

Speciale



**ENERGIA, AMBIENTE
E INNOVAZIONE**

LE TECNOLOGIE DI CARBON CAPTURE AND STORAGE

SUPPLEMENTO AL N. 1-2/2011



ISSN 1124-0016

Vangrifica s.p.a. - Via Cassia km.36,300 - 01036 Nepesin (VT) - Supplemento al N. 1-2/2011 - Anno 57 - Bimestrale

Direttore Responsabile
Vincenzo Ferrara

Comitato di Direzione

Pietro Agostini, Vincenzo Artale, Giacobbe Braccio,
Marco Casagni, Gian Piero Celata, Carlo Cremisini,
Pierino De Felice, Roberta Delfanti,
Francesco Di Mario, Roberta Fantoni,
Elena Fantuzzi, Massimo Forni, Massimo Iannetta,
Carlo Manna, Carmela Marino, Piero Massari,
Silvio Migliori, Stefano Monti, Roberto Morabito,
Aldo Pizzuto, Vincenzo Porpiglia, Rino Romani,
Sergio Sangiorgi, Massimo Sepielli, Leander Tapfer,
Ezio Terzini, Marco Vittori Antisari, Gabriele Zanini

Comitato tecnico-scientifico

Osvaldo Aronica, Paola Batistoni, Ilaria Bertini,
Vincenzo Di Majo, Stefano Giammartini,
Rossella Giorgi, Giorgio Graditi, Massimo Maffucci,
Laura Maria Padovani, Luigi Picardi, Paolo Ruti,
Emilio Santoro

Direttore editoriale
Diana Savelli

Coordinatione editoriale
Paola Molinas
ENEA

Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma
Tel. 06-3627.2907 - email paola.molinas@enea.it

Comitato editoriale

Valerio Abbadessa, Flavia Amato, Daniela Bertuzzi,
Paola Cicchetti, Maria Luisa Cipullo,
Antonino Dattola, Laura Di Pietro, Andrea Fidanza,
Giuliano Ghisu, Michele Mazzeo, Laura Migliorini,
Rita Pascucci, Caterina Vinci

Promozione
Paola Crocianielli

Traduzioni
Carla Costigliola

Progetto grafico
Paola Carabotta, Bruno Giovannetti

Stampa
Varigrafica Alto Lazio
Via Cassia, km 36.300 (Zona industriale) - 01036 Nepi (VT)

Registrazione
Tribunale Civile di Roma - Numero 148
del 19 aprile 2010 del Registro Stampa

Pubblicità
Fabiano Group srl
Regione San Giovanni, 40 - 14053 Canelli (AT)
Tel. 0141 827802 - Fax 0141 827830
e-mail: info@fabianogroup.com

Finito di stampare nel mese di giugno 2011

- 1 **Lo speciale**
- 2 **Le strategie**



Speciale

4

Le tecnologie di carbon capture and storage

- 4 **Il decreto legislativo di recepimento della direttiva 2009/31/EC sulla cattura e stoccaggio geologico del biossido di carbonio: contenuti e procedure**

Liliana Panei

- 9 **CSS e carbon credit: le implicazioni dell'ingresso della CCS nell'ambito dei progetti di clean development mechanism**

Alessandro Lanza

- 13 **La percezione pubblica dello stoccaggio dell'anidride carbonica**

Samuela Vercelli, Jonathan Anderlucci

- 22 **Le tecnologie per la cattura della CO₂**

*Giuseppe Girardi, Antonio Calabrò,
Paolo Deiana, Stefano Giammartini*

- 32 **Lo stoccaggio geologico della CO₂**

Salvatore Lombardi, Sergio Persoglia

- 43 **SET Plan: il contributo italiano alla iniziativa industriale sulle CCS European Strategic Plan for Energy Technologies - SET Plan**

Giuseppe Girardi

- 57 **ENEL Post-Combustion CCS Project: From Laboratory Research to Demonstration Il progetto ENEL di cattura e sequestro della CO₂ con tecnologia post-combustione: dalla ricerca di laboratorio al dimostrativo**

*Cristiana La Marca, Angela Mangiaracina,
Monia Politi, Giuseppe Sonato,
Carlo Tabasso, Matteo Toschi*

- 65 **Techno-economic feasibility study and environmental performance analysis of a power generation plant with CCS system**

Studio di fattibilità tecnico-economica ed analisi dell'impianto di generazione di potenza basato sulla tecnologia di cattura post-combustione della CO₂

*Eusebio Loria, Alberto Pettinau,
Carlo Amorino, Mario Porcu*

- 77 **Il ciclo "ZECOMIX": la sfida ENEA per l'Energia Zero Emission da combustibili fossili**

Antonio Calabrò

Lo speciale

di *Stefano Giammartini*



Le tecnologie di *Carbon Capture and Storage*, generalmente indicate con l'acronimo CCS, rappresentano uno dei temi di maggior interesse scientifico quale strumento per contrastare l'effetto antropico della produzione di CO₂ sul clima.

Nella consapevolezza che per molti decenni ancora i combustibili fossili giocheranno un ruolo fondamentale come principale fonte di energia per il globo, le CCS costituiranno un insieme di tecnologie "ponte" verso l'affermazione di fonti energetiche più avanzate e sicure, ed uno dei pilastri, insieme al risparmio energetico ed alle fonti rinnovabili, su cui si fonderanno le politiche energetiche. Con questo Supplemento al primo numero della nuova rivista *Energia, Ambiente e Innovazione* dell'ENEA, si è inteso affrontare la problematica in questione dandone, almeno nelle intenzioni, una rappresentazione il più possibile completa e multidisciplinare, affrontando le varie problematiche che un tema così complesso solleva. A tal fine si è dato giusto risalto ad aspetti più propriamente di politica energetica, considerando le implicazioni per l'Italia del recepimento della Direttiva Europea sulla cattura e stoccaggio della CO₂, nonché particolari aspetti legati all'ingresso delle CCS nei meccanismi di *carbon credit* previsti dal Protocollo di Kyoto. Si è affrontato quindi il tema centrale della *public acceptance*, argomento sul quale le numerose quotidiane evidenze mostrano come nessuna realizzazione energetica intensiva possa più prescindere. Si è poi cercato di chiarire gli aspetti propriamente tecnici relativi alle tecnologie di cattura e a quelle di sequestro della CO₂, concludendo con i contributi relativi ad importanti progetti dimostrativi italiani, basati su tecnologie commercialmente mature, e a una tecnologia innovativa, frutto dell'originale contributo dell'ENEA alla ricerca in questo settore.

L'auspicio di questa iniziativa è che essa possa contribuire, in maniera sia pur limitata, al dibattito in corso, azione che trarrà in futuro ulteriore alimento da contributi tecnico-scientifici che la Rivista proporrà nei prossimi mesi.

A conclusione di questa breve premessa, mi sia consentito di ringraziare tutti gli autori che con grande disponibilità hanno voluto contribuire a questo supplemento.

Stefano Giammartini

ENEA, Unità Tecnica Tecnologie Avanzate per l'Energia e l'Industria.
Laboratorio Processi per la Combustione Sostenibile

Le strategie energetiche e il futuro delle comunità internazionali: il contributo della tecnologia CCS al contrasto al cambiamento climatico

Le strategie energetiche nazionali, nell'ottica del contrasto ai cambiamenti climatici, non possono prescindere da un uso sostenibile dei combustibili fossili. Dalla collaborazione tra i ministeri competenti, le istituzioni regionali, gli enti di ricerca, le associazioni e le imprese interessate alle tecnologie di Cattura e Sequestro della CO₂, scaturisce la stesura del testo normativo di recepimento della direttiva europea del 2009 sul tema CCS



I cambiamenti climatici stanno interessando l'intero panorama globale, incidendo sulla collettività in maniera sempre più decisa. Gli scienziati, sebbene ancora divisi in merito al peso effettivo dell'attività antropica sui cambiamenti in atto, delineano scenari rispetto ai quali chiamano i governi nazionali comunque ad intervenire con azioni tempestive e lungimiranti.

Le problematiche che affliggono il nostro ecosistema sono molteplici ma è senza dubbio significativo il dato relativo alla crescente concentrazione in atmosfera di gas a effetto serra (in particolare di CO₂), con le conseguenti ricadute che essa può determinare sull'intero assetto climatico.

L'opinione pubblica occidentale da qualche anno ha acquisito una profonda sensibilità al problema e i diversi soggetti interessati si stanno confrontando al fine di individuare le soluzioni tecnologicamente ed economicamente praticabili per ridurre l'impatto.

Tutto ciò chiama in particolare i combustibili fossili ad un riposizionamento strategico nel lungo termine, con interrogativi di ampia portata. A livello mondiale circa il 40% delle emissioni di biossido di carbonio ha origine antropica, poiché principalmente riconducibile alla produzione di energia termoelettrica. Senza interventi mitigatori, la temperatura della Terra potrebbe aumentare notevolmente, con impatti critici di carattere ambientale e socio-economico. Per affrontare questa sfida, occorrono misure innovative da sviluppare e bisogna essere in grado di selezionare le opportune tecnologie. La cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica (con dicitura adottata a livello internazionale: *Carbon Capture and Sequestration* - CCS) rappresenta una di queste tecnologie.

Da molti anni, soprattutto in USA, si pratica l'iniezione dell'anidride carbonica all'interno di pozzi petroliferi per migliorarne il rendimento. E dagli USA in effetti è partita la prima

Senza interventi mitigatori, la temperatura della Terra potrebbe aumentare notevolmente, con impatti critici di carattere ambientale e socio-economico.

iniziativa di cooperazione internazionale alla quale hanno aderito vari paesi, tra cui l'Italia: il *Carbon Sequestration Leadership Forum* (CSLF). Il Forum si è costituito nel giugno 2003 su iniziativa del Dipartimento dell'Energia USA per sponsorizzare progetti internazionali di ricerca scientifica e di sviluppo tecnologico mirati alla stabilizzazione a lungo termine del contenuto della CO₂ in atmosfera. La Commissione Europea ha quindi lanciato nel dicembre 2005 la Piattaforma Tecnologia Europea "*Zero Emissions*" con l'obiettivo di facilitare la realizzazione di impianti termoelettrici *zero emissions* alimentati a combustibile fossile, dotati di tecnologie per la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica. A tutto ciò ha fatto seguito la presentazione da parte della Commissione UE della direttiva 31/2009/EC sullo stoccaggio geologico del biossido di carbonio, inserita nel cosiddetto "Pacchetto Clima-Energia", e attualmente in fase di recepimento nei vari paesi.

Lo stoccaggio geologico del biossido di carbonio si configura a tutti gli effetti come una attività mineraria che si aggiunge ai tradizionali utilizzi del sottosuolo, quali lo stoccaggio di gas naturale, la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi e di minerali solidi.

La tecnologia CCS, come tutte le applicazioni industriali, richiede oggi in Europa un adeguato coinvolgimento delle comunità locali e regionali e la loro costruttiva partecipazione al processo di localizzazione e autorizzazione degli impianti fin dalla fase di progettazione, affinché tutti i portatori di interessi, gli operatori industriali e le comunità locali, ne condividano le finalità riconoscendone il ruolo di pubblica utilità. Il compito intrapreso dai ministeri e degli altri organismi pubblici preposti dovrà essere proprio quello di favorire l'accettazione e la diffusione di tale tecnologia con successo, anche in Italia, attraverso un processo trasparente e partecipativo.

Negli ultimi mesi il Ministero dello sviluppo economico ed il Ministero dell'ambiente si sono fatti promotori, in collaborazione con altri soggetti esperti, istituzioni regionali, enti di ricerca, associazioni e imprese interessate a tale tecnologia, di realizzare confronti, scambi di valutazioni e di analisi, finalizzati principalmente alla stesura del testo normativo di recepimento della citata direttiva europea del 2009.

Gli sforzi ancora da compiere sono tanti, ma la presa di coscienza e un diffuso sentimento di responsabilità civile nei confronti dell'ambiente che ci ospita rappresentano la cornice indispensabile per l'attuazione a livello tecnico e amministrativo dei provvedimenti e la conseguente realizzazione degli impianti che potranno permettere lo sviluppo della tecnologia CCS in Italia.

Il progresso tecnologico è pertanto una opportunità imprescindibile, non solo di sviluppo e competitività, ma anche di sostenibilità ambientale. Puntare sulla CCS appare più che mai opportuno anche per un paese come l'Italia, povero di risorse energetiche ma ricco di competenze scientifiche e tecnologiche, che ha estrema necessità di individuare percorsi tecnologici innovativi su cui investire per costruire la competitività di domani, che sarà molto probabilmente basata su tecnologie rivolte proprio all'ambiente, fonte non solo di preoccupazioni, ma anche di opportunità di sviluppo economico.

Franco Terlizzese

Direttore Generale della Direzione per le Risorse
Minerarie ed Energetiche, Dipartimento Energia
del Ministero dello Sviluppo Economico

Il decreto legislativo di recepimento della direttiva 2009/31/EC sulla cattura e stoccaggio geologico del biossido di carbonio: contenuti e procedure

Lo schema di decreto per il recepimento della direttiva europea in merito al sequestro geologico della CO₂: un processo condiviso per la realizzazione di progetti legati all'implementazione, anche in Italia, delle tecnologie CCS

■ *Liliana Panei*

Il quadro generale

La tematica della cattura e stoccaggio del biossido di carbonio (CCS) rappresenta già da alcuni anni uno degli argomenti di maggiore interesse per il mondo scientifico e la ricerca. Su proposta della Commissione europea, il Parlamento europeo e il Consiglio dell'Unione europea, riconoscendo l'importanza di tali tecnologie, hanno emanato la direttiva 2009/31/EC del 23 aprile 2009. Come chiaramente espresso nelle premesse della direttiva, la cattura e lo stoccaggio del biossido di carbonio è considerata una tecnologia ponte che potrà contribuire a mitigare i cambiamenti climatici. Emerge quindi evidente l'importanza che la direttiva riveste a livello comunitario andando ad incidere su una tematica di grande sensibilità, il cui impatto interessa l'intero ecosistema.

L'obiettivo complessivo da raggiungere, di sicuro impegnativo e sfidante, risulta la riduzione entro il 2020

del 20% del livello delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990. Il raggiungimento di tale obiettivo richiede l'applicazione di tutte le tecnologie attualmente disponibili, dal miglioramento dell'efficienza energetica nel settore industriale, civile e dei trasporti, al potenziamento delle energie rinnovabili, sino alla cattura e lo stoccaggio permanente del biossido di carbonio nel sottosuolo.

L'entità dei numeri in gioco evidenzia chiaramente la necessità di uno sforzo coeso e cooperativo da parte di tutti gli Stati membri per lo sviluppo di tutte queste linee di azione. Primo passo da realizzare è la messa a punto degli strumenti normativi necessari per avviare progetti sperimentali di cattura e stoccaggio di biossido di carbonio nel sottosuolo, finalizzati ad approfondire le attuali conoscenze scientifiche e contemporaneamente a sviluppare tecnologie che permettano la riduzione dei costi di cattura e stoccaggio.

L'obiettivo della direttiva risulta quello di istituire un quadro giuridico comune per lo stoccaggio geologico ambientalmente sicuro del biossido di carbonio.

Bisogna infatti considerare che ad oggi in Italia, come negli altri paesi europei, la normativa non prevede lo

■ **Liliana Panei**

Ministero dello Sviluppo economico, Dipartimento energia, Direzione generale per le risorse minerarie e energetiche, Divisione VII, Stoccaggio Gas naturale, cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica

stoccaggio geologico permanente dell'anidride carbonica; allo stato attuale la mancanza di norme specifiche non permette quindi che vengano svolte tali attività che si configurano come "attività mineraria" che può essere realizzata solo a seguito del rilascio di una apposita autorizzazione da parte delle autorità competenti.

All'indomani della pubblicazione della direttiva, proprio al fine di rendere possibile l'avvio di progetti di impianti dimostrativi già finanziati a livello europeo, come quello presso la futura centrale ENEL di Porto Tolle che ha ottenuto un finanziamento per 100 milioni di euro nell'ambito del Programma comunitario di sostegno *European Energy Programme for Recovery* (EPR), e di ulteriori progetti in corso di presentazione in Europa nell'ambito del programma NER 300, è stata creata una *task force* di tecnici e specialisti con l'obiettivo di consentire il recepimento della direttiva il più rapidamente possibile e comunque entro il prossimo 25 giugno 2011, termine indicato nella direttiva.

A tale scopo il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero dell' Ambiente hanno costituito un gruppo di lavoro congiunto per la stesura dello schema di recepimento secondo i principi e criteri direttivi stabiliti dalla legge 4 giugno 2010, n. 96 (legge "Comunitaria 2009"). Attente riflessioni, confronti, analisi degli aspetti tecnici, amministrativi e giuridici hanno portato nel marzo 2011 alla predisposizione dello schema di decreto legislativo, il cui testo è stato dapprima discusso e condiviso con le amministrazioni concertanti (Ministero delle politiche europee, Ministero degli affari esteri, Ministero della giustizia, Ministero dell'economia e delle finanze) per poi essere sottoposto all'esame del Consiglio dei Ministri che, in data 23 marzo 2011, lo ha approvato in via preliminare. Significativo per il raggiungimento di questo primo traguardo è stato l'apporto continuo e costruttivo delle Regioni, degli enti di ricerca nazionali e delle associazioni di categoria degli operatori, più volte interpellati, con l'obiettivo di approfondire ed esaminare tutte le pro-

blematiche connesse all'attività di stoccaggio anche in relazione agli altri possibili usi del sottosuolo. La complessa articolazione multidisciplinare della norma assume infatti una rilevante valenza scientifica e industriale per gli impatti che essa avrà principalmente sui settori termoelettrico e minerario.

La direttiva europea 2009/31/EC

Secondo quanto disposto dalla direttiva, gli aspetti principali che gli Stati membri devono considerare nella predisposizione delle normative nazionali possono essere così schematizzati:

- definizione dell'autorità competente
- individuazione delle aree entro cui potranno essere scelte i siti da adibire a stoccaggio della CO₂
- istituzione di una apposita banca dati delle attività di stoccaggio della CO₂
- definizione delle procedure di conferimento delle autorizzazioni allo stoccaggio della CO₂ e alle eventuali attività di indagine preliminare
- verifica delle capacità tecnico-economiche dei proponenti
- definizione delle attività di monitoraggio e delle attività di ispezione
- definizione degli obblighi di chiusura e post chiusura degli impianti
- definizione di eventuali sanzioni
- definizione delle garanzie finanziarie

Il recepimento in Italia

Analizzando in dettaglio gli aspetti salienti dello schema di decreto di recepimento, per quanto concerne la **definizione delle autorità competenti**, esse sono individuate nel Ministero dello sviluppo economico e nel Ministero dell'ambiente della tutela del territorio e del mare (di seguito Ministero dell'ambiente) che svolgeranno le proprie attività in stretta sinergia con le Regioni; in particolare, le autorizzazioni allo stoccaggio sono rilasciate dal Ministero dello sviluppo

economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e d'intesa con le Regioni interessate.

I due Ministeri si avvarranno, quale organo tecnico, del **Comitato Nazionale** per la gestione della direttiva 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del protocollo di Kyoto (art. 8, DLgs 4 aprile 2006, n. 216). Per far fronte alle nuove competenze il Comitato viene integrato nel suo Consiglio Direttivo da tre ulteriori componenti, nominati rispettivamente dal Ministero dello sviluppo economico, dal Ministero dell'ambiente ed uno designato dalla Conferenza unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281. L'integrazione si rende necessaria per completare le competenze del Comitato con il contributo delle professionalità specifiche delle diverse Amministrazioni non completamente rappresentate nell'attuale composizione.

A fianco di tale Comitato opererà una **Segreteria tecnica** composta dai rappresentanti delle diverse Amministrazioni competenti nei settori interessati dalle attività in esame, in particolare in materia di sicurezza e salvaguardia ambientale. La Segreteria sarà infatti composta da tecnici del Ministero dell'ambiente e dello Sviluppo economico, dell'Istituto Superiore per la protezione e ricerca ambientale (ISPRA), dell'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG), dell'Istituto superiore di sanità, del Ministero dell'interno e del Ministero dell'istruzione, dell'università e della ricerca. È prevista la possibilità che la Segreteria tecnica si avvalga del contributo di enti, istituti ed organismi di ricerca qualora le competenze dei suoi componenti non siano sufficienti ad affrontare le problematiche tecnico-scientifiche che si dovessero presentare.

Il primo adempimento operativo per le autorità competenti sarà **l'individuazione delle aree del territorio nazionale all'interno delle quali potranno essere selezionati i siti di stoccaggio e le aree nelle quali lo stoccaggio non è permesso**. La selezione sarà effettuata sulla base dei dati elaborati dal Comitato e d'intesa con la Conferenza permanente per i

rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano. Verranno elaborati i dati geofisici, geologici e geominerari già disponibili; a questo scopo gli operatori minerari, petroliferi e geotermici sono tenuti a mettere a disposizione i dati acquisiti ed elaborati durante attività minerarie pregresse o in corso. È prevista la possibilità per gli operatori di segnalare le potenziali criticità derivanti dalla eventuale coesistenza delle attività minerarie in atto con un sito di stoccaggio di biossido di carbonio. All'interno delle aree nelle quali possono essere selezionati i siti di stoccaggio, verrà valutata, nell'ambito dell'istruttoria relativa al rilascio dell'autorizzazione, **l'idoneità della specifica formazione geologica** ad essere adibita a sito di stoccaggio e la relativa sicurezza, secondo i criteri fissati nell'ambito di un allegato dello stesso decreto e solo se non vi è rischio significativo di fuoriuscita e non sussistono rischi rilevanti per l'ambiente o la salute.

L'allegato fissa i criteri per la caratterizzazione e la valutazione del potenziale complesso di stoccaggio e dell'area circostante ed in particolare fissa le fasi in cui tale caratterizzazione deve essere articolata: una prima fase di raccolta dei dati finalizzati alla creazione di un modello geologico tridimensionale ed alla definizione del contesto antropico, ambientale e produttivo in cui si inserirà lo stoccaggio nonché alla individuazione nell'area di possibili fonti di biossido di carbonio e delle relative reti di trasporto; una seconda fase di creazione del modello statico tridimensionale del complesso di stoccaggio che comprenda la roccia di copertura e le aree collegate per via idraulica (tali modelli devono caratterizzare il complesso di stoccaggio anche relativamente al sistema di fratturazione e la presenza di eventuali vie di fuoriuscita); una terza fase di caratterizzazione del comportamento dinamico del complesso di stoccaggio e dei rischi derivanti da eventuali fuoriuscite.

Aspetto importante che permetterà l'immediata applicazione della norma è la previsione di una fase transitoria in cui sarà possibile rilasciare in via provvisoria

le autorizzazioni allo stoccaggio o all'effettuazione delle attività di indagine preliminare, salvo successivo obbligo di conferma dopo l'individuazione delle aree nelle quali possono essere selezionati i siti di stoccaggio. Contemporaneamente all'individuazione delle aree, le autorità competenti procederanno alla **valutazione della capacità di stoccaggio** permanente disponibile nelle formazioni geologiche di sottosuolo del territorio nazionale, individuandole sulla base di apposite analisi tecnica, avvalendosi delle informazioni fornite dagli operatori minerari, petroliferi e geotermici nonché desumibili da studi, progetti di ricerca e sperimentazioni già disponibili. Tutti i dati che verranno acquisiti ed elaborati nel corso delle varie fasi delle attività di esplorazione e di stoccaggio di biossido di carbonio confluiranno in una **banca dati centrale**. Verrà inoltre istituito un **Registro** dei siti di stoccaggio attivi e chiusi comprendente mappe relative alla loro estensione. Le informazioni contenute nel Registro saranno rilevanti nell'ambito delle procedure di pianificazione territoriale e di rilascio delle autorizzazioni allo svolgimento di attività che potrebbero avere o subire ripercussioni dallo stoccaggio geologico del biossido di carbonio.

Nello schema di decreto è definito l'iter che porterà al conferimento **dell'autorizzazione allo stoccaggio** da parte del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e d'intesa con le Regioni interessate. È previsto che per l'istruttoria tecnica delle domande, che devono comprendere tutti i dati relativi alla caratterizzazione del sito e alla descrizione dell'impianto da realizzare e delle tecnologie impiegate, la Segreteria tecnica sia integrata da rappresentanti designati da ciascuna Regione, Provincia e Comune territorialmente interessati. Possono essere presentate domande in concorrenza per una stessa area. Dopo la verifica che le capacità tecniche, organizzative ed economiche dei proponenti siano tali da garantire l'espletamento delle attività previste, viene effettuato l'esame tecnico del progetto e, in caso di domande presentate in concorrenza, viene seleziona-

to il progetto ritenuto più idoneo. L'autorizzazione viene rilasciata, su parere del Comitato, mediante procedimento unico nell'ambito del quale vengono acquisiti i pareri delle amministrazioni interessate, l'esito della procedura di valutazione d'impatto ambientale e l'intesa con la Regione interessata. Sin dalle primissime fasi del procedimento emerge l'importanza data ad una opportuna campagna di informazione e coinvolgimento degli enti locali. Le discussioni e riflessioni che si genereranno in questa fase permetteranno di far emergere tutti i possibili spunti di riflessioni/osservazioni indispensabili per assicurare, durante le fasi successive dell'iter amministrativo, la piena adesione al progetto da parte del territorio. Lo strumento della conferenza di servizi, che verrà convocata dal Ministero dello sviluppo economico, consentirà di rendere il rapporto tra amministrazione e comunità locali, rappresentate da Comuni, Province e Regioni, di tipo paritario e collaborativo, permettendo una piena partecipazione delle comunità all'esame del progetto che, in considerazione delle ricadute positive sulla collettività, viene considerato di pubblica utilità

Il gestore del sito di stoccaggio dovrà presentare **idonee garanzie finanziarie**, da esibire prima dell'avvio delle operazioni di iniezione, al fine di garantire il rispetto degli obblighi derivanti dall'autorizzazione e in particolare: i costi di chiusura e post-chiusura del sito, di monitoraggio, di attuazione dei provvedimenti correttivi da attuare in caso di fuoriuscite e la restituzione delle corrispondenti quote di emissione. Tale garanzia dovrà essere periodicamente adeguata secondo le indicazioni delle autorità competenti e dovrà avere una validità tale da coprire tutto il periodo di esercizio, chiusura e post-chiusura fino al completo trasferimento di responsabilità.

Al fine di assicurare il rispetto della salute e sicurezza delle comunità locali è definito nel decreto legislativo uno scrupoloso piano di controlli al quale l'impianto dovrà essere sottoposto. Dovrà essere inoltre predisposto e attuato un piano di monitoraggio che tenga conto di eventuali rischi per l'ambiente e la salute in



caso di fuoriuscite. **Organi di vigilanza e controllo** su tutte le attività di esplorazione, realizzazione degli impianti, iniezione del biossido di carbonio e gestione dei siti, sono gli Uffici tecnici del Ministero dello sviluppo economico competenti in merito all'applicazione delle norme di polizia mineraria (UNMIG), l'ISPRA per i controlli ambientali e il Corpo nazionale dei vigili del fuoco per il controllo dei rischi e la gestione delle situazioni di emergenza.

Aspetto rilevante disciplinato dal decreto legislativo, risulta il trasferimento di responsabilità e le procedure nel caso di chiusura e post-chiusura del sito. In particolare si stabilisce che all'atto di chiusura di un sito di stoccaggio cessino definitivamente le operazioni di iniezione di biossido di carbonio nel sottosuolo mentre tutti gli obblighi relativi al confinamento, al monitoraggio e ai provvedimenti correttivi nonché la restituzione di quote di emissione in caso di fuoriuscite restano a carico del gestore fino al trasferimento di responsabilità. Il gestore dovrà sigillare il sito e provvedere, a suo spese, allo smantellamento degli impianti. Tale fase si completa con il **trasferimento di responsabilità allo Stato** (Ministero dello sviluppo economico) quando viene verificata la sussistenza delle condizioni tecniche necessarie a garantire la stabilità del sito a lungo termine.

Qualora i dati contenuti nella banca dati o comunque disponibili relativamente ad una area non consentano l'effettuazione di una corretta valutazione dei complessi di stoccaggio, ulteriori dati possono essere acquisiti attraverso **nuove indagini del sottosuolo, previo rilascio di un'apposita licenza.**

La disciplina contenuta nello schema di recepimento sancisce chiaramente anche le eventuali **sanzioni** pecuniarie a cui il gestore va incontro nel caso di inadempienze.

I ministeri e gli organi governativi che, a vario titolo, in questi mesi hanno lavorato alla stesura del documento in questione hanno inoltre reputato di significativa importanza garantire la pubblica accettazione dei provvedimenti/azioni che seguiranno alla applicazio-

ne della normativa, prevedendo, sin da subito e durante tutta la durata dei progetti, un coinvolgimento capillare del territorio. A tale scopo sono state previste forme continue e trasparenti di informazione dalle fasi di esplorazione fino a quelle di post-chiusura. Solo un processo partecipativo con momenti di confronto fra tutti i possibili soggetti, a vario titolo coinvolti, potrà permettere l'applicazione di questa nuova tecnologia ancora in fase di sperimentazione che, se adottata nel rispetto di quanto prescritto, porterà un indubbio beneficio all'intera collettività.

Il consenso comune e la possibilità di creare un'identità di vedute tra organismi governativi, soggetti industriali proponenti, comunità locali e territorio è una delle prerogative principali del decreto legislativo e rappresenterà il presupposto indispensabile per il raggiungimento dei traguardi fissati dalla normativa.

L'intento è dunque quello di istituire un processo condiviso per la realizzazione dei progetti legati all'implementazione, anche in Italia, della tecnologia CCS.

È comunque doveroso sottolineare che il testo, il cui contenuto è stato qui brevemente riassunto, rimanda, per alcune tematiche, a successivi decreti di regolamentazione. In particolare i principali aspetti specifici non ancora definiti riguardano i termini e le modalità di trasferimento della responsabilità, la definizione dei criteri secondo i quali dovrà essere fatta la selezione tra domande concorrenti e la definizione delle tariffe a carico degli operatori.

Il testo verrà a breve discusso nell'ambito della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano, ai fini dell'acquisizione del parere e quindi, a conclusione dell'iter di recepimento, presentato alle competenti Commissioni parlamentari, al Consiglio di Stato e infine al Consiglio dei Ministri.

Si ringrazia il dr. Sebastiano Serra del Ministero dell'ambiente - Direzione generale per lo Sviluppo Sostenibile il Clima e l'Energia per il contributo nella predisposizione di questo articolo. ●

CSS e *carbon credit*: le implicazioni dell'ingresso della CCS nell'ambito dei progetti di *clean development mechanism*

L'ammissibilità di progetti di Carbon Capture and Storage (CCS) all'interno dei meccanismi di flessibilità previsti nel Protocollo di Kyoto, nei *clean development mechanism* in particolare, sta ricevendo un'attenzione crescente nella negoziazione sui cambiamenti climatici. Non mancano posizioni anche molto diverse ed il dibattito si dipana tra questioni metodologiche, tecniche e legali. Un passo forse definitivo è atteso durante la prossima Conferenza delle Nazioni Unite in Sudafrica

■ Alessandro Lanza

Introduzione

Con l'obiettivo di rispondere alla doppia sfida relativa all'incremento della domanda di energia da un lato e dal controllo delle emissioni di gas serra dall'altro, molti paesi stanno considerando da tempo le tecnologie di *Carbon Capture and Storage* (CCS) come un importante tassello per una più ampia strategia a lungo termine.

D'altra parte, le più recenti stime elaborate dalla IEA¹ attribuiscono un elevato potenziale alla CCS che, secondo questi studi, potrebbe contribuire fino al 20% delle riduzioni di anidride carbonica necessarie al pianeta entro il 2050. Non troppo dissimili i risultati presentati da Socolow (2006).²

Si tratta dunque di una tecnologia molto promettente (come ampiamente discusso in questo Supplemento) e questo spiega l'attenzione di molti governi ed im-

prese nello sviluppare progetti dimostrativi anche di media scala. Non mancano tuttavia difficoltà legate non solo agli ingenti investimenti, ma anche a specifiche criticità che hanno sollevato da più parti diverse preoccupazioni e creato negli anni una situazione di *empasse*. Tutto questo premesso, l'attività di studi, ricognizione e (talvolta) realizzazione di stoccaggi di CCS procede in molte aree del mondo, sia nei paesi industrializzati sia in quelli di più recente industrializzazione.³

Si può affermare che il tema della CCS – o per meglio dire le tecnologie per iniettare CO₂ nel sottosuolo – sia nato prima e per propositi diversi da quelli relativi alla mitigazione delle emissioni nell'ambito delle politiche sul cambiamento climatico. È noto infatti che spesso questi progetti sono stati realizzati in ambito squisitamente petrolifero, al fine di far crescere il tasso di recupero dei giacimenti attraverso tecniche di EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Con queste tecniche il potenziale produttivo di un singolo pozzo può crescere in maniera significativa.⁴

Sebbene la prima esperienza di EOR con CO₂ sia stata

■ Alessandro Lanza
Eni Corporate University, FEEM, LUISS

portata avanti negli Stati Uniti già nel 1972, sul finire degli anni 90 l'esperienza sulla CCS aveva raggiunto un buon livello di maturità. Ad oggi, la reiniezione sotterranea di CO₂ viene praticata con successo in diverse zone del mondo.

