⁶.

Tasso di CO ₂ iniettata	200 MMscf/giorno
Pressione di iniezione	350 bar
Durata del progetto	20 anni
Compressore + installazione	20 + 6 milioni \$
Costi tot. di iniezione ed installazione	0.5 \$/Mscf
Condotte (400 Km a terra e 100 Km in mare)	900 milioni \$, solo CAPEX ⁷⁷
Costi della cattura CO ₂ (da una centrale elettrica a carbone a 500 MW)	1.5 \$/Mscf, CAPEX e OPEX ⁷⁸
Costi tot. per il trasporto della CO ₂	1.0 \$/Mscf
Costi del processo di produzione del gas	60% dei costi di compressione e iniezione

Tabella 14: dati economici presi come base per il progetto EOR nel campo di Fulmar nel Mar del Nord
(1 Mscf = 1000 scf = 28.32 sm³)

CO ₂ /olio richiesti (Mscf/STB)	13.1
Costi tot. cattura CO ₂ (\$/Mscf)	1.5
Costi tot. trasporto CO ₂ (\$/Mscf)	1.0
Costi compressione ed iniezione (\$/Mscf)	0.5
Processo di produzione del gas (riciclo) (\$/Mscf)	0.3
Costo tot. per la produzione dell'olio (\$/STB)	43.2 10.5 (escludendo cattura e trasporto)

Tabella 15: stime dei costi per 20 anni di operazioni EOR nel campo di Fulmar nel Mar del Nord (1 STB = 0.1563 m³)

⁷⁶ Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 60 (2005), No. 3, pp. 537-546

⁷⁷ CAPEX (capital expenditure): si intendono quei fondi che una impresa impiega per acquistare asset durevoli, ad esempio macchinari.

⁷⁸ OPEX (operational expenditure): si intendono quelle spese che consentono il normale prosieguo delle attività di business di un'impresa

6.2 Metodologia per l'analisi economica

In questo paragrafo si presenta l'analisi economica utilizzata per valutare la fattibilità di stoccaggio della CO₂ tramite l'EOR, secondo quanto descritto nell'articolo SPE "Economic Evaluation of Oil Production Project with EOR: CO₂ Sequestration in a depleted oil field". I costi per ogni fase del progetto, includendo la cattura, la compressione, il trasporto e lo stoccaggio, sono divisi in costi capitali (CAPEX) e costi operativi (OPEX). I costi capitali principali sono legati alle attrezzature di cattura (in questi casi sempre a carico della Compagnia petrolifera) e compressione, alla realizzazione di un sistema di trasporto e di uno o più pozzi di iniezione

Nell'immagazzinamento della CO₂, tipicamente, l'OPEX del processo comprende la manodopera, i materiali, la manutenzione ed i possibili costi per il monitoraggio sismico. In più, i dati economici che devono essere considerati per calcolare i costi dello stoccaggio della CO₂ sono i prezzi di mercato per le attrezzature ed i servizi, la durata del progetto, il regime fiscale, il costo della CO₂, le spese per il riciclaggio della CO₂, i costi operativi del pozzo, gli investimenti nei compressori, l'attrezzatura per la separazione, le conversioni dei pozzi, i costi di perforazione, il costo del combustibile ecc...

Il flusso netto di denaro (*NCF*) della compagnia è calcolato usando le seguenti relazioni semplificate ogni anno:

$$NCF = (R + C_{CO_2} - R_{OY} - PIS - OPEX - IW - D) * (1 - T) + D - CAPEX \quad (1)$$

Dove:

R = reddito lordo ottenuto moltiplicando la produzione di olio con il prezzo dell'olio (rappresenta le entrate di denaro dovute alla produzione di olio)

C_{CO2} = carbonio della CO₂ (rappresenta eventuali entrate conseguite come crediti del carbonio sequestrato)

R_{OY} = importo totale pagato in diritti di concessione

PIS = tassa sociale, scaricata direttamente sul reddito lordo

IW = costi di investimento

D = svalutazione totale

T = percentuale di tassa della società

Il flusso di denaro è ricavato deducendolo dalle entrate (reddito lordo e possibili crediti ottenuti dal sequestro della CO_2), i costi di investimento (IW), gli OPEX e la tassazione imposta dal regime fiscale vigente (diritti di concessione, tassa sociale, noleggio dell'area ed altre tasse). A causa della sua linearità, l'equazione (1) potrebbe essere applicata a qualunque progetto di CO_2 -EOR, nonostante le differenze tra l'incidenza delle tasse e le imposizioni dei diversi regimi fiscali.

La scelta del corretto tasso di sconto costituisce uno dei fattori chiave nei modelli di valutazione e di decisione. Il tasso di sconto per un progetto di CO_2 -EOR deve considerare:

- il costo dell'opportunità di investire in un progetto piuttosto che in un altro che presenti gli stessi rischi e fattori di ritorno
- la preferenza della società per il denaro liquido
- i costi sociali e le conseguenze a cui si va incontro se si decide di non investire in un progetto e, conseguentemente, continuare a liberare la CO_2 in atmosfera.

I termini CAPEX ed OPEX presenti nell'equazione (1) sono stimati nel modo seguente:

Il CAPEX totale tenendo in considerazione l'investimento in ogni fase di un progetto di stoccaggio della CO_2 è:

$$CAPEX_{TOT} = CAPEX_{CATT} + CAPEX_{COMPR} + CAPEX_{TRASP} + CAPEX_{STOCC} \quad (2)$$

L'OPEX totale si calcola in modo simile:

$$OPEX_{TOT} = OPEX_{CATT} + OPEX_{COMPR} + OPEX_{TRASP} + OPEX_{STOCC} \quad (3)$$

Infine, il passo successivo è quello di applicare questo modello al progetto desiderato.

6.3 Effetto del prezzo del petrolio e della tassa sul carbonio

Abbiamo visto finora alcune valutazioni di costi connessi con le varie fasi del sequestro geologico della CO₂ ma appare necessaria a questo punto una precisazione: sommando i costi relativi alla cattura, al trasporto e all'iniezione di una tonnellata di CO₂ è bene specificare che ci si riferisce all'anidride carbonica "sequestrata". I costi imputabili, invece, alla tonnellata di CO₂ "non emessa" sono maggiori. Essi rappresentano il prezzo con cui devono confrontarsi i soggetti emettitori nell'eventualità di scegliere il CCS come strategia per diminuire le proprie emissioni. Per questi soggetti fin'ora la CO₂ ha rappresentato un rifiuto del quale liberarsi al costo minimo, sicché tutti i costi legati ad un eventuale utilizzo erano a carico delle Compagnie petrolifere.

Poiché gli impianti di cattura consumano energia, l'industria che volesse dotarsi di un sistema di cattura interamente a suo carico, oltre ai costi già evidenziati, avrebbe un incremento dei fabbisogni energetici e dunque della CO₂ prodotta. Di conseguenza ogni tonnellata di CO₂ da non emettere richiederebbe che ne venisse sequestrata più di una. Questo è un punto molto importante nel processo che vuole trasformare il carbonio da rifiuto a commodity.

Il grafico seguente è esplicativo.

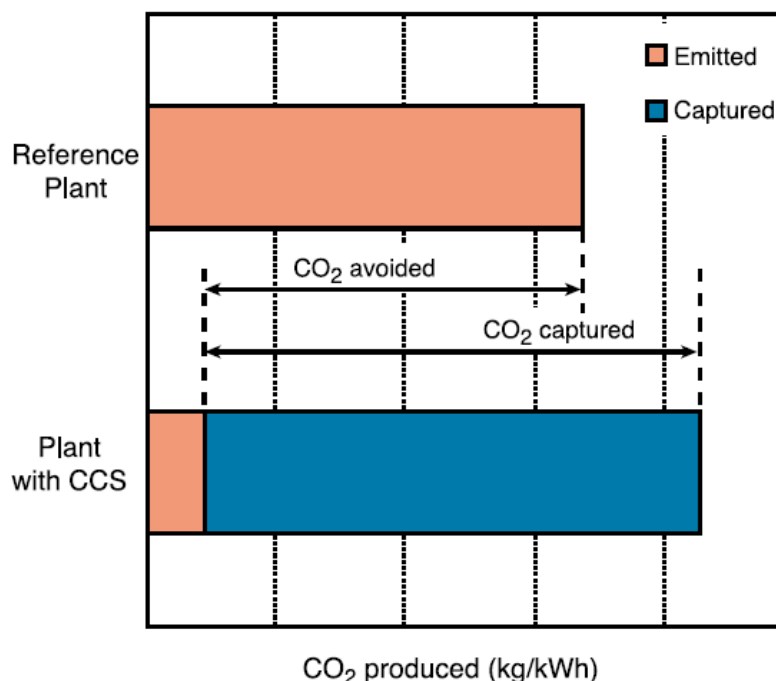


Figura 41: L'impianto di riferimento senza CCS produce meno CO₂, per cui il quantitativo di CO₂ catturata con il CCS deve essere maggiore del quantitativo che si vuole evitare di emettere in atmosfera.

L'IPCC ha raccolto⁷⁹ i dati di vari studi, stimando che il costo per tonnellata di CO₂ “non emessa” possa presumibilmente variare tra i 14 e i 91 dollari, a seconda del tipo di impianto nel quale si vuole effettuare la cattura.

Tali costi diminuiscono se l'iniezione della CO₂ consente la produzione di idrocarburi altrimenti non producibili (EOR).

Lo sviluppo dei primi veri impianti di CCS si realizzerà, pertanto, laddove sussistono le condizioni perché i costi unitari siano minimi:

- Vicinanza tra sorgenti e giacimenti
- Sorgenti ad elevata purezza di CO₂ (impianti chimici)
- Giacimenti ove sono applicabili le tecniche di CO₂-EOR

La fattibilità dei progetti integrati CCS-EOR dipenderà quindi da due parametri:

- 1. prezzo del greggio**
- 2. prezzo del carbonio.**

Un prezzo del greggio sufficientemente elevato consentirà di valutare la possibilità di praticare l'iniezione di CO₂ anche nei giacimenti dove non esistono incentivi sul modello americano. Un prezzo stabilmente sopra i 60\$/barile è ritenuto da molti analisti credibile per i prossimi anni, motivo per cui potrebbe essere interessante investire in tecnologie di CO₂-EOR anche con costi fino ai 40\$/barile prodotto.

Al contempo un prezzo del carbonio, cioè dei permessi ad emettere, stabilmente attorno ai 25-30 \$/tonnellata e politiche sempre più restrittive in termini di emissioni (vedi l'accordo post-Kyoto che si prospetta alla Conferenza di Copenhagen) spingeranno sempre più produttori ad investire in nuovi impianti compatibili con il CCS, andando così a coprire le spese di cattura e compressione attualmente in carico alle Compagnie petrolifere.

Con queste premesse, l'IPCC stima che i sistemi di *Carbon Capture and Sequestration* possano divenire presto competitivi con le altre opzioni di mitigazione delle emissioni di gas serra su larga scala, prime fra tutte il nucleare e le energie rinnovabili. Nelle figure seguenti i risultati di due modelli di simulazione utilizzati per

⁷⁹ http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_chapter8.pdf

stimare l'influenza del CCS sulla riduzione delle emissioni di gas serra a confronto con altre soluzioni: si noti che la loro quota aumenta all'aumentare del prezzo del carbonio.

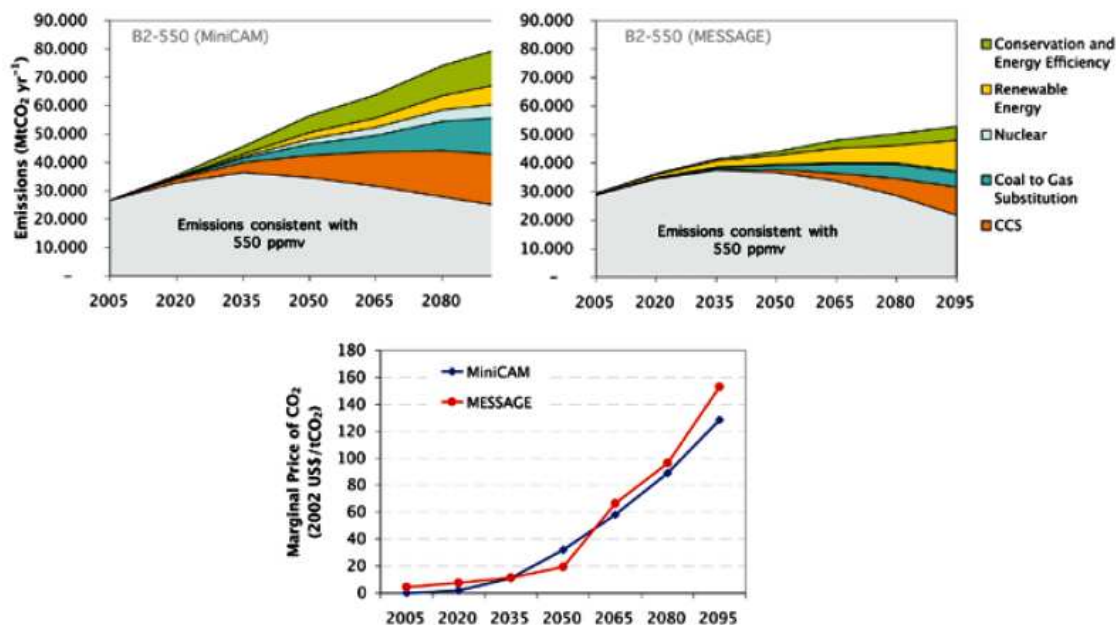


Figura 42: Simulazione delle emissioni di CO₂ e delle possibili soluzioni di riduzione con i modelli MiniCAM e MESSAGE.

6.4 Aspetti legali

Sembrerebbe che la maggior parte degli aspetti del processo di CCS, riguardando principalmente tecnologie esistenti, non abbia caratteristiche di natura particolare in termini di legislazione.

Farebbe eccezione l'iniezione di CO₂ in acque oceaniche e nei sottostanti fondali, che non rientrano nella piattaforma continentale di pertinenza di ciascuno stato. Diverse convenzioni internazionali sembrano, in apparenza, regolamentare lo stoccaggio del CO₂ nei fondali. La più generale di queste è la Convenzione delle Nazioni Unite sulla legge del mare (UNCLOS, United Nations Convention on the Law Of the Sea) del 1982. Altre convenzioni più strettamente rilevanti includono la Convenzione di Londra sulla prevenzione dell'inquinamento marino del 1972 (con il suo Protocollo del 1996) e le convenzioni regionali collegate, come la Convenzione per la protezione dell'ambiente marino dell'Atlantico nordorientale (OSPAR, OSlo PARis). In

aggiunta, ci sono convenzioni internazionali riguardanti la movimentazione di scorie nocive (per esempio, la Convenzione di Basilea del 1989) che possono, in linea di principio, interessare il trasporto di CO₂.

L'interpretazione di queste convenzioni dipende in realtà da una serie di punti, tra i quali: se l'attività è lo stoccaggio o la discarica; se può essere accettata, tranne che per i rifiuti derivanti dalle normali attività delle attrezzature in mare aperto; se particolari convenzioni regolamentano o meno i giacimenti sotto il fondo marino; se la CO₂ è considerato uno scarto e, in caso affermativo, se è nocivo; il modo di trasporto della CO₂ al sito di stoccaggio, ecc. Molti di questi punti sono attualmente sotto esame, ma ancora non è disponibile una loro valutazione finale.

Recentemente, uno specifico gruppo di giuristi e linguisti⁸⁰ ha esaminato il significato della Convenzione OSPAR in merito allo stoccaggio della CO₂ sotto il fondale marino. Sebbene il testo riguardi il fondale marino (e alcune considerazioni non possano essere applicate ai giacimenti profondi al di sotto di esso), l'interpretazione della convenzione da parte dei suddetti specialisti sembra accettare che i suoi provvedimenti si applichino allo stoccaggio della CO₂ in strutture geologiche al di sotto del fondale marino. Le decisioni sull'interpretazione di questa convenzione spetteranno alle autorità competenti (ossia i governi nazionali), ma l'interpretazione del testo della convenzione dovrebbe alla fine spettare alla Corte internazionale di giustizia.

Per quanto concerne la parte a terra, il discorso è talora meno aleatorio, ma bisogna distinguere tra le varie fasi del sequestro geologico.

La fase di cattura riguarda tecnologie tipicamente ben rodute, che vengono utilizzate correntemente in ambito industriale (anche se con altri scopi) e che dunque rispondono alla vigente legislazione sugli impianti industriali. In particolare, in Europa, i possibili soggetti interessati a sviluppare il CCS, in quanto sottoposti alla Direttiva ETS, ricadono già nella normativa VIA: grandi centrali termiche, poli petrolchimici, cementifici, ecc.

80

http://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/scienze_della_terra/enciclopedia/italia_no_vol_3/811-836_ita.pdf

Per quanto concerne il trasporto di CO₂, potrebbe sembrare che gli standard nazionali e industriali in vigore riguardanti il trasporto in condutture degli idrocarburi coprano tutte le questioni chiave di questi argomenti. Tali standard potrebbero formare la base per una regolamentazione internazionale sul trasporto della CO₂ in condutture, attualmente non esistente. Inoltre, sono sotto esame delle proposte per sviluppare, in riferimento alle condutture, un unico sistema di standard internazionale per le operazioni in mare aperto e a terra.

Esistono invece pochi standard in relazione allo stoccaggio della CO₂ in serbatoi geologici. Le normative attualmente in vigore sono state sviluppate per venire incontro a bisogni locali, come quelle per lo smaltimento dei gas acidi in Canada, mentre le “*best practices*” industriali sono ancora in via di definizione in progetti pilota tuttora in atto. Ricordiamo che nei progetti di stoccaggio geologico attivati finora, l’iniezione di CO₂ era legata all’estrazione di idrocarburi e pertanto si inseriva nel quadro della legislazione mineraria.

Il relativamente recente sviluppo dello stoccaggio di CO₂ fine a sé stesso giustifica, quindi, la mancanza di un quadro normativo di riferimento unitario, specifico per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio. Ancor meno sviluppato è il quadro tecnico e normativo dello stoccaggio in acque profonde, dal momento che questa possibilità è ancora alla fase di studio sperimentale.

Poiché è stato riconosciuto che l’assenza di linee guida per lo stoccaggio di CO₂ costituisce un ostacolo al miglioramento di questa tecnologia, in molti Stati occidentali si sta attualmente provvedendo allo sviluppo di linee guida per stoccare CO₂ in strutture geologiche.

6.4.1 La Direttiva CE sullo stoccaggio geologico del biossido di carbonio

La Direttiva europea riguardante lo stoccaggio geologico del biossido di carbonio si inserisce in quell’insieme di politiche ambientali racchiuse nel “Pacchetto clima-ambiente” che abbiamo visto in precedenza e rappresenta una grande novità nella regolamentazione di del CCS.

A quanto è dato sapere, per la prima volta al mondo un atto legislativo è interamente dedicato alla regolamentazione dell'iniezione di CO₂ e al suo diffondersi come pratica d'uso comune per affrontare le sfide di riduzione delle emissioni di gas serra. I punti salienti dell'accordo raggiunto tra Commissione e Parlamento Europeo stabiliscono che:

- fino a 300 milioni di euro, attinti dal sistema di scambio delle quote di emissione, finanzieranno 12 progetti dimostrativi di CCS;
- le grandi centrali elettriche dovranno dotarsi di impianti di stoccaggio sotterraneo.

La Direttiva anzitutto presenta le stime della Commissione circa il potenziale del sequestro geologico della CO₂ in Europa, valutate in 7 milioni di tonnellate di CO₂ stoccabili entro il 2020 e 160 milioni entro il 2030.

Per realizzare questi obiettivi, la Direttiva istituisce un quadro giuridico che richiama da vicino la legislazione mineraria.

Fatto salvo il divieto di stoccaggio della CO₂ nella colonna d'acqua, l'UE lascia ai singoli Stati membri la possibilità di decidere se e dove effettuare lo stoccaggio. A tal riguardo prevede che:

- Gli Stati membri che decidano di effettuare lo stoccaggio debbono procedere ad una valutazione dei possibili siti presenti sul territorio;
- Per ottenere informazioni necessarie alla scelta dei siti di stoccaggio, gli Stati membri possono ricorrere all'esplorazione da parte di privati;
- L'esplorazione dei possibili siti di stoccaggio avviene solo previo rilascio di un'apposita *licenza di esplorazione*.

I "criteri per la caratterizzazione e la valutazione del potenziale complesso di stoccaggio" sono contenuti nell'Allegato 1 alla Direttiva e prevedono, oltre alla raccolta di dati, la realizzazione di un modello statico 3-D, di un modello dinamico e della valutazione dei rischi.

Una volta noti i siti di stoccaggio, all'interno delle aree designate dallo Stato la gestione di un progetto di sequestro può essere realizzata da “tutti i soggetti in possesso delle capacità necessarie” e che abbiano ottenuto la **autorizzazione allo stoccaggio**. Ai fini del rilascio di una autorizzazione allo stoccaggio, “è data precedenza al titolare della licenza di esplorazione per il medesimo sito”.

“Gli Stati membri – continua la Direttiva – mettono a disposizione della Commissione le domande di autorizzazione entro un mese dalla loro ricezione”, al fine di consentire alla Commissione di esprimere un parere non vincolante sulle stesse.

La Direttiva regola poi gli obblighi in materia di gestione, chiusura e post-chiusura del sito di stoccaggio, specificando la necessità di predisporre ai fini dell'esercizio dello stoccaggio un **piano di monitoraggio**, i cui costi sono a carico del gestore. Il monitoraggio e tutti gli interventi correttivi che si rendessero necessari rimangono a carico del gestore per ulteriori 20 anni a far data dalla chiusura del sito di stoccaggio.

Trascorsi 20 anni dopo la chiusura del sito e accertato con tutti i mezzi possibili che la CO₂ stoccata sarà “completamente confinata in maniera permanente”, tutti gli obblighi derivanti dal sito di stoccaggio (monitoraggio e interventi correttivi in particolare) passano dal gestore all'autorità competente. L'autorità competente è designata da ciascuno Stato membro all'atto del recepimento della direttiva.

Il Capo 5 regola l'accesso alla rete di stoccaggio e ai siti che hanno ottenuto l'autorizzazione all'iniezione da parte dei potenziali utilizzatori.

Il Capo 7, infine, introduce alcune modifiche a direttive esistenti. Annotiamo solo le principali:

- la Direttiva 85/337/CE sulla Valutazione di Impatto Ambientale viene modificata per includere nell'Allegato I (opere da sottoporre a VIA):
 - le condotte per il trasporto di biossido di carbonio;
 - i siti di stoccaggio della CO₂;
 - gli impianti di cattura di flussi di CO₂.
- la Direttiva 2001/80/CE viene modificata per includere il seguente articolo:

- “Gli Stati membri provvedono affinché i gestori di tutti gli impianti di combustione con una produzione di energia elettrica stimata pari o superiore a 300 MW [...] abbiano accertato che le seguenti condizioni siano soddisfatte:
 - disponibilità di siti di stoccaggio appropriati,
 - fattibilità tecnica ed economica di strutture di trasporto,
 - possibilità tecnica ed economica di installare a posteriori le strutture per la cattura di CO₂.”

Infine, la Direttiva specifica che il termine per il recepimento negli Stati membri è fissato al 25 giugno 2011.

Aspettiamo dunque con impazienza di assistere al recepimento della Direttiva anche in Italia, dove – lo abbiamo già sottolineato – il ricorso a tutte le soluzioni possibili per ridurre le emissioni andrebbe perseguito, visto che i margini di riduzione delle emissioni sono risicati e la politica scelta per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni non può certo dirsi delle più aggressive.

Anche l'ENEA sta lavorando perché uno dei 12 progetti dimostrativi sia realizzato in Italia⁸¹, nella convinzione che l'avvio di una politica industriale nel settore delle tecnologie CCS consentirà di raggiungere due marco-obiettivi di interesse strategico:

- contribuire efficacemente alla riduzione delle emissioni italiane di CO₂;
- consentire all'industria nazionale di partecipare alla competizione nel mercato globale di queste tecnologie.

(Speriamo di non perdere questa occasione come in passato è già capitato altre volte, a partire dalle fonti rinnovabili).

⁸¹ Workshop “Carbone: obiettivo zero emission”, 12 Dicembre 2007, ENEA

7 Conclusioni

Il recupero assistito d'olio (EOR) per mezzo dell'iniezione d'anidride carbonica ha rappresentato, fino ad oggi, l'unica applicazione industriale in grado di sottrarre CO₂ all'atmosfera, senza che i costi dovessero gravare sulla collettività. In assenza di alcuna regolamentazione sulla riduzione delle emissioni di gas serra, le applicazioni CO₂-EOR hanno provveduto inconsciamente ed autonomamente a gettare solide basi per lo sviluppo delle tecniche di sequestro geologico. Certo, non vanno dimenticati gli aiuti finanziari concessi dal governo americano (vedi capitolo 5.4) ai primi progetti, ma possiamo affermare che il sequestro geologico in giacimenti di idrocarburi ha proceduto finora con le proprie gambe.

La nascita del mercato delle emissioni, sancita dal Protocollo di Kyoto, se da un lato ha determinato lo svilupparsi di altre tecniche di riduzione delle emissioni di gas serra, ha senz'altro anche ampliato le prospettive per lo stoccaggio geologico.

La regolamentazione delle emissioni di CO₂ trasforma il rifiuto in bene commerciabile. Il "business del fumo"⁸² ha spinto anzitutto sull'innovazione tecnologica come soluzione per conciliare sviluppo e sostenibilità ambientale, con il risultato che molte delle opzioni oggi disponibili per ridurre i gas serra sono legate alla tecnologia.

Oltre alle misure di tipo naturale da sostenere con forza (riforestazione e coltivazioni sostenibili in primis), ricordiamo infatti:

- *Risparmio e efficienza energetica*: si affidano chiaramente a nuove tecnologie meno energivore di quelle passate;
- *Impiego di combustibili a bassa o nulla intensità carbonica*;
- *Produzione di energia elettrica decarbonizzata*: rinnovabili, nucleare e gas naturale in sostituzione di olio e carbone;
- *Methane Management*: Perdite da metanodotti, bestiame e coltivazioni del riso;

⁸² "Il business del fumo" di U. Bilardo e F. Panvini, articolo su Sapere, Dicembre 2006, pag 54

- *Carbon capture.*

È fondato ritenere che lo stoccaggio geologico dell'anidride carbonica possa assurgere, unitamente ad altri strumenti, al ruolo di tecnologia di transizione per rispondere alla sfida del contenimento delle emissioni, anzitutto in virtù della sua relativa maturità se confrontata con altre tecnologie.

Tra le varie opportunità di stoccaggio geologico, i giacimenti di olio greggio offrono inoltre una serie di vantaggi:

- sono giacimenti che hanno contenuto per milioni di anni gas e liquidi; in molti di questi giacimenti non sono note fuoriuscite di idrocarburi;
- la loro geologia è ben conosciuta, come lo sono le caratteristiche geomeccaniche studiate durante la coltivazione;
- offrono una significativa capacità di stoccaggio;
- molti di questi giacimenti sono al termine della loro vita produttiva e quindi è pensabile integrare le tecnologie CCS ai fini dell'EOR;
- i costi esplorativi sono bassi;
- i processi di stoccaggio possono contare su un certo numero di esperienze e studi da parte dell'industria petrolifera, contribuendo alla riduzione dei costi di esercizio;
- il comportamento della CO₂ può essere monitorato tramite tecniche ampiamente utilizzate nell'industria petrolifera;
- c'è la possibilità di riutilizzare alcune parti degli impianti e degli equipaggiamenti sfruttati per la produzione del petrolio per il trasporto e lo stoccaggio della CO₂;
- il recupero aumentato dell'olio greggio, utilizzando la CO₂ come fluido spiazzante, consente di ottenere un certo guadagno aggiuntivo.

Globalmente, $930 \cdot 10^9$ tonnellate di CO₂ potrebbero essere stoccate in giacimenti di olio e gas, in alcuni dei quali sarebbe possibile ottenere anche un incremento del recupero: oltre 80 progetti stanno già testando il potenziale delle iniezioni di CO₂.

Specialmente per quei giacimenti che sono in procinto di terminare la loro vita produttiva, questa ulteriore produzione di olio genera extra-profitti che possono ridurre significativamente i costi del processo.

Arriviamo così al principale limite del processo di *carbon sequestration* (CCS): quello economico. Se è vero che in tutti i casi di iniezione di CO₂ ai fini EOR finora praticati, il costo dell'intero processo era coperto dalla incrementata produzione (quindi i costi rappresentavano una frazione del prezzo di vendita del barile), è anche vero che l'applicazione di questa tecnica su larga scala non potrà sempre contare sulle migliori condizioni economiche, a partire dalla possibilità di praticare il recupero di idrocarburi.

In tutti i casi in cui l'iniezione non beneficerà della produzione addizionale di idrocarburi, i costi dovranno essere competitivi con altre tecniche di riduzione delle emissioni: in particolare con i meccanismi CDM e JI. Il contenimento dei costi dello stoccaggio si affiderà ancora una volta sul miglioramento tecnologico e sulla ricerca delle condizioni di ottimo:

- tecnologie più efficienti e meno costose per realizzare la cattura da fonti puntuali con basse concentrazioni;
- riduzione delle distanze tra sito di produzione e sito di iniezione;
- economie di scala e associazioni tra produttori;
- impiego delle attrezzature dismesse dell'industria oil&gas.

Va poi ricordato che i costi del processo sono ritenuti alti, ma c'è molta aleatorietà sulle stime di costo per ciascuna delle fasi (vedi capitolo 6.3). Un prezzo stabile delle quote di emissione sul mercato, tra i 25 e i 30 \$ per tonnellata di CO₂ emessa, è ritenuto sufficiente dall'IPCC perché il CCS diventi presto competitivo con le altre opzioni di mitigazione delle emissioni di gas serra su larga scala, prime fra tutte il nucleare e le energie rinnovabili. L'Unione Europea, invece, nelle sue valutazioni economiche per l'applicazione del "Pacchetto clima-ambiente", prende come riferimento per la realizzazione degli obiettivi di emissione prefissati un costo della tonnellata di CO₂ pari a 39€.

La realizzazione di progetti di stoccaggio geologico, lo ricordiamo ancora una volta, sarà anche influenzata dal prezzo del barile di petrolio e dalla tempestività di applicazione della direttiva europea 2009/31/CE. Un prezzo del barile eccessivamente alto potrebbe accelerare il processo di transizione dalle fonti fossili ad altre fonti energetiche (nucleare e rinnovabili), deprimendo lo sviluppo del CCS, così come un prezzo eccessivamente basso, nel qual caso i progetti integrati CCS-EOR avrebbero minore spinta propulsiva.

Allegato 1: il Protocollo di Kyoto

Il Protocollo di Kyoto

della Convenzione sui Cambiamenti Climatici



Introduzione

Gli Stati, quando adottarono la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, nel 1992, riconobbero che essa avrebbe costituito un trampolino per un'azione più energica nel futuro. Istituito un processo permanente di esame, di discussione e di scambio di informazioni, la Convenzione ha permesso l'adozione di impegni supplementari adattati all'evoluzione delle conoscenze scientifiche e della volontà politica.

Il primo esame dell'adeguamento degli impegni assunti dai paesi sviluppati si ebbe, come previsto, nella prima sessione della Conferenza delle Parti (CP-1), a Berlino, nel 1995. Le Parti decisero che gli impegni dei paesi sviluppati, di mantenere le emissioni dell'anno 2000 ai livelli di del 1990 non permetteva di perseguire l'obiettivo, a lungo termine, della Convenzione, di impedire "interferenze antropiche (attribuibili all'attività umana) pericolose per il sistema climatico".

I ministri e gli altri funzionari di alto livello risposero adottando il "Mandato di Berlino" ed aprendo un nuovo giro di consultazioni per rafforzare gli impegni dei paesi sviluppati. Il Gruppo Speciale del Mandato di Berlino (AGBM) è stato istituito al fine di redigere una bozza di accordo; al termine di otto sessioni ha trasmesso alla CP-3 il testo per la negoziazione finale.

Quasi 10.000 delegati, osservatori e giornalisti parteciparono a questo importantissimo evento, celebrato a Kyoto, Giappone, nel dicembre del 1997. Alla Conferenza si approvò, per consenso, la decisione (1/CP.3) per l'adozione di un Protocollo secondo il quale i paesi industrializzati si impegnano a ridurre, per il periodo 2008-2012, il totale delle emissioni di gas ad effetto serra almeno del 5% rispetto ai livelli del 1990. Questi impegni, giuridicamente vincolanti, produrranno una reversione storica della tendenza ascendente delle emissioni che detti paesi hanno da circa 150 anni.

Il Protocollo di Kyoto è stato aperto alla firma il 16 marzo 1998. Entrerà in vigore il novantesimo giorno successivo alla data in cui almeno 55 Parti della Convenzione, tra le quali i paesi sviluppati le cui emissioni totali di biossido di carbonio rappresentano almeno il 55% della quantità totale emessa nel 1990 da questo gruppo di paesi, lo abbiano ratificato. Parallelamente, le Parti della Convenzione sui Cambiamenti Climatici continueranno ad adempiere agli impegni assunti a norma della Convenzione e si prepareranno per la futura applicazione del Protocollo.

Indice

Gli articoli del Protocollo di Kyoto della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici non hanno titoli: i temi enumerati qui di seguito hanno solo un carattere indicativo; si prefiggono esclusivamente di aiutare il lettore e non formano parte integrante del testo ufficiale, il quale inizia da pag.4

- Preambolo
 - 1. Definizioni
 - 2. Politiche e misure
 - 3. Quantificazione degli impegni in materia di limitazione e riduzione delle emissioni
 - 4. Adempimento congiunto degli impegni
 - 5. Questioni metodologiche
 - 6. Trasferimento e acquisto di unità di riduzione delle emissioni (applicazione congiunta)
 - 7. Comunicazione delle informazioni
 - 8. Esame delle informazioni
 - 9. Esame del Protocollo
 - 10. Progressi nell'applicazione degli obblighi esistenti
 - 11. Meccanismo finanziario
 - 12. Meccanismo per uno sviluppo "pulito"
 - 13. Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del Protocollo
 - 14. Segretariato
 - 15. Organi sussidiari
 - 16. Processo di consultazione multilaterale
 - 17. Commercio di emissioni
 - 18. Inadempimento delle disposizioni
 - 19. Risoluzione delle controversie
 - 20. Emendamenti
 - 21. Adozione ed emendamenti degli allegati
 - 22. Diritto di voto
 - 23. Depositario
 - 24. Firma e ratifica, accettazione, approvazione o adesione
 - 25. Entrata in vigore
 - 26. Riserve
 - 27. Ritiro
 - 28. Testi autentici
- Allegato A: Categorie e settori delle fonti di emissioni di gas ad effetto serra
- Allegato B: Quantificazione degli impegni di limitazione o di riduzione delle emissioni delle Parti

La tavola e le tre decisioni della Conferenza delle Parti che seguono non fanno parte del Protocollo di Kyoto. Tuttavia sono state incluse in questo fascicolo come informazioni utili per l'adozione e l'applicazione del Protocollo.

Decisione 1/CP.3: Adozione del Protocollo di Kyoto della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici.

Decisione 2/CP.3: Questioni metodologiche relative al Protocollo di Kyoto.

Decisione 3/CP.3: Applicazione dei paragrafi 8 e 9 dell'Articolo 4 della Convenzione.

Tavola: Totale delle emissioni di biossido di carbonio delle Parti incluse all'Allegato I nel 1990, ai fini dell'articolo 25 del Protocollo di Kyoto.

PROTOCOLLO DI KYOTO DELLA CONVENZIONE QUADRO DELLE NAZIONI UNITE SUI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Le Parti del presente Protocollo,

Essendo Parti della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (da qui in avanti denominata "la Convenzione"),

Perseguendo l'obiettivo finale della Convenzione enunciato all'articolo 2,

Ricordando le disposizioni della Convenzione,

Guidate dall'articolo 3 della Convenzione,

Nel rispetto del Mandato di Berlino, adottato con decisione 1/CP.1 dalla Conferenza delle Parti della Convenzione nella sua prima sessione,

Hanno convenuto quanto segue:

ARTICOLO 1

Ai fini del presente Protocollo si applicano le definizioni contenute all'articolo 1 della Convenzione.

Inoltre:

1. Per "Conferenza delle Parti" si intende la Conferenza delle Parti della Convenzione.
2. Per "Convenzione" si intende la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, adottata a New York il 9 maggio 1992.
3. Per "Gruppo Intergovernativo di Esperti sul Cambiamento Climatico" si intende il Gruppo Intergovernativo di Esperti sul Cambiamento Climatico costituito congiuntamente dalla Organizzazione Meteorologica Mondiale ed il Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente, nel 1988.
4. Per "Protocollo di Montreal" si intende il Protocollo di Montreal relativo alle sostanze che riducono lo strato di ozono, adottato a Montreal il 16 settembre 1987, nella sua forma successivamente modificata ed emendata.

5. Per “Parti presenti e votanti” si intendono le Parti presenti che esprimono un voto affermativo o negativo.
6. Per “Parte” si intende, a meno che il contesto non indichi diversamente, una Parte del presente Protocollo.
7. Per “Parte inclusa nell’Allegato I” si intende una Parte che figura nell’Allegato I della Convenzione, tenuto conto degli eventuali emendamenti, o la Parte che ha presentato una notifica ai sensi dell’articolo 4, paragrafo 2, punto g), della Convenzione.

ARTICOLO 2

1. Ogni Parte inclusa nell’Allegato I, nell’adempire agli impegni di limitazione quantificata e di riduzione delle emissioni previsti all’articolo 3, al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile:
- a) Applicherà e/o elaborerà politiche e misure, in conformità con la sua situazione nazionale, come:
 - i) Miglioramento dell’efficacia energetica in settori rilevanti dell’economia nazionale;
 - ii) Protezione e miglioramento dei meccanismi di rimozione e di raccolta dei gas ad effetto serra, non inclusi nel Protocollo di Montreal, tenuto conto degli impegni assunti in virtù degli accordi internazionali ambientali; promozione di metodi sostenibili di gestione forestale, di imboscamento e di rimboscamento;
 - iii) Promozione di forme sostenibili di agricoltura, alla luce delle considerazioni relative ai cambiamenti climatici;
 - iv) Ricerca, promozione, sviluppo e maggiore utilizzazione di forme energetiche rinnovabili, di tecnologie per la cattura e l’isolamento del biossido di carbonio e di tecnologie avanzate ed innovative compatibili con l’ambiente;
 - v) Riduzione progressiva, o eliminazione graduale, delle imperfezioni del mercato, degli incentivi fiscali, delle esenzioni tributarie e di sussidi, che siano

contrari all'obiettivo della Convenzione, in tutti i settori responsabili di emissioni di gas ad effetto serra, ed applicazione di strumenti di mercato;

- vi) Incoraggiamento di riforme appropriate nei settori pertinenti, al fine di promuovere politiche e misure che limitino o riducano le emissioni dei gas ad effetto serra non inclusi nel Protocollo di Montreal;
 - vii) Adozione di misure volte a limitare e/o ridurre le emissioni di gas ad effetto serra non inclusi nel Protocollo di Montreal nel settore dei trasporti;
 - viii) Limitazione e/o riduzione delle emissioni di metano attraverso il suo recupero ed utilizzazione nel settore della gestione dei rifiuti, come pure nella produzione, il trasporto e la distribuzione di energia;
- b) Coopererà con le altre Parti incluse all'Allegato I per rafforzare l'efficacia individuale e combinata delle politiche e misure adottate a titolo del presente articolo, conformemente all'articolo 4, paragrafo 2(e)(i), della Convenzione. A tal fine, dette Parti dovranno dar vita ad iniziative per condividere esperienze e scambiare informazioni su politiche e misure, in particolar modo sviluppando sistemi per migliorare la loro compatibilità, trasparenza ed efficacia. La Conferenza delle Parti agente come Conferenza delle Parti del Protocollo dovrà, nella sua prima sessione, o quanto prima possibile, esaminare i mezzi per facilitare tale cooperazione, tenendo conto di tutte le informazioni pertinenti.

2. Le Parti incluse nell'Allegato I cercheranno di limitare o ridurre le emissioni di gas ad effetto serra non inclusi nel Protocollo di Montreal generati da combustibili utilizzati nel trasporto aereo e marittimo, operando con la Organizzazione Internazionale dell'Aviazione Civile e l'Organizzazione Internazionale Marittima.

3. Le Parti incluse nell'Allegato I si impegneranno ad attuare le politiche e misure previste nel presente articolo al fine di ridurre al minimo gli effetti negativi, inclusi gli effetti avversi del cambiamento climatico, gli effetti sul commercio internazionale e gli impatti sociali, ambientali ed economici sulle altre Parti, in special modo le Parti paesi in via di sviluppo ed, in particolare, quelle menzionate nell'articolo 4, paragrafi 8 e 9, della Convenzione, in considerazione dell'articolo 3 della Convenzione. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo potrà adottare, se opportuno, ulteriori misure per promuovere l'applicazione delle disposizioni del presente paragrafo.

4. Nel caso in cui ritenga utile coordinare alcune politiche e misure previste nel paragrafo 1(a) del presente articolo, tenendo conto delle diverse situazioni nazionali e degli effetti potenziali, la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo, valuterà le forme ed i mezzi appropriati per organizzare il coordinamento di tali politiche e misure.

ARTICOLO 3

1. Le Parti incluse nell'Allegato I assicureranno, individualmente o congiuntamente, che le loro emissioni antropiche aggregate, espresse in equivalente-biossido di carbonio, dei gas ad effetto serra indicati nell'Allegato A, non superino le quantità che sono loro attribuite, calcolate in funzione degli impegni assunti sulle limitazioni quantificate e riduzioni specificate nell'Allegato B e in conformità alle disposizioni del presente articolo, al fine di ridurre il totale delle emissioni di tali gas almeno del 5% rispetto ai livelli del 1990, nel periodo di adempimento 2008–2012.

2. Ogni Parte inclusa nell'Allegato I dovrà aver ottenuto nel 2005, nell'adempimento degli impegni assunti a titolo del presente Protocollo, concreti progressi.

3. Le variazioni nette di gas ad effetto serra, relative ad emissioni da fonti e da pozzi di assorbimento risultanti da attività umane direttamente legate alla variazione nella destinazione d'uso dei terreni e dei boschi, limitatamente all'imboschimento, al rimboschimento e al disboscamento dopo il 1990, calcolate come variazioni verificabili delle quantità di carbonio nel corso di ogni periodo di adempimento, saranno utilizzate dalle Parti incluse nell'Allegato I per adempiere agli impegni assunti ai sensi del presente articolo. Le emissioni di gas ad effetto serra, dalle fonti e l'assorbimento dai pozzi associati a dette attività, saranno notificati in modo trasparente e verificabile ed esaminati a norma degli articoli 7 e 8.

4. Precedentemente alla prima sessione della Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo ogni Parte inclusa nell'Allegato I fornirà all'Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico, per il loro esame, dati che permettano di determinare il livello di quantità di carbonio nel 1990 e di procedere ad una stima delle variazioni di dette quantità di carbonio nel corso degli anni successivi. Nella sua prima sessione, o quanto prima possibile, la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo, determinerà le modalità, le norme e le linee guida da seguire per stabilire quali attività antropiche supplementari, legate alle variazioni delle emissioni dalle fonti e dai pozzi di assorbimento dei gas ad effetto serra nelle categorie dei terreni agricoli, nonché nelle categorie

della variazione della destinazione d'uso dei terreni e dei boschi, dovranno essere aggiunte o sottratte alle quantità attribuite alle Parti incluse nell'Allegato I, tenendo conto delle incertezze, della necessità di comunicare risultati trasparenti e verificabili, del lavoro metodologico del Gruppo Intergovernativo di Esperti sul Cambiamento Climatico, delle raccomandazioni dell'Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico, conformemente all'art. 5, e delle decisioni della Conferenza delle Parti. Tale decisione si applicherà nel secondo e nei successivi periodi di adempimento. Una Parte può applicarla alle sue attività antropiche supplementari nel primo periodo di adempimento a condizione che dette attività abbiano avuto luogo dopo il 1990.

5. Le Parti incluse nell'Allegato I in transizione verso una economia di mercato ed il cui anno o periodo di riferimento è stato stabilito in conformità alla decisione 9/CP.2, adottata dalla Conferenza delle Parti nella sua seconda sessione, utilizzeranno tale anno o periodo di riferimento per l'attuazione degli impegni assunti a norma del presente articolo. Ogni altra Parte inclusa nell'Allegato I in transizione verso una economia di mercato e che non abbia ancora presentato la sua prima comunicazione nazionale, in conformità dell'articolo 12 della Convenzione, potrà ugualmente notificare alla Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo la sua intenzione di considerare un anno o un periodo storico di riferimento diverso dal 1990 per adempiere agli impegni assunti a norma del presente articolo. La Conferenza delle Parti, agente come riunione delle Parti del presente Protocollo si pronuncerà sulla accettazione di tale notifica.

6. Tenendo conto dell'articolo 4, paragrafo 6, della Convenzione, la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo concederà alle Parti incluse nell'Allegato I in transizione verso una economia di mercato un certo grado di flessibilità nell'adempimento degli impegni assunti diversi da quelli previsti nel presente articolo.

7. Nel corso del primo periodo di adempimento degli impegni per la riduzione e la limitazione quantificata delle emissioni, dal 2008 al 2012, la quantità attribuita a ciascuna Parte inclusa nell'Allegato I sarà uguale alla percentuale ad essa assegnata, indicata nell'Allegato B, delle emissioni antropiche aggregate, espresse in equivalente-biossido di carbonio, dei gas ad effetto serra indicate all'Allegato A e relative al 1990, o nel corso dell'anno o del periodo di riferimento, ai sensi del paragrafo 5, moltiplicate per cinque. Le Parti incluse nell'Allegato I, per le quali la variazione nella destinazione d'uso dei terreni e dei boschi costituivano nel 1990 una fonte netta di emissione di gas ad effetto serra, includeranno nelle emissioni relative al 1990, o ad altro periodo di riferimento, le emissioni antropiche aggregate, espresse in

equivalente biossido di carbonio, meno le quantità assorbite dai pozzi di assorbimento all'anno 1990, derivanti dalla variazione nella destinazione d'uso dei terreni.

8. Tutte le Parti incluse nell'Allegato I potranno utilizzare il 1995 come anno di riferimento per gli idrofluorocarburi, i perfluorocarburi e l'esafluoro di zolfo, ai fini delle operazioni di calcolo di cui al paragrafo 7.

9. Per le Parti incluse nell'Allegato I, gli impegni assunti per i successivi periodi di adempimento saranno determinati come emendamenti all'Allegato I del presente Protocollo e saranno adottati conformemente alle disposizioni di cui all'articolo 21, paragrafo 7. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo inizierà la valutazione di tali impegni almeno sette anni prima della fine del primo periodo di adempimento, di cui al paragrafo 1.

10. Tutte le unità di riduzione delle emissioni, o tutte le frazioni di una quantità assegnata, che una Parte acquista da un'altra Parte, conformemente alle disposizioni di cui agli articoli 6 o 17, sarà sommata alla quantità assegnata alla Parte che l'acquista.

11. Tutte le unità di riduzione delle emissioni, o tutte le frazioni di una quantità assegnata, che una Parte trasferisce ad un'altra Parte, conformemente alle disposizioni di cui agli articoli 6 o 17, sarà sottratta alla quantità assegnata alla Parte che la trasferisce.

12. Tutte le riduzioni accertate delle emissioni che una Parte acquista da un'altra Parte, conformemente alle disposizioni di cui all'articolo 12, sarà sommata alla quantità assegnata alla Parte che l'acquista.

13. Se le emissioni di una Parte inclusa nell'Allegato I, nel corso di un periodo di adempimento, sono inferiori alla quantità che le è stata assegnata in virtù del presente articolo, tale differenza sarà sommata, su richiesta di detta Parte, alla quantità che le è stata assegnata per i successivi periodi di adempimento.

14. Ogni Parte inclusa nell'Allegato I si impegnerà ad adempiere agli impegni indicati nel paragrafo 1, al fine di ridurre al minimo gli effetti sociali, ambientali ed economici contrari sui paesi in via di sviluppo Parti, in particolare quelli indicati all'articolo 4, paragrafi 8 e 9, della Convenzione. In linea con le decisioni della Conferenza delle Parti, per l'attuazione di tali paragrafi, la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo, esaminerà, nella sua prima sessione, le misure necessarie per ridurre al minimo gli effetti dei cambiamenti climatici e/o l'impatto delle misure di risposta delle Parti menzionate in detto paragrafo. Tra le questioni da prendere in considerazione vi saranno il finanziamento, l'assicurazione ed il trasferimento di tecnologie.

ARTICOLO 4

1. Tutte le Parti incluse nell'Allegato I, che abbiano concordato un'azione congiunta per l'attuazione degli obblighi assunti a norma dell'articolo 3, saranno considerate adempienti se la somma totale delle emissioni antropiche aggregate, espresse in equivalenti-biossido di carbonio, di gas ad effetto serra indicati nell'Allegato A non supera la quantità loro assegnata, calcolata in funzione degli impegni di limitazione quantificata e di riduzione delle emissioni elencate nell'Allegato B e conformemente alle disposizioni dell'articolo 3. Il rispettivo livello di emissione assegnato a ciascuna delle Parti dell'accordo sarà stabilito nell'accordo.
2. Le Parti di tale accordo notificheranno al Segretariato il contenuto dell'accordo alla data di deposito degli strumenti di ratifica, d'accettazione, di approvazione o di adesione del presente Protocollo. Il Segretariato informerà, a sua volta, tutte le Parti ed i firmatari della Convenzione dei termini dell'accordo.
3. Tutti gli accordi di questo tipo rimarranno in vigore per la durata del periodo di adempimento specificata all'articolo 3, paragrafo 7.
4. Se le Parti, agendo congiuntamente, lo fanno nel quadro di una organizzazione regionale di integrazione economica e di concerto con essa, ogni variazione nella composizione di detta organizzazione, successiva all'adozione del presente Protocollo, non inciderà sugli impegni assunti in virtù del presente Protocollo. Ogni variazione nella composizione dell'organizzazione avrà effetto solo ai fini dell'attuazione degli impegni previsti all'articolo 3 che siano adottati successivamente a quella modificazione.
5. Se le Parti dell'accordo, agendo congiuntamente, non raggiungeranno il livello totale combinato delle riduzioni di emissioni, ogni Parte sarà responsabile del proprio livello di emissioni stabilito nell'accordo.
6. Se le Parti, agendo congiuntamente, operano all'interno di una organizzazione regionale di integrazione economica, Parte del presente Protocollo, e di concerto con essa, ogni Stato membro di detta organizzazione regionale di integrazione economica, individualmente, o congiuntamente con l'organizzazione regionale di integrazione economica, agendo ai sensi dell'articolo 24, sarà responsabile, nel caso in cui venga raggiunto il livello totale combinato delle riduzioni di emissioni, del livello delle sue emissioni, così come notificato in conformità del presente articolo.