In particolare, sono stati realizzati 4 progetti su scala industriale. Il primo, in ordine temporale, risale al 1996 ed è il progetto Sleipner, dell'azienda petrolifera norvegese Statoil, che ha consentito di stoccare, dal 1996 ad oggi, oltre 10 milioni di tonnellate di CO₂ sotto il Mare del Nord. Un secondo progetto, sviluppato sempre dalla Statoil, lo Snøhvit gas field, consente di stoccare circa 700 mila tonnellate di CO₂ l'anno. Si tratta di un processo molto complesso che riguarda l'impianto di liquefazione di gas naturale (GNL) di Hammerfest e consiste nella separazione di CO₂ dal GNL iniettando il volume stoccato nel mare di Barents. Altri progetti su scala mondiale comprendono l'In Salah in Algeria (BP- Statoil) e il Weyburn in Canada.

La CCS ed il cambiamento climatico

Prima di addentrarci nel tema specifico della relazione tra CCS e cambiamento climatico, giova ricordare che mentre la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC, firmata nel 1992) non fa specifico riferimento alla CCS come possibile strumento di mitigazione, il Protocollo di Kyoto (KP, firmato nel 1997), Art. 2.1 (a)(iv), riconosce "*carbon dioxide sequestration technologies as a mitigation technology in Annex I countries that promotes sustainable development.*"⁵

Non sempre una misura affermata in un passo del protocollo ha trovato rapida applicazione. Ed il caso della CCS è stato particolarmente travagliato poiché, prima di arrivare ad una sua chiara definizione come strumento di mitigazione per i paesi Annex 1, è stato necessario lavorare nel corso di molti anni su diversi punti aperti nell'alveo della discussione che avviene in seno alla Conferenza delle Parti UNFCCC (COP) e nel contesto di comitati e gruppi costituiti *ad hoc* (AWG LCA, AWG-KP, SBSTA).⁶

D'altra parte è solo dal 2006 – a quasi 10 anni dall'entrata in vigore del KP – che, con la pubblicazione delle linee guida sugli inventari, l'IPCC ha offerto una base condivisa del modo in cui la CCS dovesse essere considerata in ambito nazionale.

Non a caso la Norvegia – che abbiamo già citato per l'importante lavoro svolto in questo campo – nel suo inventario delle emissioni 2010, contabilizza la CCS come un modo per mitigare l'impatto nazionale.⁷

Tuttavia il vero punto cruciale, lo snodo del dibattito ha riguardato la possibilità di includere la CCS nei meccanismi di flessibilità ed in particolare nel *clean development mechanism* (CDM).

La via nazionale, per quanto interessante, non mostra infatti appieno le potenzialità offerte dalla collaborazione tra paesi. Le condizioni geologiche particolari (che rappresentano un prerequisito alla CCS) possono spesso essere ritrovate in paesi non Annex I. Ovvero paesi con i quali sia possibile attivare dei progetti di CDM. E, d'altra parte, se come sostiene l'International Energy Agency, il mondo ha bisogno di circa 3.400 progetti di cattura e stoccaggio d'anidride carbonica entro il 2050, oltre i quattro di oggi, la strada da percorrere è molto lunga ed il contributo dei PVS è di fondamentale importanza.

Questo tema, molto discusso nel corso degli ultimi anni, ha trovato uno sbocco durante l'ultimo vertice di Cancun nel quale la UNFCCC ha fatto un importante passo in avanti, aprendo concretamente la strada ad una possibile inclusione dei progetti di CCS nei Paesi in via di sviluppo nell'ambito dei meccanismi di compensazione del CDM, una volta risolta una serie di questioni negoziali.

Secondo il documento approvato a Cancun (il c.d. *Cancun Accord*) "*Governments agreed to allow carbon capture and storage projects in the CDM, provided that a range of technical issues and safety requirements are resolved and fulfilled. To this end, further technical work will be carried out in 2011 in order to resolve these issues and with the aim of having a final decision in Durban.*"

Tuttavia, per poter percorrere compiutamente questa

strada, rimangono diverse aree di dibattito. Vale la pena segnalarne almeno due fra le più rilevanti.

1. Rischi derivanti dalla fuoriuscita dal sottosuolo della CO₂ stoccata

Un primo rilevante problema riguarda la capacità delle caverne sotterranee di trattenere in maniera definitiva la CO₂ sequestrata, condizione necessaria per poter considerare la CCS una possibile opzione di mitigazione.

Secondo l'IPCC un sito ben strutturato e ben gestito può essere in grado di trattenere il 99% della CO₂ stoccata per oltre 100 anni. Ma l'incertezza è comunque ancora molto ampia e i rischi sempre presenti. Rischi non connessi unicamente alla lenta fuoriuscita della CO₂ sequestrata, ma anche legati a possibili incidenti come quello accaduto nel Camerun dove, nel 1986, una bolla di CO₂ sequestrata in modo naturale è emersa all'improvviso per una causa vulcanica, causando la morte per asfissia di oltre 1.700 persone.

2. I disincentivi che l'opportunità di stoccare CO₂, quindi di usare combustibili fossili, produce sullo sviluppo di risorse rinnovabili

Questa rappresenta forse la principale critica mossa all'inclusione della CCS nel CDM. Allo strumento - mai molto amato dai PVS e da diverse ONG - viene imputata la colpa di spiazzare altre politiche energetiche ed in particolare quelle relative al risparmio energetico. Non a caso il WWF in un suo *position paper*³ richiede, peraltro, che *"Credits from C&S should not count toward meeting Kyoto Protocol targets in the first commitment period as C&S was not considered when the first commitment period targets were set. If C&S is to be allowed to count in future commitment periods, the theoretically large reduction potential of C&S must be taken into account in target-setting"*.

Naturalmente questa è una posizione non condivisa da tutti e diversi esponenti dell'industria si sono affrettati a ribadire una visione esattamente opposta, ovvero

quella che vede il CCS nei CDM come uno strumento, magari complementare ma non necessariamente supplementare rispetto ad altri strumenti. Di quest'avviso anche diversi paesi Annex o non Annex I ma produttori di petrolio e gas come la Norvegia o l'Arabia Saudita.

Interessante anche la posizione di un'istituzione (indubbiamente di parte) come la International Emissions Trading Association che sostiene la linea secondo cui *"CCS' exclusion from the CDM is the result of seemingly subjective and politicised reasons, rather than those drawn from any objective analysis"*.

Su questo punto si è dipanato e continuerà a dipanarsi il dibattito. Quanto la presenza della CCS nel CCD possa diluire gli sforzi programmati in termini di efficienza e/o di de-carbonizzazione. L'idea che emerge dalle parole di un'organizzazione prestigiosa come il WWF è molto semplice. Si deve fare ciò che è stato previsto e tutti i vantaggi della CCS (sia all'interno di un semplice schema nazionale che in uno schema con il CDM) devono essere considerati aggiuntivi ovvero supplementari agli sforzi richiesti.

Avendo in mente l'ammontare di investimenti necessari a realizzare strutture adatte alla CCS è poco probabile che queste vengano realizzate se venisse a cadere l'incentivo evidente di poterle contabilizzare.

Se la questione di fondo riguarda la riduzione delle emissioni - e se la CCS viene considerata alla stregua di una riduzione - la piena ammissione della CCS negli schemi del CDM risulterà tanto necessaria quanto ineludibile.

Gli interessi in gioco sono molto evidenti: da una parte diversi movimenti di opinione tra cui quelli più squisitamente ambientalisti, dall'altra le imprese, in particolar modo le aziende petrolifere e della produzione di energia elettrica.

Conclusioni

Il tema della *Carbon Sequestration* è indubbiamente interessante e per molti versi molto promettente. Chiedersi che cosa significhi concretamente la possi-



bilità che queste vengano ammesse come tecnologie eleggibili nell'ambito del CDM introduce una serie di domande cui abbiamo cercato di dare sommaria risposta. Vi sono diversi temi in discussione: temi metodologici (come contabilizzare la riduzione di emissioni), tecnici (lo stoccaggio è un tecnologia sicura da un punto di vista strettamente ambientale?), o legali (come uniformare le leggi nazionali rispetto al contesto normativo internazionale).

Un aspetto fra tutti merita tuttavia una particolare sottolineatura poiché spesso richiamato dalle posizioni contrarie all'ingresso della CCS in ambito CDM. Secondo queste posizioni l'ingresso della CCS in ambito CDM avrebbe come primo ed importante risultato quello di far diminuire il prezzo dei permessi (CER, *certified emission reduction units*) attraverso un incremento importante di offerta. A sua volta questo genererebbe un effetto di spiazzamento (*crowding out*) degli investimenti verso tecnologie rinnovabili a vantaggio di tecnologie *end-of-pipe*, comunque non adatte a sostenere la transizione ecologica verso un'economia decarbonizzata e/o verso una maggiore efficienza energetica.

La letteratura sul tema è ancora abbastanza divisa. Spesso viene fatto ricordare che se l'ingresso della CCS in ambito CDM potrà contribuire a ridurre il prezzo del CER è anche vero che se sul mercato prevalesse un esistente prezzo basso questo non favorirebbe l'investimento in CCS. Tra i vari risultati connessi al disastro di Fukushima va segnalato il repentino incremento dei prezzi dei CER. La maggiore richiesta di fonti fossili da parte del Giappone, unita ad un cambio di strategia sulle questioni del nucleare da parte della Germania, ha portato il prezzo in crescita e questo nel medio termine potrebbe favorire la CCS nel CDM.

Alla prossima conferenza delle Nazioni Unite (COP 17 – CMP 7, Durban, Sudafrica, 28 novembre - 9 dicembre 2011) questo punto verrà portato all'attenzione dei delegati ed è difficile prevedere se l'attività propedeutica, attivata durante l'incontro di Cancun (Messico),

possa dare dei risultati conclusivi anche in previsione degli sviluppi del negoziato per il post-Kyoto. ●

Note

- 1 International Energy Agency (2010), *Energy Technology Perspective*, Paris.
- 2 Socolow (2006), R. Socolow, *Stabilization wedges: an elaboration of the concept*. In: H.J. Schellnhuber, W. Cramer, N. Nakicenovic, T. Wigley and G. Yohe, Editors, *Avoiding Dangerous Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, UK, pp. 347–354.
- 3 Vedi <http://www.iea.org/ccs/>. Questa parte del sito dell'International Energy Agency, totalmente dedicato alla CCS, contiene numerose informazioni anche sui siti di stoccaggio.
- 4 Il Dipartimento per l'Energia degli Stati Uniti anima da tempo un progetto specifico su questi temi. <http://www.fossil.energy.gov/programs/oilgas/eor/index.html>
- 5 http://unfccc.int/essential_background/kyoto_protocol/items/1678.php
- 6 Per una cronologia ragionata: <http://cdm.unfccc.int/about/ccs/index.html>
- 7 Per il rapporto completo vedi: <http://www.klif.no/publikasjoner/2639/ta2639.pdf>
- 8 WWF POSITION PAPER, *Carbon Capture And Storage From Fossil Fuels*.

Bibliografia

- [1] S.J.A. Bakker, A.G. Arvanitakis, T. Bole, E. van de Brug, C.E.M. Doest, A. Gilbert. Carbon credit supply potential beyond 2012, ECN (ref: ECN-E—07-090), 2007.
- [2] K. Capoor, P. And Ambrosi, (2008). State and Trends of the Carbon Market 2008. World Bank. Washington DC, 2008.
- [3] Deutsche Bank. Carbon Emissions: It takes CO₂ to Contango, Deutsche Bank AG: London, UK, 2008.
- [4] H. Groenenberg, S.J.A. Bakker, H.C. de Coninck. How to include CCS in the CDM? Part A: Dilemmas in baseline methodologies and institutional implications, ECN-0-08-070, Energy Research Centre of the Netherlands, Amsterdam/Petten, 2008.
- [5] Heleen de Coninck. Trojan horse or horn of plenty? Reflections on allowing CCS in the CDM, *Energy Policy* 36 (2008), pp. 929–936. [5]ECN, Advancing CCS and CDM in Africa. Outcomes of two workshops in Africa. ECN-E—07-079: Energy Research Centre of the Netherlands, Amsterdam/Petten, 2007, 2008.
- [6] IEA Greenhouse Gas R&D Programme. IEA GHG R&D Programme project database.
- [7] IEA GHG, Carbon Dioxide Capture and Storage in the Clean Development Mechanism: Assessing market effects of inclusion. 2008/13, November 2008. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham.
- [8] B. Metz, O. Davidson, H.C. de Coninck, M. Loos and L.A. Meyer, Editors. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge and New York (2005).
- [9] C. Philibert, J. Ellis, J. Podkanski. Carbon Capture and Storage in the CDM. OECD/IEA Report COM/ENV/IEA/SLT(2007)10.
- [10] UNFCCC. Synthesis of views on issues relevant to the consideration of carbon dioxide capture and storage in geological formations as clean development mechanism project activities: Note by the Secretariat. FCCC/SBSTA/2008/INF.1. Bonn, 9 April 2008.
- [11] UNFCCC. Synthesis of views on technological, methodological, legal, policy and financial issues relevant to the consideration of carbon dioxide capture and storage in geological formations as project activities under the clean development mechanism: Nota per il Segretariato. FCCC/SBSTA/2008/INF.3. Bonn, 25 settembre 2008.
- [12] UNEP Risoe CDM/JI Pipeline Analysis and Database, 2012 (www.cdmpipeline.org)
- [13] US Environmental Information Agency. International Data Projections: Natural Gas <http://www.eia.doe.gov>
- [14] P. Zakkour, E. King, G. Cook, N. Maruyama, S. Rana. Carbon Dioxide Capture and Storage in the Clean Development Mechanism: Assessing market effects of inclusion, ERM report for IEA GHG, September 2008.

La percezione pubblica dello stoccaggio dell'anidride carbonica

Molti sono i fattori che condizionano la percezione pubblica della CCS. La CCS è una tecnologia "ponte", che può svolgere un ruolo cruciale per permetterci di arrivare ad un sistema energetico realmente sostenibile. È urgente colmare il divario tra sviluppo tecnologico e conoscenza diffusa nella popolazione, per fare in modo che la "società" possa consapevolmente esprimersi sull'implementazione della CCS. Un requisito fondamentale è l'univocità del messaggio da parte di tutti gli operatori del settore. Altro elemento determinante è l'impegno a creare momenti e luoghi di scambio con i non addetti ai lavori, in cui sia possibile un'onestà e approfondita analisi della tecnologia e del suo possibile ruolo per la riduzione delle emissioni.

• *Samuela Vercelli, Jonathan Anderlucci*

Introduzione

Lo stoccaggio dell'anidride carbonica è una tecnologia nuova e ancora sconosciuta a gran parte della popolazione. Quest'ultimo aspetto è fonte di preoccupazione per tutti coloro che ritengono questa tecnologia di importanza cruciale per l'abbattimento delle emissioni di CO₂, che provocano effetti disastrosi sull'equilibrio della composizione dell'atmosfera e quindi effetti sul clima e sull'equilibrio dell'ecosistema. È anche fonte di preoccupazione per coloro che sono impegnati per la realizzazione pratica di questa tecnologia, che richiede massicci investimenti nella ricerca, nello sviluppo tecnologico, nelle infrastrutture e programmi che si estendono in un lungo arco di tempo e che coinvolgono una pluralità di soggetti.

Ci si chiede infatti come verrà accolta dalla società la realizzazione di impianti per la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica, se ne verrà compresa la rilevanza, se ne verrà accettata la presenza sul proprio territorio, se si comprenderanno le ragioni di un investimento economico in tale direzione. In questo articolo ci proponiamo di offrire alcuni spunti di riflessione a chi voglia rapportarsi a queste problematiche, facendo riferimento all'esperienza nazionale e internazionale e alle prassi che si vanno sviluppando.

Il ruolo e l'importanza della percezione pubblica di una tecnologia innovativa

Che cosa intendiamo con percezione pubblica della CCS? Intendiamo il processo con cui le persone nella nostra società vengono a conoscenza dell'esistenza di tale tecnologia, entrano in relazione con essa e la categorizzano, sia emozionalmente sia cognitivamente. Cioè le assegnano un posto nel loro universo di senso.

■ *Samuela Vercelli, Jonathan Anderlucci*
Università di Roma La Sapienza - 2011

In pratica, si fanno un'idea, più o meno completa, della tecnologia e della sua "bontà", in quanto qualcosa di desiderabile, da rifiutare o non ancora valutabile.

Va detto, innanzitutto, che i diversi aspetti collegati alla percezione pubblica di una tecnologia innovativa, come è quella della cattura e dello stoccaggio dell'anidride carbonica, rivestono un ruolo fondamentale nel consentire, o viceversa ostacolare, la realizzazione della tecnologia su larga scala. Non si tratta solamente di ciò che viene comunemente definita *public acceptance*, cioè del fatto che la popolazione possa, per qualche ragione, opporsi alla realizzazione di specifici progetti. La tematica è più ampia e concerne il ruolo svolto dalla società, nelle sue varie articolazioni, nei processi decisionali che portano allo sviluppo e poi all'attuazione di una nuova tecnologia.

Quando parliamo in termini di *public acceptance*, oltre a collocare il pubblico in un ruolo tendenzialmente passivo, di chi può solo accettare o rifiutare una tecnologia, ci "dimentichiamo" di tutte le fasi precedenti di un processo lungo e complesso. Quando arriviamo allo stadio della cosiddetta *public acceptance* ci troviamo alla fine del processo decisionale, ovvero in una condizione in cui teoricamente tutte le decisioni operative sono già state prese. Ora qui ci proponiamo di considerare il ruolo della percezione pubblica nella sua interezza, riconoscendo e dando rilievo al fatto che tale percezione porterà in sé una molteplicità di componenti legate a tutti i processi coinvolti e a tutta la storia della tecnologia, dall'idea, al suo sviluppo, alla sua realizzazione. Questo vuol dire che tutti questi aspetti giocheranno un ruolo nel definire il modo in cui nel contesto sociale la tecnologia verrà rappresentata, valutata e quindi scelta o rifiutata. Oltre alla complessità e numerosità dei fattori da considerare, tipicamente in un processo sociale, va anche considerato che spesso non è prevedibile il peso relativo di ciascuno di essi; nel lungo percorso che conduce alla realizzazione di grandi progetti innovativi possono intervenire fattori decisivi che spingono in una direzione anziché in un'altra, o viceversa possono essere as-

sentiti motivi di confronto e quindi anche di consapevolezza e presa di decisione. Si può quindi facilmente comprendere la delicatezza dei processi di percezione pubblica e allo stesso tempo quanto importanti essi siano nel decretare il successo o l'insuccesso di quelle iniziative che richiedono la collaborazione di tante parti sociali, grandi sforzi tecnologici ed economici, tempi lunghi di realizzazione e soprattutto che rivestono un ruolo chiave nel rispondere a bisogni fondamentali della società, come è il caso della CCS.

Riassumendo, la percezione pubblica ha un ruolo fondamentale nei processi sociali che portano alla realizzazione di una nuova tecnologia; questo ruolo non è limitato alla fase applicativa e alla relativa "accettazione" da parte del pubblico, bensì è presente, a volte con la sua assenza, in ogni fase dello sviluppo tecnologico. Quando perciò ci proponiamo di comprendere la possibile percezione pubblica della CCS dobbiamo tenere conto che essa rifletterà tutti i passi compiuti o non compiuti in precedenza in relazione a questa tecnologia.

La percezione della CCS

Affrontiamo ora la domanda: qual è al momento attuale la conoscenza e la percezione pubblica della CCS? Nel rispondere dobbiamo scindere in due la possibile risposta, cioè tenere conto da una parte della percezione di chi in qualche modo è venuto a conoscenza della tecnologia, dall'altra del fatto che a tutt'oggi la maggior parte della popolazione non l'ha mai sentita neanche menzionare. Perciò da un lato andiamo a vedere che cosa si sa o che cosa si è capito, dall'altro andiamo a studiare in che modo le persone si avvicinano a questo concetto, che cosa le può aiutare a comprenderlo, quali altri concetti le aiutano a collocare questa tecnologia nel contesto delle loro conoscenze pregresse. È infatti socialmente rilevante che la popolazione possa avvicinarsi al concetto di questa tecnologia nella maniera più propizia a che essa sia valutata sulla base di informazioni scientifiche.

Nel corso degli ultimi dieci anni circa, sono stati fatti vari tentativi per cercare di capire quale potesse essere la ricezione della CCS da parte della popolazione, tentativi che si sono sempre scontrati con il bassissimo livello di consapevolezza sia riguardo l'esistenza di questa opzione sia rispetto a che cosa essa sia effettivamente. Ciò ha spinto spesso i ricercatori a invocare un maggiore impegno nella diffusione di informazioni da parte degli stakeholders implicati, mettendo in evidenza il rischio che comporta avanzare nello sviluppo della tecnologia in assenza di un adeguato supporto sociale. Tuttavia per molte ragioni la diffusione dell'informazione è finora progredita molto lentamente.

Prima di tutto si tratta di una tecnologia per alcuni aspetti complessa, la cui comprensione richiede un background culturale sostanzioso e molto specifico. Molto lavoro è stato compiuto, soprattutto con il sostegno della Commissione Europea, all'interno della comunità scientifica, per favorire la comunicazione e l'integrazione delle conoscenze e iniziare ad operare delle sintesi e semplificazioni che rendano comprensibili i concetti dello stoccaggio geologico della CO₂ anche ai non addetti ai lavori. Un buon esempio è la brochure su *Che cosa significa veramente lo stoccaggio geologico della CO₂?*, prodotta dal network di eccellenza CO₂GeoNet (figura 1), già tradotta in 11 lingue e scaricabile dal sito www.co2geonet.com. Tuttavia molto resta ancora da fare. Secondo, le persone esperte in materia sono un numero ristretto e hanno a disposizione risorse limitate, senza contare che nella maggior parte dei casi le attività di informazione al grande pubblico non fanno parte dei loro compiti istituzionali. Ma probabilmente la ragione principale per cui finora la notizia di questa tecnologia non ha raggiunto in maniera significativa il grande pubblico (con poche eccezioni, come l'Olanda) è che la partecipazione della popolazione nei processi decisionali che riguardano le grandi scelte energetiche non svolge ancora un ruolo attivo, bensì entra in gioco per lo più in termini di opinione pubblica – e relativa pressione

FIGURA 1 Copertina della brochure del CO₂GeoNet sullo stoccaggio geologico della CO₂



sui diversi gruppi politici. Di conseguenza, i processi che portano i vari settori, industrie, governo, amministrazioni regionali o locali a deliberare su e ad attuare la tecnologia, si svolgono a prescindere dal coinvolgimento della popolazione. Informare la popolazione non è quindi, di fatto, considerato una priorità.

Nell'analizzare questa situazione possiamo perciò identificare una duplice carenza informativa: da una parte una insufficiente informazione sulla tecnologia, le sue caratteristiche, le modalità di funzionamento, il potenziale di riduzione delle emissioni ecc. Dall'altra, una insufficiente informazione sui percorsi decisionali con riferimento alla tecnologia stessa; quindi sulle ragioni di tale scelta, sui programmi di attuazione, su chi e come andrà ad attuarla, sui benefici e sui costi, sui rischi del farla o del non farla ecc.

In questo contesto vengono dunque a collocarsi i risultati di alcuni sondaggi effettuati sulla popolazione.

Il risultato più eclatante e costante nel corso degli anni è stato appunto il basso o bassissimo numero di persone che erano a conoscenza della tecnologia (Curry, 2004; Reiner et al., 2006; Ashworth et al., 2006; Sharp et al., 2006; Eurobarometer, 2007; Ha-Duong et al., 2009; Pietzner et al., 2011).

L'ultimo recentissimo sondaggio commissionato dalla Commissione Europea (Eurobarometer, 2011) ed effettuato nel febbraio-marzo 2011, su un campione rappresentativo della popolazione di 12 paesi europei, tra cui l'Italia, conferma questa realtà, ma anche che, seppur molto gradualmente, la consapevolezza circa la CCS sta aumentando. Sul campione generale solamente il 28% dei soggetti ha sentito parlare di CCS e il 10% sa che cos'è, mentre nei precedenti sondaggi (Eurobarometer, 2007) solo il 20% della popolazione ne aveva sentito parlare.

I dati del medesimo sondaggio con riferimento all'Italia ci dicono che il 24% del campione ne ha sentito parlare e il 5% sa che cos'è. Dati raccolti da noi su un piccolo campione di popolazione sarda, sostanzialmente confermano queste percentuali: il 34% ha sentito parlare della CCS (da tener presente che si tratta di un'area in cui la CCS potrebbe trovare applicazione: è stato quindi un tema già oggetto di dibattito, Vercelli et al., in corso di pubblicazione). La mancanza di informazione si riflette anche nelle frequenti risposte "non so" a molte domande, in particolar modo per quanto riguarda il campione italiano. Solo per citarne alcune, più del 40% degli italiani intervistati non sa in che ordine di grandezza collocare il contributo del carbone e delle rinnovabili nella produzione di energia elettrica, il 22% non si pronuncia sull'uso del carbone come fonte energetica, il 38% non sa se la CCS possa essere una misura efficace per combattere il cambiamento climatico, il 49% non sa se potrebbe trarre beneficio dalla sua implementazione nel suo territorio, il 32% risponde "non so" alla domanda se la CCS debba essere obbligatoria quando si costruisce una nuova centrale elettrica alimentata a carbone. Più in generale emerge inoltre, specie dalle risposte

del campione olandese, che la conoscenza della tecnologia favorisce la comprensione della sua funzione e riduce la preoccupazione per i rischi, ma non necessariamente aumenta la sua accettabilità.

Si possono intuire dietro alle risposte al questionario Eurobarometer molteplici problematiche che sono forse di ancor maggiore interesse del contenuto delle risposte stesse. Prima di tutto si nota la difficoltà e l'incertezza con cui i cittadini si rapportano ai temi proposti; molti di loro si considerano poco o per niente informati sulle cause e sulle conseguenze del cambiamento climatico (49% del campione), pochi sono al corrente dei progetti dimostrativi che si svolgeranno nel loro paese (dal 2% al 9% a seconda del paese, con l'eccezione dell'Olanda 35%), pochi hanno una percezione corretta dell'attuale proporzione di energie prodotte da combustibili fossili o da rinnovabili; molti (39%) non sanno se potrebbero trarre beneficio dalla realizzazione della CCS nel loro territorio, molti sono incerti sugli sviluppi del settore energetico e sul ruolo della CCS: il 29% è incerto se la CCS debba essere resa obbligatoria per tutti i nuovi impianti a carbone e se possa essere un rischio per la sicurezza nel futuro, il 30% è incerto circa il fatto che la CCS contribuirà a combattere i cambiamenti climatici. Se si aggiunge che, nel paragone di questi dati con quelli prodotti da un analogo sondaggio nel 2009 (Eurobarometer, 2009), si può notare che sono aumentati coloro i quali si ritengono per niente informati sui cambiamenti climatici (dal 9% a 15%) e sono diminuiti coloro i quali si ritengono abbastanza informati, ancor più risalta la difficoltà nel relazionarsi a questi temi. È evidente che su molti aspetti la direzione in cui le persone vogliono andare è tutta da decidere e che al contempo non sembrano avere gli elementi per orientarsi e operare scelte competenti.

Una seconda problematica che emerge in relazione ai risultati Eurobarometer, è relativa al superamento di modalità di categorizzazione semplificata che possono risultare confusive e anche conflittuali con l'articolazione della conoscenza necessaria ad affrontare te-



mi complessi. Abbiamo un esempio di questo nella domanda sulla percezione dell'anidride carbonica. Si offrono in questo caso diverse possibilità di risposta: la CO₂ è malsana, inquina l'acqua, è infiammabile, esplosiva, sicura da respirare, innocua. Alcune di queste risposte, però, potrebbero essere vere o false a seconda delle circostanze, come emerge anche nel commento interno, quando viene spiegato che la CO₂ è sicura da respirare, non è dannosa e non inquina l'acqua qualora si trovi "alle normali concentrazioni atmosferiche". Perché quindi proporre tali risposte senza ulteriori specificazioni? Forse perché proprio in questo sta la difficoltà, quando si ha a che fare con queste tematiche, cioè nel fatto che non sempre si sa come tener conto della pluralità di connotazioni proprie ad un fenomeno complesso. Ritroviamo questo problema quando parliamo di potenziali fuoriuscite di gas dai siti di stoccaggio. Gli scienziati affermano che un sito di stoccaggio scelto in modo accurato non dovrebbe presentare significativi fenomeni di fuoriuscita di gas. Si esprimono in questo modo perché devono tener conto dei normali fenomeni di "respirazione" della terra, della normale interazione tra l'atmosfera e il sottosuolo che è presente anche quando il *reservoir* è ben sigillato. Ma nel momento in cui si vuole comunicare questa informazione ad un pubblico non specialistico non si sa come esprimerla perché non si lascia semplificare: possiamo dire che non ci saranno fuoriuscite? Sì, in quanto un sito ben scelto e gestito correttamente non è previsto che perda. No, se teniamo conto delle micro quantità di gas che migrano dal sottosuolo verso l'atmosfera. Ai fini dello stoccaggio e dell'impatto sull'ambiente sono quantità irrilevanti e tuttavia non tenerne conto porterebbe a ignorare una caratteristica del sistema geologico su cui facciamo affidamento. Non è facile da spiegare ad un pubblico non preparato, che ben poco conosce del sottosuolo, di come è fatto, di che cos'è una trappola geologica o una roccia serbatoio, eppure la tentazione di semplificare può portare più problemi di quanti non ne risolveva. Al tempo stesso queste complessità hanno bisogno

di trovare una formulazione chiara, che faciliti la comprensione e le renda accessibili a chiunque. Vediamo ora come queste problematiche sono state affrontate finora e quali iniziative siano attualmente in corso, nonché quali ulteriori azioni potrebbero essere utilmente intraprese.

Colmare il divario tra sviluppo scientifico-tecnologico e sua conoscenza nella società

La CCS è considerata oggi dagli addetti ai lavori una tecnologia ben sviluppata, pronta alla fase dimostrativa, che è necessaria prima del passaggio alla fase commerciale, sia per dimostrare il funzionamento di tutta la filiera della CCS, dalla cattura, al trasporto, allo stoccaggio, sia per ridurre i costi e perfezionare la tecnologia. Molti studi scientifici sono stati effettuati e altri sono in corso per quanto riguarda lo stoccaggio, le industrie stanno sviluppando diversi sistemi per la cattura, sono ormai numerosi i progetti pilota e dimostrativi in molti paesi d'Europa e nel resto del mondo. Ma nessuno lo sa. Come abbiamo visto, anche i cittadini europei che vivono in aree interessate dai progetti dimostrativi spesso non ne sono al corrente. Fatte salve alcune realtà particolari come quella del progetto pilota di Ketzin, in Germania (Dutschke, 2011), si può dire che in generale la popolazione è rimasta esclusa dai processi decisionali sui singoli progetti, nonché all'oscuro circa le molte iniziative a livello comunitario per la ricerca sullo stoccaggio, per la creazione di un adeguato quadro normativo, per lo scambio e l'integrazione delle esperienze. Data questa situazione, diversi ricercatori nel campo delle scienze sociali hanno cercato di individuare delle vie preferenziali per poter colmare questo divario e facilitare la comprensione della tecnologia e delle implicazioni della sua realizzazione. Nel contesto delle politiche energetiche si tratta infatti di confermare o meno il ruolo che la CCS potrà svolgere, oppure stabilire quali potrebbero essere le alternative. Va ricordato che il contributo e il sostegno della popolazione in tal senso

è decisivo: ormai troppe esperienze dovrebbero aver reso tutti edotti del fatto che senza il sostegno sociale si rischia o l'abbandono della tecnologia o un costoso allungamento dei tempi. Al di là di questo, tuttavia, vorremmo sottolineare che i cittadini sono una risorsa importante, preziosa, nel processo che porta la nostra società a prendere decisioni importanti per il suo futuro.

Volendo perciò cercare una risposta alle domande che molti si pongono sull'accoglienza della CCS da parte del grande pubblico e volendo iniziare ad impegnarsi per consentire alla gente di farsi un'idea, di acquisire informazioni e sviluppare criteri di valutazione, si possono individuare tre aree di comprensione del processo sociale e delle relative iniziative per facilitarlo.