ARTICOLO 5

1. Ogni Parte inclusa nell'Allegato I realizzerà, non più tardi di un anno prima dell'inizio del primo periodo di adempimento, un sistema nazionale per la stima delle emissioni antropiche dalle fonti e dall'assorbimento dei pozzi di tutti i gas ad effetto serra non inclusi nel Protocollo di Montreal. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo deciderà, nella sua prima sessione, le linee guida di tali sistemi nazionali, tra le quali saranno incluse le metodologie specificate nel paragrafo 2 *infra*.

2. Le metodologie per la stima delle emissioni antropiche da sorgenti e dall'assorbimento dei pozzi di tutti i gas ad effetto serra non inclusi nel Protocollo di Montreal saranno quelle accettate dal Gruppo Intergovernativo di Esperti sul Cambiamento Climatico e approvate dalla Conferenza delle Parti nella sua terza sessione. Laddove tali metodologie non vengano utilizzate, verranno introdotti gli adattamenti necessari conformi alle metodologie concordate dalla Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo nella sua prima sessione. Basandosi sul lavoro del Gruppo Intergovernativo di Esperti sul Cambiamento Climatico e sulle raccomandazioni fornite dall'Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico, la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo esaminerà regolarmente e, se opportuno, revisionerà tali metodologie ed adattamenti, tenendo pienamente conto delle decisioni pertinenti della Conferenza delle Parti. Ogni revisione delle metodologie o degli adattamenti si effettuerà solo al fine di accertare il rispetto degli impegni assunti a norma dell'articolo 3 per ogni periodo di adempimento successivo a detta revisione.

3. I potenziali di riscaldamento globale utilizzati per calcolare l'equivalente-biossido di carbonio delle emissioni antropiche dalle sorgenti e dall'assorbimento dei pozzi di gas ad effetto serra elencati nella Allegato A saranno quelli accettati dal Gruppo Intergovernativo di Esperti sul Cambiamento Climatico ed approvati dalla Conferenza delle Parti nella sua terza sessione. Basandosi sul lavoro del Gruppo Intergovernativo di Esperti sul Cambiamento Climatico e sulle raccomandazioni fornite dall'Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico, la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo esaminerà periodicamente e, se opportuno, revisionerà il potenziale di riscaldamento globale di ciascuno di tali gas ad effetto serra tenendo pienamente conto delle decisioni pertinenti della Conferenza delle Parti. Ogni revisione di un potenziale di riscaldamento globale sarà applicabile solo agli impegni di cui all'articolo 3 per ogni periodo di adempimento posteriore a detta revisione.

ARTICOLO 6

1. Al fine di adempiere agli impegni assunti a norma dell'articolo 3, ogni Parte inclusa nell'Allegato I può trasferire ad ogni altra di dette Parti, o acquistare da essa, unità di riduzione risultanti da progetti finalizzati alla riduzione delle emissioni antropiche da fonti o all'aumento dell'assorbimento antropico dei pozzi dei gas ad effetto serra in ogni settore dell'economia, a condizione che:

- a) Ogni progetto di questo tipo abbia l'approvazione delle Parti coinvolte;
- b) Ogni progetto di questo tipo permetta una riduzione delle emissioni dalle fonti, o un aumento dell'assorbimento dei pozzi, che sia aggiuntivo a quelli che potrebbero essere realizzati diversamente;
- c) La Parte interessata non potrà acquistare alcuna unità di riduzione delle emissioni se essa non adempierà alle obbligazioni che le incombono a norma degli articoli 5 e 7;
- d) L'acquisto di unità di riduzione delle emissioni sarà supplementare alle misure nazionali al fine di adempiere agli impegni previsti dall'articolo 3.

2. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo potrà, nella sua prima sessione o quanto prima possibile, elaborare ulteriori linee guida per l'attuazione del presente articolo, in particolar modo per quel che riguarda la verifica e la realizzazione dei rapporti

3. Una Parte inclusa nell'Allegato I potrà autorizzare persone giuridiche a partecipare, sotto la sua responsabilità, ad azioni volte alla creazione, alla cessione o all'acquisizione, a norma del presente articolo, di unità di riduzione delle emissioni.

4. Se, in conformità con le disposizioni pertinenti di cui all'articolo 8, sorgesse una questione relativa all'applicazione delle prescrizioni di cui al presente articolo, la cessione e l'acquisizione di unità di riduzione delle emissioni potranno continuare dopo che la questione sarà stata sollevata, a condizione che nessuna Parte utilizzi dette unità per adempiere ai propri impegni a norma dell'articolo 3 finché non sarà risolto il problema del rispetto delle obbligazioni.

ARTICOLO 7

1. Ogni Parte inclusa nell'Allegato I indicherà nell'inventario annuale delle emissioni antropiche da fonti e degli assorbimenti dei pozzi dei gas ad effetto serra non inclusi nel Protocollo di Montreal, presentato in conformità delle decisioni della Conferenza delle Parti, le informazioni supplementari, determinate conformemente alle disposizioni di cui al paragrafo 4 *infra*, necessarie per assicurare il rispetto delle disposizioni di cui all'articolo 3.
2. Ogni Parte inclusa nell'Allegato I indicherà nella propria comunicazione nazionale, presentata ai sensi dell'articolo 12 della Convenzione, le informazioni supplementari necessarie per dimostrare che essa adempie agli impegni assunti a norma del presente Protocollo, da determinarsi secondo le disposizioni di cui al paragrafo 4 *infra*.
3. Ogni Parte inclusa nell'Allegato I comunicherà le informazioni richieste, di cui al paragrafo 1, annualmente, a partire dal primo inventario che essa è tenuta a presentare in conformità della Convenzione per il primo anno del periodo di adempimento dopo l'entrata in vigore, per detta Parte, del presente Protocollo. Ogni Parte presenterà le informazioni richieste a norma del paragrafo 2 nel quadro della prima comunicazione nazionale che essa è tenuta a presentare a norma della Convenzione dopo l'entrata in vigore, per detta Parte, del presente Protocollo e dopo l'adozione delle linee guida previste dal paragrafo 4 *infra*. La frequenza con cui dovranno essere presentate le successive informazioni richieste ai sensi del presente articolo sarà stabilita dalla Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo, tenendo conto del calendario deciso dalla Conferenza delle Parti per la presentazione delle comunicazioni nazionali.
4. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo adotterà nella sua prima sessione e riesaminerà periodicamente in seguito le linee guida relative alla preparazione delle informazioni richieste a norma del presente articolo, considerando le direttive per la preparazione delle comunicazioni nazionali delle Parti inclusi nell'Allegato I adottate dalla Conferenza delle Parti. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo deciderà anche prima del primo periodo di adempimento le modalità di calcolo delle quantità assegnate.

ARTICOLO 8

1. Le informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 7 da ciascuna delle Parti incluse nell'Allegato I saranno esaminate da gruppi di esperti in adempimento delle pertinenti decisioni della Conferenza delle Parti ed in conformità alle linee guida adottate, a tal fine, dalla Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo a norma del paragrafo 4 *infra*. Le informazioni comunicate a norma dell'articolo 7, paragrafo 1, da ciascuna delle Parti incluse nell'Allegato I verranno esaminate come parte della compilazione annuale degli inventari delle emissioni e delle quantità assegnate e della corrispondente contabilità. Inoltre, le informazioni fornite da ciascuna Parte inclusa nell'Allegato I, a norma dell'articolo 7, paragrafo 2, saranno esaminate come parte della revisione delle comunicazioni nazionali.

2. I gruppi di esperti saranno coordinati dal Segretariato e costituiti da esperti scelti tra quelli nominati dalle Parti della Convenzione e, a seconda dei casi, da organizzazioni intergovernative, conformemente alle indicazioni fornite, a tal fine, dal Conferenza delle Parti.

3. Il processo di revisione permetterà una valutazione tecnica completa e dettagliata dell'applicazione del presente Protocollo della Parte. I gruppi di esperti elaboreranno un rapporto per la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo, nel quale valuteranno l'adempimento degli impegni assunti dalla Parte in esame ed indicheranno i problemi eventualmente riscontrati ed i fattori che incidono sull'adempimento. Il Segretariato comunicherà detto rapporto a tutte le Parti della Convenzione. Inoltre, il Segretariato enumererà tutte le questioni inerenti l'adempimento, indicate nel rapporto, per ulteriori considerazioni della Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo.

4. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo adotterà nella sua prima sessione, e riesaminerà periodicamente, in seguito, le linee guida per l'esame dell'applicazione del presente Protocollo da parte dei gruppi di esperti, tendo in considerazione le pertinenti decisioni della Conferenza delle Parti.

5. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo, con l'assistenza dell'Organo Sussidiario di Attuazione e, se necessario, dell'Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico esaminerà:

- a) Le informazioni presentate dalle Parti, a norma dell'articolo 7, ed i rapporti sull'esame di dette informazioni, effettuati a norma del presente articolo; e

- b) Le questioni relative all'attuazione elencate dal Segretariato, a norma del paragrafo 3, nonché tutte le questioni sollevate dalle Parti.

6. In seguito all'esame delle informazioni di cui al paragrafo 5, la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo adotterà, su ogni questione, le decisioni necessarie al fine dell'attuazione del presente Protocollo.

ARTICOLO 9

1. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo esaminerà periodicamente il Protocollo alla luce delle migliori informazioni scientifiche disponibili e degli studi di valutazione sul cambiamento climatico ed il loro impatto come pure delle pertinenti informazioni tecniche, sociali ed economiche. Tali esami saranno coordinati con altri pertinenti previsti dalla Convenzione, in particolare quelli richiesti all'articolo 4, paragrafo 2(d), e all'articolo 7, paragrafo 2(a), della Convenzione. Sulla base di detti esami, la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo adotterà la misure necessarie.

2. Il primo esame avrà luogo nella seconda sessione della Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo. Nuovi esami saranno effettuati ad intervalli regolari e precisi.

ARTICOLO 10

1. Tutte le Parti, tenendo conto delle loro comuni ma differenziate responsabilità e delle loro specifiche priorità di sviluppo nazionale e regionale, dei loro obiettivi e delle loro circostanze, senza introdurre nuovi impegni per le Parti non incluse nell'Allegato I ma riaffermando quelli già enunciati all'articolo 4, paragrafo 1, della Convenzione e continuando a perseguire l'adempimento di tali impegni al fine di raggiungere uno sviluppo sostenibile, tenendo conto dell'articolo 4, paragrafi 3, 5 e 7, della Convenzione:

- a) Formuleranno, dove necessario e nella misura possibile, programmi nazionali e, se opportuno, regionali, economicamente convenienti ed efficaci, per migliorare la qualità dei fattori di emissione, dei dati sulle attività e/o dei modelli locali che riflettano la situazione socio-economica di ogni Parte, al fine della realizzazione periodica degli inventari nazionali delle

emissioni antropiche dalle fonti e l'assorbimento dai pozzi dei gas ad effetto serra non inclusi nel Protocollo di Montreal, utilizzando metodologie comparabili, che dovranno essere decise dalla Conferenza delle Parti ed essere conformi alle direttive per le comunicazioni nazionali adottate dalla Conferenza delle Parti.

- b) Formuleranno, applicheranno, pubblicheranno ed aggiorneranno regolarmente i programmi nazionali e, se necessario, quelli regionali contenenti misure per mitigare i cambiamenti climatici e per facilitare un adeguato adattamento ad essi;
 - i) Tali programmi dovrebbero riguardare, tra l'altro, i settori energetico, dei trasporti e dell'industria come pure l'agricoltura, la silvicoltura e la gestione dei rifiuti. Inoltre, le tecnologie di adattamento ed i metodi per migliorare la pianificazione del territorio permetterebbero di meglio adattarsi ai cambiamenti climatici;
 - ii) Le Parti incluse nell'Allegato I presenteranno informazioni sulle misure adottate in virtù del presente Protocollo, compresi i programmi nazionali, a norma dell'articolo 7; le altre Parti cercheranno di includere nelle loro comunicazioni nazionali, se opportuno, informazioni sui programmi contenenti misure che, a loro avviso, contribuiscono a fronteggiare i cambiamenti climatici ed i loro effetti negativi, incluse le misure volte alla riduzione dell'aumento dei gas ad effetto serra e all'incremento dei pozzi di assorbimento, al rafforzamento delle capacità (capacity building) e all'adattamento.
- c) Coopereranno nella promozione di modalità efficaci per lo sviluppo, l'applicazione e la diffusione di tecnologie, di conoscenze tecniche, di pratiche e di processi ecologicamente compatibili con il cambiamento climatico, ed adotteranno tutte le misure necessarie per promuovere, facilitare e finanziare, se necessario, l'accesso a dette fonti o a trasferirle, in particolare verso i paesi in via di sviluppo, inclusa la formulazione di politiche e programmi per l'efficace trasferimento di tecnologie ecologicamente compatibili, che siano di pubblica proprietà o di pubblico dominio, e la creazione, nel settore privato, di una ambiente idoneo che permetta la promozione del trasferimento di tecnologie ecologicamente compatibili e l'accesso ad esse.
- d) Coopereranno nella ricerca scientifica e tecnica e promuoveranno il mantenimento e lo sviluppo di sistemi di osservazione sistematica e la costituzione di archivi di dati al fine di ridurre

le incertezze relative al sistema climatico, le conseguenze negative del cambiamento climatico e le conseguenze economiche e sociali delle diverse strategie di risposta, e promuoveranno la realizzazione ed il rafforzamento delle capacità e delle misure endogene di partecipazione agli sforzi, ai programmi e alle ricerche internazionali ed intergovernativi relativi alla ricerca e all'osservazione sistematica, a norma dell'articolo 5 della Convenzione.

- e) Coopereranno e promuoveranno a livello internazionale, ricorrendo, dove opportuno, ad organismi esistenti, la realizzazione e l'esecuzione di programmi di educazione e formazione, compreso il rafforzamento delle capacità nazionali, in particolare sul piano umano ed istituzionale, e lo scambio ed il distaccamento di personale incaricato alla formazione di esperti nel settore, specialmente nei paesi in via di sviluppo, e faciliteranno sul piano nazionale la sensibilizzazione del pubblico ai cambiamenti climatici e l'accesso alle relative informazioni. Appropriate modalità dovrebbero essere sviluppate per attuare tali attività attraverso i competenti organi della Convenzione, a norma dell'articolo 6 della Convenzione;
- f) Includeranno nelle proprie comunicazioni nazionali informazioni sui programmi e le attività intraprese in applicazione del presente articolo, in conformità alle pertinenti decisioni della Conferenza delle Parti;
- g) Nell'adempiere agli impegni previsti dal presente articolo prenderanno pienamente in considerazione l'articolo 4, paragrafo 8, della Convenzione.

ARTICOLO 11

1. Nell'attuazione dell'articolo 10 le Parti terranno conto delle disposizioni dell'articolo 4, paragrafi 4, 5, 7, 8, e 9 della Convenzione.

2. Nel contesto dell'attuazione dell'articolo 4, paragrafo 1, della Convenzione, in conformità con le disposizioni di cui all'articolo 4, paragrafo 3, ed all'articolo 11 della Convenzione, e attraverso l'entità o le entità incaricate ad assicurare il funzionamento del meccanismo finanziario della Convenzione, i paesi sviluppati Parti della Convenzione e le altre Parti sviluppate incluse nell'Allegato II della Convenzione:

- a) Forniranno nuove ed ulteriori risorse finanziarie al fine di coprire la totalità dei costi concordati sostenuti dai paesi in via di sviluppo per migliorare nell'adempimento degli impegni

previsti a norma dell'articolo 4, paragrafo 1(a), della Convenzione, e dell'articolo 10, punto a), del presente Protocollo;

- b) Forniranno, inoltre, ai paesi in via di sviluppo Parti, al fine del trasferimento di tecnologie, le risorse finanziarie di cui essi hanno bisogno per fronteggiare la totalità dei costi supplementari concordati per procedere nell'adempimento degli impegni già indicati all'articolo 4, paragrafo 1, della Convenzione e previsti all'articolo 10 del presente Protocollo, sui quali un paese in via di sviluppo abbia concordato con l'entità o le entità internazionali, di cui all'articolo 11 della Convenzione, conformemente al detto articolo.

L'adempimento di tali impegni terrà conto della necessità che il flusso dei mezzi finanziari sia adeguato e prevedibile, nonché dell'importanza di una adeguata divisione delle spese tra le Parti che sono paesi sviluppati. Gli orientamenti impartiti all'entità o alle entità incaricate del funzionamento del meccanismo finanziario della Convenzione, figuranti nelle pertinenti decisioni della Conferenza delle Parti, comprese quelle adottate prima dell'adozione del presente Protocollo, si applicheranno *mutatis mutandis* alle disposizioni del presente paragrafo.

3. Le Parti che sono paesi sviluppati e le altre Parti sviluppate che figurano nell'Allegato II della Convenzione potranno anche fornire, ed i paesi in via di sviluppo Parti potranno ottenere, risorse finanziarie per l'attuazione dell'articolo 10 del presente Protocollo, attraverso canali bilaterali, regionali o multilaterali.

ARTICOLO 12

1. È istituito un meccanismo per lo sviluppo pulito.
2. Il fine del meccanismo per uno sviluppo pulito è di assistere le Parti non incluse nell'Allegato I nel raggiungimento di uno sviluppo sostenibile e contribuire all'obiettivo finale della Convenzione, e di aiutare le Parti incluse nell'Allegato I ad adempiere ai loro impegni quantificati di limitazione e di riduzione delle loro emissioni ai sensi dell'articolo 3.
3. Ai sensi del meccanismo per uno sviluppo pulito:
 - a) Le Parti non incluse nell'Allegato I beneficeranno di attività di progettazione finalizzate alle riduzioni certificate delle emissioni; e

b) Le Parti incluse nell'Allegato I potranno utilizzare le riduzioni certificate delle emissioni derivanti da tali per contribuire in parte all'adempimento degli impegni quantificati di limitazione e riduzione delle emissioni ai sensi dell'articolo 3, in conformità a quanto determinato dalla Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo.

4. Il meccanismo per uno sviluppo pulito sarà soggetto all'autorità e alle direttive della Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo e alla supervisione di un comitato esecutivo del meccanismo per uno sviluppo pulito.

5. Le riduzioni di emissioni derivanti da ogni attività saranno certificate da enti operativi designati dalla Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo sulla base dei seguenti criteri:

- a) Partecipazione volontaria approvata da ogni Parte coinvolta;
- b) Benefici reali, misurabili e a lungo termine, in relazione con la mitigazione dei cambiamenti climatici; e
- c) Riduzione delle emissioni che siano supplementari a quelle che si produrrebbero in assenza dell'attività certificata.

6. Il meccanismo per uno sviluppo pulito aiuterà ad organizzare, se necessario, il finanziamento delle attività certificate.

7. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo, nella sua prima sessione, elaborerà le modalità e le procedure volte ad assicurare la trasparenza, l'efficienza e la responsabilità grazie ad un audit e ad una verifica indipendente delle attività.

8. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo assicurerà che una parte dei fondi provenienti da attività certificate sia utilizzata per coprire le spese amministrative e per aiutare le Parti, paesi in via di sviluppo, che siano particolarmente vulnerabili agli effetti negativi del cambiamento climatico, a far fronte ai costi di adattamento.

9. Possono partecipare al meccanismo per uno sviluppo pulito, in particolare alle attività indicate al precedente paragrafo 3(a) e all'acquisto di unità di riduzione certificate delle emissioni, entità private e pubbliche; la partecipazione sarà sottoposta alle direttive impartite dal comitato esecutivo del meccanismo per uno sviluppo pulito.

10. Le riduzioni di emissioni certificate ottenute tra l'anno 2000 e l'inizio del primo periodo di adempimento potranno utilizzarsi per contribuire all'adempimento degli impegni previsti per detto periodo.

ARTICOLO 13

1. La Conferenza delle Parti, organo supremo della Convenzione, agirà come riunione delle Parti del presente Protocollo.

2. Le Parti della Convenzione che non sono Parti del presente Protocollo possono partecipare, in qualità di osservatori, ai lavori delle sessioni della Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo. Quando la Conferenza delle Parti agisce come riunione delle Parti del presente Protocollo le decisioni, ai sensi del Protocollo, verranno adottate esclusivamente per le Parti del presente Protocollo.

3. Quando la Conferenza delle Parti agisce come riunione delle Parti del presente Protocollo, ogni membro dell'Ufficio della Conferenza delle Parti che rappresenti una Parte della Convenzione che, in quel momento, non sia Parte del presente Protocollo sarà sostituito da un nuovo membro eletto dalle Parti del presente Protocollo e tra esse.

4. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo esaminerà regolarmente l'attuazione del presente Protocollo e, conformemente al suo mandato, adotterà le decisioni necessarie per promuovere la sua effettiva attuazione. Eserciterà le funzioni che le sono conferite dal presente Protocollo e:

- a) Valuterà, sulla base di tutte le informazioni che le sono comunicate conformemente alle disposizioni del presente Protocollo, l'attuazione del Protocollo a cura delle Parti, gli effetti generali delle misure adottate in applicazione del presente Protocollo, in particolare gli effetti ambientali, economici e sociali, così come il loro impatto cumulativo, ed i progressi realizzati al fine del raggiungimento dell'obiettivo finale della Convenzione;
- b) Esaminerà periodicamente le obbligazioni contratte dalle Parti ai sensi del presente Protocollo, prendendo in debita considerazione ogni esame richiesto dall'articolo 4, paragrafo 2(d), e dell'articolo 7, paragrafo 2, della Convenzione e alla luce dell'obiettivo della Convenzione, dell'esperienza acquisita nel corso della sua attuazione e dell'evoluzione delle

conoscenze scientifiche e tecniche esaminerà ed adotterà periodici rapporti sull'attuazione del presente Protocollo.

- c) Promuoverà e faciliterà lo scambio di informazioni sulle misure adottate dalle Parti per far fronte al cambiamento climatico e ai suoi effetti, tenendo conto delle diverse circostanze, responsabilità e capacità delle Parti e dei loro rispettivi impegni ai sensi del presente Protocollo;
- d) Faciliterà, a richiesta di due o più Parti, il coordinamento delle misure che sono state adottate per far fronte al cambiamento climatico ed ai suoi effetti, tenendo conto delle diverse circostanze, responsabilità e capacità delle Parti e dei rispettivi impegni ai sensi del presente Protocollo.
- e) Promuoverà e dirigerà, conformemente all'obiettivo della Convenzione e alle disposizioni del presente Protocollo, e tenendo in piena considerazione le pertinenti decisioni della Conferenza delle Parti, lo sviluppo ed il periodico perfezionamento di metodologie comparabili per l'attuazione efficace del presente Protocollo, che saranno adottate dalla Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo;
- f) Formulerà raccomandazioni su qualsiasi questione necessaria all'attuazione del presente Protocollo;
- g) Cercherà di mobilitare ulteriori risorse finanziarie in conformità dell'articolo 11, paragrafo 2;
- h) Creerà gli organi sussidiari considerati necessari per l'attuazione del presente Protocollo;
- i) Solleciterà ed utilizzerà, se necessario, i servizi e la cooperazione delle organizzazioni internazionali e degli organismi intergovernativi e non governativi competenti e le informazioni che essi forniscono;
- j) Eserciterà le altre funzioni che siano necessarie per l'attuazione del presente Protocollo e considererà ogni incarico derivante da una decisione della Conferenza delle Parti della Convenzione.

5. Il regolamento interno della Conferenza delle Parti e le procedure finanziarie applicate ai sensi della Convenzione si applicheranno *mutatis mutandis* al presente Protocollo, a meno che la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo non decida diversamente per consenso.

6. Il Segretariato convocherà la prima sessione della Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo in coincidenza con la prima sessione della Conferenza delle Parti in programma dopo l'entrata in vigore del presente Protocollo. Le ulteriori sessioni ordinarie della Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo si terranno ogni anno e coincideranno con le sessioni ordinarie della Conferenza delle Parti, a meno che la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo non decida diversamente.

7. Le sessioni straordinarie della Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo si terranno ogni volta che la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo lo riterrà necessario, o quando una delle Parti lo solleciti per iscritto, a condizione che, entro sei mesi dalla comunicazione alle Parti, a cura del Segretariato, sia appoggiata da almeno un terzo delle Parti.

8. L'Organizzazione delle Nazioni Unite, le sue agenzie specializzate e l'Agenzia Internazionale dell'Energia Atomica, come pure tutti gli Stati membri di dette organizzazioni od osservatori che non siano parte della Convenzione, potranno essere rappresentati alle sessioni della Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo come osservatori. Ogni organo od agenzia, nazionale od internazionale, governativo o non governativo, che è competente nelle materie di cui al presente Protocollo e che abbia informato il Segretariato del suo desiderio di essere rappresentato come osservatore nel corso di una sessione della Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo, potrà essere ammessa come osservatore, a meno che almeno un terzo delle Parti presenti vi si opponga. L'ammissione e la partecipazione degli osservatori sarà soggetta al regolamento interno di cui al paragrafo 5.

ARTICOLO 14

1. Il Segretariato, istituito a norma dell'articolo 8 della Convenzione, avrà la funzione di Segretariato del presente Protocollo.
2. L'articolo 8, paragrafo 2, della Convenzione, relativo alle funzioni del Segretariato, e l'articolo 8, paragrafo 3, relativo alle disposizioni per il funzionamento, si applicheranno *mutatis mutandis* al presente Protocollo. Il Segretariato eserciterà, inoltre, le funzioni assegnategli ai sensi del presente Protocollo.

ARTICOLO 15

1. L'Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico e l'Organo Sussidiario di Attuazione, istituiti dagli articoli 9 e 10 della Convenzione, avranno, rispettivamente, la funzione di Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico e di Organo Sussidiario di Attuazione del presente Protocollo. Le disposizioni della Convenzione relative alle funzioni dei due organi si applicheranno, come stabilito dalla Convenzione, *mutatis mutandis* al presente Protocollo. Le sessioni dell'Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico e dell'Organo Sussidiario di Attuazione del presente Protocollo coincideranno con quelle dell'Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico e dell'Organo Sussidiario di Attuazione della Convenzione.
2. Le Parti della Convenzione che non siano Parti del presente Protocollo potranno partecipare in qualità di osservatori ai lavori di ogni sessione degli Organi Sussidiari. Quando gli organi sussidiari agiscono come organi sussidiari del presente Protocollo le decisioni ai sensi del presente Protocollo saranno adottate esclusivamente per quelle Parti che siano parti del Protocollo.
3. Quando gli organi sussidiari istituiti dagli articoli 9 e 10 della Convenzione esercitano le loro funzioni in relazioni a questioni di interesse per il presente Protocollo, ogni membro del Comitato Direttivo degli organi sussidiari che rappresenti una parte della Convenzione che, in quel momento, non sia parte del presente Protocollo è sostituito da un nuovo membro eletto dalle Parti del presente Protocollo e tra di esse.

ARTICOLO 16

1. La Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo considererà, prima possibile, la possibilità di applicare al presente Protocollo, e se del caso di modificare, il meccanismo consultivo multilaterale di cui all'articolo 13 della Convenzione alla luce di ogni pertinente decisione che potrà essere adottata dalla Conferenza delle Parti. Ogni meccanismo consultivo multilaterale che possa essere applicato al presente Protocollo lo sarà senza pregiudizio delle procedure e dei meccanismi di cui all'articolo 18.

ARTICOLO 17

1. La Conferenza delle Parti definirà i principi, le modalità, le norme e le linee guida pertinenti, in particolare per la verifica, la preparazione dei rapporti e la contabilità relativa al commercio dei diritti di emissione. Le Parti incluse nell'Allegato B potranno partecipare al commercio di diritti di emissione al fine di adempiere agli impegni assunti a norma dell'articolo 3. Ogni scambio di questo tipo sarà integrativo delle misure adottate a livello nazionale per adempiere agli impegni quantificati di limitazione e riduzione delle emissioni previsti dal presente articolo.

ARTICOLO 18

1. Nella sua prima sessione, la Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo adotterà procedure e meccanismi appropriati ed efficaci per determinare ed affrontare i casi di inadempimento delle disposizioni del presente Protocollo, determinando una lista indicativa delle conseguenze, che tengano conto della causa, del tipo, del grado e della frequenza dell'inadempienza.

2. Se le procedure ed i meccanismi, di cui al presente articolo, avranno conseguenze vincolanti per le Parti, saranno adottati per mezzo di un emendamento al presente Protocollo.

ARTICOLO 19

1. Le disposizioni dell'articolo 14 della Convenzione si applicheranno *mutatis mutandis* al presente Protocollo.

ARTICOLO 20

1. Ogni Parte può proporre emendamenti al presente Protocollo.

2. Gli emendamenti al presente Protocollo saranno adottati durante una sessione ordinaria della Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo. Il testo di ogni proposta di emendamento al presente Protocollo sarà comunicato alle parti dal Segretariato almeno sei mesi prima della sessione alla quale l'emendamento sarà proposto per l'adozione. Il Segretariato comunicherà, inoltre, il testo di ogni proposta di emendamento alle Parti ed ai firmatari della Convenzione e, a titolo informativo, al Depositario.

3. Le Parti compiranno ogni sforzo per raggiungere un accordo per consenso su qualsiasi proposta di emendamento al presente Protocollo. Se tutti gli sforzi in tal senso si dimostrassero vani e non si raggiungesse alcun accordo, l'emendamento sarà adottato, come ultimo ricorso, a maggioranza dei tre quarti delle Parti presenti e votanti. L'emendamento adottato sarà comunicato dal Segretariato al Depositario, che lo trasmetterà a tutte le Parti per l'accettazione.

4. Gli strumenti di accettazione degli emendamenti saranno depositati presso il Depositario. Ogni emendamento, adottato conformemente al paragrafo 3 *supra*, entrerà in vigore, per le Parti che lo avranno accettato, il novantesimo giorno successivo alla data in cui il Depositario avrà ricevuto gli strumenti di accettazione di almeno tre quarti delle Parti del Presente Protocollo.

5. L'emendamento entrerà in vigore, per ogni altra Parte, il novantesimo giorno successivo alla data in cui la Parte avrà depositato, presso il Depositario, il suo strumento di accettazione del detto emendamento.

ARTICOLO 21

1. Gli allegati del presente Protocollo costituiscono parte integrante di esso e, salva disposizione contraria espressa, ogni riferimento al Protocollo costituirà, allo tempo stesso, un riferimento ai suoi allegati. Gli allegati adottati successivamente all'entrata in vigore del presente Protocollo si limiteranno a liste, moduli e ad altri documenti descrittivi di carattere scientifico, tecnico, procedurale o amministrativo.
2. Ogni Parte può proporre allegati al presente Protocollo o emendamenti agli allegati del presente Protocollo.
3. Gli allegati del presente Protocollo e gli emendamenti agli allegati del presente Protocollo saranno adottati durante una sessione ordinaria della Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo. Il testo di ogni proposta di allegato o di emendamento ad un annesso sarà comunicato alle Parti dal Segretariato almeno sei mesi prima della sessione nella quale l'allegato o l'emendamento sarà proposto per l'adozione. Il Segretariato comunicherà, inoltre, il testo di ogni proposta di allegato o di emendamento ad un allegato alle Parti ed ai firmatari della Convenzione e, per conoscenza, al Depositario.
4. Le Parti compiranno ogni sforzo per raggiungere un accordo per consenso su qualsiasi proposta di allegato o di emendamento ad un allegato. Se tutti gli sforzi in tal senso si dimostrassero vani e non si raggiungesse alcun accordo, l'allegato o l'emendamento ad un allegato sarà adottato, come ultimo ricorso, a maggioranza dei tre quarti delle Parti presenti e votanti. L'allegato o l'emendamento ad un allegato adottato sarà comunicato dal Segretariato al Depositario, che lo trasmetterà a tutte le Parti per l'accettazione.
5. Ogni allegato o emendamento ad un allegato, diverso dagli Allegati A o B, che sia stato adottato a norma dei paragrafi 3 e 4, entrerà in vigore, per tutte le Parti del presente Protocollo, sei mesi dopo la data in cui il Depositario avrà comunicato loro l'adozione dell'allegato o dell'emendamento all'allegato, ad eccezione delle Parti che abbiano notificato per iscritto al Depositario, entro detto periodo, che non accettano l'allegato o l'emendamento all'allegato. L'annesso o l'emendamento ad un annesso entrerà in vigore, per le Parti che abbiano ritirato la loro notifica di non accettazione, il novantesimo giorno successivo alla data di ricevimento, da parte del Depositario, del ritiro della notifica.
6. Se l'adozione di un allegato o di un emendamento ad un allegato comporta un emendamento al presente Protocollo, l'allegato o l'emendamento ad un allegato non entrerà in vigore fino al momento in cui l'emendamento al Protocollo non entrerà in vigore.

7. Gli emendamenti agli Allegati A e B del presente Protocollo saranno adottati ed entreranno in vigore in conformità alla procedura di cui all'articolo 20, a condizione che ogni emendamento all'Allegato B sia adottato solo con il consenso scritto della Parte interessata.

ARTICOLO 22

1. Ad eccezione di quanto stabilito al paragrafo 2 *infra*, ogni Parte disporrà di un voto.
2. Le organizzazioni regionali di integrazione economica, nell'area di loro competenza, disporranno, per il loro diritto di voto, di un numero di voti uguale al numero dei loro Stati membri che sono Parti del presente Protocollo. Tali organizzazioni non eserciteranno il loro diritto di voto se uno dei loro Stati membri eserciterà il suo, e viceversa.

ARTICOLO 23

Il Segretariato Generale dell'Organizzazione delle Nazioni Unite sarà il Depositario del presente Protocollo.

ARTICOLO 24

1. Il presente Protocollo sarà aperto alla firma e soggetto alla ratifica, accettazione o approvazione degli Stati e delle organizzazioni regionali di integrazione economica che sono Parti della Convenzione. Sarà aperto alla firma presso le Sede dell'Organizzazione delle Nazioni Unite a New York dal 16 marzo 1998 al 15 marzo 1999 e sarà disponibile per l'adesione a partire dal giorno successivo al giorno in cui cesserà di essere aperto alla firma. Gli strumenti di ratifica, accettazione, approvazione o adesione saranno depositati presso il Depositario.
2. Ogni organizzazione regionale di integrazione economica che diventi Parte del presente Protocollo, senza che nessuno dei suoi Stati membri lo sia, sarà vincolata a tutte le obbligazioni di cui al presente Protocollo. Nel caso una organizzazione abbia uno o più Stati membri che siano Parti del presente

Protocollo, detta organizzazione ed i suoi Stati membri determineranno le rispettive responsabilità per l'adempimento delle loro obbligazioni assunte a norma del presente Protocollo. In tali casi, l'organizzazione e gli Stati membri non potranno esercitare simultaneamente i diritti derivanti dal presente Protocollo.

3. Nei loro strumenti di ratifica, accettazione, approvazione o adesione, le organizzazioni regionali di integrazione economica indicheranno il loro livello di competenza rispetto alle questioni rette dal presente Protocollo. Inoltre, dette organizzazioni informeranno il Depositario, che a sua volta informerà le Parti, di ogni sostanziale modifica nella portata della loro competenza.

ARTICOLO 25

1. Il Protocollo entrerà in vigore il novantesimo giorno successivo alla data in cui almeno 55 Parti della Convenzione, tra le quali Parti incluse nell'Allegato I le cui emissioni totali di biossido di carbonio rappresentano almeno il 55% delle emissioni totali al 1990 dell'Allegato I, abbiano depositato i loro strumenti di ratifica, approvazione, adesione, accettazione.

2. Al fine del presente articolo, "il totale delle emissioni di biossido di carbonio al 1990 delle Parti incluse nell'Allegato I" si considera la quantità notificata dalle Parti incluse nell'Allegato I alla data in cui le stesse adottano il presente Protocollo o ad una data anteriore, nella loro prima comunicazione nazionale presentata a norma dell'articolo 12 della Convenzione.

3. Per ogni Stato o organizzazione regionale di integrazione economica che ratifichi, accetti o approvi il presente Protocollo o vi aderisca una volta che tutte le condizioni di cui al paragrafo 1, per l'entrata in vigore, siano state realizzate, il presente Protocollo entra in vigore il novantesimo giorno successivo alla data di deposito degli strumenti di ratifica, approvazione, adesione, accettazione.

4. Al fine del presente articolo, ogni strumento depositato da una organizzazione regionale di integrazione economica non si aggiunge a quelli depositati dagli Stati Membri dell'organizzazione stessa.

ARTICOLO 26

1. Nessuna riserva potrà essere avanzata al presente Protocollo.

ARTICOLO 27

1. Trascorsi tre anni dalla data in cui il presente Protocollo è entrato in vigore per una Parte, detta Parte, in qualsiasi momento, può ritirarsi dal presente Protocollo attraverso una notifica scritta indirizzata al Depositario.
2. Tale ritiro avrà effetto dopo un anno dalla data in cui il Depositario ne abbia ricevuto notifica o ad ogni altra data, successiva, indicata nella detta notifica.
3. Ogni Parte che si ritiri dalla Convenzione sarà considerata, contemporaneamente, ritirata dal presente Protocollo.

ARTICOLO 28

L'originale del presente Protocollo, i cui testi in arabo, cinese, francese, inglese, russo e spagnolo sono ugualmente autentici, è depositato presso il Segretariato Generale dell'Organizzazione delle Nazioni Unite.

REDATTO a Kyoto il giorno undici dicembre millenovecentonovantasette.

IN TESTIMONIANZA DEL QUALE i sottoscritti, debitamente autorizzati a tal fine, hanno firmato il presente Protocollo alle date indicate.

ALLEGATO A

Gas ad effetto serra

Biossido di carbonio (CO₂)

Metano (CH₄)

Ossido di azoto (N₂O)

Idrofluorocarburi (HFC)

Perfluorocarburi (PFC)

Esafluoro di zolfo (SF₆)

Settori/categorie delle fonti

Energia

Combustione di carburanti

Settore energetico

Industrie manifatturiere ed edili

Trasporti

Altri settori

Altro

Emissioni fuoriuscite da combustibili

Combustibili solidi

Petrolio e gas naturale

Altro

Processi industriali

Prodotti minerali

Industria chimica

Metallurgia

Altre produzioni

Produzione di idrocarburi alogenati e di esafluoro di zolfo

Consumo di idrocarburi alogenati e di esafluoro di zolfo

Altro

Uso di solventi e di altri prodotti

Agricoltura

Fermentazione enterica

Trattamento del letame

Risicoltura

Terreni agricoli

Incendi controllati delle savane

Incenerimento sul luogo di rifiuti agricoli

Altro

Rifiuti

Discariche per rifiuti solidi

Trattamento delle acque reflue

Incenerimento dei rifiuti

Altro

ALLEGATO B

Parte	Quantificazione degli impegni di limitazione o di riduzione delle emissioni (percentuale delle emissioni dell'anno o del periodo di riferimento)
Australia	108
Austria.....	92
Belgio	92
Bulgaria*	92
Canada.....	94
Comunità Europea	92
Croazia*	95
Danimarca	92
Estonia*.....	92
Federazione Russa*	100
Finlandia	92
Francia	92
Germania	92
Giappone.....	94
Grecia.....	92
Irlanda.....	92
Islanda.....	110
Italia	92
Lettonia*.....	92
Liechtenstein.....	92
Lituania*	92
Lussemburgo	92
Monaco.....	92
Norvegia.....	101
Nuova Zelanda	100
Olanda.....	92
Polonia*.....	94
Portogallo	92
Regno Unito di Gran Bretagna e dell'Irlanda del Nord.....	92
Repubblica Ceca*	92
Romania*.....	92
Slovacchia*.....	92
Slovenia*	92
Spagna	92
Stati Uniti d'America.....	93
Svezia.....	92

* Paesi in transizione verso un'economia di mercato

Svizzera.....	92
Ucraina*	100
Ungheria*	94

DECISIONI ADOTTATE DALLA CONFERENZA DELLE PARTI

(12^a sessione plenaria, 11 dicembre 1997)

Decisione 1/CP.3

Adozione del Protocollo di Kyoto della

Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici

La Conferenza delle Parti,

Avendo esaminato nella sua prima sessione l'articolo 4, paragrafo 2(a) e (b), della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici ed essendo giunta alla conclusione che i detti incisi non sono adeguati,

Ricordando la sua decisione 1/CP.1, intitolata "Mandato di Berlino: esame dell'adeguatezza dell'articolo 4, paragrafo 2 (a) e (b), proposte relative al Protocollo e decisioni che seguono", nella quale ha deciso di realizzare un piano che le permetta di adottare le misure adeguate per il periodo successivo all'anno 2000 attraverso l'adozione, nella sua terza sessione, di un protocollo o di un altro strumento giuridico,

Ricordando inoltre che uno dei fini di detto piano era di rafforzare gli impegni assunti ai sensi dell'articolo 4, paragrafo 2(a) e (b), della Convenzione al fine che i paesi sviluppati Parti e le altre Parti incluse nell'Allegato I elaborino delle politiche e misure e fissino degli obiettivi quantificati di limitazione e riduzione secondo scadenze precise – ad esempio 2005, 2010 e 2020 – per le loro emissioni antropiche dalle fonti e l'assorbimento dai loro pozzi di gas ad effetto serra non inclusi nel Protocollo di Montreal,

Ricordando anche che, secondo il Mandato di Berlino, il piano non introdurrà nuovi impegni per le Parti che non sono incluse nell'Allegato I, ma riaffermerà gli impegni di cui all'articolo 4, paragrafo 1, e continuerà a promuovere la realizzazione di detti impegni al fine di pervenire ad uno sviluppo sostenibile, tenendo conto l'articolo 4, paragrafi 3, 5 e 7,

Prendendo nota dei rapporti del Gruppo Speciale del Mandato di Berlino sui lavori delle sue otto sessioni¹,

Avendo esaminato con interesse il rapporto presentato dal Presidente del Gruppo Speciale del Mandato di Berlino,

Prendendo nota con soddisfazione del rapporto del Presidente del Comitato Plenario sui risultati dei lavori del Comitato,

Riconoscendo la necessità di preparare la rapida entrata in vigore del Protocollo di Kyoto della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici,

Cosciente del fatto che è auspicabile iniziare i lavori tempestivamente al fine di aprire la strada al successo della quarta sessione della Conferenza delle Parti, che si terrà a Buenos Aires (Argentina),

1. Decide di adottare il Protocollo di Kyoto della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, in Allegato alla presente decisione;
2. Domanda al Segretariato Generale dell'Organizzazione delle Nazioni Unite di essere il Depositario del detto Protocollo e di aprirlo alla firma dal 16 marzo 1998 al 15 marzo 1999, a New York;
3. Invita tutte le Parti della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici a firmare il Protocollo il 16 marzo 1998 o il prima possibile dopo tale data, come pure di depositare, nel più breve tempo possibile, i loro strumenti di ratifica, accettazione, approvazione o adesione, a seconda dei casi;
4. Invita inoltre gli Stati che non sono Parti della Convenzione a ratificarla o ad aderirvi senza ritardo, a seconda dei casi, al fine che possano divenire Parti del Protocollo;
5. Domanda al Presidente dell'Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico e al Presidente dell'Organo Sussidiario di Attuazione, tenuto conto del programma budgetario approvato per il biennio 1998–1999 e del corrispondente programma di lavoro del Segretariato², di indicare al Segretariato le linee guida relative ai lavori preparatori necessari affinché la Conferenza delle Parti esamini, nella sua quarta sessione, le questioni che seguono e che i corrispondenti impegni siano ripartiti tra i rispettivi organi sussidiari, come opportuno:

¹ FCCC/AGBM/1995/2 e Corr. 1, e 7; FCCC/AGBM/1996/5, 8 e 11; FCCC/AGBM/1997/3, 3/Add. 1 e Corr. 1, 5, 8 e 8/Add. 1.

² FCCC/CPCP/1997/INF.1.

- a) Determinazione delle modalità, delle norme e delle linee guida da seguire per stabilire quali attività antropiche supplementari, legate alle variazioni delle emissioni dalle fonti e dai pozzi di assorbimento dei gas ad effetto serra nelle categorie dei terreni agricoli, nonché nelle categorie della variazione della destinazione d'uso dei terreni e dei boschi, dovranno essere aggiunte o sottratte alle quantità attribuite alle Parti incluse nell'Allegato I della Convenzione, ai sensi dell'articolo 3, paragrafo 4, del Protocollo;
- b) Definizione dei principi, delle modalità, delle norme e delle linee guida da applicare per la verifica, la preparazione dei rapporti e la contabilità relativa al commercio dei diritti di emissione, ai sensi dell'articolo 17 del Protocollo;
- c) Elaborazione delle linee guida che permettano alle Parti del Protocollo incluse nell'Allegato I della Convenzione di trasferire ad ogni altra di dette Parti, o acquistare da essa, unità di riduzione risultanti da progetti finalizzati alla riduzione delle emissioni antropiche da fonti o all'aumento dell'assorbimento antropico dei pozzi dei gas ad effetto serra in ogni settore dell'economia, ai sensi dell'articolo 6 del Protocollo;
- d) Esame e, se necessario, adozione delle misure idonee per affrontare la situazione delle Parti incluse nell'Allegato B del Protocollo, per le quali i progetti individuali avrebbero un impatto proporzionale significativo sulle emissioni nel corso del periodo di adempimento;
- e) Analisi delle incidenze dell'articolo 12, paragrafo 10, del Protocollo;

6. Invita il Presidente dell'Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico e il Presidente dell'Organo Sussidiario di Attuazione a presentare a detti organi, nella loro ottava sessione, una proposta comune relativa ai lavori preparatori da intraprendere per permettere alla Conferenza delle Parti agente come riunione delle Parti del presente Protocollo, di adempiere agli impegni previsti del presente Protocollo, alla prima sessione successiva alla sua entrata in vigore.

Decisione 2/CP.3

Questioni metodologiche relative al Protocollo di Kyoto

La Conferenza delle Parti,

Ricordando le sue decisioni 4/CP.1 e 9/CP.2,

Facendo sue le conclusioni pertinenti adottate dall'Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico nella sua quarta sessione³,

1. Riafferma che le Parti dovranno usare la versione rivista, nel 1996, delle Linee Guida per gli Inventari Nazionali dei Gas ad Effetto Serra, adottata dal Gruppo Intergovernativo di Esperti sul Cambiamento Climatico, per stimare e notificare le quantità di gas ad effetto serra non inclusi nel Protocollo di Montreal emesse dalle fonti antropiche e assorbite dai pozzi;
2. Afferma che le emissioni effettive di idrofluorocarburi, di perfluorocarburi, esafluoro di zolfo dovranno essere stimate quando i dati saranno disponibili e utilizzati per la notifica delle emissioni. Le Parti dovranno compiere ogni sforzo per determinare le fonti dei dati necessari;
3. Riafferma che i potenziali di riscaldamento atmosferico utilizzati dalle Parti debbono essere quelli indicati dal Gruppo Intergovernativo di Esperti sul Cambiamento Climatico nel suo Secondo Rapporto di Valutazione ("valori PRA stabiliti nel 1995 dal GIECC") e che si basano sugli effetti dei gas ad effetto serra su un arco temporale di 100 anni, tenuto conto delle incertezze inerenti alla stima dei potenziali di riscaldamento. Inoltre, a solo titolo informativo, le Parti potranno anche utilizzare altri archi temporali come previsto dal Secondo Rapporto di Valutazione;
4. Ricorda che in virtù della versione rivista, nel 1996, delle Linee Guida per gli Inventari Nazionali dei Gas ad Effetto Serra, adottata dal Gruppo Intergovernativo di Esperti sul Cambiamento Climatico, le emissioni calcolate sulla base del combustibile venduto a navi o aerei del trasporto internazionale non devono includersi nei totali nazionali, ma dovranno essere notificati separatamente; ed incita l'Organo Sussidiario del Consiglio Scientifico e Tecnologico affinché esamini, in futuro, l'inserimento di dette emissioni negli inventari generali dei gas ad effetto serra delle Parti;

³ FCCC/SBSTA/1996/20, par. 30 e 54.

5. Decide che le emissioni risultanti dalle operazioni internazionali realizzate in conformità della Carta delle Nazioni Unite non saranno incluse nei totali nazionali, ma saranno notificate separatamente; le altre emissioni attribuibili ad operazioni multilaterali saranno incluse nei totali nazionali delle emissioni di una o più Parti coinvolte.

Decisione 3/CP.3

Applicazione dei paragrafi 8 e 9 dell'Articolo 4 della Convenzione

La Conferenza delle Parti,

Prendendo nota delle disposizioni dei paragrafi 8 e 9 dell'articolo 4 della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici,

Prendendo nota anche delle disposizioni dell'articolo 3 della Convenzione e del punto b) del paragrafo 1 del "Mandato di Berlino"⁴,

1. Richiede all'Organo Sussidiario di Attuazione di iniziare, nella sua ottava sessione, un processo volto ad identificare e determinare le misure necessarie per fronteggiare gli specifici bisogni dei paesi in via di sviluppo Parti indicati ai paragrafi 8 e 9 dell'articolo 4 della Convenzione, contro gli effetti negativi dei cambiamenti climatici e/o l'impatto delle misure di risposta. Le questioni che si dovranno esaminare comprenderanno le misure relative al finanziamento, all'assicurazione ed al trasferimento di tecnologie;
2. Richiede inoltre all'Organo Sussidiario di Attuazione di informare la Conferenza delle Parti, nella sua quarta sessione, dei risultati di detto processo;
3. Invita la Conferenza delle Parti, nella sua quarta sessione, ad adottare una decisione sulle misure necessarie in base alle conclusioni e raccomandazioni di detto processo.

⁴ Decisione 1/CP.1.