La collaborazione tra i diversi stakeholders

Una prima area concerne l'importanza della collaborazione tra gli stakeholders e in particolare tra chi, a vario titolo, possiede una conoscenza approfondita della tecnologia, nel fornire informazioni ad un pubblico più vasto. Tale collaborazione è essenziale prima di tutto per la produzione di un corpus di conoscenze sufficientemente completo, e di un inventario di informazioni appropriato a seconda del tipo di pubblico (per es. un pubblico con un interesse diretto o viceversa con un interesse più generale; un pubblico già preparato sulle questioni energetiche vs. un pubblico che ne è digiuno ecc.). Parliamo sia di informazioni di tipo scientifico sia di informazioni più pratiche, sui processi industriali, sugli aspetti legislativi o sulla gestione in relazione alla sicurezza e all'ambiente. Da questo punto di vista molto si è fatto negli ultimi anni, specie sotto l'impulso della Comunità Europea, creando network per l'avanzamento e l'integrazione della conoscenza scientifica, come il CO₂GeoNet, network europeo di eccellenza per lo stoccaggio geologico della CO₂ (<http://www.co2geonet.com/>); piattaforme come la ZEP, Piattaforma tecnologica europea per

centrali elettriche a combustibili fossili a zero emissioni (<http://www.zeroemissionsplatform.eu/>); network di disseminazione come il CO₂NET (<http://www.co2net.eu/public/index.asp>); network di condivisione tra i progetti dimostrativi CCS Project Network (<http://www.ccsnetwork.eu/>). Diverse iniziative per la raccolta e la sistematizzazione delle conoscenze sono inoltre partite dall'International Energy Agency-IEA (<http://www.ieaghg.org/>) e più recentemente il governo australiano ha avviato un progetto di sinergia a livello mondiale, il GCCSI Global Carbon and Capture Institute (www.globalccsinstitute.com). Si sono anche formati vari raggruppamenti a livello nazionale, come per l'Italia il CO₂ Club (<http://www.co2club.it/>). Altri progetti, come il CGS Europe (www.cgseurope.net), lanciato dal CO₂GeoNet grazie al supporto della Comunità Europea, puntano ad estendere la rete su tutto il territorio europeo, coinvolgendo anche quei paesi finora meno attivi. Tutte queste iniziative hanno dato l'avvio alla formazione di una comunità internazionale delle persone che lavorano su questa tecnologia, favorendo lo scambio e accelerando i progressi. Tuttavia, ancora molto resta da fare per consolidare una comunità che sia in grado di attuare un confronto approfondito sui vari aspetti della tecnologia, sia scientifici che industriali, e quindi sia preparata a spiegarli ai non addetti ai lavori e a rispondere alle sollecitazioni provenienti dalle diverse parti sociali. Ciò che preme sottolineare è la rilevanza della collaborazione e dell'azione congiunta di stakeholders portatori di interessi e prospettive diverse, ai fini di una proficua comunicazione (diretta o indiretta che sia) della tecnologia. Come mostra uno studio condotto da ricercatori olandesi (ter Morse et al., 2009), l'informazione proposta congiuntamente da stakeholders che si presumono portatori di punti di vista diversi, per esempio un'industria insieme a un'organizzazione non governativa, risulta più efficace di quella proposta separatamente; viene valutata come di maggiore qualità e più utile perché rappresenta più posizioni e prospettive insieme. Anche uno studio

condotto in Italia, su una popolazione che vive in un territorio caratterizzato da emanazioni gassose naturali (Vercelli & Lombardi, 2009) va nella stessa direzione. In questo caso, la stretta collaborazione tra le istituzioni locali e gli istituti di ricerca scientifica ha reso possibile un clima sociale positivo nell'ambito del quale le attività di informazione e formazione della popolazione sono risultate utili ed efficaci. In conclusione, si possono distinguere due livelli egualmente importanti della collaborazione tra gli stakeholders: il primo riguarda la relazione tra questi e tutte quelle attività che contribuiscono allo scambio e alla costruzione di una conoscenza condivisa sul CCS. Il secondo riguarda le azioni congiunte che essi possono effettuare per coinvolgere e informare la popolazione.

La creazione di contesti sociali favorevoli allo scambio e al confronto costruttivo

Una seconda area di attenzione per chi sia interessato a superare l'attuale divario tra sviluppo tecnologico e consapevolezza sociale riguarda la necessità di spazi e situazioni in cui gli stakeholders specializzati, quelli non specializzati e i cittadini possano incontrarsi e interagire in un ambiente "sicuro". Una ricerca condotta nelle scuole per comprendere in che modo temi altamente specializzati come quelli legati allo stoccaggio geologico della CO₂ potessero essere disseminati, ha prodotto risultati interessanti e imprevisti (Vercelli, 2010). Al di là delle problematiche legate agli specifici contenuti tecnologici, è emersa una notevole discrepanza tra la motivazione ad affrontare il problema energia/inquinamento e l'atteggiamento verso l'inquinamento stesso. Sebbene la maggior parte dei bambini guardasse al tema dell'energia/inquinamento come ad un problema a cui bisogna cercare delle soluzioni, cioè in termini di motivazione alla riuscita (McClelland, 1987), non altrettanto i bambini sentivano di poter agire in tal senso. Per lo più l'atteggiamento nei confronti dell'inquinamento era caratterizzato dalla passività di chi assiste ad un fenomeno e solo

una piccola parte dei bambini esprimevano un atteggiamento attivo orientato alla soluzione del problema. È stato interessante scoprire che questa situazione era cambiata al termine del progetto: non solo era ulteriormente cresciuto il numero dei bambini motivati alla riuscita, ma anche la discrepanza tra la motivazione e l'atteggiamento verso l'inquinamento si era notevolmente ridotta. Ora molti più bambini esprimevano un atteggiamento attivo, sentivano di poter fare qualcosa, di poter contribuire a risolvere il problema. Che cosa era successo? Abbiamo rintracciato le ragioni del cambiamento nelle caratteristiche dell'esperienza che avevamo loro proposto, che si discostava per molti aspetti dagli schemi scolastici tradizionali. Con la collaborazione delle maestre, anche se spesso era molto difficile per loro, avevamo proposto un ambiente libero, in cui ci si poteva esprimere senza paura di sbagliare; una relazione il più possibile paritaria, in cui veniva riconosciuto e valorizzato lo scambio reciproco; una continuità nel tempo, con incontri che si sono estesi nell'arco di due anni; la massima disponibilità nel rispondere alle richieste e alle curiosità dei bambini; una formula di apprendimento attraverso il gioco, la manualità, l'essere attivi. Qualcosa che inizialmente era stato configurato solo come un ambiente ottimale per l'apprendimento - si sa infatti che si impara di più e meglio quando ci si diverte e quando non si ha paura (per esempio di essere giudicati se si sbaglia) - si è rivelato efficace anche nel liberare la capacità di rapportarsi in maniera attiva al problema e la voglia di attivare le proprie risorse. Perciò abbiamo ipotizzato che anche gli adulti potrebbero trarre vantaggio dalla possibilità di interagire su temi complessi all'interno di "ambienti sicuri", in cui sia possibile instaurare delle relazioni di fiducia basate su uno scambio paritario. È noto infatti che i temi energetici, oltre a presentare un'elevata complessità, sono spesso oggetto di discussioni conflittuali. L'esistenza di molteplici interessi, e al contempo la scarsa preparazione dei più nell'affrontare queste tematiche, si uniscono frequentemente alla scarsa fiducia nei diversi interlo-



cutori. Come confermato anche dal sondaggio Eurobarometer, specie con riferimento al campione italiano, la fiducia in molti stakeholders istituzionali è limitata (governi nazionali 20%, Unione Europea 14%, autorità regionali 23%, industrie 13%, mentre c'è più fiducia nell'informazione fornita da scienziati 45% e organizzazioni non governative 31%). Degli intervistati italiani, uno su dieci non aveva fiducia in alcuna delle organizzazioni proposte. Di fatto siamo in presenza di una carenza di relazioni sociali entro le quali il cittadino senta di poter ottenere le informazioni e le spiegazioni che potrebbero aiutarlo a capire e ad orientarsi. Le fonti di informazione sono molteplici: oltre alla televisione, tutta la carta stampata e oggi anche l'internet. Ma, pur in presenza di tale ricchezza di fonti, spesso manca la possibilità e l'occasione di farsi un'idea perché i contesti non lo permettono, essendo strutturati sulla difesa di interessi di potere più che su obiettivi condivisi. È possibile che rendere disponibili "ambienti sicuri" in cui avviare un dialogo approfondito e non immediatamente condizionato da necessità decisionali, possa costituire un buon punto di partenza per una discussione più proficua su questi temi, anche nel più vasto contesto sociale.

La conoscenza delle prassi consigliate

Una terza area di interesse è riferita a quelle conoscenze di base sulle dinamiche sociali che consentono di evitare almeno gli errori più grossolani nella comunicazione delle informazioni e nella gestione di progetti e processi che richiedono la partecipazione e/o il consenso di un'ampia gamma di stakeholders, pubblico compreso. Tali conoscenze, particolarmente nel contesto anglosassone, che è molto orientato alla praticità, confluiscono spesso in quelle che vengono chiamate *best practice*, cioè prassi ottimali, oppure in *guidelines*, cioè linee guida. Si tratta a volte di criteri orientativi, altre volte di procedure più o meno definite che sono state elaborate per guidare chi voglia intraprendere percorsi di interazione con il pubblico. La

loro utilità non risiede tanto nei dettagliati percorsi suggeriti, quanto nell'opportunità che offrono di confrontarsi con un'idea di interazione che tiene conto delle dinamiche sociali fondamentali. Perciò possono essere strumenti utili ad aumentare la consapevolezza di ciò che potrebbe funzionare, specialmente se uniti ad una conoscenza diretta del contesto in cui si intende operare. Negli ultimi anni, sono stati prodotti alcuni di questi strumenti proprio in relazione alla CCS, ad esempio le *Guidelines* del Dipartimento dell'Energia statunitense (DOE-NETL, 2009) oppure quelle del World Resources Institute (WRI, 2010), o ancora quelle redatte da CSIRO ed altri istituti per conto del Global Institute (Ashworth et al., 2011), tutte molto ricche di spunti, informazioni e suggerimenti. Recentemente, inoltre, è stato preparato, su iniziativa del governo scozzese e del Global Institute, un *regulatory toolkit*, ovvero uno strumento per verificare la consonanza di un progetto CCS con la normativa, che prevede un ampio coinvolgimento degli stakeholders e delle comunità di riferimento (Evar et al., 2011). In conclusione, avvalersi di questi strumenti e contribuire a perfezionarli o a crearne altri più adatti al contesto italiano può essere un tassello ulteriore nell'ottica di ottimizzare gli sforzi per ridurre il divario tra tecnologia e società.

Conclusioni

Ci sono molti fattori che intervengono nella percezione pubblica della CCS. Come mostrano alcune esperienze europee di progetti che vengono contestati o rifiutati, il fatto che la tecnologia sia in una fase ormai avanzata, mentre la popolazione sta appena iniziando a conoscerla, costituisce un grosso rischio di incomprendimento. La popolazione non ha infatti avuto il tempo e l'opportunità di conoscere la CCS, non ha avuto, per così dire, l'esperienza di vederla nascere e crescere. Ciò mette a rischio l'adozione di una tecnologia che al momento è l'unica in grado di ridurre le emissioni di CO₂ dei grandi impianti di produzione ener-

getica e industriali. È perciò quanto mai urgente colmare questo divario per fare in modo che la nostra società possa rapidamente decidere se sia o meno opportuno implementare la CCS e in caso positivo dar corso affinché ciò avvenga il più estesamente e il più rapidamente possibile. Sappiamo infatti che la CCS è una tecnologia “ponte”, per permetterci di arrivare ad un sistema energetico sostenibile: fino a che non saremo in grado di ridurre significativamente l'uso dei combustibili fossili la CCS può fare la differenza nel contenimento delle emissioni che alterano il clima. Tenendo conto dell'irriducibile complessità della tematica e dello stato di incertezza diffuso nella popolazione, è auspicabile che tutti coloro che per ragioni professionali si occupano di CCS si impegnino a collaborare affinché tutte le parti sociali ed il grande pubblico possano al più presto formarsi un'idea chiara e corretta della tecnologia, del suo utilizzo e del suo potenziale per la riduzione dei gas serra. Affinché ciò si realizzi, le attività di integrazione e condivisione delle conoscenze e delle esperienze possono avere un ruolo molto significativo, specialmente qualora vedano l'azione congiunta di stakeholders con interessi e prospettive diversi. Inoltre, l'impegno a creare e a partecipare a momenti di scambio con i non addetti ai lavori, in cui sia possibile un'onesta e approfondita analisi della tecnologia e del suo possibile ruolo per la riduzione delle emissioni, insieme allo sviluppo di una maggiore sensibilità e consapevolezza dei processi sociali che conducono o meno al consenso e alla collaborazione di tutte le parti sociali e del pubblico in generale, potrebbero essere elementi decisivi nel determinare le caratteristiche della percezione pubblica della CCS nei prossimi anni. Il coinvolgimento della popolazione nei processi decisionali non è un optional e attuarlo, se pur tardi ma con competenza, può decidere le sorti non solo della CCS ma anche del nostro rapporto con la Terra che ci ospita. ●

Bibliografia

- [1] P. Ashworth, A. Pisarski, A. Littleboy (2006), Social and Economic Integration Report: Understanding and Incorporating Stakeholder Perspectives to Low Emission Technologies in Queensland, Centre for Low Emission Technology.
- [2] P. Ashworth, J. Bradbury, C.F.J. Feenstra, S. Greenberg, G. Hund, T. Mikunda, S. Wade, H. Shaw (2011), Communication/Engagement Toolkit for CCS Projects, http://www.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publication_20110324_communication-engagement-toolkit.pdf
- [3] T.E. Curry (2004), Public Awareness of Carbon Capture and Storage: A Survey of Attitudes toward Climate Change Mitigation, MIT Masters Thesis, Cambridge, UK.
- [4] B. Evar, H. Chalmers, R. Bellingham (2011), Carbon capture and storage regulatory test toolkit, <http://cdn.globalccsinstitute.com/sites/default/files/CCSRegulatoryToolkit.pdf>
- [5] DOE-NETL (2009), Public outreach and education for carbon storage projects, http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/refshelf/BPM_PublicOutreach.pdf
- [6] E. Dutschke (2011), What drives local public acceptance-Comparing two cases from Germany, Energy Procedia, Vol. 4, pagg. 6234-6240, 10th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Amsterdam, Netherlands.
- [7] Eurobarometer (2007), Energy Technologies: Knowledge, Perception, Measures, http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_262_en.pdf
- [8] Eurobarometer (2009), Europeans' attitudes towards climate change, http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_322_en.pdf
- [9] Eurobarometer (2011), Public Awareness and Acceptance of CO₂ capture and storage, http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_364_en.pdf
- [10] M. Ha-Duong, A. Nadai, A.S. Campos (2009), A survey on the public perception of CCS in France, International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol.3 (No.5), pagg. 633-640.
- [11] D.C. McClelland (1987), Human Motivation, Cambridge University Press, London.
- [12] D. Reiner, T. Curry, M. de Figueredo, H. Herzog, S. Ansolabehere, K. Itaoka, M. Akai, F. Johnsson, M. Odenberger (2006), An international comparison of public attitudes towards carbon capture and storage technologies, 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Trondheim, Norway.
- [13] K. Pietzner, D. Schumann, S.D. Tvedt, H.Y. Torvatn, R. Naess, D. Reiner, S. Anghel, D. Cismaru, C. Constantin, D.D. Daamen, A. Dudu, A. Esken, V. Gemeni, L. Ivan, N. Koukouzas, G. Kristiansen, A. Markos, E. ter Mors, O.C. Nihfidov, J. Papadimitriou, I.R. Samolla, C.S. Sava, M.H. Stephenson, B.W. Terwel, C.E. Tomescu, F. Ziogou (2011), Public awareness and perceptions of carbon dioxide capture and storage (CCS): Insights from surveys administered to representative samples in six European countries, Energy Procedia, Vol. 4, pagg. 6300-6306, 10th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Amsterdam, Netherlands.
- [14] J. Sharp, M. Jaccard, D. Keith (2006), Public attitudes toward geological disposal of carbon dioxide in Canada, 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Trondheim, Norway.
- [15] E. ter Mors, M.W. Weenig, N. Ellemers, D.D. Daamen, M. de Best-Waldhober (2009), Public information: On why and when multiple information sources are more effective than single information sources in communication about CCS, Energy Procedia, Vol. 1(No.1), pagg. 4715-4718, 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Washington DC, USA.
- [16] S. Vercelli, S. Lombardi (2009), CCS as part of a global cultural development for environmentally sustainable energy production, Energy Procedia, Vol. 1(No.1), pagg. 4835-4841, 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Washington DC, USA.
- [17] S. Vercelli (2010), Supporting Psychosocial Processes towards a Sustainable Energy System: the Case of CO₂ Geological Storage, in Paths to Sustainable Energy, Jatin Nathwani and Artie Ng (Ed.), InTech <http://www.intechopen.com/articles/show/title/supporting-psychosocial-processes-towards-a-sustainable-energy-system-the-case-of-geological-sto>
- [18] WRI (2010), CCS and Community Engagement – Guidelines for Community Engagement in Carbon Capture, Transport and Storage Projects http://pdf.wri.org/ccs_and_community_engagement.pdf

Le tecnologie per la cattura della CO₂

Le tecnologie di cattura della CO₂ hanno raggiunto, in taluni casi, la maturità tecnologica. In altri casi sono in corso significative sperimentazioni che dovranno chiarire gli aspetti ancora meritevoli di ricerca e sviluppo, tra cui, fondamentale, la riduzione dei costi. Nell'ottica di rendere disponibili al 2020 un panel di tecnologie applicabili, la UE promuove la realizzazione di un numero consistente di dimostrativi di taglia industriale. La situazione è ormai matura per una più chiara strategia di intervento nazionale, supportato da un'adeguata attività di R/S svolta dal sistema della ricerca pubblica, volta a soddisfare i bisogni nazionali riduzione delle emissioni di CO₂ e consentire alla industria italiana di partecipare alla competizione nel mercato globale di queste tecnologie

■ Giuseppe Girardi, Antonio Calabrò, Paolo Deiana, Stefano Giammartini

Il quadro generale

Per far fronte ai cambiamenti climatici globali legati all'aumento della concentrazione dei gas serra in atmosfera, tre sono i capisaldi su cui si fondano le politiche energetiche dei paesi più industrializzati:

- incremento delle fonti rinnovabili;
- diffusione del risparmio energetico in tutti i settori;
- impiego delle fonti fossili, investendo sempre più in tecnologie in grado di limitare le emissioni in atmosfera.

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

Queste considerazioni valgono in particolare per il carbone, in quanto esso, rappresentando ancora oggi

la principale fonte per la produzione di energia elettrica (genera circa il 30% dell'elettricità dell'UE, il 50% in USA, il 75% in Cina, ...), è il combustibile a maggiore intensità di carbonio.

L'obiettivo quindi di un uso sostenibile del carbone può essere perseguito puntando al miglioramento delle efficienze energetiche - legate all'innovazione dei cicli termodinamici e all'utilizzo di materiali innovativi - ed allo sviluppo e dimostrazione di tecnologie di cattura e confinamento della CO₂.

Per il nostro paese, che pure ricorre in misura limitata al carbone, è fondamentale concentrare gli sforzi sulle tecnologie innovative di utilizzo di tale fonte, al fine di consentire al nostro sistema industriale di poter competere sul mercato globale, anche a fronte della incertezza sui destini dell'energia nucleare.

Dal punto di vista strategico, l'obiettivo tecnologico è rappresentato dalla possibilità di integrare diversi concetti:

- tecnologie "pulite", cioè a bassa emissione di inquinanti, sviluppate prevalentemente per il carbone;
- soluzioni che assicurino più elevati valori di efficienza;

■ Giuseppe Girardi, Antonio Calabrò, Paolo Deiana, Stefano Giammartini

ENEA, Unità Tecnica Tecnologie Avanzate per l'Energia e l'Industria

- tecnologie CCS (*Carbon Capture and Storage*) in grado di catturare la CO₂ e confinarla in maniera definitiva senza immetterla in atmosfera.

Tali obiettivi risultano credibili e praticabili grazie alle nuove tecnologie già oggi disponibili ed alle prospettive offerte dalla ricerca e sviluppo.

L'impiego di tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ rappresenta una opzione indispensabile per far fronte ai cambiamenti climatici globali. Gli impianti di generazione elettrica da combustibili fossili non sono chiaramente gli unici produttori di anidride carbonica (basti pensare al settore dei trasporti o ad applicazioni industriali nei settori della metallurgia, dei cementifici, del vetro ecc.) ma rappresentano un settore importante, essendo ad essi imputabile a livello globale l'emissione annuale di circa 1/3 dei 30.000 milioni di tonnellate di CO₂ prodotta.

In Italia il livello globale di emissioni di CO₂ è dell'ordine di circa 600 Mt annue, di cui 150 imputabili al settore generazione elettrica.

In questo contesto, l'impiego dei combustibili fossili (carbone o gas naturale) per la coproduzione su vasta scala di elettricità e idrogeno può rappresentare, inoltre, la strada - realistica e praticabile dal punto di vista economico - per accelerare la transizione verso un'economia in cui il vettore idrogeno giocherà un ruolo molto importante.

Tali tecnologie vanno rapidamente acquisendo un ruolo essenziale a livello internazionale ed europeo, tanto da essere ormai considerate ai fini del sistema di *emission trading*.

Con questi obiettivi, la UE promuove, nell'ambito di FP7, la realizzazione di 10-12 impianti dimostrativi in Europa entro il 2015.

A livello internazionale sono in corso numerose iniziative volte ad intensificare la collaborazione fra i diversi paesi per lo sviluppo e dimostrazione delle tecnologie CCS e per la definizione di accordi politici sui limiti delle emissioni di CO₂. L'Italia è presente nel Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), nella piattaforma europea sugli impianti alimentati a com-

bustibili fossili a emissioni zero (ZEP), nei gruppi di lavoro di IEA ecc.

Nel nostro paese sono diversi i protagonisti del mondo dell'Industria e della Ricerca operanti nel campo delle tecnologie CCS.

L'interesse maggiore è espresso dai settori della generazione elettrica e dell'industria di produzione e trasformazione di combustibili fossili, ma anche dall'industria chimica e di processo.

La situazione è ormai matura per una più chiara strategia di intervento nazionale volta ai seguenti obiettivi:

- razionalizzare e rendere più efficaci le attività di R/S, aumentando le risorse pubbliche per sostenere l'impegno industriale: è un trend già avviato con i programmi del MiSE relativi agli accordi di programma e bandi "CERSE"; in questo ambito ENEA gioca un ruolo di leadership;
- favorire la ricerca industriale per lo sviluppo di prodotti e processi nel campo delle tecnologie CCS; anche in questo caso il trend è già avviato con i bandi di "Industria 2015", ove ENEA è presente con autorevolezza in strettissimo raccordo con le principali industrie nazionali;
- favorire la presenza del "Sistema Italia" in Europa, candidando il nostro paese alla realizzazione di uno dei 10-12 impianti dimostrativi cofinanziati dalla UE; anche in questo ambito ENEA è presente autorevolmente partecipando ai lavori della piattaforma tecnologica sugli impianti a emissioni zero (ZEP).

L'avvio di una politica industriale, in linea con gli indirizzi europei, nel settore delle tecnologie CCS, sostenuta da una adeguata attività di R/S svolta dal sistema della ricerca pubblica, consentirà di conseguire due macro-obiettivi di interesse strategico:

- contribuire efficacemente alla riduzione delle emissioni italiane di CO₂;
- consentire alla industria nazionale di partecipare alla competizione nel mercato globale di queste tecnologie, sempre più fortemente condizionato dalle politiche energetiche di paesi ad economie emergenti come India e Cina.

Verso l'impiego sostenibile dei combustibili fossili

Molte delle tecnologie necessarie per la cattura ed il sequestro della CO₂ sono già disponibili (ad esempio la gassificazione del carbone, la produzione di ossigeno, i reattori di shift, i processi di estrazione di gas acidi da miscele di gas). Tali tecnologie possono quindi già oggi essere integrate con le moderne tecnologie in uso per ridurre drasticamente le emissioni di inquinanti ed incrementare l'efficienza energetica, al fine di iniziare la fase di dimostrazione industriale della produzione di elettricità da combustibili fossili con emissioni di CO₂ prossime allo zero.

La UE ritiene che con un impegno continuo e definendo condizioni di mercato che rispecchino vincoli chiari e ambiziosi in termini di emissioni di carbonio, si potranno rendere praticabili, sotto il profilo commerciale, le tecnologie del carbone sostenibile nel giro di 10-15 anni.

Ciò richiederà però coraggiosi investimenti industriali per finanziare una serie di impianti di dimostrazione, all'interno e all'esterno della UE, ed iniziative politiche connesse per un periodo relativamente prolungato, da adesso fino almeno al 2020, oltre che le necessarie attività di ricerca e sviluppo che, in un processo iterativo, dovranno seguire in parallelo tutta la fase di dimostrazione.

A tale scopo una importantissima iniziativa europea è stata la costituzione della "piattaforma tecnologica per le centrali elettriche a combustibili fossili a zero emissioni" (piattaforma tecnologica ZEP).

L'obiettivo industriale è la costruzione di dieci o dodici impianti di dimostrazione di vasta scala per sperimentare varie soluzioni in grado di integrare le tecnologie CCS negli impianti di produzione di elettricità funzionanti a carbone o a gas. Una volta realizzati, tali impianti dovranno rimanere in esercizio per almeno cinque anni prima che si possa ritenere che le soluzioni sperimentate abbiano superato la fase di dimostrazione e siano dunque pronte per essere impiegate in centrali elettriche a emissioni zero a partire dal 2020.

La modernizzazione del parco di centrali a carbone attualmente operative nell'UE è un altro passo importante per la diffusione dell'uso sostenibile dei combustibili fossili in Europa. In base alle stime disponibili, più di un terzo della capacità energetica a carbone oggi esistente dovrebbe giungere al termine del ciclo di vita tecnico nei prossimi 10-15 anni. In Italia questa tendenza si è concretizzata in una ipotesi simile, consistente nella proposta di sostituire vecchie centrali a olio combustibile con nuove centrali a carbone.

Se per la sostituzione degli impianti esistenti (e per gli impianti nuovi) si investisse nelle migliori tecnologie di conversione disponibili e in quelle più efficienti sotto il profilo energetico, sarebbe già possibile ottenere una prima riduzione delle emissioni di CO₂ prodotte dagli impianti di generazione dell'elettricità a carbone pari al 20% entro il 2020.

La Commissione Europea auspica che le nuove centrali elettriche a combustibili fossili utilizzino le migliori tecniche disponibili per quanto riguarda l'efficienza e che, non disponendo di tecnologie CCS mature, siano progettate secondo la logica del *capture ready*, cioè tali da consentire un'installazione successiva delle tecniche di cattura del carbonio post-combustione.

Le tecnologie "CCS"

Il processo di cattura e stoccaggio della CO₂ si attua in tre diverse fasi:

- la cattura dell'anidride carbonica dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale;
- il trasporto, in genere via *pipeline*, fino al sito di stoccaggio;
- lo stoccaggio definitivo, in siti geologici oppure mediante trattamenti chimici.

Nelle note seguenti saranno brevemente descritte le tre fasi, dando maggior spazio agli aspetti relativi alla cattura della CO₂.

La cattura della CO₂

Nei processi di generazione elettrica la CO₂ può essere separata dagli altri effluenti sia con metodi di cattura **pre-combustione**, grazie ad un trattamento del combustibile di origine fossile a monte della combustione, che con metodi di cattura **post-combustione** che si applicano sui fumi. Esiste poi una terza possibilità, che è rappresentata dall'utilizzo di sistemi a **ossi-combustione**, che impiegano come comburente ossigeno in luogo di aria, e che da luogo ad un flusso di CO₂ molto concentrata, facilmente separabile dal restante vapore (figura 1).

Tutte le tecnologie proposte sono attualmente a differenti stadi di maturazione.

La **cattura effettuata a monte della combustione**, in sistemi alimentati a carbone e a gas, attuata rispettivamente nei processi di gassificazione del carbone e di reforming del metano, seguiti dalla reazione di CO-shift e della cattura della CO₂, di solito praticata per

assorbimento fisico, sono attualmente opzioni molto promettenti che potrebbero essere impiegate in sistemi integrati con la gassificazione del carbone (IGCC) o in cicli combinati a gas (NGCC).

L'opzione **cattura a valle della combustione** implica l'utilizzo di sistemi di assorbimento chimico della CO₂ dai gas esausti provenienti da impianti operanti con cicli a vapore in condizioni super-critiche alimentati a polverino di carbone (SC/PCC) o da impianti a ciclo combinato alimentati a gas (NGCC).

Un'ulteriore opzione è quella data dalla **ossi-combustione** di combustibili fossili, che impiega ossigeno puro come comburente e produce gas esausti con un'altissima percentuale di CO₂, che può essere facilmente separata. Altri metodi di separazione come le membrane sono stati considerati, sia da soli che in combinazione con altre tecniche di assorbimento, come opzioni a lungo termine per entrambe le applicazioni di cattura pre e post combustione.

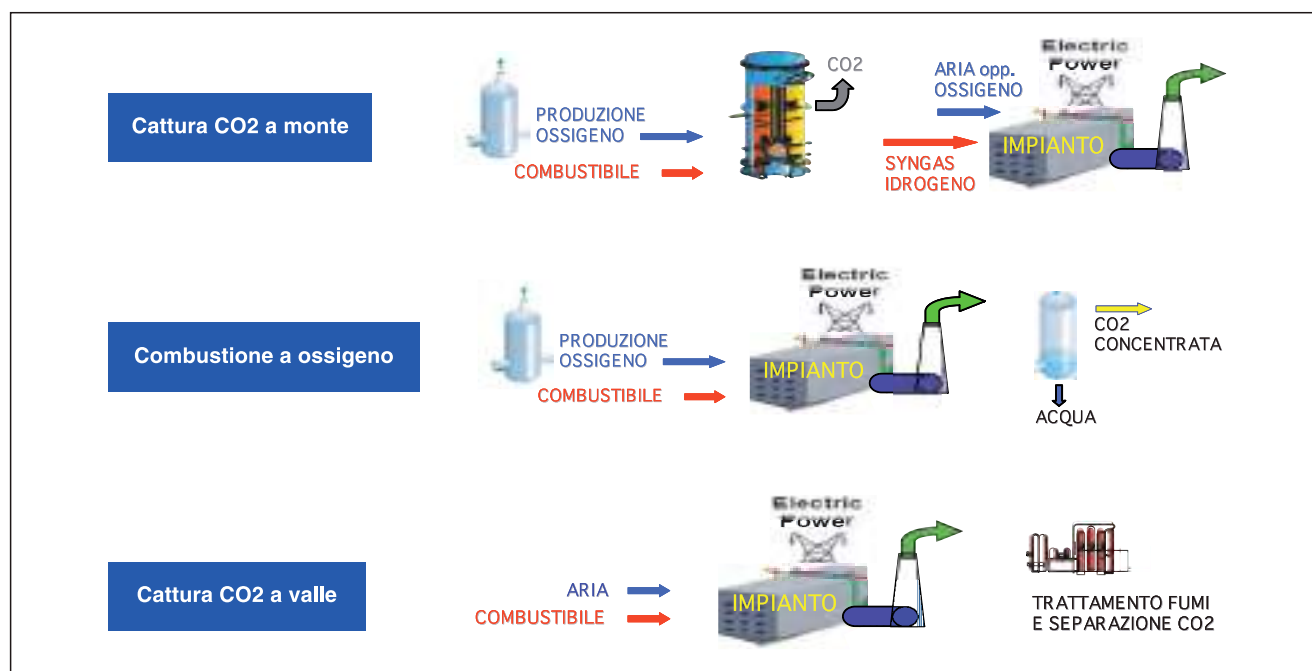


FIGURA 1 Principali metodi per la separazione della CO₂ in impianti di potenza
Fonte: ENEA

L'utilizzo di tecnologie CCS può ridurre le emissioni di CO₂ causate dagli impianti di potenza dell'80-90%, con una riduzione di efficienza energetica stimata pari a circa 8-12 punti percentuali.

Secondo la IEA, la CCS applicata alla generazione elettrica e alla produzione industriale può contribuire per il 20-28% alla riduzione delle emissioni globali entro il 2050. Importanti opportunità esistono nei paesi consumatori di carbone, e si prevede di includere la CCS nei meccanismi di *emission trading*.

Poiché gli impianti di generazione elettrica hanno una vita abbastanza lunga (25-50 anni), una rapida espansione delle tecnologie CCS implica, nel breve periodo, il *retrofitting* su impianti esistenti, opzione in genere più costosa rispetto al costruire da zero un impianto equipaggiato con CCS.

Contemporaneamente alla valutazione e all'accertamento della fattibilità tecnico-economica della CCS, la costruzione di impianti *capture ready* rappresenta una soluzione nel breve-medio termine, e potrebbe essere resa obbligatoria per gli impianti da realizzare nel prossimo decennio.

Esaminando con maggiore dettaglio le tre tecnologie fondamentali è possibile porre in evidenza lo stato dell'arte e le prospettive potenziali dei differenti approcci.