RAPPORTO DELLA CONFERENZA DELLE PARTI SUI LAVORI DELLA TERZA SESSIONE

**Tavola: Totale delle emissioni di biossido di carbonio delle Parti incluse all'Allegato I nel 1990,
ai fini dell'articolo 25 del Protocollo di Kyoto^a**

Parte	Emissioni (Gg)	Percentuale
Australia	288 965	2,1
Austria	59 200	0,4
Belgio	113 405	0,8
Bulgaria	82 990	0,6
Canada	457 441	3,3
Danimarca	52 100	0,4
Estonia	37 797	0,3
Federazione Russa	2 388 720	17,4
Finlandia	53 900	0,4
Francia	366 536	2,7
Germania	1 012 443	7,4
Giappone	1 173 360	8,5
Grecia	82 100	0,6
Irlanda	30 719	0,2
Islanda	2 172	0,0
Italia	428 941	3,1
Lettonia	22 976	0,2
Liechtenstein	208	0,0
Lussemburgo	11 343	0,1
Monaco	71	0,0
Norvegia	35 533	0,3
Nuova Zelanda	25 530	0,2
Olanda	167 600	1,2

Polonia	414 930	3,0
Portogallo	42 148	0,3
Regno Unito di Gran Bretagna e dell'Irlanda del Nord	584 078	4,3
Repubblica Ceca	169 514	1,2
Romania	171 103	1,2
Slovacchia	58 278	0,4
Spagna	260 654	1,9
Stati Uniti d'America	4 957 022	36,1
Svezia	61 256	0,4
Svizzera	43 600	0,3
Ungheria	71 673	0,5
Totale	13 728 306	100,0

^a Dati forniti dalle 34 Parti incluse nell'Allegato I che hanno presentato le loro prime comunicazioni nazionali il giorno 11 dicembre 1997, o prima di questa data, e raccolte dal Segretariato in vari documenti (A/AC.237/81; FCCC/CP/1996/12/Add.2 e FCCC/SB/1997/6). Alcune comunicazioni includevano dati sulle emissioni di CO₂ dalle fonti e dall'assorbimento dei pozzi che hanno origine nel cambio di destinazione d'uso dei terreni e dei boschi, ma, mancando un modo uniforme di presentazione, detti dati non sono Stati presi in considerazione

Allegato 2: Obiettivi vincolanti del “Pacchetto clima-ambiente”

Tabella I *Obiettivi giuridicamente vincolanti per gli Stati membri*

(1)	(2)	(3)
Obiettivi 2020	Obiettivi di riduzione nei settori non disciplinati dal sistema comunitario ETS rispetto al 2005	Quota delle energie rinnovabili nella domanda energetica finale entro il 2020
AT	-16,0%	34%
BE	-15,0%	13%
BG	20,0%	16%
CY	-5,0%	13%
CZ	9,0%	13%
DK	-20,0%	30%
EE	11,0%	25%
FI	-16,0%	38%
FR	-14,0%	23%
DE	-14,0%	18%
EL	-4,0%	18%
HU	10,0%	13%
IE	-20,0%	16%
IT	-13,0%	17%
LV	17,0%	42%
LT	15,0%	23%
LU	-20,0%	11%
MT	5,0%	10%
NL	-16,0%	14%
PL	14,0%	15%
PT	1,0%	31%
RO	19,0%	24%
SK	13,0%	14%
SI	4,0%	25%
ES	-10,0%	20%
SE	-17,0%	49%
UK	-16,0%	15%

***Allegato 3: Direttiva 2009/31/CE relativa allo stoccaggio geologico di
biossido di carbonio***

DIRETTIVA 2009/31/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO**del 23 aprile 2009****relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio e recante modifica della direttiva 85/337/CEE del Consiglio, delle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del regolamento (CE) n. 1013/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio****(Testo rilevante ai fini del SEE)**

IL PARLAMENTO EUROPEO E IL CONSIGLIO DELL'UNIONE EUROPEA,

visto il trattato che istituisce la Comunità europea, in particolare l'articolo 175, paragrafo 1,

vista la proposta della Commissione,

visto il parere del Comitato economico e sociale europeo ⁽¹⁾,

previa consultazione del Comitato delle regioni,

deliberando secondo la procedura di cui all'articolo 251 del trattato ⁽²⁾,

considerando quanto segue:

- (1) L'obiettivo ultimo della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, approvata con decisione 94/69/CE del Consiglio ⁽³⁾, è di stabilizzare le concentrazioni di gas a effetto serra nell'atmosfera a un livello tale da escludere qualsiasi pericolosa interferenza delle attività umane sul sistema climatico.
- (2) Il sesto programma comunitario di azione in materia di ambiente istituito dalla decisione n. 1600/2002/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁴⁾, annovera i cambiamenti climatici tra le priorità d'intervento. Il programma riconosce che la Comunità si è impegnata a conseguire, tra il 2008 e il 2012, una riduzione dell'8 % delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990 e che, a più lungo termine, occorrerà che le emissioni di gas a effetto serra diminuiscano del 70 % circa rispetto ai livelli del 1990.
- (3) La comunicazione della Commissione del 10 gennaio 2007 dal titolo «Limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a + 2 gradi Celsius — La via da percorrere fino al 2020 e oltre», illustra chiaramente che, nell'ambito della riduzione auspicata del 50 % delle emissioni

di gas a effetto serra a livello mondiale entro il 2050, è necessaria una riduzione nel mondo industrializzato del 30 % delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020 e fino al 60-80 % entro il 2050, che tale riduzione è realizzabile sotto il profilo tecnico e i benefici che comporterà supereranno notevolmente i costi, ma che, per riuscire nell'impresa, devono essere contemplate tutte le opzioni di riduzione.

- (4) La cattura e lo stoccaggio geologico del biossido di carbonio (CCS) è una tecnologia ponte che contribuirà a mitigare i cambiamenti climatici. Il biossido di carbonio (CO₂) è catturato dagli impianti industriali, trasportato in un sito di stoccaggio e successivamente iniettato in una formazione geologica sotterranea adatta per lo stoccaggio definitivo. Tale tecnologia non dovrebbe servire da incentivo per aumentare la quota di centrali a combustibili fossili. Il suo sviluppo non dovrebbe portare ad una riduzione degli sforzi volti a sostenere le politiche di risparmio energetico, le energie rinnovabili e altre tecnologie sicure e sostenibili a basse emissioni di carbonio, in termini sia di ricerca sia finanziari.
- (5) Secondo le stime preliminari effettuate per valutare l'impatto della direttiva e citate nella valutazione d'impatto della Commissione, si potrebbero stoccare 7 milioni di tonnellate di CO₂ entro il 2020 e fino a 160 milioni di tonnellate entro il 2030, ipotizzando una riduzione del 20 % delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020 e a condizione che la CCS ottenga sostegno privato, nazionale e comunitario e si dimostri una tecnologia ambientalmente sicura. Le emissioni di CO₂ evitate nel 2030 potrebbero corrispondere al 15 % circa delle riduzioni richieste nell'Unione.
- (6) La seconda fase del programma europeo per il cambiamento climatico, istituita nell'ambito della comunicazione della Commissione del 9 febbraio 2005 dal titolo «Vincere la battaglia contro i cambiamenti climatici», per preparare ed esaminare la futura politica climatica della Comunità, ha creato un gruppo di lavoro sulla cattura e lo stoccaggio geologico del carbonio. Ad esso è affidato il compito di esaminare la CCS come strumento di lotta ai cambiamenti climatici. Il gruppo di lavoro ha pubblicato una relazione dettagliata sul tema della regolazione, adottata nel giugno 2006. La relazione sottolineava la necessità di elaborare quadri strategici e normativi per la CCS e invitava la Commissione ad approfondire le ricerche in questo campo.

⁽¹⁾ GU C 27 del 3.2.2009, pag. 75.

⁽²⁾ Parere del Parlamento europeo del 17 dicembre 2008 (non ancora pubblicato nella Gazzetta ufficiale) e decisione del Consiglio del 6 aprile 2009.

⁽³⁾ GU L 33 del 7.2.1994, pag. 11.

⁽⁴⁾ GU L 242 del 10.9.2002, pag. 1.

- (7) La comunicazione della Commissione del 10 gennaio 2007 dal titolo «Produzione sostenibile di energia elettrica da combustibili fossili: obiettivo emissioni da carbone prossime allo zero dopo il 2020», ha ribadito la necessità di disporre di un quadro normativo fondato su una valutazione integrata dei rischi di fuoriuscita di CO₂ che comprenda anche requisiti sulla scelta dei siti finalizzati a ridurre al minimo il rischio di fuoriuscite, sistemi di monitoraggio e comunicazione per verificare la situazione dello stoccaggio e opportune misure correttive in caso di eventuali danni. La comunicazione ha inoltre definito un piano d'azione per la Commissione in questo campo per il 2007, che richiedeva la preparazione di un valido quadro di gestione per la CCS, tra cui attività sul quadro normativo, sistema di incentivi e programmi di sostegno oltre che elementi esterni, ad esempio la cooperazione tecnologica in materia di CCS con alcuni paesi principali.
- (8) Anche il Consiglio europeo del marzo 2007 ha esortato gli Stati membri e la Commissione ad adoperarsi per rafforzare le attività di ricerca e sviluppo e sviluppare il quadro tecnico, economico e normativo necessario per eliminare gli ostacoli giuridici ancora esistenti e per attuare, se possibile entro il 2020, una CCS ambientalmente sicura applicata a nuove centrali a combustibili fossili.
- (9) Il Consiglio europeo del marzo 2008 ha ricordato che l'obiettivo di proporre un quadro normativo per la CCS era assicurare che questa nuova tecnologia fosse utilizzata in modo sicuro sotto il profilo ambientale.
- (10) Il Consiglio europeo del giugno 2008 ha invitato la Commissione a presentare quanto prima un meccanismo inteso ad incentivare investimenti degli Stati membri e del settore privato volti ad assicurare la costruzione e la messa in funzione, entro il 2015, di un massimo di 12 impianti di dimostrazione della CCS.
- (11) Tutti i vari elementi della CCS, vale a dire la cattura, il trasporto e lo stoccaggio di CO₂, sono stati oggetto di progetti pilota su una scala più ridotta di quella necessaria per la loro applicazione industriale. Occorre ancora integrare tali elementi in un processo completo di CCS, ridurre i costi tecnologici e raccogliere maggiori e migliori conoscenze scientifiche. È pertanto importante che la Comunità avvii il prima possibile attività di dimostrazione della CCS in un quadro politico integrato, prevedendo in particolare un quadro giuridico per l'applicazione ambientalmente sicura dello stoccaggio di CO₂, incentivi, in particolare per ricerca e sviluppo ulteriori, progetti di dimostrazione e misure di sensibilizzazione del pubblico.
- (12) In ambito internazionale, gli ostacoli giuridici che si frappongono al ricorso allo stoccaggio geologico di CO₂ in formazioni geologiche sotto il fondo marino sono stati eliminati con l'adozione di regimi per la gestione dei rischi nel contesto del protocollo di Londra del 1996 della convenzione del 1972 sulla prevenzione dell'inquinamento marino causato dallo scarico di rifiuti ed altre materie (protocollo di Londra del 1996) e della convenzione per la protezione dell'ambiente marino dell'Atlantico nordorientale (convenzione OSPAR).
- (13) Nel 2006 le parti contraenti del protocollo di Londra del 1996 hanno modificato il protocollo. Le modifiche rendono possibile e regolamentano lo stoccaggio di flussi di CO₂ ottenuti tramite processi di cattura di CO₂ in formazioni geologiche sotto il fondo marino.
- (14) Nel 2007 le parti contraenti della convenzione OSPAR hanno apportato modifiche agli allegati della convenzione, in modo da consentire lo stoccaggio di CO₂ in formazioni geologiche situate sotto il fondo marino e adottato una decisione per lo stoccaggio in sicurezza, sotto il profilo ambientale, di flussi di CO₂ in formazioni geologiche ed emanato linee-guida OSPAR per la valutazione e la gestione del rischio connesso a tale attività. Hanno infine adottato una decisione finalizzata a vietare lo stoccaggio di CO₂ nella colonna d'acqua marina e sul fondo marino, alla luce dei potenziali effetti negativi.
- (15) In ambito comunitario sono già in vigore vari strumenti legislativi intesi a gestire alcuni dei rischi ambientali connessi alla CCS, in particolare quelli legati alla cattura e al trasporto di CO₂, ed è pertanto opportuno applicarli laddove possibile.
- (16) Con riguardo ad alcune attività industriali, la direttiva 2008/1/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 gennaio 2008, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento⁽¹⁾, è adatta a disciplinare i rischi connessi alla cattura di CO₂ per l'ambiente e la salute umana ed è pertanto opportuno applicarla alla cattura dei flussi di CO₂ derivanti dagli impianti disciplinati dalla direttiva medesima ai fini dello stoccaggio geologico.
- (17) La direttiva 85/337/CEE del Consiglio, del 27 giugno 1985, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati⁽²⁾, dovrebbe applicarsi alla cattura e al trasporto dei flussi di CO₂ destinati allo stoccaggio geologico. A norma della presente direttiva è opportuno che essa si applichi anche ai siti di stoccaggio.
- (18) La presente direttiva dovrebbe applicarsi allo stoccaggio geologico di CO₂ nel territorio degli Stati membri, nelle relative zone economiche esclusive e nelle rispettive piattaforme continentali. Non è opportuno che la direttiva si applichi ai progetti che prevedono di stoccare complessivamente meno di 100 chilotonnellate di CO₂, realizzati a fini di ricerca, sviluppo o sperimentazione di nuovi prodotti e processi. Tale soglia sembra appropriata anche ai fini di altre normative comunitarie pertinenti. Non dovrebbe essere consentito lo stoccaggio di CO₂ in complessi di stoccaggio che si estendono oltre l'ambito territoriale definito dalla presente direttiva né lo stoccaggio di CO₂ nella colonna d'acqua.

(1) GU L 24 del 29.1.2008, pag. 8.

(2) GU L 175 del 5.7.1985, pag. 40.

- (19) È opportuno che gli Stati membri mantengano il diritto di designare le aree del proprio territorio nelle quali poter selezionare i siti di stoccaggio. Ciò include il diritto, per gli Stati membri, di non permettere lo stoccaggio in alcune parti o nella totalità dei rispettivi territori o di dare la priorità a un diverso uso del sottosuolo, come l'esplorazione, la produzione e lo stoccaggio di idrocarburi o l'impiego di acquiferi a fini geotermici. In tale contesto, gli Stati membri dovrebbero, in particolare, prendere debitamente in considerazione altre opzioni in campo energetico per l'uso di un potenziale sito di stoccaggio, comprese opzioni strategiche per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico degli Stati membri o per lo sviluppo di fonti energetiche rinnovabili. La scelta del sito più opportuno per lo stoccaggio è un elemento determinante per garantire il completo confinamento della CO₂ in via permanente. Nello scegliere i siti di stoccaggio, gli Stati membri dovrebbero tener conto, nel modo più obiettivo ed efficace possibile, delle loro caratteristiche geologiche, come per esempio la sismicità. È opportuno pertanto selezionare un sito ai fini dello stoccaggio solo se non emergono rischi significativi di fuoriuscita e se comunque non sono prevedibili impatti rilevanti per l'ambiente o la salute umana. A tal fine è opportuno provvedere alla caratterizzazione e alla valutazione del potenziale complesso di stoccaggio secondo prescrizioni specifiche.
- (20) Il recupero avanzato di idrocarburi (EHR — Enhanced Hydrocarbon Recovery) consiste nel recupero di idrocarburi in aggiunta a quelli estratti tramite iniezione di acqua o in altro modo. Il recupero avanzato di idrocarburi in quanto tale non rientra nell'ambito di applicazione della presente direttiva. Tuttavia, se il recupero avanzato di idrocarburi è abbinato allo stoccaggio geologico di CO₂, si dovrebbero applicare le disposizioni della presente direttiva relative allo stoccaggio ambientalmente sicuro di CO₂. In tal caso, le disposizioni della presente direttiva relative alle fuoriuscite non s'intendono applicate alle quantità di CO₂ emesse dagli impianti in superficie che non superano le quantità necessarie per il normale processo di estrazione di idrocarburi e che non compromettono la sicurezza dello stoccaggio geologico né incidono negativamente sull'ambiente circostante. Tali emissioni sono disciplinate facendo rientrare i siti di stoccaggio nell'ambito di applicazione della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità⁽¹⁾, che stabilisce l'obbligo di restituire quote di emissioni per eventuali emissioni fuoriuscite.
- (21) Gli Stati membri dovrebbero mettere a disposizione del pubblico le informazioni ambientali concernenti lo stoccaggio geologico di CO₂ in conformità della normativa comunitaria applicabile.
- (22) Gli Stati membri che intendono permettere lo stoccaggio geologico di CO₂ nel loro territorio dovrebbero procedere ad una valutazione della capacità di stoccaggio disponibile nel loro territorio. La Commissione dovrebbe organizzare uno scambio di informazioni e migliori prassi tra tali Stati membri nel contesto dello scambio di informazioni previsto dalla presente direttiva.
- (23) È opportuno che gli Stati membri decidano in quali casi sia necessario ricorrere ad attività di esplorazione per ottenere le informazioni richieste ai fini della scelta del sito. È opportuno che l'esplorazione, che è un'attività che agisce sugli strati subsuperficiali, sia subordinata al rilascio di una licenza. Non occorre che gli Stati membri stabiliscano criteri di ammissione per il rilascio delle licenze di esplorazione, ma nel caso lo facciano, dovrebbero almeno assicurare che le procedure per il rilascio delle licenze di esplorazione siano accessibili a tutti i soggetti in possesso delle necessarie capacità. Gli Stati membri dovrebbero altresì assicurare che le licenze siano concesse in base a criteri oggettivi, resi pubblici e non discriminatori. Al fine di tutelare e incentivare gli investimenti nelle attività di esplorazione, le relative licenze dovrebbero riguardare un'area di volume limitato e un periodo di tempo limitato, nel corso del quale il titolare della licenza dovrebbe godere del diritto di esclusiva al fine di esplorare il potenziale complesso di stoccaggio di CO₂. Gli Stati membri dovrebbero garantire che nel periodo in questione non siano autorizzati utilizzi confliggenti del complesso. Se non sono svolte attività entro un termine ragionevole, gli Stati membri dovrebbero provvedere a che la licenza di esplorazione sia revocata e possa essere rilasciata ad altri soggetti.
- (24) L'esercizio dei siti di stoccaggio dovrebbe essere consentito solo previa autorizzazione allo stoccaggio. È opportuno che tale autorizzazione sia lo strumento essenziale finalizzato a garantire il rispetto delle disposizioni sostanziali della presente direttiva e lo svolgimento dello stoccaggio geologico in sicurezza sotto il profilo ambientale. In sede di concessione dell'autorizzazione allo stoccaggio si dovrebbe privilegiare il titolare di una licenza di esplorazione, rispetto ai concorrenti in quanto generalmente il primo ha compiuto investimenti considerevoli.
- (25) Nelle prime fasi di attuazione della presente direttiva, onde assicurare l'attuazione coerente delle sue prescrizioni in tutta la Comunità, tutte le domande di autorizzazione allo stoccaggio dovrebbero essere messe a disposizione della Commissione una volta ricevute. È opportuno che i progetti di autorizzazione allo stoccaggio siano trasmessi alla Commissione, affinché questa possa formulare un parere in merito entro quattro mesi dalla ricezione degli stessi. Le autorità nazionali dovrebbero tener conto del parere al momento di decidere in merito all'autorizzazione, motivando eventuali decisioni difformi dal parere della Commissione. L'esame delle autorizzazioni in ambito comunitario dovrebbe essere finalizzato altresì a rafforzare la fiducia del pubblico nella CCS.

(1) GU L 275 del 25.10.2003, pag. 32.

- (26) È opportuno che le autorità competenti riesaminino ed eventualmente aggiornino o revochino l'autorizzazione allo stoccaggio se, ad esempio, sono informate di fuoriuscite o irregolarità importanti, se le relazioni trasmesse dai gestori o le ispezioni svolte mettono in evidenza che le condizioni fissate nelle autorizzazioni non sono state rispettate o se sono informate di altri episodi di mancato rispetto delle condizioni delle autorizzazioni da parte del gestore. Dopo la revoca di un'autorizzazione, l'autorità competente dovrebbe rilasciare una nuova autorizzazione o chiudere il sito di stoccaggio. Nel frattempo, l'autorità competente in questione dovrebbe assumersi la responsabilità del sito di stoccaggio e di obblighi giuridici specifici. I costi sostenuti dovrebbero essere recuperati presso il precedente gestore.
- (27) È necessario imporre alla composizione dei flussi di CO₂ vincoli che corrispondano alla finalità principale dello stoccaggio geologico, ovvero la possibilità di isolare le emissioni di CO₂ dall'atmosfera. Tali vincoli dovrebbero basarsi sui rischi che la contaminazione può comportare a livello di sicurezza e protezione della rete di trasporto e stoccaggio, nonché per l'ambiente e la salute umana. A tal fine, è opportuno verificare la composizione del flusso di CO₂ prima di iniettarlo e stoccarlo. La composizione del flusso di CO₂ è il risultato dei processi utilizzati negli impianti di cattura. L'inclusione degli impianti di cattura nell'ambito di applicazione della direttiva 85/337/CEE implica la necessità di effettuare una valutazione dell'impatto ambientale nel quadro della procedura di rilascio della licenza di cattura. L'inclusione degli impianti di cattura nell'ambito di applicazione della direttiva 2008/1/CE assicura inoltre che siano stabilite ed applicate le migliori tecniche disponibili per migliorare la composizione del flusso di CO₂. Inoltre, a norma della presente direttiva il gestore del sito di stoccaggio dovrebbe ammettere ed iniettare flussi di CO₂ solo se sono state effettuate un'analisi della composizione dei flussi, comprese le sostanze corrosive, ed una valutazione dei rischi e se da quest'ultima risulta che i livelli di contaminazione dei flussi di CO₂ sono in linea con i criteri di composizione contemplati dalla presente direttiva.
- (28) Il monitoraggio è essenziale per verificare se il comportamento della CO₂ iniettata corrisponde alle previsioni, se il biossido di carbonio migra o fuoriesce e se, in caso di fuoriuscite, si rilevino danni per la salute umana o per l'ambiente. A tal fine è opportuno che gli Stati membri provvedano affinché, durante la fase operativa, il gestore effettui il monitoraggio del complesso di stoccaggio e degli impianti di iniezione secondo un piano di monitoraggio appositamente concepito. Il piano dovrebbe essere presentato all'autorità competente interessata, ed approvato dalla stessa. In caso di stoccaggio geologico sotto il fondo marino, il monitoraggio dovrebbe inoltre essere adattato alle condizioni specifiche dell'impiego della CCS nell'ambiente marino.
- (29) Il gestore dovrebbe riferire, tra l'altro, all'autorità competente i risultati del monitoraggio almeno una volta all'anno. È inoltre opportuno che gli Stati membri istituiscano un sistema di ispezioni finalizzato a garantire che l'esercizio del sito di stoccaggio risponda alle prescrizioni della presente direttiva.
- (30) Occorrono disposizioni in materia di responsabilità per i danni all'ambiente e al clima che potrebbero derivare da eventuali guasti al sistema di confinamento permanente di CO₂. La responsabilità civile per danni ambientali (vale a dire danni alle specie e agli habitat naturali protetti, alle acque e al terreno) è disciplinata dalla direttiva 2004/35/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 aprile 2004, sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale ⁽¹⁾, che, ai sensi della presente direttiva, dovrebbe applicarsi all'esercizio dei siti di stoccaggio. La responsabilità per i danni al clima conseguenti a fuoriuscite di CO₂ è disciplinata facendo rientrare i siti di stoccaggio nell'ambito di applicazione della direttiva 2003/87/CE, prevedendo la restituzione delle quote di emissione per le emissioni eventualmente fuoriuscite. È inoltre opportuno che la presente direttiva imponga al gestore del sito di stoccaggio l'obbligo di adottare provvedimenti correttivi in caso di fuoriuscite o di irregolarità importanti in base ad un piano apposito che deve essere presentato e approvato dall'autorità competente nazionale. Se il gestore non adotta tutti i provvedimenti correttivi necessari, l'autorità competente dovrebbe provvedervi e recuperare dal gestore interessato i relativi costi.
- (31) Un sito di stoccaggio dovrebbe essere chiuso se le condizioni applicabili previste dall'autorizzazione non sono state rispettate, se il gestore lo chiede previa autorizzazione dell'autorità competente o se quest'ultima lo decide dopo aver revocato l'autorizzazione allo stoccaggio.
- (32) Dopo la chiusura di un sito di stoccaggio, è opportuno che il gestore continui ad assumersi la responsabilità della manutenzione, del monitoraggio e del controllo, della comunicazione e dei provvedimenti correttivi ai sensi della presente direttiva secondo quanto previsto da un piano per la fase post-chiusura che deve essere presentato e approvato dall'autorità competente, e di tutti gli obblighi che derivano da altre disposizioni comunitarie applicabili in materia fino a quando la responsabilità del sito di stoccaggio non viene trasferita all'autorità competente.
- (33) La responsabilità del sito di stoccaggio, inclusi gli obblighi giuridici specifici, dovrebbe essere trasferita all'autorità competente se e quando tutti gli elementi a disposizione evidenziano che il CO₂ stoccato sarà completamente confinato in via permanente. A tal fine il gestore del sito dovrebbe trasmettere una relazione all'autorità competente che deve approvarla ai fini del trasferimento della responsabilità. Nelle prime fasi di attuazione della presente direttiva, onde assicurare l'attuazione coerente delle sue prescrizioni nell'intera Comunità, tutte le relazioni dovrebbero essere messe a disposizione della Commissione una volta ricevute. È opportuno che i progetti di decisione siano trasmessi alla Commissione, affinché questa possa esprimere un parere in proposito entro quattro mesi dalla ricezione degli stessi. Le autorità nazionali dovrebbero tener conto di tale parere al momento di decidere in merito all'approvazione di detto trasferimento, motivando eventuali decisioni difformi dal parere della Commissione. Come nel caso dell'esame dei progetti di autorizzazione in ambito comunitario, l'esame dei progetti di decisione sull'approvazione dovrebbe essere finalizzato altresì a rafforzare la fiducia del pubblico nella CCS.

⁽¹⁾ GU L 143 del 30.4.2004, pag. 56.

- (34) Le responsabilità non disciplinate dalla presente direttiva, dalla direttiva 2003/87/CE e dalla direttiva 2004/35/CE, in particolare riguardo alla fase d'iniezione, alla chiusura del sito di stoccaggio e al periodo successivo al trasferimento degli obblighi giuridici all'autorità competente, dovrebbero essere trattate a livello nazionale.
- (35) Dopo il trasferimento della responsabilità, il monitoraggio dovrebbe essere ridotto ad un livello che consenta comunque di individuare fuoriuscite o irregolarità importanti, per essere tuttavia nuovamente intensificato in caso di fuoriuscite o di irregolarità importanti. Dopo il trasferimento della responsabilità l'autorità competente non può recuperare presso il precedente gestore i costi sostenuti, salvo in caso di colpa del gestore prima del trasferimento della responsabilità per il sito di stoccaggio.
- (36) È opportuno prevedere copertura finanziaria per assicurare l'osservanza degli obblighi connessi alle fasi di chiusura e post-chiusura dei siti, degli obblighi derivanti dall'inserimento della CCS nell'ambito di applicazione della direttiva 2003/87/CE e degli obblighi di cui alla presente direttiva relativamente ai provvedimenti correttivi da adottare nel caso in cui siano rilevate fuoriuscite o irregolarità importanti. È opportuno che gli Stati membri provvedano affinché il potenziale gestore preveda la copertura finanziaria necessaria, tramite garanzia o altro mezzo equivalente, che sia valida ed effettiva prima dell'inizio dell'iniezione.
- (37) Dopo il trasferimento di responsabilità, le autorità nazionali possono dover sostenere i costi associati allo stoccaggio di CO₂, ad esempio quelli di monitoraggio. Il gestore dovrebbe pertanto mettere a disposizione dell'autorità competente un contributo finanziario, prima che avvenga il trasferimento di responsabilità e secondo modalità da definire a cura degli Stati membri. Il contributo finanziario dovrebbe coprire almeno i costi previsti del monitoraggio per un periodo di trent'anni. L'entità del contributo finanziario dovrebbe essere determinata in base a orientamenti che adotterà la Commissione nell'ottica di un'attuazione coerente delle prescrizioni della presente direttiva nell'intera Comunità.
- (38) L'accesso alle reti di trasporto di CO₂ e ai siti di stoccaggio potrebbe diventare, indipendentemente dall'ubicazione geografica dei potenziali utilizzatori nell'Unione, una condizione per l'accesso al mercato interno dell'energia elettrica e termica o per un esercizio concorrenziale al suo interno, in funzione dei prezzi relativi del carbonio e delle tecnologie CCS. È pertanto opportuno adottare disposizioni affinché i potenziali utilizzatori ottengano tale accesso. A tal fine ciascuno Stato membro dovrebbe determinare le modalità più opportune ispirandosi agli obiettivi di un accesso equo, aperto e non discriminatorio e tenendo conto anche della capacità di trasporto e stoccaggio già disponibile o che può ragionevolmente essere resa disponibile e della percentuale degli obblighi di riduzione di CO₂ che incombono allo Stato medesimo ai sensi degli strumenti giuridici internazionali e della legislazione comunitaria e che questo intende adempiere con le tecnologie CCS. Le condutture per il trasporto di CO₂ dovrebbero, se possibile, essere concepite in modo da facilitare l'accesso di flussi di CO₂ che rispettano ragionevoli soglie minime di composizione. È inoltre opportuno che gli Stati membri prevedano anche opportuni meccanismi per risolvere rapidamente eventuali controversie riguardanti l'accesso alle reti di trasporto e ai siti di stoccaggio.
- (39) Occorrono disposizioni finalizzate a garantire che, in caso di trasporto transfrontaliero di CO₂, siti di stoccaggio transfrontalieri o complessi di stoccaggio transfrontalieri, le autorità competenti degli Stati membri interessati ottemperino congiuntamente alle prescrizioni della presente direttiva e di tutte le altre normative comunitarie.
- (40) Le autorità competenti dovrebbero istituire e conservare un registro delle autorizzazioni di stoccaggio rilasciate e di tutti i siti di stoccaggio chiusi e dei complessi di stoccaggio circostanti, comprese mappe che ne riproducano l'estensione spaziale, di cui le autorità competenti nazionali dovranno tenere conto nelle rispettive procedure di pianificazione e rilascio delle autorizzazioni. Il registro dovrebbe essere comunicato anche alla Commissione.
- (41) È opportuno che gli Stati membri riferiscano in merito all'attuazione della presente direttiva rispondendo ai questionari elaborati dalla Commissione a norma della direttiva 91/692/CEE del Consiglio, del 23 dicembre 1991, per la standardizzazione e la razionalizzazione delle relazioni relative all'attuazione di talune direttive concernenti l'ambiente ⁽¹⁾.
- (42) È opportuno che gli Stati membri determinino le sanzioni da irrogare in caso di violazione delle disposizioni nazionali adottate ai sensi della presente direttiva. Tali sanzioni dovrebbero essere effettive, proporzionate e dissuasive.
- (43) Le misure necessarie per l'attuazione della presente direttiva dovrebbero essere adottate secondo la decisione 1999/468/CE del Consiglio, del 28 giugno 1999, recante modalità per l'esercizio delle competenze di esecuzione conferite alla Commissione ⁽²⁾.
- (44) In particolare, la Commissione dovrebbe avere il potere di modificare gli allegati. Tali misure, di portata generale e intese a modificare elementi non essenziali della presente direttiva, devono essere adottate secondo la procedura di regolamentazione con controllo di cui all'articolo 5 bis della direttiva 1999/468/CE.
- (45) È opportuno modificare la direttiva 85/337/CEE per includervi la cattura e il trasporto dei flussi di CO₂ ai fini del loro stoccaggio geologico e i siti di stoccaggio, secondo quanto stabilito dalla presente direttiva. È opportuno modificare la direttiva 2004/35/CE per ricomprendervi l'esercizio dei siti di stoccaggio ai sensi della presente direttiva. È opportuno modificare la direttiva 2008/1/CE per includervi la cattura dei flussi di CO₂ provenienti dagli impianti disciplinati dalla suddetta direttiva ai fini dello stoccaggio geologico.

(1) GU L 377 del 31.12.1991, pag. 48.

(2) GU L 184 del 17.7.1999, pag. 23.

- (46) L'adozione della presente direttiva dovrebbe garantire un livello elevato di tutela dell'ambiente e della salute umana contro i rischi che lo stoccaggio geologico di CO₂ comporta. È opportuno pertanto modificare la direttiva 2006/12/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, relativa ai rifiuti ⁽¹⁾, e il regolamento (CE) n. 1013/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 giugno 2006, relativo alle spedizioni di rifiuti ⁽²⁾, al fine di escludere dal loro ambito di applicazione il CO₂ catturato e trasportato ai fini dello stoccaggio geologico. È inoltre opportuno modificare la direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2000, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque ⁽³⁾, per consentire l'iniezione di CO₂ negli acquiferi salini ai fini dello stoccaggio geologico. Tali iniezioni sono soggette alle disposizioni della normativa comunitaria sulla protezione delle acque sotterranee e devono essere conformi all'articolo 4, paragrafo 1, lettera b), della direttiva 2000/60/CE e alla direttiva 2006/118/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 dicembre 2006, sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento ⁽⁴⁾.
- (47) Per passare a una produzione di elettricità a basse emissioni di carbonio è necessario che, in caso di produzione di energia elettrica da combustibili fossili, i nuovi investimenti siano tali da favorire un abbattimento significativo delle emissioni. A tal fine è opportuno modificare la direttiva 2001/80/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2001, concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione ⁽⁵⁾, affinché tutti gli impianti di combustione di una determinata capacità che ottengono la licenza edilizia o di esercizio iniziale dopo l'entrata in vigore della presente direttiva dispongano di un'area sufficiente all'interno del sito per installare le strutture necessarie alla cattura e alla compressione di CO₂, ove siano disponibili siti di stoccaggio adeguati e siano tecnicamente ed economicamente possibili il trasporto di CO₂ e l'installazione a posteriori delle strutture per la cattura di CO₂. La fattibilità economica del trasporto e dell'installazione a posteriori dovrebbe essere valutata tenendo conto dei costi previsti di CO₂ evitato, nelle particolari condizioni locali in caso di installazione a posteriori, e dei costi previsti delle quote di CO₂ nella Comunità. Le proiezioni dovrebbero essere basate sui più recenti dati disponibili; si dovrebbe altresì procedere ad un esame delle opzioni tecniche e ad un'analisi delle incertezze nei processi di valutazione. Le autorità competenti dovrebbero stabilire se queste condizioni siano soddisfatte in base ad una valutazione del gestore e ad altre informazioni a disposizione, in particolare riguardo alla protezione dell'ambiente e della salute umana.
- (48) Entro il 30 giugno 2015, la Commissione dovrebbe procedere ad un riesame della presente direttiva alla luce dell'esperienza acquisita nella fase iniziale della sua attuazione e presentare, se opportuno, proposte per la sua revisione.
- (49) Poiché l'obiettivo della presente direttiva, vale a dire la definizione di un quadro giuridico per lo stoccaggio ambientalmente sicuro di CO₂, non può essere realizzato in misura sufficiente dagli Stati membri e può dunque, a causa delle dimensioni e degli effetti della stessa, essere realizzato meglio a livello comunitario, la Comunità può intervenire, in base al principio di sussidiarietà sancito dall'articolo 5 del trattato. La presente direttiva si limita a quanto è necessario per conseguire tale obiettivo, in ottemperanza al principio di proporzionalità enunciato nello stesso articolo.
- (50) Conformemente al punto 34 dell'accordo interistituzionale «Legiferare meglio» ⁽⁶⁾, gli Stati membri sono incoraggiati a redigere e a rendere pubblici, nell'interesse proprio e della Comunità, prospetti indicanti, per quanto possibile, la concordanza tra la presente direttiva e i provvedimenti di recepimento.
- (51) La presente direttiva si applica fatti salvi gli articoli 87 e 88 del trattato,

HANNO ADOTTATO LA PRESENTE DIRETTIVA:

CAPO 1

OGGETTO, AMBITO DI APPLICAZIONE E DEFINIZIONI

Articolo 1

Oggetto e finalità

1. La presente direttiva istituisce un quadro giuridico per lo stoccaggio geologico ambientalmente sicuro di biossido di carbonio (CO₂) con la finalità di contribuire alla lotta contro i cambiamenti climatici.
2. Lo stoccaggio geologico ambientalmente sicuro di CO₂ è finalizzato al confinamento permanente di CO₂ in modo da prevenire e, qualora ciò non sia possibile, eliminare il più possibile gli effetti negativi e qualsiasi rischio per l'ambiente e la salute umana.

Articolo 2

Ambito di applicazione e divieti

1. La presente direttiva si applica allo stoccaggio geologico di CO₂ nel territorio degli Stati membri, nelle rispettive zone economiche esclusive e sulle rispettive piattaforme continentali come definite nella convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare (UNCLOS).

⁽¹⁾ GU L 114 del 27.4.2006, pag. 9. La direttiva 2006/12/CE è abrogata dalla direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 novembre 2008, relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive (GU L 312 del 22.11.2008, pag. 3) con effetto dal 12 dicembre 2010.

⁽²⁾ GU L 190 del 12.7.2006, pag. 1.

⁽³⁾ GU L 327 del 22.12.2000, pag. 1.

⁽⁴⁾ GU L 372 del 27.12.2006, pag. 19.

⁽⁵⁾ GU L 309 del 27.11.2001, pag. 1.

⁽⁶⁾ GU C 321 del 31.12.2003, pag. 1.

2. La presente direttiva non si applica allo stoccaggio geologico di CO₂ per un previsto volume complessivo di stoccaggio inferiore a 100 chilotonnellate, effettuato a fini di ricerca, sviluppo o sperimentazione di nuovi prodotti e processi.
3. È vietato lo stoccaggio di CO₂ in un sito di stoccaggio il cui complesso di stoccaggio si estende oltre l'area di cui al paragrafo 1.
4. È vietato lo stoccaggio di CO₂ nella colonna d'acqua.

Articolo 3

Definizioni

Ai fini della presente direttiva si intende per:

- 1) «stoccaggio geologico di CO₂», l'iniezione, accompagnata dallo stoccaggio, di flussi di CO₂ in formazioni geologiche sotterranee;
- 2) «colonna d'acqua», la massa d'acqua continua che si estende verticalmente tra la superficie e i sedimenti del fondo di un corpo idrico;
- 3) «sito di stoccaggio», una superficie di volume definita all'interno di una formazione geologica utilizzata ai fini dello stoccaggio geologico di CO₂ nonché gli impianti di superficie e di iniezione connessi;
- 4) «formazione geologica», una suddivisione litostratigrafica all'interno della quale è possibile individuare e rappresentare graficamente una successione di strati rocciosi distinti;
- 5) «fuoriuscita», l'emissione di CO₂ dal complesso di stoccaggio;
- 6) «complesso di stoccaggio», il sito di stoccaggio e il dominio geologico circostante che possono incidere sull'integrità e sulla sicurezza complessive dello stoccaggio, vale a dire formazioni di confinamento secondarie;
- 7) «unità idraulica», uno spazio poroso collegato per via idraulica in cui la trasmissione della pressione può essere misurata con mezzi tecnici e che è delimitato da barriere di flusso, quali faglie, duomi salini, limiti litologici, ovvero dall'intrusione o dall'affioramento della formazione;
- 8) «esplorazione», la valutazione dei potenziali complessi di stoccaggio eseguita ai fini dello stoccaggio geologico di CO₂ per mezzo di attività che agiscono sugli strati sub-superficiali, tra cui prospezioni al fine di ricavare informazioni geologiche sulla stratigrafia presente nel potenziale complesso di stoccaggio e, se del caso, la realizzazione di prove di iniezione per caratterizzare il sito di stoccaggio;
- 9) «licenza di esplorazione», una decisione scritta e motivata emanata dall'autorità competente a norma della presente direttiva che autorizza le attività di esplorazione e specifica le condizioni alle quali queste possono essere esercitate;
- 10) «gestore», la persona fisica o giuridica, di diritto pubblico o privato, che gestisce o controlla il sito di stoccaggio o alla quale, ai sensi della legislazione nazionale, è stato delegato un potere economico determinante per quanto riguarda l'esercizio tecnico del sito di stoccaggio;
- 11) «autorizzazione allo stoccaggio», una decisione o più decisioni scritte e motivate emanate dall'autorità competente a norma della presente direttiva, che autorizzano lo stoccaggio geologico di CO₂ in un sito di stoccaggio ad opera del gestore, e che specificano le condizioni alle quali lo stoccaggio può aver luogo;
- 12) «modifica sostanziale», una modifica non prevista nell'autorizzazione allo stoccaggio che può avere ripercussioni significative sull'ambiente o sulla salute umana;
- 13) «flusso di CO₂», un flusso di sostanze derivanti dai processi di cattura di CO₂;
- 14) «rifiuto», le sostanze definite come rifiuto all'articolo 1, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2006/12/CE;
- 15) «pennacchio di CO₂», il volume che occupa la CO₂ dispersa nella formazione geologica;
- 16) «migrazione», il movimento di CO₂ all'interno del complesso di stoccaggio;
- 17) «irregolarità importante», un'irregolarità nelle operazioni di iniezione o stoccaggio di CO₂ o nelle condizioni del complesso di stoccaggio in quanto tale, che comporta un rischio di fuoriuscita o un rischio per l'ambiente o la salute umana;
- 18) «rischio significativo», la combinazione della probabilità del verificarsi di un danno e della sua entità che non può essere ignorata senza mettere in discussione la finalità della presente direttiva per il sito di stoccaggio interessato;
- 19) «provvedimenti correttivi», qualsiasi misura adottata per rettificare un'irregolarità importante o per bloccare la fuoriuscita di CO₂ al fine di impedire o arrestare il rilascio di CO₂ dal complesso di stoccaggio;
- 20) «chiusura» di un sito di stoccaggio, la cessazione definitiva delle operazioni di iniezione di CO₂ nel sito di stoccaggio interessato;
- 21) «fase post-chiusura», il periodo di tempo successivo alla chiusura di un sito di stoccaggio, compreso quello successivo al trasferimento della responsabilità all'autorità competente;
- 22) «rete di trasporto», la rete di condutture, comprese le stazioni intermedie di spinta, per il trasporto di CO₂ al sito di stoccaggio.

CAPO 2

SCelta DEI SITI DI STOCCAGGIO E LICENZE DI ESPLORAZIONE

Articolo 4

Scelta dei siti di stoccaggio

1. Gli Stati membri mantengono il diritto di designare le zone all'interno delle quali scegliere i siti di stoccaggio ai sensi della presente direttiva. Ciò include il diritto, per gli Stati membri, di non permettere lo stoccaggio in alcune parti o nella totalità dei rispettivi territori.

2. Gli Stati membri che intendono permettere lo stoccaggio geologico di CO₂ nel loro territorio procedono ad una valutazione della capacità di stoccaggio disponibile in alcune parti o nella totalità dei rispettivi territori, anche consentendo l'esplorazione a norma dell'articolo 5. La Commissione può organizzare uno scambio di informazioni e migliori prassi tra tali Stati membri nel contesto dello scambio di informazioni previsto all'articolo 27.

3. L'idoneità di una formazione geologica ad essere adibita a sito di stoccaggio è determinata mediante la caratterizzazione e la valutazione del potenziale complesso di stoccaggio e dell'area circostante secondo i criteri fissati nell'allegato I.

4. Una formazione geologica è scelta come sito di stoccaggio solo se, alle condizioni di uso proposte, non vi è un rischio significativo di fuoriuscita e se non sussistono rischi rilevanti per l'ambiente o la salute.

Articolo 5

Licenze di esplorazione

1. Qualora gli Stati membri stabiliscano che, per ottenere le informazioni richieste per la scelta dei siti di stoccaggio a norma dell'articolo 4, è necessaria un'esplorazione, provvedono affinché tale esplorazione avvenga solo previo rilascio di un'apposita licenza.

Se del caso, può essere incluso nella licenza di esplorazione il monitoraggio delle prove d'iniezione.

2. Gli Stati membri provvedono affinché tutti i soggetti in possesso delle capacità necessarie abbiano accesso alle procedure per il rilascio delle licenze di esplorazione e le licenze siano rilasciate o rifiutate in base a criteri oggettivi, resi pubblici e non discriminatori.

3. La durata di una licenza non eccede il periodo necessario per effettuare l'esplorazione per la quale è stata rilasciata. Gli Stati membri possono tuttavia prorogare la validità della licenza qualora la durata specificata non sia sufficiente per ultimare l'esplorazione e qualora l'esplorazione sia stata realizzata in conformità della licenza. Le licenze di esplorazione sono rilasciate per un volume limitato.

4. Il titolare di una licenza di esplorazione ha il diritto esclusivo di esplorazione del potenziale complesso di stoccaggio di CO₂. Gli Stati membri provvedono affinché, durante il periodo di validità della licenza, non siano consentiti utilizzi incompatibili del complesso.

CAPO 3

Autorizzazioni ALLO STOCCAGGIO

Articolo 6

Autorizzazioni allo stoccaggio

1. Gli Stati membri provvedono affinché la gestione dei siti di stoccaggio avvenga solo previo rilascio di un'autorizzazione allo stoccaggio, affinché vi sia un unico gestore per ogni sito di stoccaggio e affinché sul sito non siano consentiti utilizzi incompatibili.

2. Gli Stati membri garantiscono che tutti i soggetti in possesso delle capacità necessarie abbiano accesso alle procedure per il rilascio delle autorizzazioni allo stoccaggio e che queste siano rilasciate in base a criteri oggettivi, resi pubblici e trasparenti.

3. Fatte salve le prescrizioni della presente direttiva, ai fini del rilascio di un'autorizzazione allo stoccaggio per un determinato sito è data precedenza al titolare della licenza di esplorazione per il medesimo sito, a condizione che l'esplorazione di tale sito sia stata ultimata, che le condizioni stabilite nella licenza di esplorazione siano state rispettate e che la domanda di autorizzazione allo stoccaggio sia presentata durante il periodo di validità della licenza di esplorazione. Gli Stati membri provvedono affinché nel corso della procedura di autorizzazione non siano autorizzati utilizzi incompatibili del complesso.

Articolo 7

Domande di autorizzazione allo stoccaggio

Le domande di autorizzazione allo stoccaggio sono presentate all'autorità competente e comprendono quanto meno le informazioni seguenti:

- 1) nome e indirizzo del potenziale gestore;
- 2) prove della competenza tecnica del potenziale gestore;
- 3) caratterizzazione del sito e del complesso di stoccaggio e valutazione della sicurezza di stoccaggio a norma dell'articolo 4, paragrafi 3 e 4;
- 4) quantitativo totale di CO₂ da iniettare e stoccare, come pure fonti e metodi di trasporto, composizione dei flussi di CO₂, tassi e pressioni di iniezione, nonché ubicazione degli impianti di iniezione;
- 5) descrizione dei provvedimenti intesi ad evitare irregolarità importanti;
- 6) proposta di piano di monitoraggio a norma dell'articolo 13, paragrafo 2;

- 7) proposta di piano sui provvedimenti correttivi a norma dell'articolo 16, paragrafo 2;
- 8) proposta di piano provvisorio per la fase post-chiusura a norma dell'articolo 17, paragrafo 3;
- 9) informazioni di cui all'articolo 5 della direttiva 85/337/CEE;
- 10) prove che la garanzia finanziaria o altro mezzo equivalente richiesti a norma dell'articolo 19 avranno validità ed efficacia prima che abbiano inizio le operazioni di iniezione.

Articolo 8

Condizioni per il rilascio delle autorizzazioni allo stoccaggio

L'autorità competente rilascia un'autorizzazione allo stoccaggio solo se sussistono le seguenti condizioni:

- 1) l'autorità competente, sulla base della domanda presentata a norma dell'articolo 7 e di qualsiasi altra informazione pertinente, ha accertato che:
 - a) sono rispettate tutte le disposizioni applicabili della presente direttiva e degli altri atti normativi comunitari pertinenti;
 - b) il gestore è finanziariamente solido, affidabile e dispone delle competenze tecniche necessarie ai fini della gestione e del controllo del sito e sono previsti formazione e sviluppo tecnici e professionali del gestore e di tutto il personale;
 - c) in caso di più siti di stoccaggio nella stessa unità idraulica, le potenziali interazioni di pressione sono tali che entrambi i siti possono rispettare simultaneamente le prescrizioni della presente direttiva;
- 2) l'autorità competente ha esaminato qualsiasi parere della Commissione sul progetto di autorizzazione espresso a norma dell'articolo 10.

Articolo 9

Contenuto delle autorizzazioni allo stoccaggio

L'autorizzazione contiene quanto meno i seguenti elementi:

- 1) il nome e l'indirizzo del gestore;
- 2) l'ubicazione e la delimitazione precise del sito di stoccaggio e del complesso di stoccaggio, e dati sull'unità idraulica;
- 3) le prescrizioni in materia di gestione dello stoccaggio, il quantitativo totale di CO₂ consentito ai fini dello stoccaggio geologico, i limiti di pressione per le rocce serbatoio e i tassi e le pressioni di iniezione massimi;

- 4) i requisiti per la composizione del flusso di CO₂ e per la procedura di valutazione dell'accettabilità del flusso di CO₂ ai sensi dell'articolo 12 ed eventualmente altre prescrizioni in materia di iniezione e stoccaggio, intese in particolare a evitare irregolarità importanti;
- 5) il piano di monitoraggio approvato, l'obbligo di mettere in atto il piano, le disposizioni per il suo aggiornamento a norma dell'articolo 13 e le istruzioni in materia di comunicazione ai sensi dell'articolo 14;
- 6) l'obbligo di informare l'autorità competente in caso di fuoriuscite o di irregolarità importanti, il piano approvato sui provvedimenti correttivi e l'obbligo di mettere in atto tale piano in caso di fuoriuscite o di irregolarità importanti a norma dell'articolo 16;
- 7) le condizioni per la chiusura e il piano provvisorio approvato per la fase post-chiusura di cui all'articolo 17;
- 8) le disposizioni per la modifica, il riesame, l'aggiornamento e la revoca dell'autorizzazione allo stoccaggio a norma dell'articolo 11;
- 9) l'obbligo di costituire e mantenere la garanzia finanziaria o qualsiasi altro mezzo equivalente ai sensi dell'articolo 19.

Articolo 10

Esame dei progetti di autorizzazione allo stoccaggio da parte della Commissione

1. Gli Stati membri mettono a disposizione della Commissione le domande di autorizzazione entro un mese dalla loro ricezione. Mettono altresì a disposizione ogni altro materiale connesso di cui l'autorità competente tiene conto in sede di decisione sulla concessione di un'autorizzazione allo stoccaggio. Gli Stati membri informano la Commissione di tutti i progetti di autorizzazione allo stoccaggio e di ogni altro materiale preso in considerazione per l'adozione del progetto di decisione. Entro quattro mesi dalla ricezione dei progetti di autorizzazione allo stoccaggio, la Commissione può esprimere un parere non vincolante sulle stesse. Se decide di non esprimere un parere, la Commissione ne informa gli Stati membri entro un mese dalla presentazione del progetto di autorizzazione e ne indica i motivi.
2. L'autorità competente notifica la decisione finale alla Commissione, precisandone i motivi qualora essa sia difforme dal parere della Commissione.

Articolo 11

Modifica, riesame, aggiornamento e revoca dell'autorizzazione allo stoccaggio

1. Il gestore comunica all'autorità competente le eventuali modifiche previste nella gestione del sito di stoccaggio, comprese quelle riguardanti il gestore. Ove opportuno, l'autorità competente aggiorna l'autorizzazione allo stoccaggio o le relative condizioni.

2. Gli Stati membri provvedono affinché non siano messe in atto modifiche sostanziali senza il rilascio di un'autorizzazione nuova o aggiornata allo stoccaggio a norma della presente direttiva. In tali casi si applica l'allegato II, punto 13, primo trattino, della direttiva 85/337/CEE.