Cattura post-combustione

Stato dell'arte. Dal punto di vista della maturità tecnologica, i sistemi post combustione (figura 2) sono sicuramente quelli che presentano la maggiore maturità grazie all'esperienza acquisita nei settori *oil&gas* e in quello del trattamento di gas esausti in piccola scala. Sono i più adatti ad essere applicati ad impianti esistenti in retrofit, previa naturalmente verifica delle disponibilità di spazio, visto gli elevati volumi necessari. I principali svantaggi sono rappresentati dai costi d'impianto elevati, legati alle ingenti quantità di gas da trattare e dall'alta penalizzazione energetica dovuta alla rigenerazione.

Aspetti innovativi. Anche se non ottimizzati per l'impiego in impianti CCS, tutti i componenti sono al momento commercialmente disponibili. Ulteriori miglioramenti sono però richiesti per abbattere a monte la concentrazione di SO_x, NO_x e particolato che riducono l'efficienza di assorbimento dei solventi, generalmente a base di Ammine. È comunque necessaria una dimostrazione della tecnologia con un significativo aumento di scala dell'impianto fino a 20-50 volte le applicazioni attuali.

Prodotti attesi. La dimostrazione prevede la realizzazione di impianti capaci di produrre energia a prezzi com-

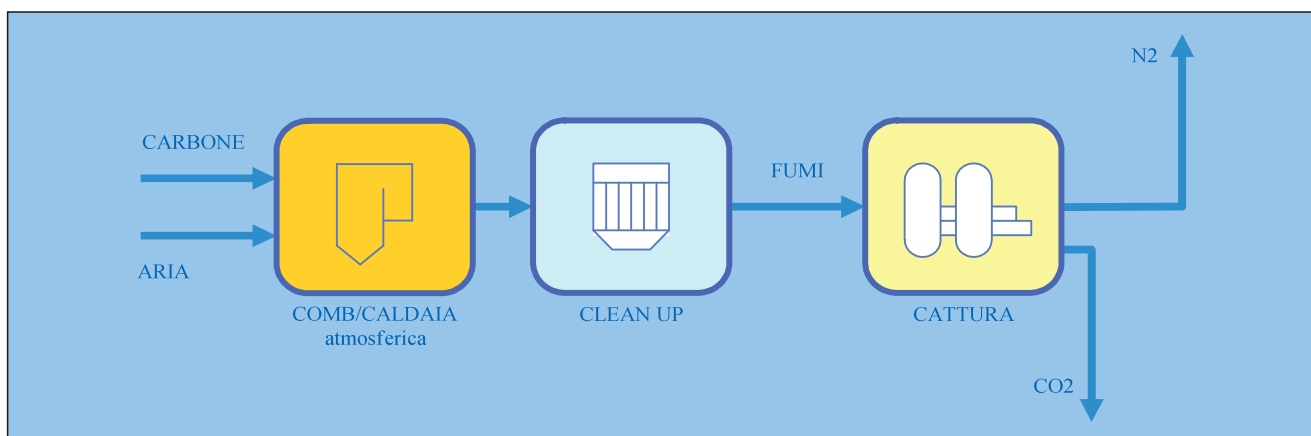


FIGURA 2 Cattura post-combustione
Fonte: ENEA

petitivi. L'obiettivo è quello di minimizzare i costi della cattura della CO₂, attraverso lo sviluppo di una tecnologia, applicabile ad impianti già operativi e/o nuovi, con rilevante impatto sul mercato per l'attenzione posta al costo di investimento, alle prestazioni dell'impianto e quindi al costo dell'energia prodotta, con una riduzione significativa delle emissioni di un gruppo termoelettrico Ultra SuperCritico di taglia standard (es. 660 MWe). *Impatto potenziale.* Il punto cruciale, che determina la convenienza economica, è legato allo sviluppo di nuovi solventi che riducano significativamente il costo energetico dovuto alla rigenerazione termica. Infatti i principali svantaggi della tecnologia sono rappresentati dai costi d'impianto elevati (legati alle ingenti quantità di gas trattato in gran parte costituito da azoto non presente nei gas trattati nelle configurazioni alternative) e dall'alta penalizzazione energetica dovuta alla rigenerazione del solvente. Ciò vale sia per gli impianti a carbone Super Critici e Ultra Super Critici, che per gli impianti ciclo combinato alimentati a gas naturale, dove si ha una maggiore penalizzazione a causa della minore concentrazione di CO₂ nei fumi.

Cattura pre-combustione

Stato dell'arte. Le tecnologie pre-combustione (figura

3) operano una "decarbonizzazione" del combustibile fossile a monte della combustione rilasciando un gas ad alto contenuto di idrogeno che poi può essere utilizzato come combustibile in impianti di produzione elettrica o in usi alternativi (trazione, chimica di base,...). In generale, dal punto di vista energetico, la penalizzazione dovuta al loro utilizzo è ridotta sia perché si opera su flussi in quantità limitate sia perché si può operare in pressione, condizione che facilita la cattura e rende meno dispendiosa la rigenerazione.

Aspetti innovativi. Il componente chiave è rappresentato dalla sezione di assorbimento e rigenerazione del solvente sul quale hanno però notevole influenza il sistema di desolforazione e quello di CO-shift.

Prodotti attesi. Il risultato atteso dallo sviluppo dei dimostratori è la realizzazione di un prodotto ad alta innovazione tecnologica, ottenuta attraverso l'incremento delle prestazioni in termini di migliore efficienza di cattura della CO₂, migliore flessibilità nell'utilizzo di diversi tipi di combustibili, maggiore durata dei catalizzatori e dei *chemicals* impiegati.

Impatto potenziale. Una significativa ricaduta sarà l'esperienza maturata nella progettazione, realizzazione e gestione operativa di questa tipologia di impianti, caratterizzati da un maggiore rendimento nella produzione di energia da carbone *Zero Emissions* e da

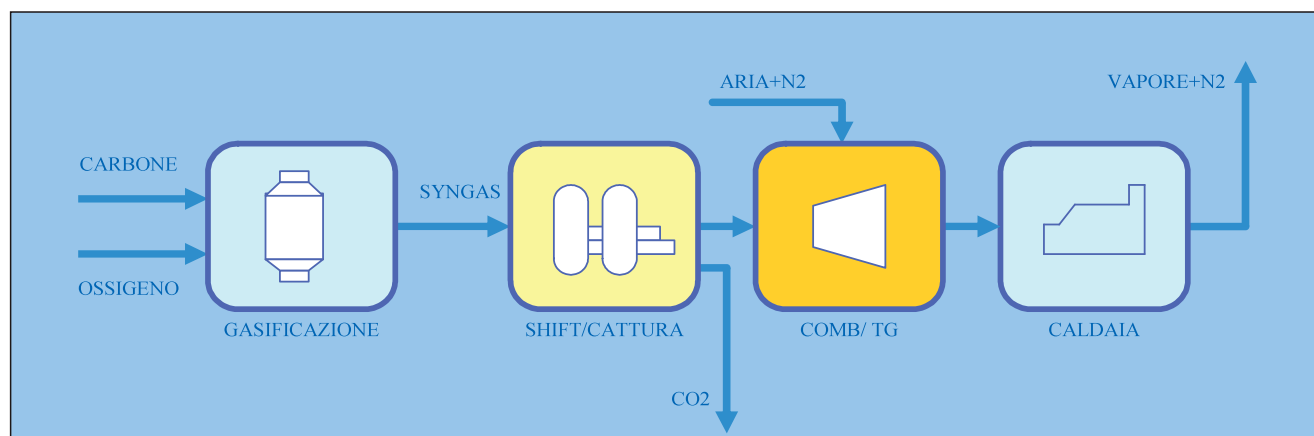


FIGURA 3 Cattura pre-combustione
Fonte: ENEA

una riduzione dei costi, sia di investimento che operativi. Ulteriori applicazioni sono individuabili negli impianti IGCC alimentati con tar residui della raffinazione dei prodotti petroliferi.

Cattura attraverso ossi-combustione

Stato dell'arte. Il metodo di cattura della CO₂, che utilizza la combustione con ossigeno (figura 4), rappresenta la terza via tra le possibili opzioni oggi più promettenti. A valle della produzione del calore di combustione utilizzato nel ciclo termodinamico, si genera un effluo di gas molto ricco in CO₂ che, dopo aver attraversato una sezione di rimozione dei principali inquinanti e una di condensazione del vapor d'acqua in esso presente, può essere inviato allo stoccaggio. È un tipo di processo per il quale già si trovano applicazioni nell'industria siderurgica e del vetro. A livello mondiale lo si sta studiando in applicazioni di potenza.

Aspetti innovativi. Il componente chiave è rappresentato dal combustore a ossigeno (comburente) e dalla sua applicazione nell'integrazione in un impianto a vapore di tipo supercritico o in un sistema basato su turbine a gas che operano in cicli avanzati.

Impatto potenziale. La tecnologia potrà essere utilizzata per future centrali ad emissioni zero con efficiente

integrazione del sistema di produzione dell'ossigeno, del sistema di generazione di vapore e di quello di cattura della CO₂. Il risultato più rilevante, in termini di sviluppo tecnologico, dell'attività svolta su dimostrativi sarà costituito da conoscenze ed innovazioni utili per lo sviluppo di future centrali caratterizzate da efficienze, su scala di grande potenza, prossime al 40%, inclusi i costi di cattura della CO₂.

La tabella 1 sintetizza i principali temi di ricerca e dimostrazione sulle tecnologie di cattura, condivisi da diversi paesi, dalla UE, dal Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) e dalla IEA.

In generale vi è unanime consenso sulle seguenti linee:

- non si può indicare la migliore tecnologia di cattura oggi disponibile oppure quella più promettente: è dunque necessario continuare a studiare le tre alternative;
- è necessario realizzare impianti dimostrativi entro il 2015 in modo da verificare la possibilità di passare alla fase commerciale a partire dal 2020;
- è necessario continuare le attività di ricerca per assicurare ulteriori sviluppi dopo il 2020, con l'obiettivo di ridurre ulteriormente i costi di cattura ed incrementare l'efficienza complessiva;
- è indispensabile effettuare una mappatura accurata dei siti geologici atti allo *storage* della CO₂;

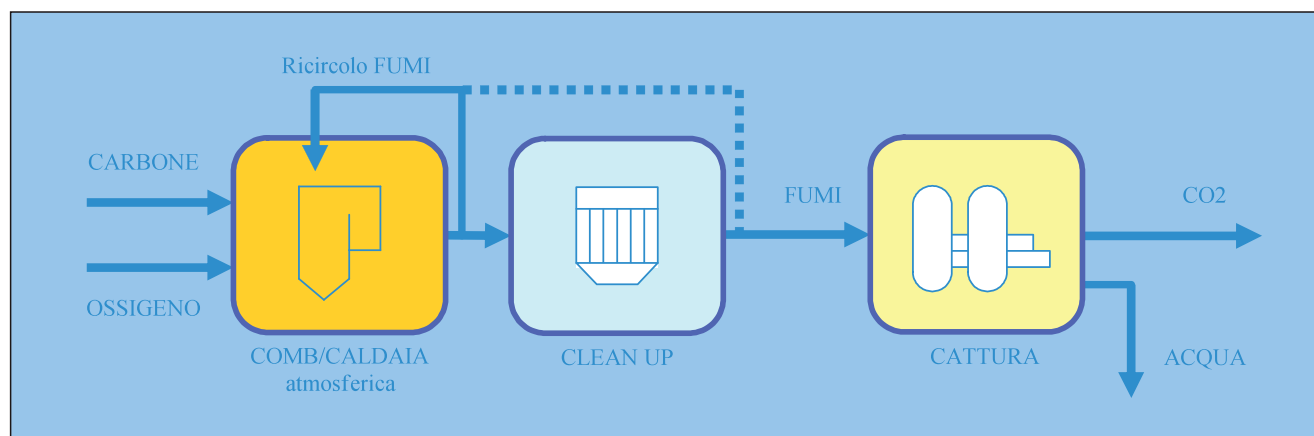


FIGURA 4 Cattura attraverso ossi-combustione
Fonte: ENEA

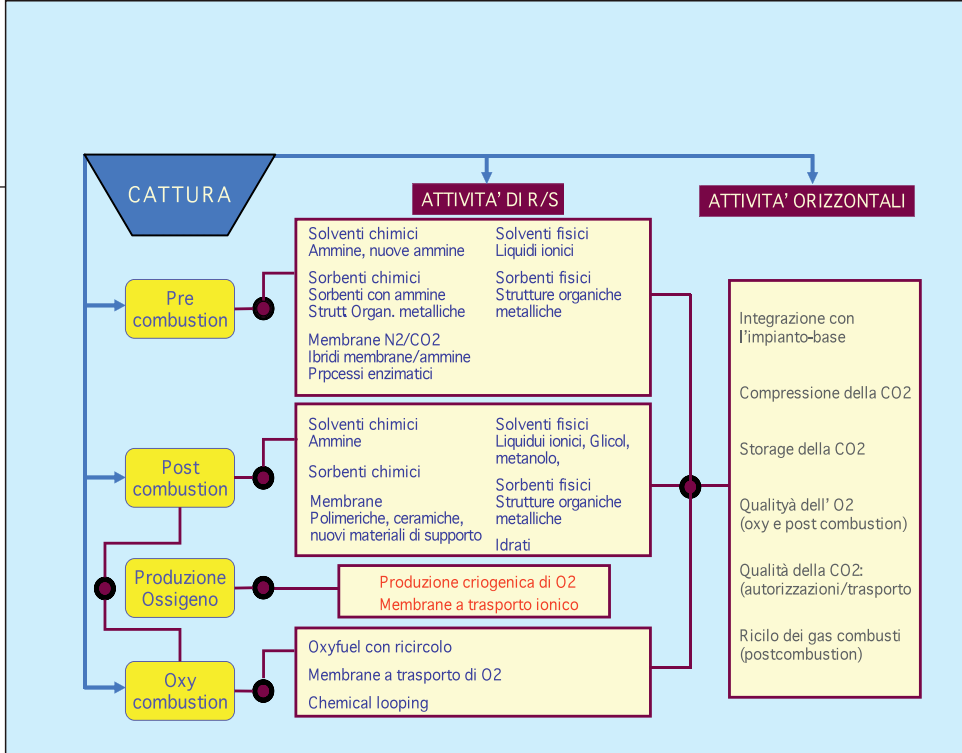


TABELLA 1

Principali temi di ricerca e dimostrazione sulle CCS

Fonte: ENEA

- è indispensabile avviare programmi dimostrativi sulle potenzialità delle tecnologie di *storage* geologico, verificandone l'efficienza e la sicurezza;
- è opportuno sondare altre metodologie di *storage* diverse da quelle geologiche.

Gli obiettivi strategici delle attività nei prossimi anni si possono così sintetizzare:

- abbassare il costo della CO₂ evitata a valori < 20 €/tCO₂;
- ridurre i costi di investimento degli impianti a tecnologia CCS;
- ridurre i costi di esercizio degli impianti;
- ridurre l'energia aggiuntiva richiesta per l'applicazione delle tecnologie CCS;
- ottenere una elevata disponibilità in termini di ore/anno di esercizio.

Il trasporto della CO₂

Le tecnologie di trasporto della CO₂ dai punti di produzione a quelli di stoccaggio sono abbastanza affidabili e testate, ma è necessario sperimentare sistemi integrati che risultino di scala commerciale, accelerando i tempi per verificare nei prossimi anni gli aspetti relativi alla sicurezza.

Negli USA sono state acquisite esperienze significative sul trasporto di CO₂ tramite *pipelines* (1.600 km) per applicazioni in campo petrolifero con tecniche di EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Si utilizzano sistemi a bassa pressione (4.8 MPa) e ad alta pressione (9.6 MPa).

Il trasporto in navi cisterna non è al momento sperimentato commercialmente, anche se Giappone e Norvegia hanno già allo studio progetti per la realizzazione di navi cisterna in grado di trasportare la CO₂ allo stato liquido. I costi di trasporto sono relativamente modesti: in particolare trasportare in *pipelines* la CO₂ per circa 100 km viene oggi a costare da 1 a 4 euro/t di CO₂ "evitata".

Confinamento della CO₂

Le possibilità di confinamento della CO₂ sono sinteticamente elencate nella tabella seguente.

Storage geologico

- In formazioni Saline profonde
- In pozzi esauriti di Petrolio e Gas
- In giacimenti di carbone non sfruttabili
- In campi geotermici non sfruttabili

Usi di CO₂ a fini produttivi

- *Enhanced Oil & Gas Recovery* (EOR ed EGR): iniezione di CO₂ in pozzi operative di petrolio o gas per aumentarne la produttività;
- *Enhanced Coal Bed Methane* (ECBM): iniezione di CO₂ in giacimenti esauriti di carbone, con fissaggio della CO₂ ed estrazione di metano

Storage nelle profondità oceaniche (*deep ocean*)

Mineralizzazione mediante trattamenti chimici

Biofissazione

- Produzione di biomassa da CO₂ ed energia solare, con microalghe o ciano-batteri
- Formazione di idrati

TABELLA 2 Possibilità alternative per il confinamento dell CO₂
Fonte: ENEA

La tabella 3, elaborata dalla piattaforma tecnologica europea ZEP, fornisce una stima comparativa sulla potenzialità relativa dei vari metodi utilizzabili per il confinamento della CO₂. Si passa da una potenzialità molto bassa relativamente ai metodi chimici, a valori assai elevati per il confinamento geologico in acquiferi salini profondi.

Potenzialità	Tipologia di confinamento della CO ₂
1	Reazioni mineralogiche
10	Carbone: giacimenti non coltivabili
100	Giacimenti esauriti di olio e gas
1000	Acquiferi salini profondi

TABELLA 3 Potenzialità relativa di confinamento dei vari metodi
Fonte: ZEP

Esistono diverse stime sulle capacità di confinamento a livello mondiale della CO₂; la tabella 4 riporta quelle proposte da uno studio di IPCC.

Altre stime indicano per i soli campi esausti ad olio e gas una capacità di stoccaggio di oltre 1800 Gt CO₂: tale volume potrebbe coprire la produzione mondiale di CO₂ per un arco di tempo superiore ai prossimi 20 anni, mentre ben superiore sembra il potenziale per gli acquiferi salini profondi.

Capacità globali di stoccaggio (Gt CO ₂)	
Acquiferi salini profondi	6.000 - 10.000
Giacimenti di petrolio e gas	900 - 1.300
Miniere di carbone	60 - 150

TABELLA 4 Stime sulle capacità di confinamento mondiale della CO₂
Fonte: IPCC

Per quanto riguarda la situazione italiana, si stima una capacità di sequestrazione geologica della CO₂ in acquiferi profondi, ivi incluse le aree geotermiche, di 440 Mt, dei quali 353 onshore e 84 Mt offshore.

Per quanto riguarda i giacimenti di olio e gas onshore

il valore stimato a livello nazionale è di 1.790 Mt di CO₂.

Pertanto complessivamente in Italia si potrebbero sequestrare 2.230 Mt di CO₂, come indicato nella tabella 5.

Potenzialità di stoccaggio in Italia (Mt CO ₂)	
Acquiferi on-shore	353
Acquiferi off-shore	84
Giacimenti di olio e gas on-shore	1.790
Totale nazionale	2.230

TABELLA 5 Stime sulle capacità di confinamento mondiale della CO₂ in Italia
Fonte: UE

I principali ostacoli all'applicazione delle tecniche di stoccaggio geologico sono individuabili in:

- non completa conoscenza della geologia delle aree d'interesse, per quanto riguarda in particolare gli aspetti mineralogici, idrologici e geochimici;
- non sufficienti conoscenze in merito al comportamento della CO₂ immagazzinata, sia ai fini degli effetti globali (rischio di fughe che potrebbero in parte vanificare lo sforzo di cattura e confinamento) che locali (effetti dannosi sull'ambiente e sulla popolazione in caso di rilascio rapido di quantità significative);
- ostacoli normativi, relativi alla gestione dei rifiuti, all'uso del sottosuolo e del mare;
- accettabilità sociale, in relazione, in particolare, ai rischi di effetti locali dannosi.

I molti progetti, avviati in varie parti del mondo, mirano pertanto a:

- validare i metodi per la scelta dei siti e la stima dei rischi in una pluralità di contesti geologici anche molto diversificati;
- ottimizzare le tecniche di controllo, dalla superficie, dell'evoluzione negli strati geologici profondi della CO₂ iniettata;

- sviluppare *best practices* e *standards* per tutte le fasi operative connesse, che servano da base nella definizione delle procedure autorizzative e delle responsabilità correlate alla scelta dei siti, all'esecuzione del confinamento, al controllo a breve e lungo termine, all'esaurimento dei siti di confinamento.

Conclusioni

A livello internazionale sono ormai definiti, in maniera unanime, i punti chiave da affrontare sul piano dello sviluppo delle tecnologie, su quello dell'abbattimento dei costi, sul piano della normativa e della conquista di un sufficiente consenso sociale.

Il settore dell'impiantistica per produzione di energia elettrica, eventualmente combinata con la produzione di idrogeno, è quello che necessita del maggiore impegno tecnologico: nel breve-medio periodo per la dimostrazione delle tecnologie disponibili, e nel lungo periodo per lo sviluppo e dimostrazione di tecnologie ancora più efficienti e meno costose.

Il settore del trasporto della CO₂ è considerato sostanzialmente maturo, e richiede essenzialmente attività di ottimizzazione.

Il settore del confinamento della CO₂, anche se per alcune applicazioni è maturo da tempo – come nel caso dell'iniezione di anidride carbonica in pozzi petroliferi per aumentarne la produttività – necessita di attività di messa a punto e dimostrazione specialmente al fine di accrescere il livello di “confidenza” e quindi la accettabilità sociale.

A livello europeo la piattaforma tecnologica ZEP sta svolgendo un ruolo essenziale per indirizzare la politica comunitaria verso la dimostrazione in tempi brevi delle tecnologie CCS con un coinvolgimento rilevante dei singoli Stati. Su scala mondiale un ruolo determinante continua ad essere svolto dal CSLF e dalla IEA, che sono stati coinvolti congiuntamente dal G8 per

elaborare una proposta complessiva. L'obiettivo è di inserire a pieno titolo le tecnologie CCS fra le misure da adottare per poter conseguire gli obiettivi del post-Kyoto di ulteriori riduzioni delle emissioni della CO₂.

Circa gli aspetti economici e finanziari, per l'introduzione progressiva delle tecnologie CCS è necessario vincere alcune sfide:

- abbassare i costi degli impianti dotati di tali tecnologie;
- creare un “valore” alla CO₂ sul mercato globale;
- abbassare i rischi di investimenti molto elevati, richiesti dalle tecnologie CCS.

Il conseguimento di tali obiettivi richiede una grossa azione a livello globale, con l'impegno dei Governi a creare le condizioni per il business della CO₂, riflettendo i progressi scientifici e tecnologici nelle legislazioni nazionali ed internazionali.

Infine, circa gli aspetti di consenso e di pubblica accettazione, la conoscenza limitata sull'insieme delle tecnologie CCS costituisce una barriera per il loro sviluppo.

Occorre, quindi, operare affinché cresca la consapevolezza su due aspetti:

- che è possibile utilizzare combustibili fossili, in primis il carbone, adottando tecnologie in grado di separare la CO₂ evitando che venga immessa in atmosfera;
- che è realmente possibile garantire che la CO₂ possa essere confinata mediante stoccaggio geologico in sicurezza.

Occorre, a tal fine, avviare un significativo numero di progetti dimostrativi in grado di verificare definitivamente i vari aspetti di tale opzione. In questa azione è essenziale il rapporto con il sistema socio-politico territoriale, identificato nella dimensione regionale e comunale. ●

Lo stoccaggio geologico della CO₂

Lo stoccaggio geologico di CO₂ è una metodologia mutuata da fenomeni assolutamente naturali e conosciuti, con i quali l'umanità convive da sempre. Il livello di conoscenza tecnologica in merito alle strutture geologiche idonee allo stoccaggio, ai meccanismi di intrappolamento stabile, al monitoraggio pre- e post-iniezione, pur non impedendo il naturale sviluppo di nuove metodologie, strumenti e conoscenze, favorito anche dai numerosi progetti dimostrativi a livello internazionale, garantisce già oggi standard di sicurezza elevatissimi

■ Salvatore Lombardi e Sergio Persoglia

Introduzione

Tra i provvedimenti da mettere in pratica urgentemente per mitigare i cambiamenti climatici, la cattura e lo stoccaggio geologico della CO₂ (CCS) possono svolgere un ruolo fondamentale come tecnologie "ponte". Esse infatti consentono un impiego non inquinante dei combustibili fossili, che continueranno ad essere la sorgente principale di energia sino a quando lo sviluppo di tecnologie e infrastrutture per le energie rinnovabili porteranno ad una progressiva riduzione della nostra dipendenza dagli idrocarburi. È interessante notare che lo stoccaggio geologico della CO₂ non è un'invenzione dell'uomo, bensì una soluzione mutuata da un fenomeno assolutamente naturale e ampiamente diffuso: sotto terra, infatti, si trovano giacimenti naturali di CO₂ che esistono da milioni di anni.

Le tecniche CCS costituiscono dunque un sistema di produzione dell'energia a ciclo chiuso, in cui il carbonio, originariamente estratto dal sottosuolo sotto for-

ma di gas, petrolio e carbone, viene reimpresso nel sottosuolo sotto forma di CO₂.

Lo sviluppo delle tecnologie CCS nel mondo

A partire dagli anni 90 sono stati condotti importanti programmi di ricerca sulle tecnologie CCS in Europa, Stati Uniti, Canada, Australia e Giappone. Molte conoscenze, inoltre, sono state acquisite con i primi progetti dimostrativi di grandi dimensioni, nei quali la CO₂ viene iniettata a grandi profondità: Sleipner in Norvegia (circa 1 Mt/anno dal 1996), Weyburn in Canada (circa 1,8 Mt/anno dal 2000), In Salah in Algeria (circa 1 Mt/anno dal 2004). Anche la collaborazione internazionale per la ricerca sullo stoccaggio della CO₂, promossa in questi ed altri siti, è stata fondamentale per ampliare le conoscenze, per promuovere lo sviluppo della comunità scientifica mondiale che si occupa dell'argomento, per avviare la fase dimostrativa. Oltre agli aspetti tecnologici, sono ora in fase di elaborazione i quadri legislativi, normativi, economici e politici per l'utilizzo delle tecnologie CCS e ne viene valutata la percezione e la sua accettabilità da parte dell'opinione pubblica. In Europa l'obiettivo è di avere almeno 12 progetti dimostrativi su grande scala, attivi entro il 2015 al fine di consentire un diffuso utilizzo di tipo

■ **Salvatore Lombardi**
CO₂GeoNet, Università la Sapienza, Roma

■ **Sergio Persoglia**
CO₂GeoNet, Istituto nazionale di Oceanografia e di Geofisica Sperimentale

industriale delle tecnologie CCS entro il 2020. A tale scopo, nel gennaio 2008, la Commissione Europea ha emesso il “Pacchetto dell’U.E. per il Clima e l’Energia” che comprende una direttiva sullo stoccaggio geologico della CO₂ e altri provvedimenti per promuovere lo sviluppo e l’utilizzo sicuro delle tecnologie CCS.

Le capacità di immagazzinamento di CO₂ nel sottosuolo

La CO₂ non può essere iniettata dovunque: occorre prima identificare le formazioni geologiche adatte. Le rocce serbatoio, idonee per lo stoccaggio geologico, esistono in tutto il mondo ed offrono una capacità sufficiente a far sì che le tecnologie CCS contribuiscano significativamente alla lotta ai cambiamenti climatici indotti dalle attività umane.

In particolare esistono tre opzioni principali (figure 1 e 2):

1. *Giacimenti esauriti di gas naturale e di petrolio* – ben conosciuti grazie alle esplorazioni e allo sfruttamento degli idrocarburi, offrono opportunità immediate d’immagazzinamento della CO₂;
2. *Acquiferi salini* – offrono un potenziale di stoccaggio ben maggiore, ma non sono generalmente conosciuti altrettanto bene;
3. *Giacimenti profondi di carbone non sfruttabili* – un’opzione per il futuro, una volta che sia stato risolto il problema di come iniettare grandi volumi di CO₂ nel carbone a bassa permeabilità.

Una volta iniettata in una formazione geologica adatta come serbatoio naturale (detta anche “roccia serbatoio”), la CO₂ si accumula nelle fratture e negli interstizi tra i granuli della roccia spostando e sostituendo così il fluido presente (per esempio il gas, l’acqua o il petrolio). Le rocce adatte per l’immagazzinamento geologico della CO₂ devono perciò avere un’elevata porosità e sufficiente permeabilità. Tali formazioni rocciose, risultato della deposizione di sedimenti durante le passate ere geologiche, sono comunemente ubicate

nei cosiddetti “bacini sedimentari”. In certi punti, queste formazioni permeabili si alternano con rocce impermeabili, che possono comportarsi come un sigillo impenetrabile. I bacini sedimentari spesso ospitano giacimenti di idrocarburi e giacimenti naturali di CO₂, il che conferma la loro capacità di trattenere i fluidi per lunghi periodi di tempo, avendo essi intrappolato naturalmente petrolio, gas e persino CO₂ allo stato puro per milioni di anni.

I siti adatti allo stoccaggio della CO₂ sono caratterizzati da:

- sufficiente porosità, permeabilità e capacità di immagazzinamento;
- la presenza di una roccia impermeabile sovrastante, la cosiddetta “roccia di copertura” (ad esempio argilla, sale), che impedisca alla CO₂ di migrare verso l’alto;
- la presenza di “trappole strutturali”, ovvero elementi, come ad esempio una roccia di copertura a forma di cupola, che possano controllare la migra-

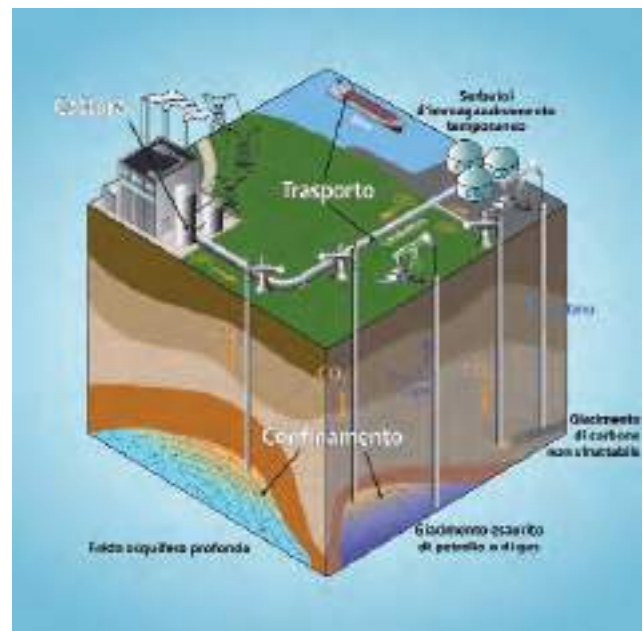
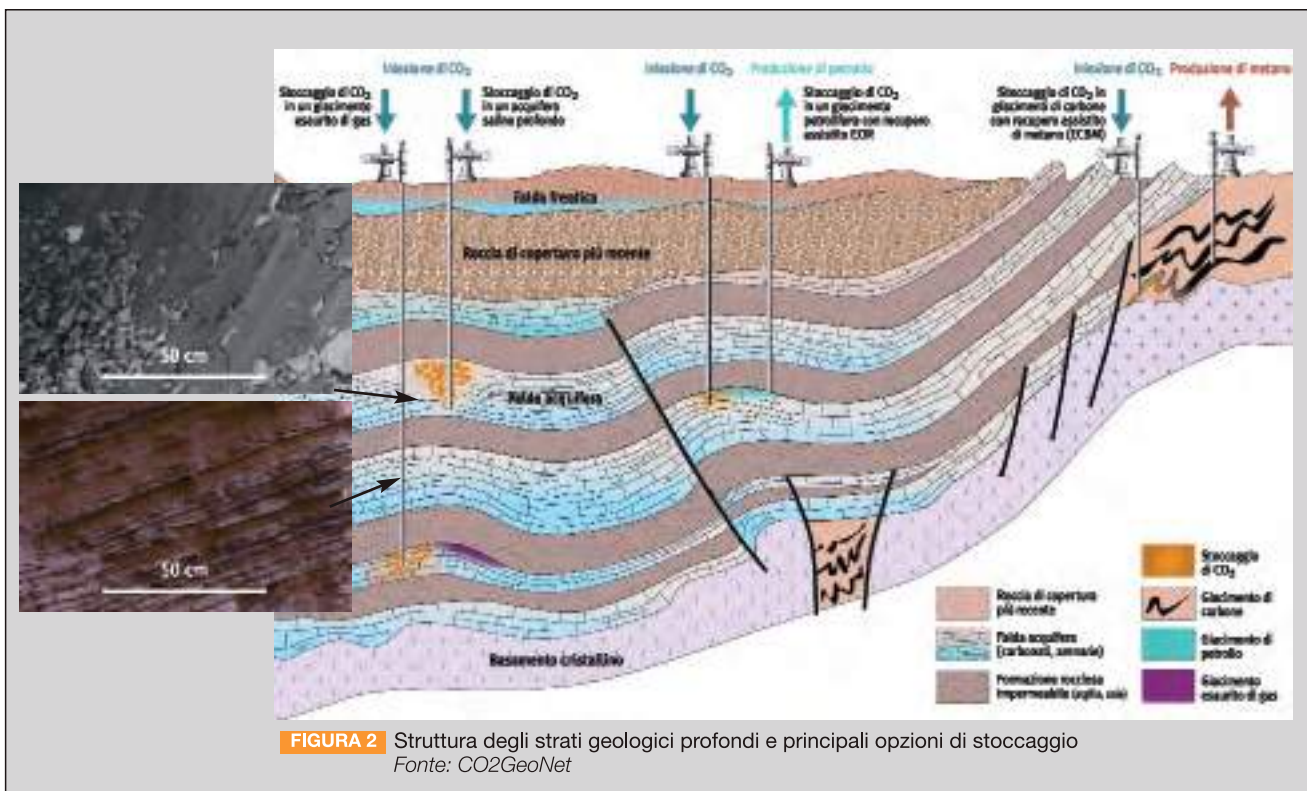


FIGURA 1 Il processo di cattura e sequestro della CO₂: fasi principali e possibili forme di confinamento geologico
Fonte: CO2GeoNet



zione della CO_2 all'interno della roccia serbatoio;

- l'ubicazione a più di 800 metri di profondità, dove la pressione e la temperatura sono abbastanza elevate da permettere l'immagazzinamento della CO_2 in fase densa e per rendere così massime le quantità confinate;
- l'assenza di acqua potabile: la CO_2 non deve mai essere iniettata in acque utilizzabili per il consumo o per altre attività umane.

I bacini sedimentari sono molto diffusi in tutta Europa, ad esempio sotto i fondali del Mare del Nord o sulla terraferma attorno alla catena alpina. Molte formazioni geologiche presenti nei bacini europei soddisfano i criteri per lo stoccaggio geologico della CO_2 . Altre zone europee sono composte da crosta consolidata antica (per esempio gran parte della Scandinavia) e quindi non contengono rocce adatte allo stoccaggio della CO_2 . Tutto ciò premesso, le stime sulla capacità di stoccag-

gio sono solitamente approssimative e basate sull'estensione fisica delle formazioni potenzialmente adatte. La capacità può quindi essere valutata, con una prima stima approssimativa su scala di bacino o di roccia serbatoio, e definita successivamente in modo più preciso, tenendo conto dell'eterogeneità e della complessità delle strutture geologiche.

La capacità di stoccaggio teorica si basa generalmente sul calcolo del volume degli interstizi nelle formazioni. Essa può essere calcolata moltiplicando l'area della formazione per il suo spessore, la sua porosità media e la densità media della CO_2 alla pressione e temperatura a cui si trova la roccia serbatoio. Tuttavia, poiché gli spazi interstiziali sono già occupati da fluidi (generalmente acqua), solo una minima parte di questi può essere usata per lo stoccaggio (l'1-3% circa). Questo ulteriore coefficiente viene applicato per la stima della capacità volumetrica.

Mediante ricerche dettagliate si possono produrre sti-

me realistiche della capacità per i singoli siti di stoccaggio. Lo spessore delle formazioni non è costante e le proprietà delle rocce serbatoio possono variare anche a breve distanza. La conoscenza della dimensione, della forma e delle proprietà geologiche delle strutture permette di ridurre l'incertezza nei calcoli. In base a queste informazioni, si possono effettuare simulazioni al computer per predire l'andamento dell'iniezione e il movimento della CO₂ all'interno delle rocce serbatoio e fare quindi una stima più realistica della capacità di stoccaggio.

La capacità non è solo una questione di fisica delle rocce. Anche fattori socio-economici influenzano la scelta se utilizzare o meno un sito potenzialmente adatto (es. il costo del trasporto della CO₂ dalla fonte al sito di stoccaggio). La capacità, inoltre, dipende anche dalla purezza della CO₂, perché la presenza di altri gas riduce il volume disponibile per la CO₂. Infine, le scelte politiche e l'accettazione da parte del pubblico sono elementi determinanti nel decidere se utilizzare o meno la capacità disponibile. L'insieme di queste considerazioni porta a introdurre un concetto di capacità effettiva.

In conclusione, è noto che la capacità di stoccaggio della CO₂ in Europa è alta, anche se esistono incertezze dovute alla complessità ed eterogeneità dei siti e ai fattori socio-economici. Il progetto europeo GESTCO ha stimato che la capacità di stoccaggio della CO₂ nei giacimenti di idrocarburi nella zona del Mare del Nord è pari a 37 Gt, il che permetterebbe a molti grandi impianti in questa regione di iniettare CO₂ per diversi decenni. Aggiornamenti e ulteriori mappature della capacità di stoccaggio in Europa sono oggetto di ricerche in corso su scala nazionale nei singoli stati membri e sono stati eseguiti, su scala europea, nell'ambito del progetto europeo Geocapacity.

Il trasporto della CO₂ dal luogo di cattura al sito di stoccaggio

Una volta separato dai fumi delle centrali o degli impianti industriali, il flusso ad alta concentrazione di

CO₂ così ottenuto viene disidratato e compresso, al fine di rendere il trasporto e lo stoccaggio più efficienti. La disidratazione è necessaria per evitare la corrosione delle attrezzature e infrastrutture e, data l'alta pressione, la formazione di idrati (solidi simili a cristalli di ghiaccio che possono bloccare attrezzature e tubazioni). La CO₂ viene compressa fino a trasformarsi in un fluido denso che occupa molto meno spazio della forma gassosa.

Il suo trasporto può essere effettuato per nave o attraverso condutture.

Attualmente il trasporto via nave per impieghi industriali viene svolto solo su piccola scala (10.000 - 15.000 m³); tuttavia questa potrebbe diventare un'opzione attraente nel futuro, per i progetti CCS, nel caso in cui la fonte di CO₂ si trovi in aree costiere molto distanti da un sito di stoccaggio adatto. Le navi attualmente utilizzate per trasportare gas petroliferi liquefatti (GPL) sono adatte anche per il trasporto della CO₂. In particolare, i sistemi semi-refrigerati sono sia pressurizzati che raffreddati e pertanto la CO₂ può essere trasportata allo stato liquido. Le più moderne navi per GPL hanno una capacità volumetrica che raggiunge i 200.000 m³ e sono in grado di trasportare 230.000 tonnellate di CO₂. Tuttavia, il trasporto via nave non garantisce un flusso continuo tra la fonte e il sito di stoccaggio, e occorre quindi impiegare serbatoi intermedi a terra.

Il trasporto in condutture è attualmente impiegato per trasportare le grandi quantità di CO₂ usate dalle compagnie petrolifere nel recupero assistito di petrolio (*Enhanced Oil Recovery*, EOR). Nel mondo sono in funzione approssimativamente 3.000 km di condutture di CO₂, la maggior parte delle quali negli Stati Uniti. Questo tipo di trasporto ha un costo più competitivo rispetto a quello via nave e offre anche il vantaggio di fornire un flusso continuo di CO₂ dall'impianto di cattura al sito di stoccaggio. Tutte le condutture di CO₂ esistenti operano ad alte pressioni: in questo modo la CO₂ è in stato supercritico, per cui si comporta come un gas, ma ha la densità di un liquido.

L'iniezione della CO₂

Allorché la CO₂ arriva al sito di stoccaggio, viene iniettata sotto pressione nella roccia serbatoio (figura 3). La pressione d'iniezione deve essere ovviamente sensibilmente maggiore di quella nella roccia serbatoio, in modo da allontanare dal punto di immissione il fluido in esso presente. Il numero di pozzi d'iniezione dipende dalla quantità di CO₂ che deve essere immagazzinata, dal tasso d'iniezione (il volume di CO₂ iniettato in un'ora), dalla permeabilità e dallo spessore della roccia serbatoio, dalla pressione d'iniezione massima e dal tipo di pozzo. Poiché l'obiettivo principale è il confinamento della CO₂ per un lungo periodo, bisogna essere certi dell'integrità idraulica della formazione rocciosa. Tassi d'iniezione troppo alti possono causare aumenti di pressione nel punto d'immissione, soprattutto in formazioni a bassa permeabilità. La pressione d'immissione non deve superare la pressione di frattura della roccia, poiché si potrebbe danneggiare la roccia serbatoio o la formazione sigillante sovrastante. Analisi e modelli geomeccanici vengono utilizzati per identifi-

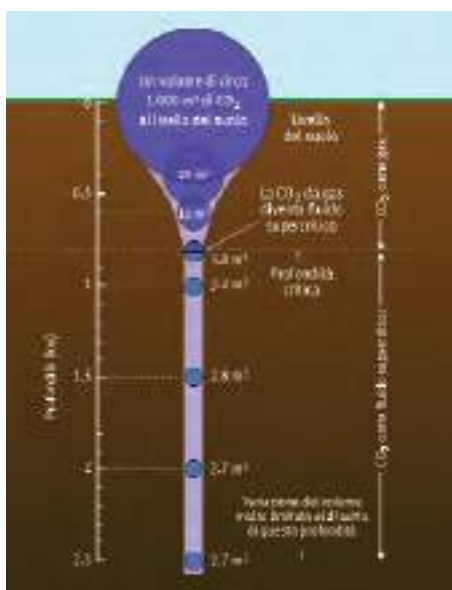


FIGURA 3 Fattori che rendono fattibile lo stoccaggio geologico di consistenti quantità di CO₂
Fonte: CO2GeoNet

care la massima pressione di iniezione che permette di evitare fratture nella formazione.

Vari processi chimici possono influenzare la portata di iniezione della CO₂ nella formazione rocciosa. A seconda del tipo di roccia serbatoio, della composizione chimica dei fluidi e delle condizioni del serbatoio stesso (quali temperatura, pressione, volume, concentrazione ecc.), possono avvenire dei processi di dissoluzione o di precipitazione di minerali in prossimità del pozzo. Queste reazioni possono portare ad un aumento o ad una diminuzione dei tassi d'iniezione. Non appena la CO₂ viene iniettata, una parte di essa si scioglie nell'acqua salina presente nella roccia serbatoio provocando una leggera diminuzione del pH limitata dalla dissoluzione dei carbonati presenti. Questo processo di dissoluzione può aumentare sia la porosità della roccia che l'iniettività. Tuttavia, una volta disciolti, i minerali di carbonato possono precipitare di nuovo e cementare la formazione attorno al pozzo. Elevate portate possono essere utilizzate per limitare la riduzione di permeabilità attorno al pozzo, spostando in tal modo più lontano l'area dove avviene la precipitazione.

La composizione e la purezza del flusso di CO₂, effetto del processo di cattura, hanno un'influenza significativa sullo stoccaggio della CO₂. La presenza di piccole percentuali di altre sostanze, come ad esempio acqua, solfuro di idrogeno (H₂S), ossidi di zolfo e di azoto (SO_x, NO_x), azoto (N₂) e ossigeno (O₂), hanno effetti sulle proprietà fisiche e chimiche della CO₂ e quindi sul suo comportamento e il suo impatto.

I meccanismi di intrappolamento

Una volta iniettata in una roccia serbatoio, la CO₂ occupa gli spazi interstiziali, che nella maggior parte dei casi contengono già acqua salina. Qui ha inizio una serie di fenomeni di intrappolamento della CO₂. Il primo è considerato il più importante ed è quello che impedisce alla CO₂ di salire in superficie. Gli altri tre tendono ad aumentare l'efficienza e la sicurezza dello stoccaggio con il passare del tempo.

Accumulo al di sotto della roccia di copertura (intrappolamento strutturale)

Dato che la CO_2 densa è più “leggera” dell’acqua, essa tende a salire verso l’alto. Questo movimento si arresta quando la CO_2 incontra uno strato roccioso impermeabile, la cosiddetta roccia di copertura. Essa è in genere composta da argilla o sale, ed agisce da trappola, impedendo alla CO_2 di salire ulteriormente e facendo sì che questa si accumuli al di sotto di essa. La figura 4 illustra il movimento verso l’alto della CO_2 attraverso gli spazi interstiziali della roccia (in blu) fino a raggiungere la roccia di copertura.

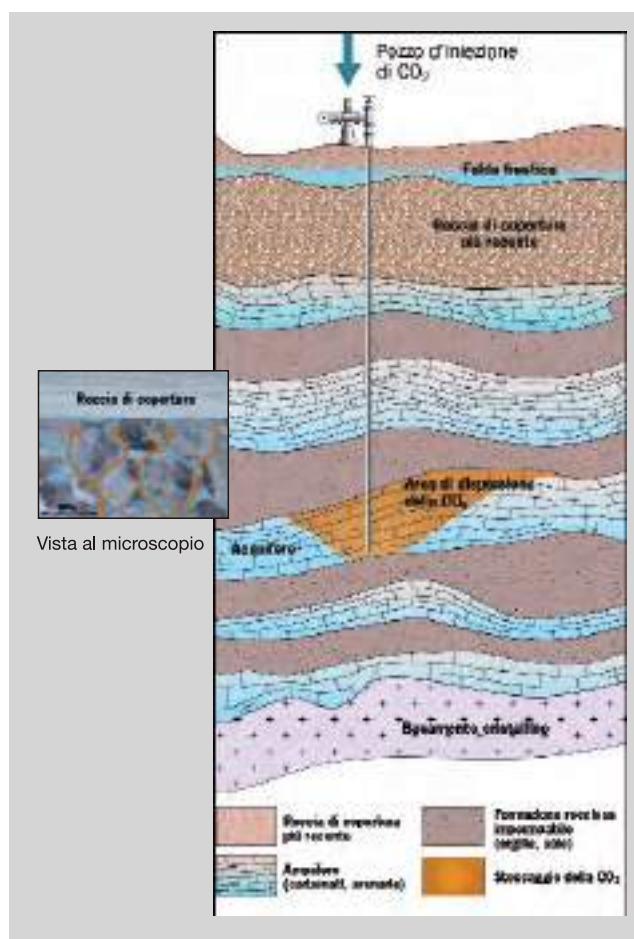


FIGURA 4 La CO_2 iniettata, più leggera dell’acqua, tende a salire ed è fermata dalle rocce impermeabili sovrastanti
Fonte: CO2GeoNet

Immobilizzazione negli spazi interstiziali più stretti (intrappolamento residuo)

L’intrappolamento residuo si verifica quando gli spazi interstiziali della roccia serbatoio sono così stretti che la CO_2 non può più muoversi verso l’alto, nonostante la differenza di densità rispetto all’acqua circostante. Questo processo si verifica principalmente durante la migrazione della CO_2 e generalmente può immobilizzare solo una piccola percentuale di questa, variabile a seconda delle proprietà della roccia serbatoio.

Intrappolamento per dissoluzione

Una piccola parte della CO_2 iniettata si discioglie nell’acqua salina presente negli spazi interstiziali della roccia serbatoio. Di conseguenza, l’acqua così arricchita di CO_2 diviene più pesante rispetto all’acqua che non la contiene, e tende quindi a spostarsi verso il fondo della roccia serbatoio. Il tasso di dissoluzione dipende dalla superficie di contatto tra la CO_2 e l’acqua salina. La quantità di CO_2 che si può disciogliere è limitata poiché non può andare oltre la concentrazione di saturazione nell’acqua. Tuttavia, a causa del movimento verso l’alto della CO_2 iniettata e del movimento verso il basso dell’acqua che ha in sé disciolta la CO_2 , c’è un continuo rinnovamento del contatto tra acqua salina e anidride carbonica, il che aumenta la quantità di CO_2 che può venire disciolta. Questi processi sono relativamente lenti perché si svolgono all’interno di spazi interstiziali ristretti. Stime approssimative, realizzate per il sito di stoccaggio del progetto Sleipner, indicano che circa il 15% della CO_2 iniettata risulta disciolta 10 anni dopo l’iniezione.

Intrappolamento per mineralizzazione

La CO_2 , disciolta nell’acqua salina della roccia serbatoio, può reagire con i minerali che compongono la roccia. Certi minerali possono disciogliersi, mentre altri possono precipitare a seconda del pH e dei minerali che costituiscono la roccia serbatoio. Le stime effettuate per Sleipner indicano che dopo un periodo di tempo molto lungo solamente una frazione relativa-

mente piccola di CO₂ risulterà immobilizzata attraverso la mineralizzazione. Dopo 10.000 anni, solo il 5% della CO₂ iniettata dovrebbe essere mineralizzata mentre il restante 95% dovrebbe essere disciolto, senza lasciare alcun residuo di CO₂ in fase densa.

L'importanza relativa dei meccanismi d'intrappolamento citati dipende dalle specifiche caratteristiche di ogni sito. In una roccia serbatoio a forma di cupola, la CO₂ dovrebbe rimanere per lo più in fase densa anche per periodi di tempo molto lunghi, mentre in serbatoi naturali piatti, come quello di Sleipner, la maggior parte della CO₂ iniettata si scioglierà o si mineralizzerà.

La figura 5 illustra l'evoluzione temporale dei diversi meccanismi d'intrappolamento per il progetto Sleipner.

Le evidenze sperimentali e le valutazioni teoriche permettono di affermare che la sicurezza di stoccaggio di un sito tende ad aumentare con il tempo. Il fattore più critico risiede nell'individuare una roccia serbatoio provvista di un'adeguata roccia di copertura, in grado di trattenere la CO₂ (intrappolamento strutturale). I processi correlati a dissoluzione, mineralizzazione e intrappolamento residuo concorrono ad evitare che la CO₂ migri verso la superficie.

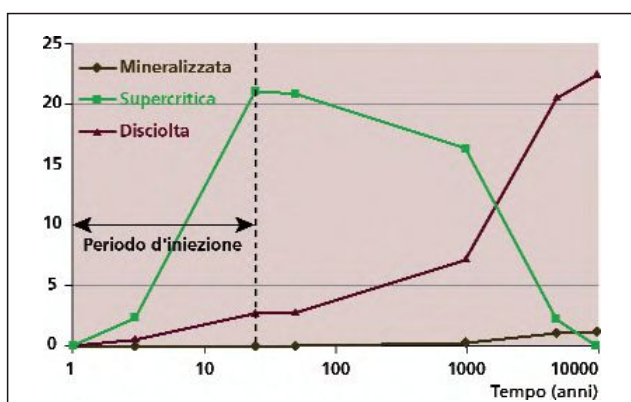


FIGURA 5 Evoluzione della CO₂ nelle sue varie forme, nella roccia serbatoio di Sleipner sulla base delle simulazioni di flusso
Fonte: CO2GeoNet

Quanto sopra descritto si fonda sul controllo incrociato di quattro fondamentali strumenti di indagine.

- **Misure di laboratorio:** basate su esperimenti a piccola scala finalizzati allo studio dei processi di mineralizzazione, dissoluzione ecc. I risultati di tali esperienze di breve periodo, e su scala ridotta, vengono estrapolati per la comprensione da processi su scala temporale e spaziale più ampia.
- **Simulazioni numeriche:** mediante codici di calcolo predittivi del comportamento della CO₂ su scale temporali molto più lunghe, validati con test di laboratorio.
- **Studio dei giacimenti naturali di CO₂,** (detti “analoghi naturali”) in cui la CO₂ (generalmente di origine vulcanica) è stata intrappolata nel sottosuolo per lunghi periodi di tempo, spesso milioni di anni.
- **Monitoraggio di progetti dimostrativi** attualmente in corso sullo stoccaggio geologico della CO₂. I risultati delle simulazioni nel breve periodo vengono confrontati con i dati reali di campagna, consentendo la messa a punto dei modelli numerici.

La stabilità dello stoccaggio

In generale, le potenziali vie di fuga sono artificiali (es. i pozzi profondi) o naturali (sistemi di fratture e faglie).

Sia i pozzi attivi che quelli abbandonati possono costituire vie di migrazione del gas, in quanto mettono in collegamento diretto la roccia serbatoio con la superficie. In ogni caso, il rischio dovuto a fughe è basso perché esse sono identificabili in modo molto efficace utilizzando metodi geochimici e geofisici, e perché esistono, mutate dall'industria petrolifera, le tecnologie per mitigare o rimuovere i rischi.

La migrazione dei gas lungo faglie e fratture naturali presenti nella roccia di copertura o negli strati ad essa sovrastanti è un fenomeno complesso, perché avviene lungo superfici irregolari con permeabilità variabile. Una buona comprensione scientifica e tecnica dei sistemi naturali, con e senza perdite, permette di pro-

gettare siti di stoccaggio con le stesse caratteristiche di stabilità dei giacimenti esistenti in natura, che hanno imprigionato CO₂ o metano per milioni di anni.

I sistemi naturali (“analoghi naturali”) sono peraltro una fonte d’informazione inestimabile per migliorare la nostra comprensione sia della migrazione dei gas di origine profonda, che dello scambio naturale di gas tra la terra e l’atmosfera. Lo studio di numerosi analoghi naturali, con e senza fuoriuscite di gas, consente di trarre le seguenti conclusioni:

- in condizioni geologiche favorevoli, il gas prodotto naturalmente può rimanere intrappolato anche per milioni d’anni;
- giacimenti naturali o sacche isolate di gas esistono anche negli ambienti geologici meno favorevoli (aree vulcaniche);
- la migrazione di quantità di gas significative avviene per migrazione di masse gassose da zone a maggior pressione verso zone a minor pressione (avvezione), in quanto la migrazione dei gas per diffusione è un processo molto lento;
- perché la migrazione per avvezione si verifichi, la pressione del fluido nella roccia serbatoio deve essere prossima a quella litostatica, per poter tenere aperte le faglie e le fratture o per creare nuove vie di fuga;
- “fughe” di gas significative si verificano solo raramente e tendono ad essere limitate a zone geotermiche o vulcaniche ricche di faglie dove la CO₂ viene prodotta continuamente da processi naturali;
- le fuoriuscite di gas in superficie si manifestano di solito in punti circoscritti e hanno un impatto spazialmente limitato sull’ambiente circostante.

Sulla base di quanto sopra descritto, perché una fuga da una roccia serbatoio profonda possa verificarsi, è necessaria la compresenza di un certo numero di condizioni specifiche. Quindi è altamente improbabile che un sito per lo stoccaggio geologico di CO₂, scelto e gestito correttamente sia dal punto di vista geologico che ingegneristico, subisca delle perdite. Tuttavia,

anche se le perdite sono improbabili, i processi ed i potenziali effetti ad esse associati devono essere pienamente compresi in modo da poter scegliere, progettare e gestire siti di stoccaggio geologico della CO₂ con la massima sicurezza.

L’impatto sugli esseri umani e sull’ambiente

La CO₂ non è pericolosa per la salute dell’uomo se non ad alte concentrazioni. Valori fino a 5.000 ppm (0,5%) possono provocare mal di testa, vertigini e nausea. Con concentrazioni di CO₂ superiori a questo livello, ed in caso di esposizione prolungata, si possono avere effetti mortali, soprattutto per asfissia, quando la concentrazione d’ossigeno nell’aria scende al di sotto del 16%, limite inferiore per sostenere la vita di un essere umano. Tuttavia, se la CO₂ fuoriesce in un sito aperto o pianeggiante, essa si disperde rapidamente nell’aria, anche in assenza di vento. Il potenziale rischio per le popolazioni è quindi limitato a fuoriuscite in ambienti chiusi o in depressioni topografiche, dove le concentrazioni possono aumentare perché la CO₂ è più densa dell’aria e tende ad accumularsi in prossimità del suolo. In realtà, molta gente vive in aree caratterizzate da continue emanazioni di gas naturali. Ad esempio, a Ciampino, vicino a Roma, le case sono situate a soli 30 metri dai punti di fuoriuscita del gas; qui le concentrazioni di CO₂ nel terreno raggiungono il 90% e circa 7 tonnellate di CO₂ vengono liberate ogni giorno nell’atmosfera. Gli abitanti del luogo evitano ogni pericolo seguendo semplici precauzioni, quali il non dormire nei seminterrati e il mantenere le case ben ventilate.

Nei confronti degli ecosistemi, il potenziale impatto varia a seconda che il sito di stoccaggio si trovi in mare o sulla terraferma.

Negli ecosistemi marini, gli effetti principali della fuoriuscita di CO₂ sono un abbassamento localizzato del pH e l’impatto a questo associato. Esso riguarda soprattutto gli animali che vivono sul fondo marino e che non hanno la possibilità di allontanarsi. Tuttavia le

conseguenze sono limitate nello spazio e, una volta cessata la fuoriuscita, l'ecosistema mostra presto segni di ripresa.

Negli ecosistemi terrestri, l'impatto si può riassumere in termini generali come segue.

- **Vegetazione** - Anche se concentrazioni di CO_2 pari a circa il 20-30% dei gas presenti nel suolo possono in realtà favorire la fertilizzazione delle piante e aumentare il tasso di crescita di certe specie, valori al di sopra di questa soglia possono essere letali per alcune di esse. Questo effetto è tuttavia estremamente localizzato attorno al punto di fuoriuscita del gas, e la vegetazione resta vigorosa e sana anche a soli pochi metri di distanza (figura 6).
- **Falda acquifera** - La composizione chimica dell'acqua di falda potrebbe essere alterata dall'aggiunta di CO_2 , poiché l'acqua diventa più acida e alcuni elementi possono essere rilasciati dalle rocce e dai minerali presenti. Se anche la CO_2 dovesse disperdersi in una falda di acqua potabile, gli effetti rimarrebbero comunque localizzati. È interessante notare che molte falde acquifere in tutta Europa sono arricchite da CO_2 naturale, e quest'acqua viene imbottigliata e venduta come "acqua minerale frizzante".
- **Integrità della roccia** - L'acidificazione dell'acqua di falda può avere come risultato lo scioglimento della roccia, una diminuzione della sua integrità strutturale e la formazione di voragini. Tuttavia,

questo tipo di impatto si verifica solo in condizioni geologiche e idrogeologiche molto specifiche (zone tettonicamente attive, presenza di acquiferi di elevata portata, presenza di rocce granulari con cemento carbonatico e/o rocce calcaree), che è molto improbabile si presentino al di sopra di un sito di stoccaggio geologico realizzato dall'uomo.

Per concludere, dato che l'impatto di una ipotetica fuga di CO_2 dipende dalle specifiche caratteristiche del singolo sito, una conoscenza approfondita della situazione geologica e strutturale consente di individuare i possibili percorsi di migrazione del gas, di scegliere i siti con la più bassa probabilità di fuoriuscita di CO_2 , di prevedere il comportamento dei gas e quindi di valutare e prevenire qualsiasi impatto significativo sugli esseri umani e sull'ecosistema.

Il monitoraggio dei siti

Il monitoraggio sulla funzionalità di un sito è fondamentale per garantire che il principale obiettivo dello stoccaggio geologico della CO_2 , cioè l'isolamento a lungo termine della CO_2 di origine antropica, venga raggiunto. Il monitoraggio, sia delle condizioni iniziali dell'ambiente (la cosiddetta *baseline*) che del successivo comportamento del sito, è un importante requisito normativo nella Direttiva CE sullo stoccaggio geologico della

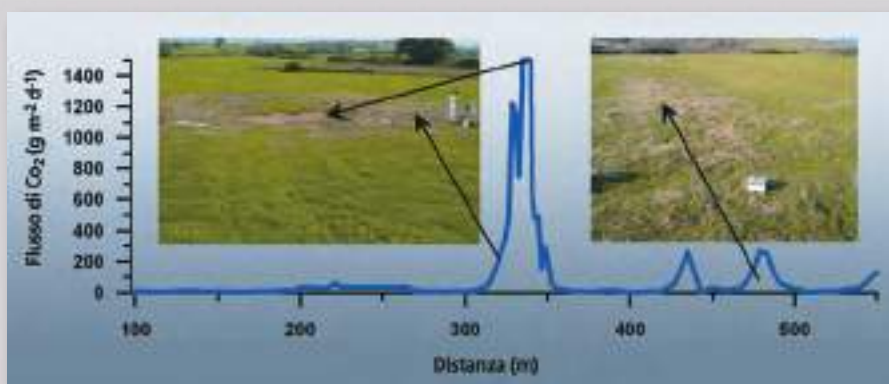


FIGURA 6

Impatto della fuoriuscita di CO_2 sulla vegetazione: flusso intenso (sinistra) e flusso ridotto (destra)

Fonte: CO2GeoNet

CO₂, pubblicata il 23 aprile 2009. Gli operatori devono essere in grado di dimostrare che il comportamento del sito di stoccaggio è conforme ai regolamenti e che continuerà ad esserlo nel lungo periodo. Il monitoraggio è dunque un elemento importante nel ridurre le incertezze sul comportamento dei siti, ed è quindi strettamente connesso alla gestione della sicurezza.

Il monitoraggio può essere applicato a svariati aspetti che caratterizzano il sito.

- *Identificazione e descrizione dell'area di dispersione della CO₂* - seguendone la migrazione a partire dal punto d'iniezione. Fornisce dati fondamentali per calibrare i modelli predittivi della distribuzione futura della CO₂ nel sito. Molte tecniche sono già disponibili, soprattutto le indagini di sismica a riflessione ripetute nel tempo, che sono state applicate con successo a vari progetti dimostrativi.
- *Integrità della roccia di copertura* - necessaria per valutare se la CO₂ è confinata all'interno della "roccia serbatoio" e per consentire di dare rapidamente l'allarme in caso di migrazioni impreviste della CO₂ verso l'alto. Questo può essere particolarmente importante durante la fase d'iniezione, quando le pressioni all'interno della "roccia serbatoio" possono aumentare, benché temporaneamente, in modo significativo.
- *Integrità del pozzo*. È questo un tema importante poiché i pozzi profondi potrebbero fornire una via diretta per la migrazione della CO₂ verso la superficie. I pozzi per l'iniezione della CO₂, oltre a quelli di osservazione e a quelli pre-esistenti abbandonati, devono essere attentamente monitorati durante e dopo la fase d'iniezione per prevenire fughe improvvise di CO₂. Gli attuali sistemi di monitoraggio geofisici e geochimici, comunemente usati nell'industria petrolifera, possono essere installati all'interno o al di sopra dei pozzi per garantire la tempestività dei sistemi di allarme e la sicurezza.
- *Migrazione negli strati sovrastanti*. In certi siti di stoccaggio vi sono, al di sopra della roccia di copertura, ulteriori unità rocciose che hanno proprietà simili ad essa. Queste possono essere una com-

ponente importante nel ridurre i rischi di fuoriuscita della CO₂ nel mare o nell'atmosfera. Se il monitoraggio nella roccia serbatoio o attorno alla roccia di copertura indica un'inaspettata migrazione verso l'alto, allora sarà necessario monitorare anche gli strati sovrastanti. Molte delle tecniche impiegate per controllare l'evoluzione della CO₂ iniettata e l'integrità della roccia di copertura possono essere utilizzate anche per gli strati sovrastanti.

- *Risalita in superficie, rilevamento e misurazione nell'atmosfera*. Per garantire che la CO₂ iniettata non migri in superficie, è disponibile una gamma di tecniche geochemiche, biochimiche e di telerilevamento per localizzare le eventuali perdite, valutare e seguire la distribuzione della CO₂ nel suolo e la sua dispersione nell'atmosfera o nell'ambiente marino.
- *Misurazione, per scopi normativi e fiscali, della quantità di CO₂ immagazzinata*. Sebbene la quantità di CO₂ iniettata possa essere facilmente misurata alla sommità del pozzo, la quantificazione nella roccia serbatoio è tecnicamente più complessa. Se avviene una migrazione di CO₂ verso la superficie, le quantità rilasciate devono essere quantificate per poter essere contabilizzate nei registri nazionali dei gas serra e nei registri europei (ETS).
- *Movimenti del terreno e microsismicità*. L'aumento della pressione nella roccia serbatoio dovuto all'iniezione della CO₂ potrebbe, in casi specifici, aumentare la probabilità di eventi microsismici e di movimenti del terreno su piccola scala. Sono disponibili al riguardo tecniche di monitoraggio microsismico e metodi di telerilevamento (da aeromobile o da satellite) in grado di misurare anche piccolissime deformazioni del terreno.

Un'ampia gamma di tecniche di monitoraggio è già stata applicata nei progetti dimostrativi e di ricerca esistenti. Vi sono metodi che controllano direttamente la CO₂ e altri che misurano indirettamente i suoi effetti sulle rocce, i fluidi e l'ambiente. Le misurazioni dirette comprendono, ad esempio, l'analisi dei fluidi provenienti dai pozzi profondi e la misurazione delle con-

centrazioni dei gas nel terreno o nell'atmosfera. I metodi indiretti comprendono i rilievi geofisici, il monitoraggio dei cambiamenti di pressione nei pozzi e delle variazioni del pH nell'acqua di falda.

Il monitoraggio deve essere previsto per tutti i siti di stoccaggio, sia in mare che sulla terraferma. La selezione di tecniche di monitoraggio appropriate dipende dalle caratteristiche tecniche e geologiche del sito e dagli obiettivi del monitoraggio stesso. Una vasta gamma di tecniche di monitoraggio è già disponibile (figura 7), molte delle quali sono comunemente utilizzate nell'industria petrolifera e in quella del gas e vengono ora adattate allo stoccaggio della CO₂.