3. L'autorità competente riesamina ed eventualmente aggiorna o, al limite, revoca l'autorizzazione allo stoccaggio:

- se riceve comunicazione o è messa a conoscenza di qualsiasi fuoriuscita o irregolarità importante ai sensi dell'articolo 16, paragrafo 1;
- se le comunicazioni di cui all'articolo 14 o le ispezioni ambientali effettuate a norma dell'articolo 15 mettono in evidenza il mancato rispetto delle condizioni fissate nelle autorizzazioni o rischi di fuoriuscite o di irregolarità importanti;
- se è conoscenza di altre inadempienze del gestore rispetto alle condizioni dell'autorizzazione;
- qualora risulti necessario in base ai più recenti risultati scientifici e progressi tecnologici; ovvero
- fatte salve le lettere da a) a d), cinque anni dopo il rilascio dell'autorizzazione e in seguito ogni dieci anni.

4. Dopo la revoca di un'autorizzazione ai sensi del paragrafo 3, l'autorità competente rilascia una nuova autorizzazione allo stoccaggio oppure chiude il sito di stoccaggio a norma dell'articolo 17, paragrafo 1, lettera c). Finché non viene rilasciata una nuova autorizzazione, l'autorità competente assume temporaneamente tutti gli obblighi giuridici concernenti i criteri di ammissione, qualora l'autorità competente decida di proseguire le iniezioni di CO₂, il monitoraggio e i provvedimenti correttivi conformemente alle prescrizioni della presente direttiva, la restituzione di quote di emissione in caso di fuoriuscite a norma della direttiva 2003/87/CE e le azioni di prevenzione e di riparazione a norma dell'articolo 5, paragrafo 1, e dell'articolo 6, paragrafo 1, della direttiva 2004/35/CE. L'autorità competente recupera dal precedente gestore i costi eventualmente sostenuti, anche attingendo alla garanzia finanziaria di cui all'articolo 19. In caso di chiusura del sito di stoccaggio a norma dell'articolo 17, paragrafo 1, lettera c), si applica l'articolo 17, paragrafo 4.

CAPO 4

OBBLIGHI IN MATERIA DI GESTIONE, CHIUSURA E FASE POST-CHIUSURA

Articolo 12

Criteri e procedura di ammissione del flusso di CO₂

1. Un flusso di CO₂ consiste prevalentemente di biossido di carbonio. A tal fine, non è consentito aggiungere rifiuti o altro materiale a scopo di smaltimento. Un flusso di CO₂ può tuttavia contenere accidentalmente sostanze associate provenienti dalla fonte o dal processo di cattura o iniezione e sostanze in traccia aggiunte per aiutare a monitorare e verificare la migrazione di

CO₂. Le concentrazioni di tutte le sostanze presenti accidentalmente o aggiunte sono inferiori ai livelli che:

- inciderebbero negativamente sull'integrità del sito di stoccaggio o sulla rispettiva infrastruttura di trasporto;
- comporterebbero un rischio significativo per l'ambiente o la salute umana; ovvero
- violerebbero le norme della legislazione comunitaria applicabile.

2. La Commissione adotta, se del caso, orientamenti che contribuiscano ad individuare le condizioni applicabili caso per caso per l'osservanza dei criteri di cui al paragrafo 1.

3. Gli Stati membri assicurano che il gestore:

- ammetta ed inietti flussi di CO₂ solo se sono state effettuate un'analisi della composizione, comprese le sostanze corrosive, dei flussi ed una valutazione dei rischi e se da quest'ultima risulta che i livelli di contaminazione sono in linea con i criteri di cui al paragrafo 1;
- conservi un registro dei quantitativi e delle caratteristiche dei flussi di CO₂ conferiti e iniettati, con indicazione della composizione di tali flussi.

Articolo 13

Monitoraggio

1. Gli Stati membri si accertano che il gestore proceda al monitoraggio degli impianti di iniezione, del complesso di stoccaggio (compreso, ove possibile, il pennacchio di CO₂) ed eventualmente dell'ambiente circostante al fine di:

- paragonare il comportamento effettivo di CO₂ e dell'acqua di formazione nel sito di stoccaggio con il comportamento ricavato dai modelli;
- rilevare irregolarità importanti;
- rilevare migrazioni di CO₂;
- rilevare fuoriuscite di CO₂;
- rilevare effetti negativi significativi sull'ambiente circostante, in particolare sull'acqua potabile, sulla popolazione umana o sugli utilizzatori della biosfera circostante;
- valutare l'efficacia degli eventuali provvedimenti correttivi adottati a norma dell'articolo 16;
- aggiornare la valutazione della sicurezza e dell'integrità del complesso di stoccaggio nel breve e nel lungo termine, compresa la valutazione intesa a determinare se il CO₂ stoccato sarà completamente confinato in via permanente.

2. L'attività di monitoraggio è definita in un piano di monitoraggio predisposto dal gestore secondo i criteri stabiliti nell'allegato II, che comprende indicazioni precise sul monitoraggio conformemente agli orientamenti stabiliti a norma dell'articolo 14 e dell'articolo 23, paragrafo 2, della direttiva 2003/87/CE ed è trasmesso all'autorità competente ai sensi dell'articolo 7, punto 6, e dell'articolo 9, punto 5, della presente direttiva e da questa approvato a norma dell'articolo 9, paragrafo 5, della presente direttiva. Il piano è aggiornato secondo i criteri stabiliti all'allegato II e comunque ogni cinque anni al fine di tener conto delle modifiche del rischio di fuoriuscita valutato, delle modifiche dei rischi valutati per l'ambiente e la salute umana, delle nuove conoscenze scientifiche e dei miglioramenti delle migliori tecnologie disponibili. I piani aggiornati sono ritrasmessi all'autorità competente per approvazione.

Articolo 14

Relazione da parte del gestore

Secondo la periodicità fissata dall'autorità competente, e almeno una volta all'anno, il gestore presenta all'autorità competente:

- 1) tutti i risultati del monitoraggio effettuato a norma dell'articolo 13 nel periodo di riferimento, comprese informazioni sulla tecnologia di monitoraggio utilizzata;
- 2) i quantitativi e le proprietà dei flussi di CO₂, con indicazione della relativa composizione, conferiti e iniettati durante il periodo di riferimento, che sono stati registrati a norma dell'articolo 12, paragrafo 3, lettera b);
- 3) prova della costituzione e del mantenimento della garanzia finanziaria di cui all'articolo 19 e all'articolo 9, punto 9;
- 4) ogni altra informazione che l'autorità competente ritenga utile per valutare il rispetto delle condizioni dell'autorizzazione allo stoccaggio e ampliare le conoscenze sul comportamento di CO₂ nel sito di stoccaggio.

Articolo 15

Ispezioni

1. Gli Stati membri si accertano che le autorità competenti organizzino un sistema di ispezioni di routine e occasionali di tutti i complessi di stoccaggio che rientrano nell'ambito di applicazione della presente direttiva al fine di verificare e incentivare il rispetto di tutte le disposizioni della direttiva e di monitorare gli effetti sull'ambiente e sulla salute umana.
2. Le ispezioni dovrebbero comprendere varie attività come le visite presso gli impianti di superficie, compresi gli impianti di iniezione, la valutazione delle operazioni di iniezione e monitoraggio effettuate dal gestore e la verifica di tutti i dati pertinenti conservati dal gestore.
3. Le ispezioni di routine sono effettuate almeno una volta all'anno fino a tre anni dopo la chiusura e ogni cinque anni fino a quando non avvenga il trasferimento di responsabilità all'autorità competente. Dette ispezioni riguardano le strutture di iniezione e

monitoraggio e tutta la serie di effetti significativi del complesso di stoccaggio sull'ambiente e sulla salute umana.

4. Le ispezioni occasionali hanno luogo:
 - a) se l'autorità competente è informata o messa al corrente di irregolarità importanti o di fuoriuscite ai sensi dell'articolo 16, paragrafo 1;
 - b) se le relazioni di cui all'articolo 14 mettono in luce un adempimento insufficiente delle condizioni fissate nelle autorizzazioni;
 - c) per indagare in seguito a serie denunce riguardanti l'ambiente o la salute umana;
 - d) negli altri casi in cui l'autorità competente lo ritenga opportuno.

5. Dopo ogni ispezione l'autorità competente prepara una relazione sull'esito dell'ispezione. La relazione valuta la conformità alle disposizioni della presente direttiva e indica se sono necessari altri provvedimenti. La relazione è trasmessa al gestore interessato ed è resa pubblica in conformità della pertinente normativa comunitaria entro i due mesi successivi all'ispezione.

Articolo 16

Interventi in caso di fuoriuscite o irregolarità importanti

1. Gli Stati membri si adoperano affinché, in caso di fuoriuscite o di irregolarità importanti, il gestore ne informi immediatamente l'autorità competente e adotti i provvedimenti correttivi necessari, compresi provvedimenti relativi alla tutela della salute umana. In caso di fuoriuscite e di irregolarità importanti che comportino il rischio di fuoriuscite, il gestore informa anche l'autorità competente ai sensi della direttiva 2003/87/CE.
2. I provvedimenti correttivi di cui al paragrafo 1 sono adottati quanto meno in base ad un piano apposito trasmesso all'autorità competente ai sensi dell'articolo 7, punto 7, e da questa approvato a norma dell'articolo 9, punto 6.
3. L'autorità competente può esigere in qualsiasi momento che il gestore adotti i provvedimenti correttivi necessari nonché provvedimenti relativi alla tutela della salute umana. Tali provvedimenti possono essere supplementari o diversi rispetto a quelli descritti nel piano sui provvedimenti correttivi. L'autorità competente può altresì, in qualsiasi momento, adottare direttamente provvedimenti correttivi.
4. Se il gestore non adotta i provvedimenti correttivi necessari, l'autorità competente adotta direttamente tali provvedimenti.
5. L'autorità competente recupera dal gestore i costi sostenuti in relazione ai provvedimenti di cui ai paragrafi 3 e 4, anche attingendo alla garanzia finanziaria a norma dell'articolo 19.

Articolo 17

Obblighi in fase di chiusura e post-chiusura

1. Un sito di stoccaggio è chiuso:
 - a) se le condizioni pertinenti indicate nell'autorizzazione sono soddisfatte;
 - b) su richiesta motivata del gestore, previa autorizzazione dell'autorità competente; ovvero
 - c) su decisione dell'autorità competente in seguito alla revoca dell'autorizzazione allo stoccaggio a norma dell'articolo 11, paragrafo 3.
2. Dopo la chiusura di un sito di stoccaggio a norma del paragrafo 1, lettera a) o b), il gestore continua ad essere responsabile del monitoraggio, delle relazioni delle informazioni e dei provvedimenti correttivi secondo quanto disposto nella presente direttiva, nonché di tutti gli obblighi relativi alla restituzione di quote di emissione in caso di fuoriuscite a norma della direttiva 2003/87/CE, e delle azioni di prevenzione e di riparazione a norma degli articoli da 5 a 8 della direttiva 2004/35/CE, fino al trasferimento della responsabilità del sito all'autorità competente ai sensi dell'articolo 18, paragrafi da 1 a 5, della presente direttiva. Il gestore è anche incaricato di sigillare il sito di stoccaggio e di smantellare gli impianti di iniezione.
3. Gli obblighi di cui al paragrafo 2 sono ottemperati sulla base di un piano relativo alla fase post-chiusura che il gestore predispone facendo riferimento alle migliori prassi e secondo i criteri fissati nell'allegato II. Un piano provvisorio per la fase post-chiusura deve essere trasmesso all'autorità competente ai sensi dell'articolo 7, punto 8, e da questa approvato a norma dell'articolo 9, punto 7. Prima della chiusura di un sito di stoccaggio a norma del paragrafo 1, lettera a) o b) del presente articolo, il piano provvisorio relativo alla fase post-chiusura è:
 - a) aggiornato, se necessario, tenendo conto dell'analisi dei rischi, delle migliori prassi e dei miglioramenti tecnologici;
 - b) trasmesso per approvazione all'autorità competente; e
 - c) approvato dall'autorità competente come piano definitivo per la fase post-chiusura.
4. Dopo la chiusura di un sito di stoccaggio a norma del paragrafo 1, lettera c), l'autorità competente è responsabile del monitoraggio e dei provvedimenti correttivi secondo quanto disposto dalla presente direttiva, nonché di tutti gli obblighi relativi alla restituzione di quote di emissione in caso di fuoriuscite a norma della direttiva 2003/87/CE, e delle azioni di prevenzione e di riparazione a norma dell'articolo 5, paragrafo 1, e dell'articolo 6, paragrafo 1, della direttiva 2004/35/CE. Gli obblighi relativi alla fase post-chiusura fissati nella presente direttiva sono soddisfatti dall'autorità competente sulla base del piano provvisorio relativo alla fase post-chiusura di cui al paragrafo 3 del presente articolo, che è eventualmente aggiornato.
5. L'autorità competente recupera dal gestore i costi sostenuti in relazione ai provvedimenti di cui al paragrafo 4, anche attingendo alla garanzia finanziaria a norma dell'articolo 19.

Articolo 18

Trasferimento di responsabilità

1. Dopo la chiusura di un sito di stoccaggio a norma dell'articolo 17, paragrafo 1, lettera a) o b), tutti gli obblighi giuridici relativi al monitoraggio e ai provvedimenti correttivi in conformità delle prescrizioni della presente direttiva, alla restituzione di quote di emissione in caso di fuoriuscite a norma della direttiva 2003/87/CE e alle azioni di prevenzione e di riparazione a norma dell'articolo 5, paragrafo 1, e dell'articolo 6, paragrafo 1, della direttiva 2004/35/CE, sono trasferiti all'autorità competente che interviene di sua iniziativa o su richiesta del gestore, se sono soddisfatte le condizioni seguenti:
 - a) tutti gli elementi disponibili indicano che il CO₂ stoccato sarà completamente confinato in via permanente;
 - b) è trascorso un periodo minimo, che dev'essere determinato dall'autorità competente. Tale periodo minimo non è inferiore a venti anni, a meno che l'autorità competente non sia convinta che il criterio di cui alla lettera a) sia soddisfatto prima del termine di detto periodo;
 - c) sono stati soddisfatti gli obblighi finanziari di cui all'articolo 20;
 - d) il sito è stato sigillato e gli impianti di iniezione smantellati.
2. Il gestore prepara una relazione che documenta che la condizione di cui al paragrafo 1, lettera a) è stata rispettata e la trasmette all'autorità competente affinché questa approvi il trasferimento di responsabilità. La relazione dimostra quanto meno:
 - a) la conformità del comportamento effettivo di CO₂ iniettato al comportamento dedotto dai modelli;
 - b) l'assenza di fuoriuscite individuabili;
 - c) che il sito di stoccaggio sta evolvendo verso una situazione di stabilità a lungo termine.

La Commissione può adottare orientamenti sulla valutazione degli elementi di cui alle lettere a), b) e c) del primo comma, mettendo in evidenza le eventuali implicazioni per i criteri tecnici da prendere in considerazione per la determinazione dei periodi minimi previsti al paragrafo 1, lettera b).

3. Quando l'autorità competente ha accertato che le condizioni di cui al paragrafo 1, lettere a) e b), sono soddisfatte, prepara un progetto di decisione sull'autorizzazione del trasferimento di responsabilità. Il progetto di decisione precisa il metodo usato per determinare che le condizioni di cui al paragrafo 1, lettera d), sono state soddisfatte così come eventuali prescrizioni aggiornate per la sigillazione del sito di stoccaggio e lo smantellamento degli impianti di iniezione.

Se l'autorità competente ritiene che le condizioni di cui al paragrafo 1, lettere a) e b), non sono soddisfatte, informa il gestore delle sue motivazioni.

4. Gli Stati membri mettono a disposizione della Commissione le relazioni di cui al paragrafo 2 entro un mese dalla loro ricezione. Mettono altresì a disposizione ogni altro materiale connesso di cui l'autorità competente tiene conto quando prepara un progetto di decisione sull'approvazione del trasferimento di responsabilità. Gli stessi informano la Commissione di tutti i progetti di decisione sull'approvazione che l'autorità competente predispose a norma del paragrafo 3, compreso ogni altro materiale da essa preso in considerazione ai fini delle proprie conclusioni. Entro quattro mesi dalla ricezione del progetto di decisione sull'approvazione, la Commissione può esprimere un parere non vincolante in merito. Se decide di non esprimere un parere, la Commissione ne informa gli Stati membri entro un mese dalla presentazione del progetto di decisione sull'approvazione e ne indica i motivi.

5. Quando l'autorità competente ha accertato che le condizioni di cui al paragrafo 1, lettere da a) a d), sono soddisfatte, adotta la decisione finale e la comunica al gestore. L'autorità competente notifica la decisione finale anche alla Commissione, precisandone i motivi qualora essa sia difforme dal parere della Commissione.

6. Dopo il trasferimento di responsabilità le ispezioni di routine di cui all'articolo 15, paragrafo 3, cessano e il monitoraggio può essere ridotto ad un livello che consenta di rilevare le fuoriuscite o le irregolarità importanti. Se sono rilevate fuoriuscite o irregolarità importanti, il monitoraggio è intensificato secondo le modalità più opportune per valutare l'entità del problema e l'efficacia dei provvedimenti correttivi.

7. In caso di colpa da parte del gestore, tra cui casi di dati incompleti, occultamento di informazioni utili, negligenza, frode o mancato esercizio della dovuta diligenza, l'autorità competente recupera dal precedente gestore i costi sostenuti dopo l'avvenuto trasferimento di responsabilità. Fatto salvo l'articolo 20, dopo il trasferimento di responsabilità un ulteriore recupero dei costi non è più possibile.

8. In caso di chiusura di un sito di stoccaggio a norma dell'articolo 17, paragrafo 1, lettera c), il trasferimento di responsabilità si considera avvenuto se e quando tutti gli elementi disponibili indicano che il CO₂ stoccato sarà completamente confinato in via permanente, e una volta che il sito sia stato sigillato e gli impianti di iniezione smantellati.

Articolo 19

Garanzia finanziaria

1. Gli Stati membri provvedono a che il gestore potenziale adduca, quale parte della domanda di autorizzazione allo stoccaggio, la prova che possono essere costituiti adeguati fondi, tramite una garanzia finanziaria o qualsiasi altro mezzo equivalente, secondo le modalità stabilite dagli Stati membri. Ciò al fine di assicurare il rispetto di tutti gli obblighi derivanti dall'autorizzazione rilasciata a norma della presente direttiva, comprese le prescrizioni per la fase di chiusura e per la fase post-chiusura, nonché degli obblighi derivanti dall'inclusione del sito di stoccaggio a norma della direttiva 2003/87/CE. Tale garanzia finanziaria deve essere valida ed effettiva prima che si inizi l'iniezione.

2. La garanzia finanziaria è periodicamente adattata per tener conto delle modifiche del rischio di fuoriuscita valutato e dei costi stimati di tutti gli obblighi derivanti dall'autorizzazione rilasciata a norma della presente direttiva nonché degli obblighi derivanti dall'inclusione del sito di stoccaggio nella direttiva 2003/87/CE.

3. La garanzia finanziaria o gli altri strumenti equivalenti di cui al paragrafo 1 restano validi e effettivi:

- a) in caso di chiusura di un sito di stoccaggio a norma dell'articolo 17, paragrafo 1, lettera a) o b), fino al trasferimento delle responsabilità all'autorità competente secondo quanto stabilito all'articolo 18, paragrafi da 1 a 5;
- b) in caso di revoca di un'autorizzazione allo stoccaggio a norma dell'articolo 11, paragrafo 3:
 - i) fino al rilascio di una nuova autorizzazione allo stoccaggio;
 - ii) se la chiusura è avvenuta a norma dell'articolo 17, paragrafo 1, lettera c), fino al trasferimento di responsabilità ai sensi dell'articolo 18, paragrafo 8, a condizione che gli obblighi finanziari di cui all'articolo 20 siano stati adempiuti.

Articolo 20

Meccanismo finanziario

1. Gli Stati membri garantiscono che il gestore, sulla base di modalità stabilite dagli stessi Stati membri, metta a disposizione dell'autorità competente un contributo finanziario prima che sia avvenuto il trasferimento di responsabilità ai sensi dell'articolo 18. Il contributo del gestore tiene conto dei criteri di cui all'allegato I e degli elementi legati ai dati storici di stoccaggio di CO₂ utili alla determinazione degli obblighi successivi al trasferimento e copre almeno i costi previsti del monitoraggio per un periodo di trent'anni. Tale contributo finanziario può essere utilizzato per coprire i costi sostenuti dall'autorità competente dopo il trasferimento di responsabilità per garantire che il CO₂ sia completamente confinato in via permanente nei siti di stoccaggio geologico dopo il trasferimento di responsabilità.

2. La Commissione può adottare orientamenti per la stima dei costi di cui al paragrafo 1, da elaborare in consultazione con gli Stati membri al fine di assicurare la trasparenza e la prevedibilità per i gestori.

CAPO 5

ACCESSO DEI TERZI

Articolo 21

Accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio

1. Gli Stati membri provvedono affinché i potenziali utilizzatori possano avere accesso alle reti di trasporto e ai siti di stoccaggio, a norma dei paragrafi 2, 3 e 4, al fine di effettuare lo stoccaggio geologico di CO₂ prodotto e catturato.

2. L'accesso di cui al paragrafo 1 è garantito secondo modalità trasparenti e non discriminatorie stabilite dagli Stati membri. Gli Stati membri si ispirano agli obiettivi di un accesso equo e trasparente, tenuto conto della:

- a) capacità di stoccaggio disponibile o che può essere ragionevolmente resa disponibile all'interno delle aree designate a norma dell'articolo 4 e della capacità di trasporto disponibile o che può essere ragionevolmente resa disponibile;
- b) parte degli obblighi di riduzione di CO₂ assunti nell'ambito di strumenti giuridici internazionali e della legislazione comunitaria alla quale essi intendono ottemperare attraverso la cattura e lo stoccaggio geologico di CO₂;
- c) necessità di negare l'accesso in caso di incompatibilità delle specifiche tecniche cui non si possa ragionevolmente ovviare;
- d) necessità di rispettare le ragionevoli esigenze debitamente motivate del proprietario o del gestore del sito di stoccaggio o della rete di trasporto e gli interessi di tutti gli altri utilizzatori del sito o della rete o dei relativi impianti di trattamento o di movimentazione eventualmente interessati.

3. Gli operatori della rete di trasporto e i gestori dei siti di stoccaggio possono negare l'accesso per mancanza di capacità. Il diniego deve essere debitamente motivato.

4. Gli Stati membri si adoperano affinché il gestore che nega l'accesso per mancanza di capacità o mancanza di collegamento provveda a qualsiasi potenziamento necessario nella misura in cui ciò risulti economico o se il potenziale cliente è disposto a sostenere i costi, a condizione che ciò non abbia un'incidenza negativa sulla sicurezza ambientale delle operazioni di trasporto e stoccaggio geologico di CO₂.

Articolo 22

Risoluzione delle controversie

1. Gli Stati membri assicurano la messa in atto di modalità di risoluzione delle controversie in cui sia prevista un'autorità indipendente dalle parti, che abbia accesso a tutte le informazioni pertinenti, in modo da consentire la rapida soluzione di controversie riguardanti l'accesso alle reti di trasporto e ai siti di stoccaggio, tenendo conto dei criteri di cui all'articolo 21, paragrafo 2, e del numero delle parti che possono essere coinvolte nella negoziazione dell'accesso.

2. In caso di controversie transfrontaliere si applicano le modalità di risoluzione delle controversie dello Stato membro che ha giurisdizione sulla rete di trasporto o sui siti di stoccaggio ai quali è negato l'accesso. Se, nelle controversie transfrontaliere, la rete di trasporto o il sito di stoccaggio interessati fanno capo a più di uno Stato membro, gli Stati membri interessati si consultano al fine di garantire un'applicazione coerente della presente direttiva.

CAPO 6

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 23

Autorità competente

Gli Stati membri istituiscono o designano l'autorità o le autorità competenti incaricate dell'esecuzione dei compiti definiti dalla presente direttiva. Qualora sia designata più di un'autorità competente, gli Stati membri stabiliscono modalità di coordinamento delle attività svolte da tali autorità a norma della presente direttiva.

Articolo 24

Cooperazione transnazionale

Per il trasporto transfrontaliero di CO₂, i siti di stoccaggio transfrontalieri o i complessi di stoccaggio transfrontalieri, le autorità competenti degli Stati membri interessati adempiono congiuntamente alle disposizioni della presente direttiva e delle altre normative comunitarie applicabili.

Articolo 25

Registri

1. L'autorità competente istituisce e conserva:

- a) un registro delle autorizzazioni allo stoccaggio rilasciate; e
- b) un registro permanente di tutti i siti di stoccaggio chiusi e dei complessi di stoccaggio circostanti, comprendente anche mappe e sezioni della loro estensione territoriale e le informazioni disponibili utili per valutare se il CO₂ stoccato sarà confinato completamente e in via permanente.

2. Le autorità nazionali competenti tengono conto dei registri di cui al paragrafo 1 nell'ambito delle procedure di pianificazione pertinenti e per l'autorizzazione di attività che potrebbero avere o subire ripercussioni dallo stoccaggio geologico di CO₂ nei siti di stoccaggio registrati.

Articolo 26

Informazione del pubblico

Gli Stati membri mettono a disposizione del pubblico le informazioni ambientali concernenti lo stoccaggio geologico di CO₂ conformemente alla normativa comunitaria applicabile.

Articolo 27

Comunicazione dei dati da parte degli Stati membri

1. Ogni tre anni gli Stati membri presentano alla Commissione una relazione sull'attuazione della presente direttiva, compreso il registro di cui all'articolo 25, paragrafo 1, lettera b). La prima relazione è trasmessa alla Commissione entro il 30 giugno 2011. La relazione è elaborata sulla scorta di un questionario o di uno schema elaborato dalla Commissione secondo la procedura di cui all'articolo 6 della direttiva 91/692/CEE. Il questionario o lo schema sono trasmessi agli Stati membri almeno sei mesi prima del termine per la presentazione della relazione.