Nel progettare una strategia di monitoraggio è necessario effettuare una serie di scelte in funzione delle specifiche condizioni geologiche e ingegneristiche del singolo sito, come per esempio la geometria e la profondità della roccia serbatoio, le probabili dimensioni dell'area di dispersione della CO₂, i possibili percorsi di fuoriuscita, la geologia degli strati sovrastanti, il tempo e la portata d'iniezione, e le caratteristiche in superficie (la topografia, la densità della popolazione, le infrastrutture e gli ecosistemi). Una volta scelte le tecniche di misurazione più appropriate e la loro ubicazione, prima di procedere alle operazioni di iniezione si devono misurare i valori di fondo presenti

nel sito, per poter avere dati cui fare riferimento in tutte le misurazioni future. Infine, qualunque programma di monitoraggio deve essere sufficientemente flessibile in modo da potersi evolvere assieme al progetto di stoccaggio stesso. Una strategia di monitoraggio capace di integrare tutti questi aspetti è una componente essenziale nell'analisi del rischio e nella verifica della sicurezza e dell'efficienza del sito.

Per concludere, il monitoraggio di un sito di stoccaggio della CO₂ è già realizzabile grazie alle numerose tecniche attualmente disponibili. Tuttavia la ricerca continua, non solo per sviluppare nuovi strumenti (in particolare da usare per siti a mare), ma anche per ottimizzare le attività di monitoraggio e ridurre i costi. ●

Il presente articolo è un estratto dell'opuscolo *What does CO₂ geological storage really mean?* (ISBN: 978-2-7159-2453-6), redatto dal Network di Eccellenza CO2GeoNet (The European Network of Excellence on the Geological Storage of CO₂ - info@co2geonet.com; www.co2geonet.eu). La versione italiana è stata curata dall'associazione CO2Club (www.co2club.it).

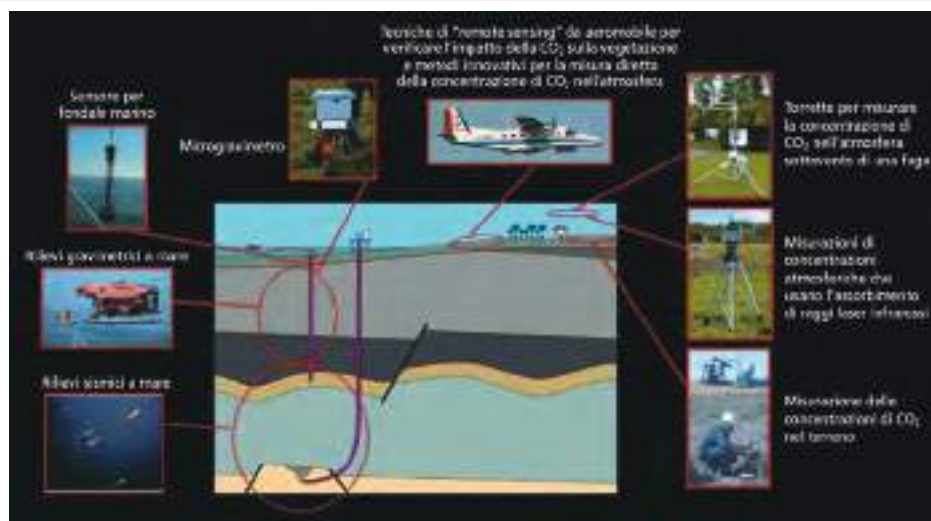
L'opuscolo raccoglie i contributi di:

Rob Arts, Stanley Beaubien, Tjirk Benedictus, Isabelle Czernichowski-Lauriol, Hubert Fabriol, Marie Gastine, Ozgur Gundogan, Gary Kirby, Salvatore Lombardi, Franz May, Jonathan Pearce, Sergio Persoglia, Gijls Remmelts, Nick Riley, Mehran Sohrabi, Rowena Stead, Samuela Vercelli, Olga Vizika-Kavvadias.

FIGURA 7

Una selezione delle tecniche disponibili per monitorare i diversi componenti di un sistema di stoccaggio della CO₂

Fonte: CO2GeoNet



SET Plan: il contributo italiano alla iniziativa industriale sulle CCS

Lo Strategic Energy Technology Plan della Commissione Europea fissa la strategia comunitaria per lo sviluppo accelerato delle tecnologie energetiche, in un'ottica di messa a fattor comune delle risorse e dei rischi connessi allo sviluppo di nuove tecnologie, trovando il giusto equilibrio tra cooperazione e competizione. In questo quadro le tecnologie CCS, ritenute di interesse prioritario, rivestono un ruolo trainante con la promozione di iniziative industriali (European Industrial Initiatives) e programmi di ricerca congiunti (Joint Programmes)

■ Giuseppe Girardi

Una delle principali ambizioni della UE è lo sviluppo di una economia *low-carbon*: a questo scopo è stata condivisa una strategia politica volta a conseguire, fra gli altri, gli obiettivi al 2020 in campo climatico ed energetico e lo sviluppo del sistema degli *emission trading*, ed obiettivi più ambiziosi che guardano al 2050. Non esiste una soluzione univoca, una singola misura o tecnologia, ma è necessario il ricorso ad un mix di interventi.

In questo quadro, lo sviluppo di tecnologie energetiche assume un ruolo centrale, ma occorre superare alcuni vincoli di tipo economico legati all'insufficienza di investimenti che ha interessato questo settore dal 1980, i notevoli ritardi nella commercializzazione di nuovi prodotti, ostacoli di tipo legale e amministrativo, e la accettabilità sociale.

Il SET Plan della Commissione Europea, *Strategic Energy Technology Plan*, costituisce la risposta strategica alle grandi sfide del clima e dell'energia che l'Europa intende affrontare attraverso lo sviluppo accelerato delle tecnologie energetiche. Per realizzare questa nuova rivoluzione

industriale, di fronte alla concorrenza di alcuni paesi industrializzati e delle economie emergenti, i paesi dell'Unione dovranno mettere in comune le risorse e condividere i rischi connessi allo sviluppo di nuove tecnologie, trovando il giusto equilibrio fra cooperazione e competizione. Tale sforzo potrà portare ad assumere la leadership mondiale delle tecnologie energetiche, valorizzando così i benefici che questa rivoluzione comporterà.

Il SET Plan si configura, quindi, come strumento di attuazione delle linee di politica energetica e come strumento organizzativo verso assetti più funzionali della cooperazione e dell'integrazione europea nel settore energetico. Sono stati individuati i settori su cui intervenire e gli obiettivi: nel breve-medio termine l'obiettivo è puntare alla riduzione dei costi e migliorare le prestazioni delle tecnologie esistenti, per accelerare la commercializzazione di queste tecnologie; nel lungo termine l'obiettivo è sviluppare una nuova generazione di tecnologie a basse emissioni, più efficienti e meno costose. Sono quindi previste attività di R/D insieme a programmi dimostrativi con il forte coinvolgimento del settore industriale: a tal fine è già stata avviata una forte collaborazione con le piattaforme tecnologiche e con EERA (European Energy Research Alliance).

■ Giuseppe Girardi

ENEA, Unità Tecnica Tecnologie Avanzate per l'Energia e l'Industria

Nell'ambito del SET Plan sono state già avviate alcune iniziative industriali, le EII (*European Industrial Initiatives*) e programmi di ricerca congiunti (*Joint Programmes*). Per le CCS, considerate tecnologie di interesse prioritario, è stato istituito il gruppo europeo *CCS EII Team*, composto da rappresentanti degli Stati membri, dell'industria

e degli *stakeholder*, mentre è stato recentemente approvato il *Joint Programme* sulle attività di ricerca. Nel seguito viene riportato il documento presentato dall'autore, rappresentante italiano nello *CCS EII Team*, nel corso della prima riunione del gruppo, con l'obiettivo di offrire un quadro sintetico della situazione italiana.

■ **Giuseppe Girardi** – *Italian government representative for the EII Team of the CCS Initiative*

European Strategic Plan for Energy Technologies - SET Plan -

Short summary of Italian Contribution to the “European Initiative for the Capture, Transport and Storage of CO₂”

TOPICS:

1. BACKGROUND
2. TECHNOLOGY OUTLOOK: OUR VIEW IN ITALY
3. MAIN FINALIZED R&D ACTIVITIES
 - 3.1 Programmes financed by the Italian Government
 - 3.2 International programmes with the participation of Italian partners
4. MAIN PILOT AND DEMONSTRATION PROJECTS UNDER WAY AND CLOSE TO STARTING
 - 4.1 PROJECTS MANAGED BY ENEL AND ENI
 - 4.2 PROJECTS MANAGED BY OTHER INDUSTRY
5. COOPERATION AGREEMENTS (UNDERWAY OR DESIRABLE) AT THE EUROPEAN OR INTERNATIONAL LEVEL
6. STRENGTHS OF THE ITALIAN SYSTEM
7. POTENTIAL ROLE OF ITALIAN STAKEHOLDERS IN THE FOUNDING OF EII
8. SUMMARY REMARKS

Bruxelles, May 20th, 2010

1. BACKGROUND

The need to update energy policies worldwide in order to deal with climate change effectively is now unanimously considered a priority by the scientific and political communities as well as by people. It is also unanimously believed that what is needed is an approach integrating energy usage and energy production. Such an approach requires that we speed up the transition towards an economy not any longer based on fossil fuels, but instead on an increased demand / supply efficiency and on renewable sources, while aiming at clean technologies and emissions closer and closer to zero wherever fossil fuels are used.

Therefore the energy and research policy in this field must take the following factors into account:

- fossil fuel demand will stay very high in the coming decades, above all in the Countries with an Emerging Economy;
- the development and widespread commercial deployment of intrinsically zero emission technologies at a competitive cost will take longer;
- it is necessary to act immediately to reduce the emissions into the atmosphere that fossil fuel usage will still bring about.

In Italy this vision is widely agreed, and several measures have been taken in order to achieve the desired goals.

The Italian Energy policy foresees, in the medium-short term: diversify the energy suppliers, diversify routes and the related infrastructures, support the international dialogue between producers and consumers, increase energy efficiency both in electricity generation and in end-uses, diversify energy sources; while, in the medium-long term: emphasize energy diversification while coping with environmental concerns, continue the process of liberalization of the electricity market towards retail market, increase security of energy supply, reduce energy prices and tariffs, streamline the authorization procedures.

In this context we are now adopting three technological carbon management options:

- reduce carbon intensity, increasing renewables and fuel swithing;
- improve efficiency, acting on demand side and supply side
- sequester carbon, mainly applying CCS technologies and enhancing natural sinks

2. CCS TECHNOLOGY OUTLOOK: OUR VIEW IN ITALY

The usage of renewable energy, of advanced transport systems including hydrogen and fuel cells, the re-launch of nuclear power with new design and, above all, energy efficiency stay the main aims of policies dealing with greenhouse gas emission.

However, it is widely believed by now that resorting to CCS is one of the options available today to be used if we are to contribute significantly to emission reduction in the short and medium term.

Italy reckons that CCS techniques have to be adopted in order to contribute to reduce emissions by about 20% by the year 2050 in a scenario for the year 2050 where emissions are 50% lower than today's levels.

Our view is that the technologies needed for CO₂ capture, transport and storage are mostly known and some of that have been used for decades with a different purpose of a merely commercial nature (as in Enhanced Oil Recovery), although they were never related to the aim of reducing CO₂ emissions.

On the other hand, a strong demonstration programme on a commercial scale, also in Italy, is needed which verify its effectiveness and safety, as well as lot of medium-long term R&D work for lowering the costs and increase global efficiency.

However, some important questions have not been answered; these regard the scenario of regulations and authorizations, above all concerning the phases of CO₂ transport and geological storage, and the problem of social acceptability of the entire CCS process.

As far as **capturing CO₂** is concerned, the consensus is unanimous: we can point out neither the best nor the

most promising capture technology available today. Therefore, we must act upon a double temporal horizon: on one hand is the need to implement *demonstrative installations* by the year 2020 so that we can verify the possibility of a quick transition to the commercial stage. On the other hand is the need to pursue *research activities* leading to further developments after the year 2020, aiming at significant cost reductions (especially for the capture) and at the increase of the overall efficiency.

Looking at **CO₂ transport** via pressurized pipelines, technologies are mostly those used for the transport of natural gas, also regarding the pressure levels (around 80 bar). In such conditions CO₂, unlike natural gas, is generally in its state of supercritical fluid. In the USA, where CO₂ transport is typically intended for EOR use and it happens in areas with little population, this part is substantially considered fully developed. In the European context, and in Italy too, which may involve densely populated areas and a fluid with chemical characteristics (with regard to its content of water and impurities) which are variable depending on the separation and conditioning processes that follow, higher design costs may be required.

With regard to **CO₂ storage**, from the technological and scientific viewpoint, we know most of the elements needed in the CCS geological sequestration.

Many types of formations are suitable for CO₂ storage for very long time. CO₂ can be injected in its supercritical condition (which happens at about 800 m below the surface) into porous formations containing fluids (deep saline aquifers) or into reservoirs where hydrocarbons are running out. The third trapping option regards those coal seams which are otherwise unmineable by the classic mining methods. When CO₂ is injected in them, it binds itself to the carbon better than methane: if the latter is present it is then released.

The evaluations of the sedimentary basins and of the known fields of hydrocarbons are not well known in Italy, even if a lot of data have been collected during the time by Eni, a crucial work has been done in this

field during last years by several organizations, and several experimental activities have been started. Furthermore, other methods other than geological ones have been started to be studied, specially that related to the usage of CO₂.

Regarding the **regulatory aspects**, many positive steps have been made to include CCS techniques into international protocols. The regulatory framework is destined to evolve rapidly, above all thanks to the recent European Directive 2009/31/EC of 23 April 2009 on CO₂ Geological Storage, which binds the member states, inter alia, to report on the implementation state of the Directive on the national level in June 2011.

In Italy the transposition of that directive has been started and will be realized through a base law followed by various administrative acts; a draft text of a base law is ready for consultation with stakeholders. There are two key issues to be addressed, scope of consultation with regions and geological database. The process should be completed by the end of 2010.

As for **public acceptance**, recent research indicates that more than 90% of the population is considering greenhouse effect mitigation an important factor to pursue with determination because of its implications on climate change. However most of the people who were interviewed on the subject did not know or were not fully aware of the potential of CCS for greenhouse effect mitigation. The lack of awareness of the population regarding CCS makes it imperative that correct information from reliable sources is made available to the public.

A communication strategy addressing a wide and varied group of people to whom CCS is a concern is essential to prevent positions which are extremely anti-CCS, irrational or effectively opposing the objective from monopolizing the debate: in Italy several initiatives have been launched to this end.

3. MAIN FINALIZED R&D ACTIVITIES

Italian research centres and universities have started specific studies and programmes regarding various

aspects of CCS over 10 years ago. Such initiatives have been financed thanks to European (FP5, FP6, FP7) and national funding, essentially from the Ministry of University and Research and from the Ministry of Economic Development. The latter in particular, has financed a vast programme based on a strong synergy between national stakeholders and intended to increase the competitiveness of our industrial system, also via to the Italian participation to international initiatives like the *Carbon Sequestration Leadership Forum* (CSLF) and the *European Technological Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants* (ZEP).

Here is a synthetic list of the main projects under way in our country.

3.1 PROGRAMMES FINANCED BY THE ITALIAN GOVERNMENT

INITIATIVES CO-FUNDED BY THE MINISTRY OF UNIVERSITY AND RESEARCH

SOTACARBO “COHYGEN project – pre-combustion technology”

The research program focuses on the production of hydrogen and clean fuel gas (high temperature desulfurization) from coal and CO₂ capture from “syngas” using solvents. A pre-combustion test platform has been constructed; it consists of two main installations: a 5 MWt gasification pilot installation equipped with a gas treatment system, and a smaller one (400 kWt) for hydrogen and electricity generation. Furthermore, research infrastructures and dedicated laboratories became available as a result.

ENEA “ZECOMIX project – pre-combustion technology”

The research program focuses on the study of coal gasification, syngas treatment, CO₂ capture with solid sorbents, H₂ production and burning for power generation by means of a high efficiency gas turbine cycle; the ZECOMIX pilot installation will start by September 2010, operating at a coal feeding rate of 50 kg/h.

ENEA “CARBOMICROGEN project - distributed generation based on hydrogen rich syngas”

The main goal is the study and development of small power generation systems based on syngas generated by coal and/or biomass; these generation systems are also based on the hydrogen obtained from CO₂ capture and the resulting syngas.

INITIATIVES CO-FUNDED BY THE MINISTRY OF ECONOMIC DEVELOPMENT: “CERSE PROGRAM” FOR R&D ON ELECTRICITY SYSTEM

ENEA “Coal fired power plants for electricity and hydrogen combined production project”

The main goals are the following: a) research on pre-combustion capture technologies and CO₂ storage (with ECBM and also CO₂ injection in deep saline aquifers); b) testing on pilot installations; c) to support the national Industry and research system with the aim of increasing their cooperation with a view to their playing a stronger role at the international level; d) to define the Italian national path on CCS; e) to stimulate the cooperation among national stakeholders in order to increase public acceptance.

ENEA “Oxy-combustion for coal fired power installations”

This project, that will be followed by a demonstrative program managed by ENEL, focuses on the development and testing of an innovative combustion system fed with coal slurry, operating at 5 bar with exhaust gas recirculation and utilizing the so-called “flameless combustion”; the main activities are:

- advanced modelling and “LES” simulation code (named HeaRT-MPh) validation;
- combustion system testing with advanced diagnostics;
- development of an advanced pumping system for coal slurry;
- feasibility study for a demonstrative plant fed with Italian (Sulcis) low quality coal.

ENEA/SOTACARBO “Coal gasification with CO₂ capture and storage”

The main goals are: a) to carry out experimental activities on two main test rigs. The first one consists of a coal gasification and CO₂/H₂ separation system operating with a 30 kg/h coal feeding. The second one is a 6 MWt coal gasifier. Their aim are:

- to qualify advanced gas cleaning and CO₂ separation processes, as well as gasification processes using mainly CO₂;
- to study real installations equipped with CO₂ capture systems, with a view to constructing a demonstrative power installation in Sardinia;
- to study the feasibility of CO₂ storage in the Sulcis coal basin.

ERSE “Characterization of CO₂ storage sites”

The project has the objectives of pinpointing areas potentially suitable to CO₂ geological storage, creating a Geographic Information System for the National Inventory of Potential Storage Sites, refining calculation systems and tuning up instrumentation. The project involves also the monitoring of marine sites and activities favouring communication and outreach of the CCS technology.

ERSE “Development of membranes for the separation of hydrogen from syngas”

The main goal is to develop new membranes by chemical deposition of palladium and its alloys on porous media for use in separating hydrogen from syngas. A specially valuable application is the Membrane Shift Reactor, already successfully demonstrated at the laboratory scale.

ERSE “Degradation of a turbogas running on hydrogen rich syngas”

Analyses and modelling are carried out concerning the mechanisms that damage the critical materials (due to heat) in aggressive environments from the thermal, chemical and erosion points of view. Amongst the results obtained, we can mention the modelling to predict the materials life and various non-destructive

methods to estimate of the wear condition of materials.

ERSE “Sorbent solids suitable for the capture from combustion fumes”

A capture system just upstream of the chimneys of existing installations is being studied. At present this can be put into practice using absorption processes in amine solutions. To ERSE is due the concept design and development of an original solution based on solid sorbents able to penalize efficiency significantly less.

CNR “Innovative technologies for the improvement of the environmental performance of powdered coal power plants”

The activity of this research programme consists of two strains: a) the development of advanced diagnostic techniques for the monitoring of the pollutants typically associated with coal combustion and for studying the impact of the coal type utilized; b) the development and/or implementation of technologies for the reduction of the pollutant load upstream and downstream of the combustion system, including: the characterization of the process of de-volatilization and combustion of the particles as a function of the characteristic of the coal, the pre-treatment of the coal powder and the treatment of flue streams for the reduction of pollutants.

INITIATIVES CO-FUNDED BY THE MINISTRY OF ECONOMIC DEVELOPMENT: “INDUSTRY 2015 PROGRAM”

ENEL/ENEA “MILD combustion project”

The main goal is to develop and test MILD combustion in different industrial sectors, because of its higher efficiency, strong reduction of NO_x and particulate emission; it involves several industrial operators (mainly power generation and steel industry) as well as research organizations working on heating furnaces, gas turbines, boilers, and oxygen fired coal power installations. An experimental program on a 6 MWt pilot installation coal oxyfiring with CO₂ capture is ongoing.



3.2 INTERNATIONAL PROGRAMMES WITH THE PARTICIPATION OF ITALIAN PARTNERS

Weyburn (Weyburn CO₂ monitoring project)

(completed: INGV, Sapienza Università di Roma)

A project which aims at refining the injection and monitoring techniques for the CO₂ utilized for Enhanced Oil Recovery (EOR) at the Weyburn oil field. The CO₂ originates in a coal gasification plant and is transported up to its storage site via a pipeline having a length of 330 km.

NASCENT (Natural analogues for the geological storage of CO₂) completed; G.A.I.A. Srl, OGS)

It is thematic network, which aims at helping companies, industry and research agencies working on the development, evaluation, and spreading of CO₂ capture and storage techniques as acceptable tools for climate change mitigation. Twenty-nine organizations from nine European countries adhered to it.

CASTOR (CO₂: from cCApture to STORage)

completed; EniTecnologie S.p.A., GSV S.p.A., OGS)

Project for the optimization of post-combustion CO₂ capture techniques using low concentrations, low pressures and high volumes. As for the storage, 4 potential sites with different characteristics have been analyzed, both on land and at sea (Casablanca, Snohvit, K12B e Aitzbach-Schwanenstadt).

INCA-CO₂ (INternational Co-operation Actions on CO₂ capture and storage) completed; OGS)

The goal is to support European stakeholders in their international initiatives, and to provide European politicians and decision-makers with a coherent view of international initiatives.

GeoCapacity (Assessing European capacity for geological storage of CO₂) (completed; Eni, OGS)

The aim of the project is to identify and evaluate the major CO₂ emission sites in Europe, existing infrastructure for its transportation via pipelines and suitable storage sites in geological formations: saline aquifers, depleted hydrocarbon fields and deep coal

seams. A first collaboration has been started with China. An estimate has been made of the “actual” CO₂ storage capacity in all the countries examined.

DYNAMIS (Towards H₂ and electricity production with CO₂ capture and storage) (completed; ENEL)

The project aims at analyzing effective pathways to construct large hydrogen production installations, with consequent storage of the CO₂ produced in the process. It is part of the European initiative HYPOGEN involving, as an intermediate step, the construction of test infrastructures for the joint production of electricity and hydrogen from fossil fuels, with permanent CO₂ storage.

CO₂GeoNet (European Network of eExcellence on the geological storage of CO₂) (completed, carries on as an Association; OGS, Sapienza Università di Roma)

It links 13 research institutions of 7 European nations and employing over 250 researchers to do studies about CO₂ geological storage. Its main aim is to foster a gradual and lasting integration among its partners until a “virtual institutie” comes to life, competitive at the world level with similar foreign institutions. In 2008 the members founded the Association CO₂GeoNet. OGS manages its General Secretariat.

CO₂ReMoVe (CO₂ geological storage: Research Into Monitoring And Verification technology) underway; OGS, Sapienza Università di Roma)

The project aims at improving the techniques for: monitoring of storage sites and of leakages at the surface and through the wells; predicting the long-term behaviour of the stored CO₂; evaluating the risks for various sites and at different temporal scales; preparing guidelines for the industry and central and local authorities.

MovECBMm (Monitoring and verification of ECBM) (underway; Carbosulcis, OGS, Rome University)

The project aims at monitoring and checking the CO₂ storage capacity in a deep coal seam. Its components

are: the study of the processes of adsorption in the coal matrix; the development of models to optimize methane production; the improvement to the best possible degree of the techniques for monitoring CO₂ and methane while they migrate in a reservoir.

CCP and CCP2 (CO₂ Capture Project) (underway; Eni SpA)

It is an initiative of 8 major oil companies and three government organizations who promote and carry out study and research to: reduce marginal uncertainty of CCS, both technical and economical; reduce capture costs by 20-30%; identify and tackle the critical aspects of geological storage; create operational standards; develop modalities to share information and shorten the time needed for a widespread application of CCS.

RISCS (Research into Impacts and Safety in CO₂ Storage) (starting; OGS, Sapienza Rome University)

RISCS will develop the knowledge base necessary both to storage site operators and regulators to evaluate the potential impacts of leakages on near surface ecosystems, both in terrestrial and marine environments. Such information will also support policy makers, politicians and the general public in their assessments of the feasibility, long-term benefits and consequences of large-scale CO₂ capture and storage deployment.

SOCRATES (Scale One CO₂ Recovery And Trapping Engineering Studies) (under negotiation; Ansaldo Energia, ENEL, Eni, OGS, Saipem, Università di Padova)

Socrates aims to develop technical and economic viable integrated concepts for coal zero emission power installations in view of large scale demonstration in 2015-2020. The integration will cover all the components needed to set up the CCS demonstration. Two test cases will be analyzed in depth: an 850 MW IGCC power installation at Teesside, north east of England, and a full scale power installation (3x660 MW units) with post-combustion CO₂ capture, transport and geo-

logical storage, near Porto Tolle, northern Adriatic sea, Italy.

Other projects, with Italian partners, have terminated their evaluation phase:

- **CO₂Care** (CO₂ Site Closure Assessment Research): with OGS.
- **SiteChar** (Characterisation of European CO₂ storage): with OGS, La Sapienza Rome University, ENEL.
- **Cal-Pilot** (Demonstration of Carbonate Looping for CO₂): with University of Naples.

4. MAIN PILOT AND DEMONSTRATION PROJECTS UNDER WAY AND CLOSE TO STARTING

We will indicate the main projects on individual technologies and on the entire CCS cycle which are of industrial interest and have a demonstration nature; some of them are already under way.

4.1 PROJECTS MANAGED BY ENEL AND ENI

ENEL - Brindisi post combustion capture pilot plant

A first post-combustion capture (via amine scrubbing) project involves the construction of a pilot installation to be installed at the Brindisi Sud coal power plant. The CO₂ produced will be liquefied and stored by a cryogenic system; it will be transported by way (230 trucks per year) and stored by Eni at the Cortemaggiore site. The plant is composed by a flue gas pre-treatment section (able to remove completely the particulate and the SO₃ and to reduce SO₂ level below 20 mg/Nm³) and by a CO₂ separation unit. The facility will capture about 2.5 t/h of CO₂, treating a flow of flue gases of 10.000 Nm³/h. It is also foreseen to build in Brindisi a closed loop CO₂ pilot pipeline to develop knowledge to be used in demo design. CO₂ injection will start in Summer 2011. It will help the Porto Tolle demo project.

ENI - pilot project of injection into a depleted hydrocarbon field

Eni has run various studies and preliminary evaluations as part of the design of surface infrastructure for



CO₂ injection and monitoring in the Cortemaggiore field (Piacenza). Eni has also analyzed the legal and social aspects linked to the storage. The injection of 8,000 tonnes of CO₂ per year will follow over a 3 year period (24.000 tonnes of CO₂ in three years), followed by two years of post injection monitoring. Studies on the utilization of the CO₂ will also be run in order to increase the recovery factor from Italian hydrocarbon fields.

ENI-ENEL -Agreement for the development of CCS techniques

The agreement involves a joint study on the potential for CO₂ geological storage in Italy and the implementation of the first Italian CCS project: ENEL is busy with the construction of a pilot CO₂ postcombustion capture installation; the CO₂ will be liquefied in situ and transported to Cortemaggiore, where Eni will inject it into the depleted field. A joint study for a CCS demonstration project of 1 Mt/year is also involved.

ENEL - Porto Tolle demonstration project (ZEPT: Zero Emission Porto Tolle)

The Porto Tolle project is part of a wider programme aimed at large scale application of post-combustion. This technology applies the chemical absorption to remove the CO₂ contained in flue gases from power.

The demo plant will treat a flow of flue gases of 810,000 Nm³/h, corresponding to around 250 MWe, equivalent to about 40% of flue gases that are emitted from a unit of 660 MWe to produce about 1 Mt/y of CO₂, which will be transported by pipeline to the storage site and injected into underground reservoirs. This project, besides fully demonstrating this technology on an industrial scale, so as to provide a commercial solution for new installations after 2020, will test the possibility of retrofitting highly efficient coal-fired groups. This experience will benefit the entire area of southern Europe where geological storage is possible, mainly in deep saline aquifers. Enel was awarded funding of up to €100 million for Porto Tolle from the European Commission's European Economic Recovery Plan in December 2009. The demonstration plant is due to be

ready by 2012 with storage of CO₂ starting in 2015

Oxy combustion project - Brindisi pilot plant (ENEL)

The project regards the "flameless" combustion of coal in an atmosphere of oxygen, carbon dioxide and water vapour, at temperatures of about 1500 to 1700 °C and pressures up to 4 bar. Such process, developed and licensed to ITEA and being used at the present moment on a 5 MWt pilot installation, will be tested on a second installation with a power of 48 MWth.

4.2 PROJECTS MANAGED BY OTHER INDUSTRY

SOTACARBO/CARBOSULCIS - CBM and ECBM CO₂ storage in the Sulcis coal basin pilot project

The project has the objective of evaluating the feasibility of methane recovery (CBM) and of CO₂ storage (ECBM) in vast parts of the Sulcis coal basin, in South-West Sardinia, which are not suitable for mining activities. Once the characterization of the basin has been completed through studies, analyses of existing data and experimentation, the second stage will follow, with the aim of defining all the remaining aspects for the construction of a pilot injection and storage installation.

SULCIS - 400 MWe coal fired demo plant with CO₂ capture and storage

In the framework of the new Italian energy policy - Government and Parliament approved on July 2009 the Law n.99 "Regulations for the development and internationalization of enterprises and on the subject of energy" - an important initiative has been approved consisting in the realization in Sardinia Sulcis area of a medium size (400 MWe) power plant, firing the Sulcis coal and adopting CCS technologies; the CO₂ captured will be compressed, transported and stored in unminable coal seams as well as in the underlying aquifers. The project is aimed at demonstrating capture and permanent storage of the CO₂ emitted by power plants fed with a poor quality coal.

That law states also national public funding mecha-

nisms and project financing procedures; the regional Government of Sardinia supports this project from the political point of view and will participate to public funding. A detailed feasibility study has been already concluded (by Sotacarbo and ENEA).

SOTACARBO/ENEA - Pre combustion and coal to liquid zero emission pilot project

The main goal is, starting from the existing infrastructures, to realize (in the research area of Sotacarbo-Sardinia) an integrated pilot plant for testing advanced technologies for sustainable use of coal: it consists of a main gasification station and two main units, the first one to demonstrate a low emission coal-to-liquid process, and the second one to demonstrate pre-combustion carbon capture technology for combined generation of electricity and hydrogen; the CO₂ captured in the whole process will be injected into coal beds (ECBM) managed by Carbosulcis (coal mine industry) and into the underlying aquifers. In this context the Sardinia region will allocate a concession for the management of the coal mine involving the production of electric power, making the capture and storage of the emitted CO₂ an integral part of the concession itself.

TECHINT - Post-combustion CCS on gas fired power installation feasibility study for demo plant

The main goal is to apply post-combustion CO₂ capture to an existing 120 MWe gas fired co-generative power installation operated by Tenaris at Dalmine steel industry; the feasibility study is finalized. ENEA, ERSE and University of Milan are the research organizations involved.

5. COOPERATION AGREEMENTS (UNDERWAY OR DESIRABLE) AT THE EUROPEAN OR INTERNATIONAL LEVEL

Italy takes part, either directly or via its industry and research centres, in the most important European and international initiatives on CCS:

■ CARBON SEQUESTRATION LEADERSHIP FORUM (CSLF)

- ZEP EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM
- GLOBAL CARBON CAPTURE AND STORAGE INSTITUTE (GCCSI)
- BILATERAL AGREEMENT ITALY-USA ABOUT CCT AND CCS
- EUROPEAN ENERGY RESEARCH ALLIANCE (EERA)
- EUROPEAN FRAMEWORK PROGRAM ON R&D (FW)
- ECCSEL (EUROPEAN CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE LABORATORY INFRASTRUCTURE)

Its many cooperation agreements underway can increase, and offer opportunities to accelerate the application of CCS in Italy and to extend the action range of Italian enterprises and research centres.

- CARBON SEQUESTRATION LEADERSHIP FORUM (CSLF)

The CSLF is an international initiative at government department level, presently involving 22 nations beside the EU. These represent over 3,5 billion people, or 60% of the entire world's population. The mission of CSLF is to facilitate the development and application of CCS technologies through international collaborations, which aim at overcoming the main technical, economical and environmental obstacles, while promoting public awareness and international regulatory and financial improvement.

Italy has always taken part to all the CSLF meetings with its official representatives in the Policy Group and in the Technical Group respectively, and with representatives of stakeholders. Such commitment has allowed our Country, even though it lacks a clear strategy in the sector and a national path, to maintain a strict relationship with all the main international organizations involved.

- ZEP EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM

Founded in 2005, the European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP) is a unique coalition of stakeholders united in their support for CO₂ Capture and Storage (CCS) as a key technology for combating climate change: European utilities, petroleum companies, equipment suppliers, research organizations, academics and environmental NGOs are involved.

Italian stakeholders have a seat in the Advisory Council and participate to the technical Work Groups and Taskforces.

- GLOBAL CARBON CAPTURE AND STORAGE INSTITUTE (GCCSI)

GCCSI is an organization, borne out of an initiative of the Australian Government, whose aim is to marshal public and private resources to spread CCS techniques.

At the G8 Environmental Summit, held in April 2008 at Syracuse, a "Memorandum of Understanding", part of the Italian-Australian agreement for the cooperation of the development of CCS technologies, was signed by ENEL and the Australian minister for Agriculture Fisheries And Forestry, which implies that ENEL will join the Global Carbon Capture and Storage Institute (GCCSI) as a founding member.

Other organizations - as ENEA - expressed interest in becoming member of GCCSI.

- BILATERAL AGREEMENT ITALY-USA ABOUT CCT AND CCS

As part of the bilateral conference Italy - USA, held in may 2009, an agreement has been signed between Italy (Department of Economic Development) and USA (Secretariat for Energy) concerning clean coal and CCS. The sectors of cooperation between Italy and United States pertain: the exchange of experience and researchers, the coordination and monitoring of joint projects, the development of innovative technologies, the protocols to pinpoint sites suitable for CO₂ storage, and actions to increase public awareness.

In a recent meeting (Rome, April 2010) the SULCIS Project has been analyzed at the end to start a cooperation between Italy and USA.

- EUROPEAN ENERGY RESEARCH ALLIANCE (EERA)

Ten leading European Research Institutes have taken up the challenge to found a European Energy Research Alliance (EERA). The key objective of EERA is to accelerate the development of new energy technologies by designing and implementing Joint Research Programmes in support of the Strategic Energy Technolo-

gy (SET) plan. The EERA aims to strengthen, expand and optimise EU energy research capabilities through the sharing of world-class national facilities in Europe and the joint implementation of pan-EU programmes. ENEA is one of the founding members, and other Italian research centres participate to its joint programmes.

- EUROPEAN FRAMEWORK PROGRAM ON R&D (FW)

Some Italian organizations have been partner of different projects, starting from the 5° FW.

During the 6° FW, the Network of Excellence CO₂GeoNet was created. This is today the largest virtual institute in the world when the number of researchers is considered, all of them busy with the study of CO₂ geological storage.

Research centres, universities and various Italian industrial stakeholders have taken part in the past EU financed projects (as described in a previous chapter), so 7° FW can offer an opportunity to progress and to extend the Italian presence in the context of European research.

- ECCSEL (EUROPEAN CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE LABORATORY INFRASTRUCTURE)

ECCSEL addresses the need for powerful European research infrastructures with CCS. This requires major and strategic upgrading of existing CCS research infrastructures, the development of new unique laboratories, a goal-oriented approach, as well as the strengthening of the networks that comprise the European CCS laboratories. Such research infrastructure will enhance European competitiveness about CCS technologies, contribute to make work on this topic systematic and to improve the safety of Europe's energy plants. The ECCSEL proposal has been endorsed by ESFRI (European Strategy Forum on Research Infrastructures) and is going to receive support from the EC to help define the elements and rules that can make it function as a multi-centre European infrastructure of the highest level.

OGS and ENEA are main partners of ECCSEL, and others (La Sapienza University of Rome, ENEL, ..) support the project

6. STRENGTHS OF THE ITALIAN SYSTEM

The main strength lies in the new energy policy adopted by Italian Government and Parliament, with the approval on July 2009 of the Law n.99 on “Regulations for the development and internationalization of enterprises and on the subject of energy”. It promotes innovation in energy sector – by adopting project financing, three years RDD Plan, and fixing priority on CCS, nuclear and energy efficiency – and foresees a national action plan.

Looking in detail, Art. 38 bears initiatives that promote research and experimentation in various areas of the energy field, amongst which the capture and storage of the CO₂ produced and released by power plants.

To such end a working plan will be approved which aims at:

- allowing the implementation of demonstrative projects on the capture and permanent storage of the CO₂ emitted by thermoelectric power plants and the implementation, albeit experimental, of permanent storage of CO₂ into suitable deep geological formations, also with the aim of an improved exploitation;
- realizing a coal fired with CCS demo plant, and ensuring that the Sardinia region allocates a concession for the management of the Sulcis coal mine involving the production of electric power, making the capture and storage of the emitted CO₂ an integral part of the concession.

The second strength is the starring of the main Italian industrial subjects, above all ENEL and Eni, which have started demonstrative projects of the greatest importance, but also Sotacarbo, Carbosulcis ITEA, Techint, and others, that has launched important demonstrative initiatives (both at pilot and industrial scale) and feasibility studies involving, albeit with different stages of development, the three technologies for the capture and the main modalities for CO₂ storage.

The third strength is the research and development capability in the main public bodies and in Universities.

These possess a great potential in terms of expertise, laboratories / installations, and a great potential for networking both with industry and with central decision-makers to expand national policies, putting our Country in line with the nations which so far have been the most active in the CCS field. In this context, the role the research system can play in starting actions to get the correct information across to the public on the nature of CCS techniques, also with the involvement of NGOs, is not negligible.

Another important side is the large quantity of geophysical data available for many parts of the Italian territory. These data are owned by the oil companies and are of great value for assessing an overall CO₂ storage capacity in Italy, based on sounding geological and geophysical evidences.

7. POTENTIAL ROLE OF ITALIAN STAKEHOLDERS IN THE FOUNDING OF EII

Europe, and Italy with it, is a front line competitor on CCS technologies. The research system operators are able to offer respectable competencies and resources, both in medium - long term activities and in industrial programmes. In fact, Italy is offering a wide ranging demonstrative programme:

- ENEL, together with Eni, is pushing a post combustion technology demo plant (Porto Tolle) and an oxy-combustion facility (to be constructed near Brindisi);
- Sotacarbo and ENEA have carried out a feasibility study for a 400 MWe coal fired demo plant with CCS to be realized in Sardinia (Sulcis demo Project);
- Sotacarbo and Carbosulcis, together with ENEA, OGS, Universities, and others, are managing a project aiming at evaluating the feasibility of methane recovery (CBM) and of CO₂ storage (ECBM) in vast parts of the Sulcis coal basin, in South-West Sardinia, which are not suitable for mining activities;
- Sotacarbo and ENEA are carrying out activities on

pre combustion CCS and planned to realize a Pre combustion and coal to liquid zero emission pilot plant with CO₂ capture and storage;

- ITEA has planned Oxy combustion project applied to different sectors – Gioia del Colle pilot plant;
- Techint and Tenaris, together with ENEA and ERSE, have completed a feasibility study to retrofit the Tenaris combined cycle plant (of about 120 MWe) with a CO₂ post-combustion capture system with storage in a well of the Bergamo area.

Therefore Italy is potentially in a position to study and demonstrate, although at different detail levels, all three capture technologies: this is necessary because today there is no technology which is judged to be better than the others, and there are broad possibilities of diverse applications according to the sector and to the various geographic / socio-political conditions.

On top of that, such an approach addresses the diverse needs of diverse industries who want to compete on the global market and utilize their own expertise. Amongst these are companies like ENEL, Eni, Ansaldo, ITEA, Techint, Snamprogetti, Foster Wheeler, Carbosulcis, Sotacarbo, Universities and research centres like ENEA, ERSE, INGV, OGS, Sardegna Ricerche, beside national and local government organizations. Diverse, technologically inclined groups, like Assocarboni, the recently founded CO₂club and environmentalist associations, are fulfilling a growing role.

In conclusion, we have in our Country a broad and diversified set of stakeholders, made up of public and private organizations with different aims who, altogether, can cooperate on one side for the development of

the technologies and their utilization at the industrial level, on the other side to contribute to the advance of general knowledge and of public acceptance.

8. SUMMARY REMARKS

In conclusion we can say that in Italy we have several initiatives, of different sizes and at different levels of development. The main national and European public funding instruments are:

Fund for R&D on Electricity System that collects the electricity bills (<0.03 c€/kWh) for co-funding technology innovation of the electricity system. More than 35 M€ have been already spent (mainly ERSE and ENEA) in the first 3-y programme. The new 3-y programme 2009-11 foresees 30 M€, and has already allocated, up to now, 19 M€.

Law n. 99/09: New Energy Strategy for Promoting innovation in the energy sector; it introduces a project financing mechanism and a first three-years RDD Plan: CCS is a priority in this plan.

Industria 2015 in the area of Areas Energy Efficiency a project on mild oxy-comb has been funded.

PNR: National Research Program for financing medium-long term R&D programmes; the last 3-y programme funded more than 2.5 M€ to Zecomix project on advanced pre-combustion technologies; the next 3-y plan is going to be adopted.

EC public contribution ENEL has already received 100 M€ contribution (EERP), but other contribution is expected (NER300, FP, etc..) in order to achieve a feasible national programme. ●

A first list of Italian main projects to be supported and funded is reported in the following table:

project/ responsible	national contribution						Regional Contribution (Sardinia)	EC Contribution	priority
	Fund for R&D on Electricity System		Law 99/09: New Energy Strategy		National Research Programme				
	already given	to be given	already given	to be given	already given	to be given			
DEMO PROJECTS									
Porto Tolle ENEL-ENI				X				NER 300 other	1
Sulcis 400 MWe Sotacarbo/ENEA				X			X	NER 300 other	2
PILOT PROJECTS									
Precomb (and coal-to-liquid) Sotacarbo/ENEA	X	X		X			X	other ?	1
ECBM-ECBM in Sulcis basin Carbosulcis-Sotacarbo	X	X		X			X	other ?	1
Brindisi post comb ENEL				X				other ?	1
Oxycomb ITEA				to be evaluated				other ?	
MID-LONG TERM R&D									
pre-comb ENEA-Sotacarbo-ERSE	X	X					X	X	
post-comb ERSE-ENEA-ENEL	X	X					X	X	
oxy-comb ENEA-ITEA-Sotacarbo-CNR				to be evaluated		to be adopted	X	X	
ECBM-wells-aquifers ENI-Carbosulcis-OGS-Univ. ...	X	X					X	X	

ENEL Post-Combustion CCS Project: From Laboratory Research to Demonstration

Enel has a solid track record in implementing the best technologies to reduce emissions, included CO₂. Its outreach strategy aims at a decarbonised generation park by 2050. Renewables, nuclear and Carbon Capture and Storage (CCS) are the main technologies that Enel desire to implement.

Regarding CCS, Enel is carrying out R&D activities on all principal options that will be available from the short to long terms. The main effort has been concentrated on the post-combustion absorption process using amine-based solvents suitable for retrofit applications and because of the potential to significantly reduce the energy penalty.

To reach the target in this challenging timeframe, Enel decided to investigate all the principal aspects of the new technology. As starting activity, the implementation of a laboratory scale mini-pilot has permitted to investigate amines degradation and to develop analytical methods to be used both for process control and degradation monitoring.

A large scale pilot plant, 10,000Nm³/h size, has been constructed as a slip-stream of the Brindisi Sud Coal fired Power Plant. The pilot plant will separate CO₂ from a slip stream, after a pre-treatment stage, in order to test real operating condition. The design of the plant, with high flexibility, and design margin, has been optimised in order to test conventional MEA or commercially available sorbent.

The technology demonstration will follow by installing a CCS system on a USC 660 MWe unit at the Porto Tolle power plant. The post-combustion capture equipment will be designed to treat a flue gas corresponding to a quota equal to the 250 MWe electrical output and to separate about 1 Mt/y of CO₂, which will be transported to an off-shore saline aquifer.

The Porto Tolle Zero Emission project covers the design, procurement and construction of the CCS demonstration plant. In the framework of the project all the detailed studies related to CO₂ transport and to site characterisation will be carried out with the aim of verifying the feasibility of the injection and storage of CO₂ in a safe and detectable manner. The project is co-financed by European Union's EEPR (European Energy Program for Recovery): contract awarded in 2009 with a total funding of 100 M€ covering R&D activity, CCS Engineering and geological surveys and injection test of CO₂ in the saline aquifer from July 2009 to July 2014. The paper will present the results of the commissioning and base line test with MEA 20-30% on pilot plant as well as summary of the Porto Tolle Demonstration project

Il progetto ENEL di cattura e sequestro della CO₂ con tecnologia post-combustione: dalla ricerca di laboratorio al dimostrativo

L'affermazione commerciale delle tecnologie CCS passa attraverso una vasta attività di ricerca e sviluppo, condotta in laboratorio e su banchi sperimentali di taglia "pilota", per arrivare alla fase di "dimostrazione" in scala industriale.

Per raggiungere questo obiettivo, ENEL conduce da diversi anni un articolato programma di ricerca che culminerà nella realizzazione dell'impianto dimostrativo di Porto Tolle.

Una volta realizzato, l'impianto permetterà il trattamento in post-combustione del 40% della portata dei fumi provenienti da un'unità Ultra Super Critica da 660 MWe, ed il suo successivo sequestro off-shore della CO₂ separata

■ *Cristiana La Marca, Angela Mangiaracina, Monia Politi, Giuseppe Sonato, Carlo Tabasso, Matteo Toschi*

1. R&D activities

Each section of the CCS chain presents technology challenges, regarding the design or operating issues. In order to reduce the risk related to the implementation of new unproven technology at a commercial scale an intense R&D programme has been launched to address a technology assessment of the main functional elements of the CCS chain, being the CO₂ capture technology, the CO₂ dense-phase transport and the CO₂ injection.

As the main important topics related to CCU consist in the introduction of new technologies (new solvents, degradation inhibitors,...), in the up-scaling and in the HSE impact, the following activities started:

- prescreening of solvent in a minipilot apparatus and
- the construction and operation of a CO₂ capture pi-

lot plant treating 10.000Nm³/h of coal-fired unit in Brindisi

other than a the pre-screening of available technology among the most referenced licensors at international level in post-combustion carbon capture.

An intensive experimental testing using MEA at different mass percentages, as well as advanced solvents with degradation inhibitors is in progress in the pilot test rig, allowing to gain knowledge related to capture process amine based, in terms of energy consumptions, emissions and waste production.

1.1. Mini Pilot: 2 Nmc/h

Enel has carried out test on a test rig (Fig. 1) able to process 2 Nm³/h of gas, operating at the Enel Ricerca Brindisi labs in order to test CO₂ absorption-desorption from simulated flue gas using MEA solutions or other alternative solvents. The evaluation of the impact of the flue gas composition (O₂, NO_x, SO_x) on the absorption solvent capacity and heat chemical stability

■ *Cristiana La Marca, Angela Mangiaracina, Monia Politi, Giuseppe Sonato, Carlo Tabasso, Matteo Toschi*
ENEL



FIGURE 1 Test rig operating at The Enel Ricerca Brindisi lab.
Fonte: ENEL

(degradation) on different solvents is in progress. Detailed characterisation of process blow-down have been performed as well as the definition of methodology for emission and waste water characterization.

The experimental apparatus consists of two columns: the absorber, where the gaseous and the liquid phases flow in countercurrent, and the desorber, a heated regenerator column. The absorber column consists of a glass tube (5 cm inner diameter, and 100 cm height) filled with randomly oriented ¼" Raschig ring (70 cm total packed bed height). This column could be also equipped with Mellapak 700Y structured packing or any other packing.

The desorber column consists of a stainless steel tube (5 cm inner diameter) presently filled with randomly oriented ¼" Raschig ring (94 cm packed bed height for the bottom part of the tube below the solution in-

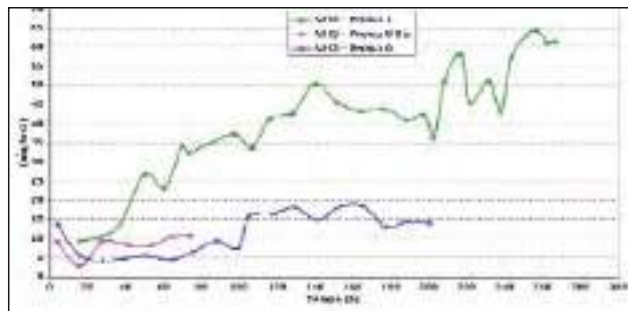


FIGURE 2 Concentration of NH₃ during the tests with different solvents
Fonte: ENEL

let, and 38 cm packed bed height for the upper part of the tube above the solution inlet). The plant is not equipped with a reclaiming section, therefore the duration of the tests is limited to 2 or 3 weeks, the minimum time needed for the degradation reactions to start and develop.

Degradation phenomena that occurs with amine solvents and the oxygen or other pollutants are monitoring by means of ammonia and TOC (Total Organic Compound) analysis in the gas out of the absorber and specific analysis of degradation products. The figure 2 shows the concentration of NH₃ in the gas at the outlet of the absorber column, during the test of different amine mixtures.

1.2. Pilot: 10.000 Nmc/h

The second step of the research program consists in the design, construction and operation of a capture pilot plant treating 10.000 Nm³/h (corresponding to 2.5 t/h of CO₂) of the flue gas at Enel's Brindisi coal fired power plant, in order to:

- gain experience in designing, construction and operation of the carbon capture unit;
- assess the environmental impact of the process (solvent and additives handling, waste management, composition of CO₂ stream and emissions).

The basic engineering of the plant has been completed at the end of 2008, and detailed engineering ended in April 2009.

The permitting procedure for the construction of the pilot was concluded in February 2009.

The realization of the plant has been concluded at the beginning of 2010; the Commissioning has been carried out between May and September 2010 and the testing activities are ongoing.

The pilot plant is fed with desulphurized flue gas taken upstream and downstream the Gas – Gas Heater of the Unit 4, after the existing Wet Flue Gas Desulphurization system (WFGD). In order to be able to match flue gas purity conditions, needed to avoid excessive solvent degradation or other adverse impact on CO₂ capture plant operation, an additional WFGD and a Wet Electrostatic Precipitator (WESP) have been installed on the slip flue gas stream. This pre-treatment permits to control the SO₂ and dust concentrations before the CO₂ absorber inlet.

The WFGD is a standard spray tower scrubber, fed with a 25% w. limestone – water slurry prepared in the power plant FGD system. The WESP is of honeycomb type. To assure saturation condition industrial water is sprayed at WESP inlet.

The pre-treatment plant gives the possibility to partially bypass both the WFGD and the WESP. This allows to evaluate the effect of different pollutant levels on the operation of the CO₂ capture unit. The technology chosen for CO₂ capture utilizes a 20-30% (weight



FIGURE 3

Brindisi Pilot Plant
Fonte: ENEL

based) mono-ethanolamine aqueous solution to wash the flue gas stream.

1.2.1. Commissioning and baseline tests

The first campaign with the 20% (weight) MEA solvent has been carried out from June to September 2010, during the first campaign has been performed about 500 hours of equipments tests and also parametric tests, in order to match the optimum parameters at different flue gas flow rates.

From the 7th to the 9th of September 2010 has been carried out the performance tests. The pilot plant has been operated continuously for quite 100 hours.

For the performance tests 3 different operation conditions were tested:

- Nominal gas load: 10000 Nm³/h
- Maximum gas load: 12000 Nm³/h
- Minimum gas load: 3000 Nm³/h

Guarantees	U.M.	3.000	10.000	12.000
WET -FGD				
SO ₂ capture rate	%		≥95%	
Particulate+liquid entrainment	mg/N mc @ 6% O ₂ dry	≤ 25	≤ 25	≤ 25
WET -ESP				
Particulate	mg/N mc @ 6% O ₂ dry		≤0,25	
Capture Section				
CO ₂ Capture rate - abs	%	≥85%	≥90%	≥85%
MEA out-abs	mg/N mc @ 6% O ₂ dry	≤5	≤5	≤5
Liquid Entrainment - abs	mg/N mc @ 6% O ₂ dry	≤20	≤20	≤20
NH ₃ - abs + stripper	mg/N mc @ 6% O ₂ dry	≤100	≤100	≤100
CO ₂ purity out stripper	%vol	≥99%	≥99%	≥99%

TABLE 1 Guaranteed value
Fonte: ENEL

The operation conditions were changed during the night while during the day the plant conditions were maintained constant. To monitor the performances of the plant a series of manual measurements were done from Enel laboratory:

- Flue gas flow rate at inlet and outlet CO₂ capture plant
- Gas sampling for Lab analysis to monitor guaranteed value
- Liquid sampling to evaluate solvent loading and concentration
- Steam alimented at the reboiler and condensate back to the power plant

In table 1 are reported the guaranteed value for the 3 different plant conditions.

The plant performances are very encouraging: all the guaranteed parameters have been respected except for the liquid entrainment out of the absorber.

In order to validate the process parameters mass and heat balance on the singular element and on the whole plant have been performed.

In particular a comparison between the CO₂ flow rate measured with the on line instrument, the gas balance and the liquid balance has been performed. The figure 4 shows the results of the material balances. The difference between the calculated value and the measured value has a maximum error (gap respect to the measured value) of 5%.

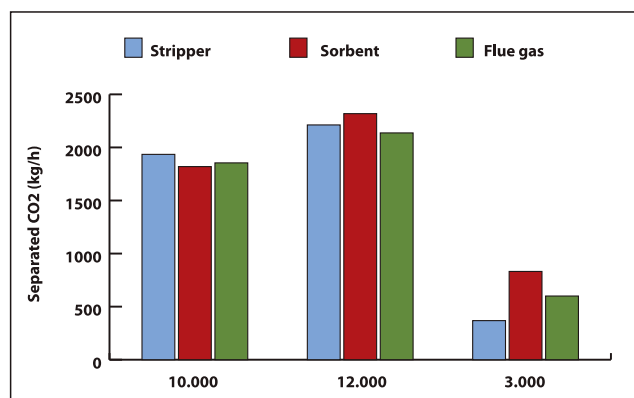


FIGURE 4 Mass balance check
Fonte: ENEL

	U.M	07_09	08_09	09_09
Gas Flow Rate	Nmc/h	10.000	12.000	3.000
CO ₂ in abs	% vol dry	12,00	11,5	11,5
CO ₂ Capture Rate	%	90	88	98
Solvent Flow rate	mc/h	52	60	25
CO ₂ separated (liq)	kg/h	1.830	2.300	800
Reboiler Duty (liq)	Gj/ton CO ₂	4,12	4,01	5,06

TABLE 2 Main process parameters and results
Fonte: ENEL

To complete the analysis of the capture section, the evaluation of the steam consumption for the regeneration was performed.

In table 2 are reported the main process parameters and the energy consumption for each operating point. The tests condition were selected considering an optimization study realized with a numerical model developed in ASPEN Plus.

The specific heat consumption (4,12 GJ/tCO₂) was lower than expected (4,20-4,50 GJ/tCO₂). This difference is due at a good performance of the stripper and excellent recovery of heat in the cross heat exchanger.

1.2.2. MEA 30% tests campaign

The second campaign started the 15th of November. The campaign has been performed with a 30% wt MEA solvent. During the campaign, the parametric tests have been performed in order to find out the optimized operating conditions and to investigate the influence of the different parameters such as:

- Liquid to gas ratio;
- Regeneration Pressure;
- Lean loading;
- Gas flow rate;
- Packing height;
- Capture rate.

During a long-run test (500 h) operation the emission campaign was performed to detect MEA and some of its degradation products (NH₃, TOC, VOC,

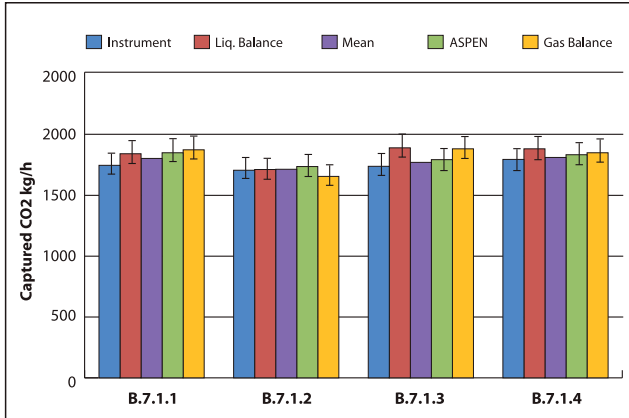


FIGURE 5 Comparison between the measured and the calculated captured CO₂
 Fonte: ENEL

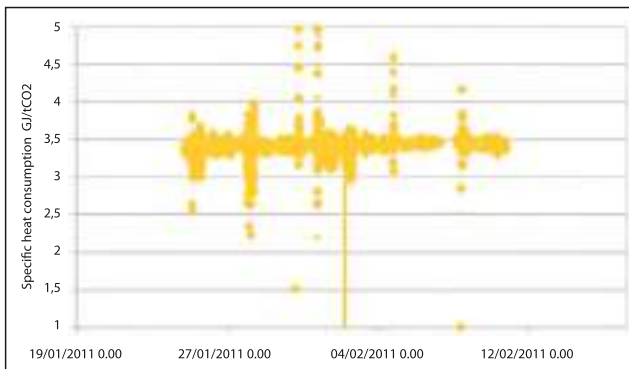


FIGURE 6 Specific heat consumption during the long run test
 Fonte: ENEL

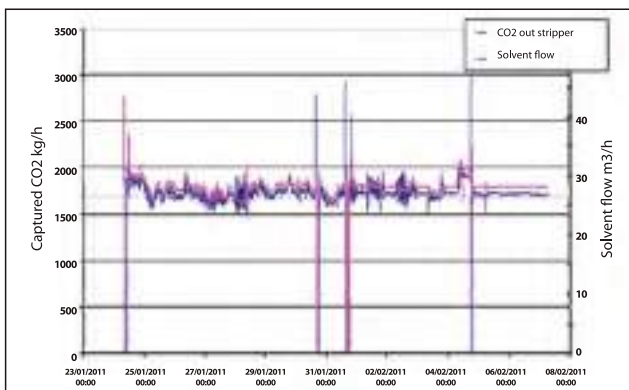


FIGURE 7 Efficiency control: captured CO₂ and solvent flow rate trends
 Fonte: ENEL

and aldehydes) out of the absorber and the stripper. Mass balance closure was achieved: Figure 5 reports the comparison of the captured CO₂ measured at the stripper outlet, the one obtained from the liquid balance and the one obtained with ASPEN Plus. Also in this set of tests the results are quite in accordance with an error lower of 5 % respect to the mean value. The specific heat consumption resulted around 3,45 GJ/tCO₂ (Fig. 6).

In order to keep the capture efficiency constant, during the long run test, a controller on this parameter was implemented. With this controller the solvent flow rate was varied in order to compensate the variation in the inlet conditions in terms of gas flow and CO₂ content. Figure 7 shows the trend of the captured CO₂ measured at the stripper exit (flow meter) and the trend of the solvent flow rate alimanted to the absorber. The two curves are very similar, and the CO₂ trends (blue curve) follow very close the solvent trend (pink curve). The solvent consumption during the period was estimated as 1.5 Kg/tCO₂.

2. Demonstration activities

The demo CCS plant will be installed on a USC 660 MWe unit at the Porto Tolle power plant which will be cofiring coal and biomass. The post-combustion capture equipment will be designed to treat a flue gas flow rate of 0,81 MNm³/h, corresponding to a quota equal to the 250 MWe electrical output. The design CO₂ capture efficiency on mass basis of the Carbon Capture Unit (CCU) is 90% of the treated flue gas, to produce about 4500 t/day corresponding to approximately 1 Mt/y of CO₂ separated.

2.1 Carbon capture Unit

The CCU plant will be built in Porto Tolle Power Plant located in the area of the Po river south bank (Po di Pila), approx 160 km south of Venice. The Porto Tolle Power Plant, consisting of 4 heavy oil fired units, 660MWe each, will be converted from oil to high efficiency coal firing. The new plant will have a capacity

of about 2000 MW, consisting of 3 USC (Ultra Super Critical) units of 660 MWe; the CCU will be built on the area pertaining to the existing Unit 4, that will be dismantled (Fig. 8).

The demo plant will be able to treat a flue gas flow rate of 0,81 MNm³/h, corresponding to 40% of the flue gas coming out from Unit 3 (660 MWe) and to an equivalent capacity of 250 MWe net. The design CO₂ capture efficiency of the CCU on mass basis is 90% of the treated flue gas, producing about 4500 t/day corresponding to approximately 1 Mt/y of CO₂. In order to identify the best capture technology Enel has carried out a technical qualification among a set of Companies considered as the most referenced in the field of Carbon Capture Projects worldwide providing process based on amines absorption. In fact, according to the target of demonstrating the CO₂ post-combustion capture on industrial scale by 2015 and provide commercial retrofit solution within the 2020, ENEL decided to select the Porto Tolle CCU technology among the first generation processes, including all the chemical absorption processes with amine solution which have been demonstrated in the oil and gas industry at industrial scale.

Technology suppliers were ranked according to a Scoring Matrix and eventually four of them were selected.



FIGURE 8 Porto Tolle Demo Plant
Fonte: ENEL

These companies have been invited to join Enel Carbon Capture Unit procurement process starting from the development of a FEED (Front End Engineering Design) and leading to a Licence Agreement. The elaboration of the FEEDs are now in progress. The completion of the technology provider selection is foreseen by 2011.

2.2 Compression & Transport

The separated CO₂ from the capture unit will be transported in supercritical conditions via a carbon steel pipeline, from an onshore terminal at Porto Tolle to an offshore injection platform through a subsea pipeline of about 100 km length.

At present an European bid for the FEED activities is ongoing. Subsequently, on and offshore surveys will be carried out to support the FEED development.

During the development of the FEED, the environmental impact and the interference with the existing subsea pipeline will be verified; in addition, in order to optimize the CO₂ transport system, different scenarios will be evaluated with the following main criteria:

- definition of pressures drops along the pipeline;
- pipeline routing;
- pipeline sizing optimization;
- pipeline corrosion study;
- dehydration study to prevent water condensation along the line;
- hydrate analysis and requirements on the compression package;
- cables routing (if any);
- off-shore installation topics.

2.3 Storage site selection and modeling

The study for the identification of suitable CO₂ storage structures in the North Adriatic sea was performed in two steps: a preliminary regional screening based on public data only and a detailed local one.

In this second phase of the study, following the Cooperation Agreement between Eni and Enel, Eni dataset (2D and 3D seismic data) and borehole information were used to provide a new detailed 3D

characterisation of the potential reservoir.

The most promising sites are saline aquifer structure, placed offshore northern Adriatic Sea and corresponding to the more external portion of the buried northern Apennine chain front. Detailed reservoir studies aimed at its characterization are in progress (dynamic flow, geochemical and geomechanical models). The approach includes the improvement at different levels: regional, local and near wellbore.

The dynamic flow simulations are ongoing in order to check on one hand the foreseen rate of injection (about 1 MtCO₂/y for 10 years) and on the other hand the storage capacity. The models have been run to define the injection strategy and the injection pattern, to optimize the storage capacity and forecast the CO₂ plume migration. Moreover the modelling will check the impact of the boundary conditions, petrophysical properties of the reservoir and rock compressibility on the overpressure and on the CO₂ plume extension. The final selection will be performed on the basis of injectivity evaluation to ensure the safety and integrity of the storage system.

In order to confirm the storage site characteristics in term of capacity, injectivity and containment the realization of an appraisal well and of CO₂ injection tests are foreseen. Technical Specification for the well design and construction are in progress and expected to be completed by the end of 2011. The completion of the CO₂ injection tests is due by mid 2012.

In the meanwhile, activities focused to quantify the baseline conditions, through the assessment of the natural pre-existing CO₂ concentrations and fluxes, and the local biological carbon cycling processes, in order to establish datasets against which operational monitoring data can be compared, are ongoing. This will facilitate dependable monitoring and early warning during the injection phase so that any necessary corrective measures could be taken.

The pre-injection monitoring survey of the selected storage site will be carried out in collaboration with OGS, INGV and RSE.

The off-shore baseline study is covering a ~ 400 km² area around the injection locations in water depths ranging from 13 to 40 m. Measurements conducted during this project include chemical, biological and physical analyses of both the water column and the near-surface sediments during four different periods of the year to define the ranges of baseline values in the area, both spatially and temporally.

Moreover additional information on off-shore baseline levels of dissolved CO₂ fluxes at the sediment-water interface in a coastal marine environment will be achieved through marine surveys using benthic chamber.