2. La Commissione organizza uno scambio di informazioni tra le autorità competenti degli Stati membri in merito all'attuazione della presente direttiva.

Articolo 28

Sanzioni

Gli Stati membri definiscono le norme sulle sanzioni in caso di violazione delle disposizioni nazionali adottate in base alla presente direttiva e adottano tutte le misure necessarie per garantirne l'attuazione. Le sanzioni devono essere effettive, proporzionate e dissuasive. Gli Stati membri notificano le relative disposizioni alla Commissione entro il 25 giugno 2011 e provvedono poi a notificare immediatamente le eventuali modificazioni successive.

Articolo 29

Modifiche degli allegati

Possono essere adottate misure per modificare gli allegati. Tali misure, intese a modificare elementi non essenziali della presente direttiva, sono adottate secondo la procedura di regolamentazione con controllo di cui all'articolo 30, paragrafo 2.

Articolo 30

Procedura di comitato

1. La Commissione è assistita dal comitato sui cambiamenti climatici.

2. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente paragrafo, si applicano l'articolo 5 bis, paragrafi da 1 a 4, e l'articolo 7, della decisione 1999/468/CE, tenendo conto delle disposizioni dell'articolo 8 della stessa.

CAPO 7

MODIFICHE

Articolo 31

Modifica della direttiva 85/337/CEE

La direttiva 85/337/CEE è modificata come segue:

- 1) l'allegato I è modificato come segue:
 - a) il punto 16 è sostituito dal seguente:

«16. Condotture di diametro superiore a 800 mm e di lunghezza superiore a 40 km:

 - per il trasporto di gas, petrolio e prodotti chimici, e
 - per il trasporto dei flussi di biossido di carbonio (CO₂) ai fini dello stoccaggio geologico, comprese le relative stazioni di spinta intermedie.»
 - b) sono aggiunti i seguenti punti:

«23. Siti di stoccaggio di cui alla direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio (*).

24. Impianti per la cattura di flussi di CO₂ provenienti da impianti che rientrano nel presente allegato, o impianti di cattura nei quali il quantitativo complessivo annuo di CO₂ catturato è pari ad almeno 1,5 megatonnellate, ai fini dello stoccaggio geologico a norma della direttiva 2009/31/CE.

(*) GU L 140 del 5.6.2009, pag. 114.»

- 2) l'allegato II è modificato come segue:
 - a) al punto 3 è aggiunta la seguente lettera:
 - j) Impianti per la cattura di flussi di CO₂ provenienti da impianti che non rientrano nell'allegato I della presente direttiva ai fini dello stoccaggio geologico a norma della direttiva 2009/31/CE.»
 - b) al punto 10 la lettera i) è sostituita dalla seguente:
 - i) Installazioni di oleodotti e gasdotti e condutture per il trasporto di flussi di CO₂ ai fini dello stoccaggio geologico (progetti non compresi nell'allegato I).»

Articolo 32

Modifica della direttiva 2000/60/CE

All'articolo 11, paragrafo 3, lettera j) della direttiva 2000/60/CE, dopo il terzo trattino è inserito il seguente trattino:

«— l'iniezione, a fini di stoccaggio, di flussi di biossido di carbonio in formazioni geologiche che per motivi naturali sono definitivamente inadatte ad altri scopi, a condizione che l'iniezione sia effettuata a norma della direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio (*) o sia esclusa dall'ambito di applicazione di tale direttiva a norma dell'articolo 2, paragrafo 2, della medesima,

(*) GU L 140 del 5.6.2009, pag. 114.»

Articolo 33

Modifica della direttiva 2001/80/CE

Nella direttiva 2001/80/CE è inserito il seguente articolo:

«Articolo 9 bis

1. Gli Stati membri provvedono affinché i gestori di tutti gli impianti di combustione con una produzione di energia elettrica stimata pari o superiore a 300 megawatt che ottengono la licenza edilizia o, in assenza di tale procedura, la licenza di esercizio iniziale dopo l'entrata in vigore della direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio (*), abbiano accertato che le seguenti condizioni siano soddisfatte:

- disponibilità di siti di stoccaggio appropriati,

- fattibilità tecnica ed economica di strutture di trasporto,
- possibilità tecnica ed economica di installare a posteriori le strutture per la cattura di CO₂.

2. Se le condizioni di cui al paragrafo 1 sono soddisfatte, l'autorità competente provvede a che sia riservata un'area sufficiente all'interno del sito per installare le strutture necessarie alla cattura e alla compressione di CO₂. L'autorità competente determina se le condizioni sono soddisfatte sulla base della valutazione di cui al paragrafo 1 e di altre informazioni disponibili, in particolare per quanto riguarda la tutela dell'ambiente e della salute umana.

(*) GU L 140 del 5.6.2009, pag. 114.»

Articolo 34

Modifica della direttiva 2004/35/CE

Nell'allegato III della direttiva 2004/35/CE è aggiunto il seguente punto:

«14. Gestione dei siti di stoccaggio a norma della direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio (*).

(*) GU L 140 del 5.6.2009, pag. 114.»

Articolo 35

Modifica della direttiva 2006/12/CE

All'articolo 2, paragrafo 1, della direttiva 2006/12/CE, la lettera a) è sostituita dalla seguente:

«a) gli effluenti gassosi emessi in atmosfera e il biossido di carbonio catturato e trasportato ai fini dello stoccaggio geologico e stoccato in formazioni geologiche a norma della direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio (*), o escluso dall'ambito di applicazione di tale direttiva a norma dell'articolo 2, paragrafo 2, della medesima;

(*) GU L 140 del 5.6.2009, pag. 114.»

Articolo 36

Modifica del regolamento (CE) n. 1013/2006

All'articolo 1, paragrafo 3, del regolamento (CE) n. 1013/2006 è aggiunta la seguente lettera:

«h) le spedizioni di CO₂ ai fini dello stoccaggio geologico a norma della direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio (*).

(*) GU L 140 del 5.6.2009, pag. 114.»

Articolo 37

Modifica della direttiva 2008/1/CE

Nell'allegato I della direttiva 2008/1/CE è aggiunto il seguente punto:

«6.9. Cattura di flussi di CO₂ provenienti da impianti che rientrano nella presente direttiva ai fini dello stoccaggio geologico a norma della direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio (*).

(*) GU L 140 del 5.6.2009, pag. 114.»

CAPO 8

DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 38

Riesame

1. La Commissione trasmette al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione sull'attuazione della presente direttiva entro nove mesi dalla ricezione delle relazioni di cui all'articolo 27.

2. Nella relazione trasmessa entro il 31 marzo 2015, la Commissione valuta in particolare, sulla base dell'esperienza acquisita nell'attuazione della presente direttiva, dell'esperienza acquisita con la CCS e tenuto conto del progresso tecnico e delle conoscenze scientifiche più recenti:

- se il confinamento permanente di CO₂ in modo tale da prevenire o ridurre il più possibile gli effetti negativi sull'ambiente e qualunque rischio che ne derivi per la salute umana e la sicurezza ambientale e umana della CCS sia stato sufficientemente dimostrato,
- se le procedure per il riesame, da parte della Commissione, dei progetti di autorizzazione allo stoccaggio di cui all'articolo 10 e dei progetti di decisione relative al trasferimento di responsabilità di cui all'articolo 18 sono ancora necessarie,
- l'esperienza acquisita in relazione alle disposizioni riguardanti i criteri e la procedura di ammissione del flusso di CO₂ di cui all'articolo 12,
- l'esperienza acquisita in relazione alle disposizioni riguardanti l'accesso dei terzi di cui agli articoli 21 e 22 e in relazione alle disposizioni sulla cooperazione transnazionale di cui all'articolo 24,
- le disposizioni applicabili agli impianti di combustione con una produzione di energia elettrica stimata pari o superiore a 300 megawatt di cui all'articolo 9 bis della direttiva 2001/80/CE,
- le prospettive di stoccaggio geologico di CO₂ nei paesi terzi,
- l'evoluzione e l'aggiornamento ulteriori dei criteri di cui agli allegati I e II,

- l'esperienza acquisita con gli incentivi per l'applicazione della CCS agli impianti di combustione di biomassa,
- l'esigenza di regolamentare ulteriormente i rischi ambientali connessi al trasporto di CO₂,

e presenta, se opportuno, una proposta di revisione della direttiva.

3. Quando il confinamento permanente di CO₂, in maniera tale da prevenire e, qualora questo non sia possibile, eliminare per quanto possibile gli effetti negativi e i rischi per l'ambiente e la salute umana, e la sicurezza umana ed ambientale della CCS, nonché la fattibilità economica della stessa siano stati sufficientemente dimostrati, la revisione valuta se sia necessario e fattibile stabilire un requisito obbligatorio per standard di emissioni per i nuovi impianti di combustione di grandi dimensioni che producono energia elettrica di cui all'articolo 9 bis della direttiva 2001/80/CE.

Articolo 39

Recepimento e misure transitorie

1. Gli Stati membri mettono in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi alla presente direttiva entro il 25 giugno 2011. Essi comunicano immediatamente alla Commissione il testo di tali disposizioni.

Quando gli Stati membri adottano tali disposizioni, queste contengono un riferimento alla presente direttiva o sono corredate di un siffatto riferimento all'atto della pubblicazione ufficiale. Le modalità di tale riferimento sono decise dagli Stati membri.

2. Gli Stati membri comunicano alla Commissione il testo delle disposizioni essenziali di diritto interno che essi adottano nel settore disciplinato dalla presente direttiva.

3. Gli Stati membri provvedono a che i seguenti siti di stoccaggio rientranti nell'ambito di applicazione della presente direttiva siano gestiti in conformità alle prescrizioni di quest'ultima entro il 25 giugno 2012:

- a) siti di stoccaggio utilizzati conformemente alla normativa vigente al 25 giugno 2009;
- b) siti di stoccaggio autorizzati conformemente a detta normativa prima del o al 25 giugno 2009, a condizione che i siti siano utilizzati non oltre un anno dopo tale data.

Gli articoli 4 e 5, l'articolo 7, punto 3, l'articolo 8, punto 2 e l'articolo 10 non si applicano in questi casi.

Articolo 40

Entrata in vigore

La presente direttiva entra in vigore il ventesimo giorno successivo alla pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

Articolo 41

Destinatari

Gli Stati membri sono destinatari della presente direttiva.

Fatto a Strasburgo, addì 23 aprile 2009.

Per il Parlamento europeo
Il presidente
H.-G. PÖTTERING

Per il Consiglio
Il presidente
P. NEČAS

ALLEGATO I

CRITERI PER LA CARATTERIZZAZIONE E LA VALUTAZIONE DEL POTENZIALE COMPLESSO DI STOCCAGGIO E DELL'AREA CIRCOSTANTE DI CUI ALL'ARTICOLO 4, PARAGRAFO 3

La caratterizzazione e la valutazione del potenziale complesso di stoccaggio e dell'area circostante di cui all'articolo 4, paragrafo 3, si articola in tre fasi secondo le migliori prassi al momento della valutazione e i criteri esposti di seguito. L'autorità competente può autorizzare deroghe a uno o più dei criteri stabiliti a condizione che il gestore abbia dimostrato che la caratterizzazione e la valutazione che ne risultano consentano di determinare gli elementi indicati all'articolo 4.

Fase 1: Raccolta dei dati

Devono essere raccolti dati sufficienti a creare un modello geologico statico tridimensionale (3-D) e volumetrico per il sito di stoccaggio e il complesso di stoccaggio, compresa la roccia di copertura (caprock), e per l'area circostante, comprese le zone collegate per via idraulica. I dati devono riferirsi almeno alle seguenti caratteristiche intrinseche del complesso di stoccaggio:

- a) geologia e geofisica;
- b) idrogeologia (in particolare, esistenza di acque freatiche destinate al consumo);
- c) ingegneria della roccia serbatoio (compresi calcoli volumetrici del volume dei vuoti ai fini dell'iniezione di CO₂ e della capacità di stoccaggio finale);
- d) geochimica (tassi di dissoluzione, tassi di mineralizzazione);
- e) geomeccanica (permeabilità, pressione di fratturazione);
- f) sismicità;
- g) presenza e condizione di vie naturali e artificiali, inclusi pozzi e trivellazioni che potrebbero costituire vie per la fuoriuscita di CO₂.

Occorre documentare le seguenti caratteristiche dell'area circostante il complesso:

- h) domini circostanti il complesso di stoccaggio che possono essere interessati dallo stoccaggio di CO₂ nel sito di stoccaggio;
- i) distribuzione della popolazione nella regione che insiste sul sito di stoccaggio;
- j) vicinanza a risorse naturali preziose (in particolare le aree della rete Natura 2000 di cui alla direttiva 79/409/CEE del Consiglio, del 2 aprile 1979, concernente la conservazione degli uccelli selvatici ⁽¹⁾ e la direttiva 92/43/CEE del Consiglio, del 21 maggio 1992, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche ⁽²⁾, acque freatiche potabili e idrocarburi);
- k) attività nell'area circostante il complesso di stoccaggio e possibili interazioni con tali attività (ad esempio, esplorazione, produzione e stoccaggio di idrocarburi, impiego di acquiferi a fini geotermici e uso di riserve idriche sotterranee);
- l) vicinanza alla o alle possibili fonti di CO₂ (comprese le stime della potenziale massa complessiva di CO₂ disponibile a condizioni economicamente vantaggiose ai fini dello stoccaggio) e a reti di trasporto adeguate.

Fase 2: Creazione del modello terrestre geologico tridimensionale statico

Sulla scorta dei dati rilevati nella fase 1, si deve creare un modello o una serie di modelli terrestri geologici statici e tridimensionali del complesso di stoccaggio da selezionare, compresa la roccia di copertura e le aree collegate per via idraulica e i fluidi, utilizzando simulazioni al computer della roccia serbatoio. Tali modelli devono caratterizzare il complesso in termini di:

- a) struttura geologica della trappola fisica;
- b) caratteristiche geomeccaniche, geochimiche e di flusso della roccia serbatoio, carico litostatico (copertura, strati impermeabili, orizzonti porosi e permeabili) e formazioni circostanti;

⁽¹⁾ GU L 103 del 25.4.1979, pag. 1.

⁽²⁾ GU L 206 del 22.7.1992, pag. 7.

- c) caratterizzazione del sistema di fratturazione e presenza di eventuali vie di fuoriuscita antropogeniche;
- d) superficie ed estensione verticale del complesso di stoccaggio;
- e) volume dei vuoti (compresa la distribuzione della porosità);
- f) distribuzione dei fluidi nelle condizioni di riferimento;
- g) altre caratteristiche rilevanti.

L'incertezza associata a ciascuno dei parametri utilizzati per creare il modello deve essere valutata elaborando una serie di scenari per ciascun parametro e calcolando i limiti di confidenza del caso. È necessario valutare anche l'eventuale incertezza associata al modello in sé.

Fase 3: Caratterizzazione del comportamento dinamico di stoccaggio, caratterizzazione della sensibilità, valutazione dei rischi

Per la caratterizzazione e la valutazione si utilizza un modello dinamico, comprendente varie simulazioni dell'iniezione di CO₂ nel sito di stoccaggio a vari intervalli di tempo utilizzando uno o più modelli terrestri geologici statici e tridimensionali nel simulatore al computer del complesso di stoccaggio costruito nella fase 2.

Fase 3.1: Caratterizzazione del comportamento dinamico di stoccaggio

Devono essere presi in esame quanto meno i seguenti fattori:

- a) possibili tassi di iniezione e caratteristiche dei flussi di CO₂;
- b) efficacia dell'interazione accoppiata dei diversi processi (vale a dire le modalità di interazione dei singoli processi nel o nei simulatori);
- c) processi reattivi (ossia le modalità in cui le reazioni di CO₂ iniettato con i minerali in situ sono integrate nel modello);
- d) tipo di simulatore della roccia serbatoio utilizzato (per convalidare alcuni risultati possono essere necessarie varie simulazioni);
- e) simulazioni a breve e a lungo termine (per determinare il destino e il comportamento di CO₂ nei decenni e nei millenni, compreso il tasso di dissoluzione di CO₂ in acqua).

Il modello dinamico deve consentire di determinare i seguenti elementi:

- f) pressione e temperatura della formazione di stoccaggio quale funzione del tasso di iniezione e del totale cumulativo di iniezione nel tempo;
- g) superficie e diffusione verticale di CO₂ rispetto al tempo;
- h) natura del flusso di CO₂ nella roccia serbatoio, compreso il comportamento di fase;
- i) meccanismi e tassi di sequestro di CO₂ (compresi i punti di fuoriuscita e gli strati impermeabili laterali e verticali);
- j) sistemi di confinamento secondari nell'ambito del complesso di stoccaggio globale;
- k) capacità di stoccaggio e gradienti di pressione nel sito di stoccaggio;
- l) rischio di fratturazione della(e) formazione(i) geologica(che) e della copertura;
- m) rischio di penetrazione di CO₂ nella copertura;
- n) rischio di fuoriuscite dal sito di stoccaggio (ad esempio, da pozzi abbandonati o non impermeabilizzati adeguatamente);
- o) tasso di migrazione (in serbatoi aperti);
- p) tassi di impermeabilizzazione delle fratture;

- q) cambiamenti nella chimica dei fluidi delle formazioni e reazioni conseguenti (ad esempio modifica del pH, formazione di minerali) e applicazione del modello reattivo per la valutazione degli effetti;
- r) spostamento dei fluidi nella formazione;
- s) aumento della sismicità e deformazione a livello di superficie.

Fase 3.2: Caratterizzazione della sensibilità

Sono necessarie varie simulazioni per determinare la sensibilità della valutazione rispetto alle ipotesi formulate su determinati parametri. Le simulazioni comportano l'alterazione dei parametri nel o nei modelli terrestri geologici e la modifica delle funzioni dei tassi e le ipotesi durante la modellizzazione dinamica. In caso di notevole sensibilità la valutazione dei rischi deve tenerne conto.

Fase 3.3: Valutazione dei rischi

La valutazione dei rischi deve comprendere, tra l'altro, i seguenti elementi:

3.3.1. Caratterizzazione dei pericoli

La caratterizzazione dei pericoli è effettuata valutando il potenziale di fuoriuscita dal complesso di stoccaggio, secondo quanto stabilito con il modello dinamico e con la caratterizzazione della sicurezza descritta in precedenza. Tra i vari elementi da considerare devono figurare i seguenti:

- a) possibili vie di fuoriuscita;
- b) potenziale entità delle fuoriuscite per le vie identificate (tassi di flusso);
- c) parametri critici che incidono sulle possibili fuoriuscite (ad esempio pressione massima nella roccia serbatoio, tasso massimo di iniezione, temperatura, sensibilità alle varie ipotesi dei modelli terrestri geologici statici);
- d) effetti secondari dello stoccaggio di CO₂ compreso lo spostamento di fluidi all'interno delle formazioni e le nuove sostanze che si formano con lo stoccaggio di CO₂;
- e) altri fattori che potrebbero rappresentare un pericolo per la salute umana o per l'ambiente (ad esempio le strutture fisiche associate al progetto).

La caratterizzazione dei pericoli dovrebbe comprendere la gamma completa delle potenziali condizioni di esercizio, al fine di testare la sicurezza del complesso di stoccaggio.

3.3.2. Valutazione dell'esposizione — la valutazione deve basarsi sulle caratteristiche dell'ambiente surgenico e sulla distribuzione e le attività della popolazione umana che vive al di sopra del complesso di stoccaggio e il comportamento e il destino potenziali di CO₂ che può in parte fuoriuscire dalle possibili vie individuate nella fase 3.3.1.

3.3.3. Valutazione degli effetti — la valutazione deve tener conto della sensibilità di specie, comunità o habitat particolari in relazione alle fuoriuscite possibili individuate nella fase 3.3.1. Se opportuno, deve comprendere gli effetti dell'esposizione a concentrazioni elevate di CO₂ nella biosfera, compresi i suoli, i sedimenti marini e le acque bentoniche (asfissia, ipercapnia) e alla riduzione del pH in tali ambienti a seguito della fuoriuscita di CO₂. La valutazione deve esaminare anche gli effetti di altre sostanze eventualmente presenti nei flussi di CO₂ che fuoriescono (impurità presenti nel flusso di iniezione o sostanze nuove che si formano con lo stoccaggio di CO₂). Tali effetti devono essere esaminati a varie scale temporali e spaziali ed essere associati a fuoriuscite di CO₂ di diversa entità.

3.3.4. Caratterizzazione del rischio — la valutazione deve comprendere la sicurezza e l'integrità del sito a breve e a lungo termine, compresa la valutazione del rischio di fuoriuscita alle condizioni di utilizzo proposte, e gli impatti su ambiente e salute nello scenario peggiore. La caratterizzazione del rischio deve basarsi sulla valutazione dei pericoli, dell'esposizione e degli effetti e deve comprendere una valutazione delle fonti di incertezza individuate durante le fasi di caratterizzazione e valutazione del sito di stoccaggio e, ove fattibile, una descrizione delle possibilità di ridurre l'incertezza.

ALLEGATO II

CRITERI PER LA PREPARAZIONE E L'AGGIORNAMENTO DEL PIANO DI MONITORAGGIO DELL'ARTICOLO 13, PARAGRAFO 2, E PER IL MONITORAGGIO NELLA FASE POST-CHIUSURA**1. Preparazione e aggiornamento del piano di monitoraggio**

Il piano di monitoraggio di cui all'articolo 13, paragrafo 2, è predisposto in conformità dell'analisi di valutazione del rischio effettuata nella fase 3 dell'allegato I e aggiornato secondo i criteri indicati di seguito al fine di soddisfare le disposizioni riguardanti il monitoraggio istituite all'articolo 13, paragrafo 1.

1.1. Preparazione del piano

Il piano di monitoraggio deve fornire indicazioni precise sul monitoraggio da predisporre nelle principali fasi del progetto, in particolare il monitoraggio di riferimento, il monitoraggio in fase di esercizio e in fase post-chiusura. Per ciascuna fase è necessario precisare i seguenti elementi:

- a) parametri monitorati;
- b) tecnica di monitoraggio utilizzata e motivazione della scelta;
- c) ubicazione del monitoraggio e logica del campionamento sotto il profilo spaziale;
- d) frequenza del monitoraggio e logica del campionamento sotto il profilo temporale.

I parametri da monitorare devono essere tali da soddisfare le finalità del monitoraggio; in ogni caso il piano deve comunque comprendere il monitoraggio in continuo o intermittente dei seguenti elementi:

- e) emissioni fuggitive di CO₂ nell'impianto di iniezione;
- f) flusso volumetrico di CO₂ nella testa pozzo di iniezione;
- g) pressione e temperatura di CO₂ nella testa pozzo di iniezione (per determinare il flusso di massa);
- h) analisi chimica del materiale iniettato;
- i) temperatura e pressione del serbatoio (per determinare il comportamento di fase e lo stato di CO₂).

La tecnica di monitoraggio deve essere scelta in base alle migliori prassi disponibili al momento della progettazione. Devono essere prese in esame e utilizzate come opportuno le seguenti opzioni:

- j) tecnologie in grado di rilevare la presenza, l'ubicazione e le vie di migrazione di CO₂ negli strati sub-superficiali e in superficie;
- k) tecnologie in grado di fornire informazioni sul comportamento pressione-volume e la distribuzione orizzontale/verticale del pennacchio di CO₂ al fine di perfezionare i modelli di simulazione in 3-D fino a modelli geologici in 3-D della formazione di stoccaggio di cui all'articolo 4 e all'allegato I;
- l) tecnologie in grado di fornire una vasta area di copertura per cogliere informazioni su eventuali vie di fuoriuscita potenziali non rilevate in precedenza in tutta la superficie del complesso di stoccaggio e oltre, in caso di irregolarità importanti o di migrazione di CO₂ al di fuori del complesso di stoccaggio.

1.2. Aggiornamento del piano

I dati rilevati con il monitoraggio devono essere riordinati ed interpretati. I risultati ottenuti devono essere confrontati con il comportamento previsto nella simulazione dinamica pressione-volume in 3-D e del comportamento di saturazione realizzata nella caratterizzazione della sicurezza prevista dall'articolo 4 e dall'allegato I, fase 3.

Se si registra una deviazione importante tra il comportamento osservato e quello previsto, il modello in 3-D deve essere ricalibrato per rispecchiare il comportamento osservato. La ricalibratura deve basarsi sulle osservazioni dei dati ottenuti nell'ambito del piano di monitoraggio e, se è necessario per corroborare le ipotesi di ricalibratura, è necessario ottenere dati supplementari.

Le fasi 2 e 3 dell'allegato I devono essere ripetute con i modelli in 3-D ricalibrati per produrre nuovi scenari di pericolo e tassi di flusso e per rivedere e aggiornare la valutazione dei rischi.

Se, a seguito del raffronto con i dati storici e della ricalibrazione del modello, vengono individuate nuove fonti di CO₂, vie di fuoriuscita e tassi di flusso o constatate significative deviazioni rispetto a valutazioni precedenti, il piano di monitoraggio deve essere aggiornato di conseguenza.

2. **Monitoraggio nella fase post-chiusura**

Il monitoraggio nella fase post-chiusura deve fondarsi sulle informazioni raccolte ed elaborate con i modelli durante l'applicazione del piano di monitoraggio di cui all'articolo 13, paragrafo 2, e al punto 1.2 del presente allegato. Il monitoraggio in questa fase deve servire, in particolare, a fornire le informazioni necessarie per determinare quanto indicato all'articolo 18, paragrafo 1.