The evaluation of CO₂ on-shore “baseline” conditions has performed in terms of fluxes and concentration levels in soil gases and shallow aquifers, in order to distinguish natural gas fluxes from potential storage-related leakage. In addition the baseline pre-injection micro-seismicity will be evaluated. ●

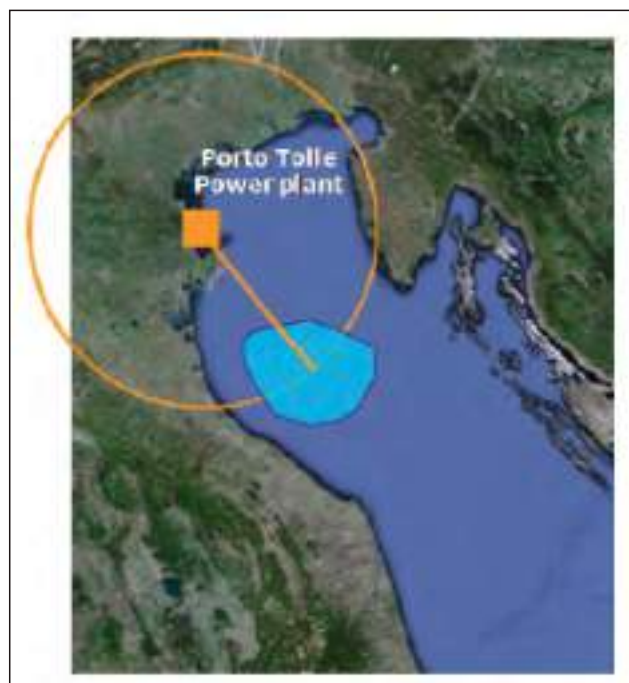


FIGURE 9 Storage Area
Fonte: ENEL

Techno-economic feasibility study and environmental performance analysis of a power generation plant with CCS system

In order to increase Italian national energy security (partially releasing energy production from imported primary sources) and to re-launch the economy in the Sulcis area (South-West Sardinia, Italy), the Italian Government and the Sardinian Regional Administration are strongly interested in the development of an industrial project for the construction of a 300-450 MWe power generation plant, equipped with a demonstration carbon capture and storage (CCS) system. The plant has been conceived to operate in close integration with a sub-bituminous coal mine in the Sulcis area, where the only Italian coal basin is located.

In this context, Sotacarbo is engaged in the development of a detailed study with the end to evaluate the feasibility of this project and to define the best plant configuration and operating parameters.

This paper shortly describes a portion of this study, in which a preliminary comparative analysis (from the technical, economical and environmental points of view) of all the technical alternatives allows to select the best plant configuration: an ultra supercritical pulverized coal combustion (USPCC) plant, equipped with a SNOXTM section for the combined removal of SO_x and NO_x and with a partial capture of CO₂.

Due to the potential unreliability of some assumption and to the impossibility to estimate with accuracy the future trend of some operating parameters, a sensitivity analysis has been assessed in order to evaluate the effects of these assumptions, with a subsequent reduction of the investment risk

Studio di fattibilità tecnico-economica ed analisi dell'impatto ambientale di un impianto di generazione di potenza basato sulla tecnologia di cattura post-combustione della CO₂

Al fine di incrementare la sicurezza energetica nazionale e rilanciare l'economia dell'area del Sulcis, il Governo e la Regione Sardegna sono fortemente interessati allo sviluppo di un progetto dimostrativo delle tecnologie CCS, relativo ad un impianto di generazione di potenza da 300–450 MWe, integrato al sito di stoccaggio in una miniera di carbone sub-bituminoso nell'area del Sulcis. L'analisi comparativa delle diverse possibili alternative permette di individuare in un impianto al polverino di carbone Ultra Super Critico, equipaggiato con sistemi DeNOx, DeSOx e con parziale cattura della CO₂ con solventi, come la soluzione tecnologicamente ed economicamente più conveniente

■ Eusebio Loria, Alberto Pettinau, Carlo Amorino, Mario Porcu

Introduction

Power generation in Italy is based for about 75% on fossil fuels, with an annual CO₂ emission of about 430 Mt [1]. Moreover, coal consumption amounts to about 13.4 million of tones of oil equivalent (toe), corresponding to only 8.8% of the global consumption of fossil fuels [2]. This involves a very high cost of electrical energy and a low energy security.

This justify the strong interest of the Italian Government and the Sardinian Regional Administration in the development of the only Italian coal basin, located in the Sulcis area, in South-West Sardinia. Since 1994, a series of national laws has been promulgated in order to promote the construction of a Sulcis coal feed power generation plant capable to enhance the national energy security and the weak and poor economy of the Sulcis area. In particular, the Italian law n. 99 (July 23, 2009) requires the construction of a 300-450 MWe power gener-

ation plant strictly integrated with the Sulcis coal mine and feed with at least 50% (lower heating value – LHV – basis) of local coal (characterized by a very high sulphur content, of about 6-7% in weight), which can be assimilated to renewable sources as for the access to the incentives for the selling of the electric energy. Moreover, the plant must be equipped with a demonstration carbon capture and storage (CCS) section.

In this scenario, Sotacarbo (in cooperation with ENEA, the Italian National Agency for Energy and Environment) is currently supporting the Italian Ministry of Economical Development and the Sardinian Regional Administration to define the guidelines for the development of such a project.

This paper presents a hint about the preliminary results of a technical, economical and environmental analysis which has been carried out in order to assess the feasibility of this project. In particular, a series of technical and environmental cases led the choice of two plant configuration, based on IGCC (integrated gasification combined cycle) and USPPC (ultra supercritical pulverized coal combustion) technologies, re-

■ Eusebio Loria, Alberto Pettinau,
Carlo Amorino, Mario Porcu
Sotacarbo SpA – c/o Grande Miniera di Serbariu – 09013 Carbonia, ITALY

spectively. For both these plant configurations, a preliminary economical analysis suggested that USPCC is most profitable than IGCC, and a more detailed pre-feasibility study has been carried out for the ultra supercritical plant configuration, in order to determine the best plant size and the main operating conditions, together with the analysis of the investment on the basis of the main economical parameters.

Power generation plant configuration

A preliminary analysis of the state-of-the-art of the technologies currently available for power generation in the Sulcis area through a medium-scale (300-450 MWe) power plant initially indicated four main potential technologies for power generation section: ultra supercritical pulverized coal combustion (USPCC), supercritical circulating fluidized bed combustion (CFBC), supercritical pressurized fluidized bed combustion (PFBC) and integrated gasification combined cycle (IGCC), the latter based on a dry-feed Shell gasification technology.

In particular, for the three combustion-based technologies, two different flue gas treatment processes have been considered: a conventional flue gas desulphurization (FGD) system for SO_x removal with a selective catalytic reduction (SCR) system for NO_x removal or an advanced SNOX™ system (licensed by Haldor Topsøe) for a combined separation of nitrogen and sulphur oxides. On the other hand, a Selexol™ (licensed by UOP LLC.) system for sulphur compounds removal and a Claus/SCOT system for sulphur recovery and tail gas treatment have been selected for the IGCC plant.

Choice of plant configuration

A preliminary analysis of the environmental performance of each plant configuration restricts the choice to USPCC plant with SNOX™ system and IGCC. As a matter of fact, all the considered plant configurations allow to achieve very low emissions of SO_x, NO_x and particulate (20-100 mg/Nm³ for both SO_x and NO_x and about 5 mg/Nm³ for particulate), whereas the sol-

id and liquid wastes production is strongly different.

In particular, both the fluidized bed combustion processes (CFBC and PFBC) involve a large amount of not recoverable solid residues; moreover, flue gas treatment with FGD process involves a high production of liquid and solid wastes. This high residues production does not respect the recommendations included in the above cited law n. 99/2009.

On the other hand, USPCC plant equipped with SNOX™ system and IGCC configurations can be considered near zero emissions plant: as a matter of fact, solid residues (bottom ash or slag) are inert and recoverable for both plant configurations [3], the production of waste liquids is negligible and the main by-products (sulphuric acid from SNOX™ process or solid sulphur from Claus process) are characterized by a high commercial value [4].

A preliminary economical analysis (which considers both plant configuration equipped with CCS system) indicates USPCC technology as the most promising for this specific application (with a plant scale between 300 and 450 MWe). As a matter of facts, with respect to IGCC plant, USPCC allows a lower capital cost and a higher plant availability, with a subsequent higher global profit.

Selected power generation technology

The selected power generation plant is based on an ultra supercritical boiler which operates at about 25-28 MPa and 580-600 °C (steam superheater process conditions) and allows a very high efficiency of the combustion phase and of the steam cycle [5], whereas the bottom ash is inert and it could be permanently stored in the exhausted seams of the coal mine or recovered as building material [6].

Flue gas is sent to a fabric filter, which operates the particulate separation, and to the SNOX™ section, in which the sulphur oxides contained in the flue gas are removed and recovered as commercial grade sulphuric acid, whereas NO_x is reduced to N₂. This system does not consume water or other materials, except for the ammonia used for the catalytic NO_x reduction; more-

over, it does not generate any secondary source of pollution, such as waste water, slurries or solids [7-9]. The overall plant efficiency, considering its basis configuration (without CCS), is 45.0% [10].

Carbon capture section

As mentioned, the considered power generation plant needs to be equipped with a demonstration carbon capture and storage system.

A post-combustion CO₂ absorption system based on an aqueous solution of monoethanolamine (MEA) has been considered in this study. This system treats the plant flue gas and operates chemical absorption of carbon dioxide at atmospheric pressure and at about 45-50 °C, with a CO₂ removal efficiency of about 90% [11].

The introduction of CCS system involves a significant decreasing (typically 8-12 percentage points) of the overall plant efficiency, due to the high energy consumption of the process; in particular, solvent regeneration requires a significant amount of steam (ex-

tracted from the steam turbine, with a subsequent reduction of power output), whereas CO₂ compression requires a high power absorption [12-13].

Carbon dioxide geological storage

As for the CO₂ geological storage, two different technologies have been considered in this analysis: the storage in saline aquifers below the Sulcis coal basin and the storage through ECBM (enhanced coal bed methane) technique.

The storage in the saline aquifers takes place injecting compressed CO₂ at a depth of about 1000-1200 m in the southern area of the Sulcis coal basin, where the aquifers are located. In the same area of the basin, the ECBM technique should be tested at a depth of about 800-1.000 m; in particular, compressed CO₂ injected into the unminable coal seams is adsorbed by the mineral material, thus displacing methane.

Preliminary studies show that the Sulcis coal basin is capable for the application of both carbon sequestration technologies due to a series of cases such as the

	Plant configurations		
	300 MWe plant (total capture)	450 MWe plant (total capture)	450 MWe plant (partial capture)
Gross thermal input (MW)	857	1285	1173
Overall plant efficiency (LHV basis)	35.0%	35.0%	38.0%
Basis plant efficiency (without CCS)	45.0%	45.0%	45.0%
Plant availability (hours/year)	7000	7000	7000
Net power output (GWh/year)	2100	3150	3150
Flue gas production (Nm ³ /hour)	953 585	1 428 539	1 374 447
Percentage of flue gas treated by CCS system	100%	100%	67%
Percentage of Sulcis coal (LHV basis(a))	50%	50%	50%
Sulcis coal consumption (Mt/year)	0.518	0.777	0.710
Imported coal consumption (Mt/year)	0.435	0.653	0.596
SOx emissions (b) (mg/Nm ³ – t/year)	40–200	40–300	40–290
NOx emissions (b) (mg/Nm ³ – t/year)	20–133	20–200	20–192
Particulate emissions (b) (mg/Nm ³ – t/year)	5 – 33	5 – 50	5 – 48
CO ₂ capture efficiency	90.0%	90.0%	90.0%
Produced CO ₂ (Mt/year)	2.065	3.097	2.827
Emitted CO ₂ (Mt/year)	0.206	0.310	0.969

Notes: (a) A LHV of 20.83 MJ/kg and 24.79 MJ/kg has been considered for Sulcis and imported coal, respectively. (b) Specific emissions of SOx, NOx and particulate are referred to an oxygen concentration in flue gas of 6% in volume.

TABLE 1 Main technical assumption for the selected plant configurations
Fonte: Sotacarbo

extension of the saline aquifers, the homogeneity of the reservoir, the rank of the sub-bituminous Sulcis coal, the permeability of the coal bed and the presence of a natural cap-rock which allows a permanent segregation [6, 14].

Assumptions on plant configuration and size

As previously mentioned, the Italian law n. 99/2009 recommends a plant scale between 300 and 450 MWe. In this study, both these extreme sizes have been considered for the CO₂-free plant. Moreover, a third hybrid configuration considers a power generation plant which produce 450 MWe and with the CCS system designed to treat only a portion of flue gas (corresponding to that produced by a hypothetical 300 MWe CO₂-free power generation plant). This third possibility could represent a good compromise, from the economical point of view, considering that the aim of CCS system is to demonstrate the feasibility of the technology and the corresponding cost could be partially supported by the Italian Government.

Table 1 shows the main technical assumptions of the three mentioned plants. In particular, a plant availability of 7000 hours per year has been considered for each case. This value has been precautionary assumed lower than that corresponding to the state-of-the-art (typically 7600-8000 h/yr.) taking into account the demonstration nature of the CCS system and the subsequent implications in the management of the power generation plant (which could operate even during the shut-down of the capture system, with a lower fuel consumption).

Economical and financial assumption

The economical and financial analysis here reported for the three considered plant configurations takes into account every cost (mainly capital and operating costs for power generation and for CO₂ capture and storage) and profit (for the selling of electrical energy and CO₂ assigned amount units).

Capital costs

The assessment of the plant capital cost considers the overall plant construction and the adjustment of the infrastructure. Capital cost estimation for each plant configuration is shown in table 2 [6, 10]. In the financial assessment, the investment has been considered with its distribution during the construction period of four years (since 2012 to 2015). In particular, 24% of the capital cost is invested during the first year of construction, whereas 39%, 32% and 5% are invested during the following three years, respectively.

A typical detailed cost distribution for plant construction, recently proposed by the U.S. Department of Energy [5], is shown in table 3. The total investment cost is composed by the sum of equipment costs, material costs, direct and indirect labour, engineering costs and other capital costs. As for the equipments, the most significant contribute in the total plant cost comes from the ultrasupercritical boiler and for the CO₂ capture and compression system (which globally represents about 52.3% of the total capital cost).

Capital cost affects significantly the behaviour of the annual cash flow. For this reason, this cost has been considered with its financial amortization schedule. Table 4 shows the main economic parameters assumed in this analysis. In particular, 80% of the capital costs has been assumed funded by the banks, with a

	Capital costs (M)		
	300 MWe CCS 100%	450 MWe CCS 100%	450 MWe CCS 67%
Power generation plant	1090.9	1380.0	1254.5
-“basis” configuration	736.4	988.2	900.0
-CCS system	354.5	391.8	354.5
Other capital costs ^(a)	87.3	110.4	100.4
Contingencies ^(b)	21.8	27.6	25.1
TOTAL	1200.0	1518.0	1380.0

Notes: (a) 8% of the plant cost; they include engineering, start-up, spare parts, royalties and working capital. (b) 2% of the plant cost.

TABLE 2 Capital costs
Fonte: Sotacarbo

	Equipm.	Material	Labour (direct)	Labour (indir.)	Engin. &fee	Other costs	TOTAL
Coal/sorbent handling	1.25%	0.34%	0.75%	0.00%	0.21%	0.38%	2.93%
Coal/sorbent prepar. and feed	0.85%	0.05%	0.22%	0.00%	0.10%	0.18%	1.10%
Feedwater and misc. BoP	3.42%	0.00%	1.61%	0.00%	0.46%	0.90%	6.40%
PC boiler and accessories	12.23%	0.00%	6.86%	0.00%	1.86%	2.09%	23.04%
Flue gas cleanup	6.31%	0.00%	2.15%	0.00%	0.81%	0.93%	10.20%
CO ₂ removal and compr.	14.69%	0.00%	4.48%	0.00%	1.83%	8.26%	29.26%
Ductwork and stack	1.09%	0.06%	0.74%	0.00%	0.17%	0.27%	2.34%
Steam turbine generator	5.25%	0.07%	1.43%	0.00%	0.62%	0.87%	8.25%
Cooling water system	1.29%	0.62%	1.15%	0.00%	0.29%	0.45%	3.81%
Ash/spent sorbent handling	0.33%	0.01%	0.44%	0.00%	0.08%	0.09%	0.94%
Accessory electric plant	1.57%	0.67%	1.88%	0.00%	0.36%	0.56%	5.05%
Instrumentation and control	0.63%	0.00%	0.63%	0.00%	0.11%	0.24%	1.61%
Improvements to site	0.21%	0.12%	0.42%	0.00%	0.07%	0.16%	0.98%
Buildings and structures	0.00%	1.55%	1.47%	0.00%	0.27%	0.49%	3.78%
TOTAL	49.14%	3.48%	24.24%	0.00%	7.26%	15.89%	100.0%

TABLE 3 Power generation plant cost distribution^[5]
Fonte: Sotacarbo

Plant construction period (a) (years)	4
Plant operating life (b) (years)	21
During of financial amortization (years)	10
Annual discount rate (c)	10%
Annual inflation rate	2%
Plant value at the end of operating life (M)	0.00
Percentage of external funding	80%

Notes: (a) Since 2012 to 2015. (b) Since 2016 to 2037. (c) Source: Dominichini, 2009 [10].

TABLE 4 Main financial assumptions
Fonte: Sotacarbo

discount rate of 10% (precautionary); the annual rate of the capital cost (which is the addition of the constant capital share and the decreasing annual interest and amounts to 258 M€, with reference to the year 2016 and to the CO₂-free 450 MWe configuration) has been calculated according with the straight-line method.

Overall operating costs

The overall operating cost of the power generation plant considers the purchasing of Sulcis and imported coal (65 €/t and 60 €/t, respectively, including transport and delivery), the operation and maintenance (O&M) of the plant, together with the cost for material handling and taxes.

In particular, the operating and maintenance cost includes all the costs for conduction and maintenance of the power generation plant and, in particular, the cost of labour, the day-by-day maintenance, the cost for spare parts and so on.

The evaluation of these costs has been carried out on the basis of a previous assessment [6], adjusting every cost component in order to consider the different plant configuration and scale. All these costs have been considered with an annual increasing of 2% in order to take into account the current trend of the price.



This evaluation does not consider the cost for ash handling and disposal into the exhausted seams of the coal mine; it has been assumed that this cost is fully compensated by the selling of the by-products (sulphuric acid from SNOX™ process) [6].

Profit for CO₂ assigned amount units

In this study, the profit for the selling of the CO₂ assigned amount units (AAUs) has been considered, according with the Emissions Trading System (ETS), for the evaluation of the annual cash flow. In particular, the CO₂ emission limit has been calculated according with the last available Italian national allocation plan (NAP) for the period 2008-2012, with the assumption that the same value will be constant during all the plant operating life. In particular, for the considered plant configurations, the emission limit amounts to 1603 Mt/yr. for the 300 MWe plant, to 2407 Mt/yr. for the CO₂-free 450 MWe plant and to 2198 Mt/yr. for the 450 MWe configuration with partial capture.

Moreover, an averaged value of 25 €/t has been considered for the CO₂ AAUs during all the plant operating life. Globally, the profits for the selling of the AAUs amounts to 35.12 M€/yr. for the CO₂-free 300 MWe plant, to 52.70 M€/yr. for the CO₂-free 450 MWe plant and to 30.90 M€/yr. for the 450 MWe plant with partial capture.

It is important to underline that these assumption are arbitrary, being impossible to preview the future trend of CO₂ value. Therefore, a sensitivity analysis has been carried out in order to assess the effects of this parameter.

Profit for electrical energy production

The electrical energy produced by the power generation plant is sold to the national electric grid (and, in particular, to GSE SpA, the Italian national company for the management of the electrical services) and represents the main profit of the industrial application. Its cost has been calculated with reference to the Italian ordinance CIP 6/1992 [15], which defines the price of electricity on the basis of the “avoided costs”. Moreover, for the first eight years of the plant operat-

	Price ^(a) (c€/kWh)
Overall avoided cost	8.585
- plant avoided cost	2.295
- operating avoided cost	0.790
- fuel avoided cost	5.500
Incentive ^(b)	7.025
Overall price of electrical energy	15.610

Notes: (a) Referred to the first year of plant operation (2016).
(b) Only for the first eight years of operation (2016-2023)

TABLE 5 Price of electrical energy
Fonte: Sotacarbo

ing life (since 2016 to 2023), GSE pays an extra incentive for energy selling, according with the Italian law d.p.r. 28/01/94. The price of the electrical energy sold to the national grid is shown in table 5, with reference to the first year of the plant operating life (2016).

After the eighth year (since 2024), when the payment of incentive is suspended, a slight charge of the energy price (initially 0.85 c€/kWh) must be also considered, according with the Italian law d.p.r. 28/01/94. Every component of the overall price of the electrical energy (except for the fuel avoided cost, according with ordinance CIP6) has been calculated for every year of the plant operating life, considering an annual increasing of 2%.

Cost for CO₂ geological storage

This study considers a CO₂ geological storage through injection in the saline aquifers under the coal mine. In particular, carbon dioxide is dried and compressed, at about 10 MPa (and, in any case, higher than the critical pressure: 7.5 MPa) [16-17], and send, through a pipeline, to the injection wells, located about 20-30 km far from the power generation plant. The overall specific cost for CO₂ compression, transport and injection has been considered constant for each year (except for the annual increasing of 2% due to inflation); moreover, they include both capital and operating costs, except for CO₂ compression (which capital cost is included in the initial investment for the capture section).

The compression technology, based on a multistage intercooled compressor, is quite mature and does not need further development for applications with CO₂, except for the optimization of its integrations with the specific power plant [18]. A compression cost of 0.75 c€/ per kilogram of CO₂ [19] has been assumed. On the other and, pipelining CO₂ is a well-established technology, which uses the normal gas construction methods [20-21]. A transport cost of 2.5 c€/t km, referred to onshore pipeline [22], has been assumed. Finally, an injection cost of 3.4 c€/t has been considered for the carbon sequestration in saline aquifers.

Results and discussion

The economical and financial assessment of the investment has been carried out by the evaluation, year by year, of the effective and actualized cash flow, the latter referred to the first year of the project financing phase (2012). A comparison between the different plant solution has been carried out with reference to the typical economical indicators, i.e. net present value, internal rate of return and payback time.

In particular, the net present value (NPV) is defined as the sum of the present values of the individual cash flows.

The internal rate of return (IRR) is the value of the dis-

	300 MWe CCS 100%	450 MWe CCS 100%	450 MWe CCS 67%
Net present value (M)	-197.2	158.3	332.4
Internal rate of return (%)	8.27	11.03	12.31
Payback time (a) (years)	-	18	14
Cost of electricity (b) (c€/kWh)	8.98	7.60	7.31
CO ₂ separation cost (€/t)	29.34	24.69	29.35
Cost of avoided CO ₂ (b) (€/t)	17.36	12.46	15.28

Notes: (a) Including construction period. (b) The assessment considers a cost of AAUs of 25 €/t.

TABLE 6 Comparison of the main economical results
Fonte: Sotacarbo

count rate that makes the net present value of all cash flows equal to zero, whereas payback time (PBT) is defined as the period of time required for the return on the investment (based on actualized cash flows).

Moreover, in order to quantify the economical plant performance, the cost of electricity, of CO₂ separation and of "avoided CO₂" have been also determined. In particular, the cost of electricity (CoE, in c€/kWh) is the ratio between all the plant cost (capital and operating, including fuel) during the full duration of the project and the overall electrical energy produced during the same period. In parallel, CO₂ separation cost is the ratio between the overall (capital and operating) cost of CCS (capture, compression, transport and injection) and the whole amount of stored CO₂, during all the project life. Finally, the cost of avoided CO₂ can be defined as:

$$Ca = (CoE_{ccs} - CoE_{basis}) / (e_{basis} - e_{ccs}) \quad (1)$$

where CoE is the previously defined cost of electricity and *e* is the CO₂ specific emission (in kg/kWh) in both basis and CCS configuration; the subscript *CCS* indicates the assumed plant configuration, whereas the subscript *basis* indicates the corresponding configuration without CCS, both considered with the same thermal input. Table 6 shows a synthesis of the main results of the comparative economical analysis expressed on the basis of the above defined parameters. As expected, the investment for a 300 MWe CO₂-free plant appears not feasible from the economic point of view; as a matter of fact, the small plant scale (and its subsequent high specific cost, in €/kWe) does not allow to obtain a positive NPV. The 450 MWe plant with partial capture is significantly more convenient (higher NPV and a moderate value of payback) than the corresponding CO₂-free configuration. Moreover, with reference to the 450 MWe plant scale, the configuration with partial capture involves a higher CO₂ emission, and a subsequent higher cost of avoided CO₂, with respect to the CO₂-free unit. The high value of the internal rate of return (except for the 300 MWe configuration) indicates a secure investment, which remains

profitable even if the discount rate (which, in this analysis, has been prudentially overestimated) increases.

It is important to notice that the CO₂ separation cost here determined corresponds to the typical values reported in the scientific literature, between 15 and 30 €/t^[23].

Sensitivity analysis

Some of the parameters assumed in this study are affected by an uncertainty, being determined by a large series of key factors which are impossible to foresee. Therefore, in order to assure a security of the potential investment, the effects of the variation of these parameters on the main economical indicators (the results here reported are mainly referred to the net present value) has been evaluated. The results here reported are referred to the 450 MWe power generation plant

with partial CO₂ capture and sequestration, applied to 67% of produced flue gas; moreover, three different costs of CO₂ AAUs have been considered: 25 €/t (reference case, which represents the most probable scenario in a short-term future), 15 €/t (current value) and 0 €/t (a precautionary assumption).

Sensitivity analysis on plant capital cost

A detailed value of the plant capital costs can be only evaluated as the results of the detailed plant design. In this preliminary phase, it has been assumed in line with previous evaluation coming from the recent scientific literature.

Figure 1 shows, for three different values of the CO₂ AAUs, the linear variation of NPV by varying the capital cost between 1260 (a future scenario, when the technology will be industrially mature) and 1500 M€ (precautionary case). In particular, the behaviours of NPV have been presented (figure 1.a) together with

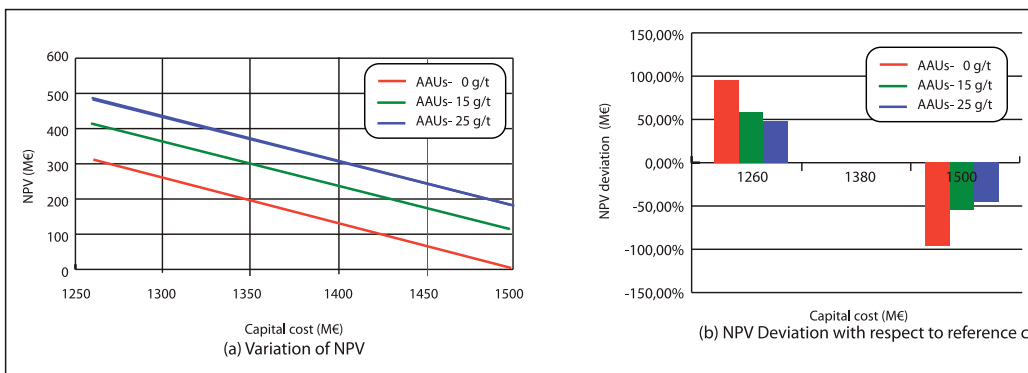


FIGURE 1 Sensitivity analysis on plant capital cost
Fonte: Sotacarbo

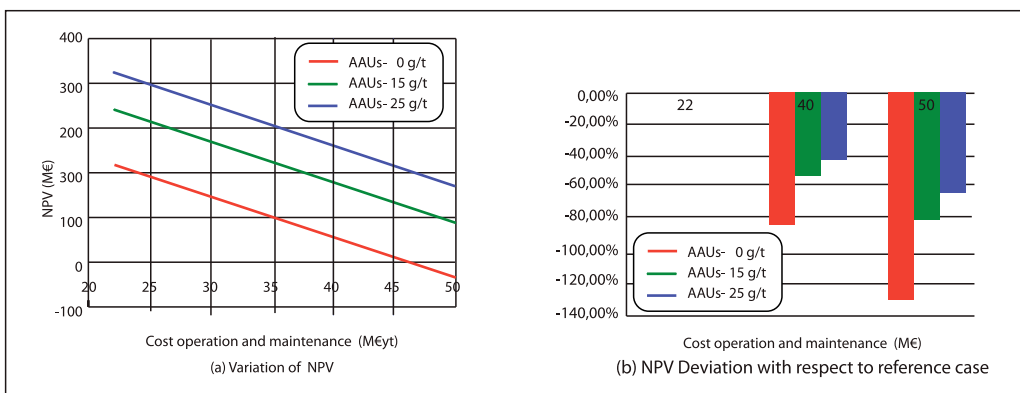


FIGURE 2 Sensitivity analysis on plant O&M cost
Fonte: Sotacarbo

the maximum values of deviation (figure 1.b) with respect to reference capital cost (1380 M€).

As expected, an increasing capital cost involves a significant reduction of the net present value (this variation is particularly significant when the cost of CO₂ AAUs is low). On the other hand, cost of electricity raises from 7.18 €/t (for a capital cost of 1260 M€) to 7.74 (for a capital cost of 1500 M€). In any case, in all the considered range of variation, the investment remains profitable.

Sensitivity analysis on plant operating and maintenance cost

The reference case considered in this work includes an operating and maintenance (O&M) cost of about 22 M€ per year (referred to the first year of plant operating life); this value is fully consistent with that reported in the scientific literature. In any case, it depends by a series of technical and social aspects such as costs of labour, equipments, spare parts and so on. As shown in figure 2, a raise of O&M costs (up to 50 M€/yr) involves a significant linear reduction (about 60%) of the net present value and a corresponding increasing (14.6%, up to 9.4 c€/kWh) of the cost of electricity. Even in this case, this variation is particularly significant when the cost of CO₂ AAUs is low.

Sensitivity analysis on costs for CO₂ geological storage

The reference case of this study considers an overall cost for CO₂ storage (including compression, transport and injection) of 3.4 M€ for the first year of plant

operating life (with an annual increasing of 2%). This value is referred to carbon dioxide geological storage in the saline aquifers located under the Sulcis coal mine, at a depth of 800-1000 m.

As mentioned, the possibility to operate CO₂ storage through ECBM (enhanced coal bed methane technology) is also under investigation, due to the closeness of the considered power plant to the Sulcis coal basin. In particular, CO₂ injected into coal seams displaces methane, thereby enhancing coal-bed methane recovery [24]. As for this technology, a typical cost of 30 M€ per year (with the hypothesis that the extraction of methane is negligible) or lower (depending by the profits for methane selling) can be considered.

As shown in figure 3, this cost strongly influences the NPV, which is null when the cost of CO₂ storage is about 27-28 €/t. In these case, the investment became unprofitable. Due to the demonstration nature of the CCS section, a plausible scenario could consist in a combined storage in which about 70% of captured CO₂ is stored in saline aquifers, whereas the remaining 30% is injected in the unminable coal seams, with an annual overall cost of about 15 M€ (referred to the first year of plant operating life). In this scenario, NPV decreases to 171.5 M€ (-48.3%), whereas CoE raises up to 8.3 c€/kWh (11.3%). Moreover, cost of avoided CO₂ increases from 16.6 to 21.5 €/t whereas cost of CO₂ separation raises from 29.3 to 43.6 €/t

Sensitivity analysis on other significant parameters

The influence of other significant parameters on the

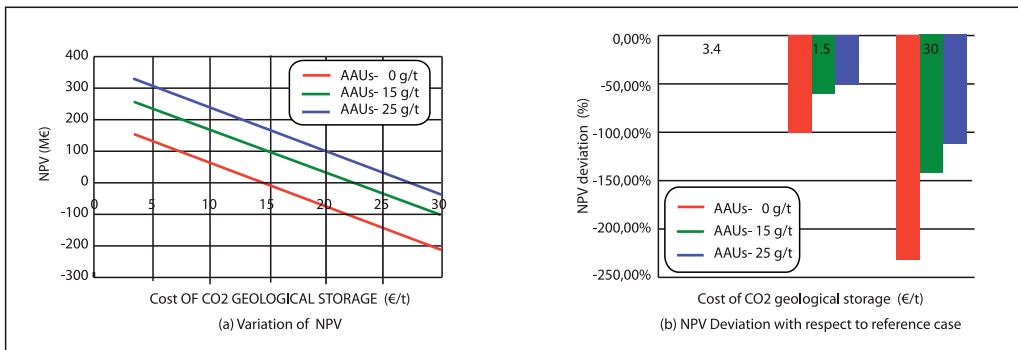


FIGURE 3 Sensitivity analysis on costs for CO₂ geological storage
Fonte: Sotacarbo

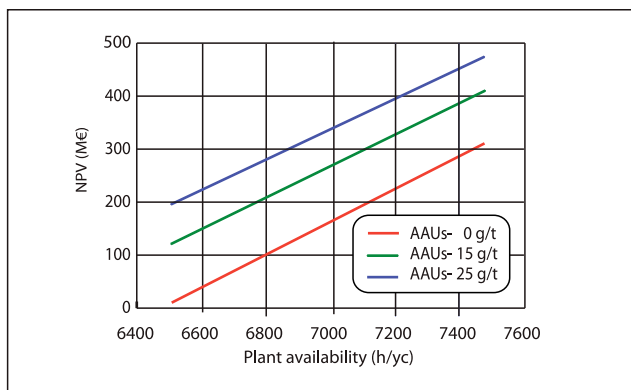


FIGURE 4 Sensitivity analysis on plant annual availability
Fonte: Sotacarbo

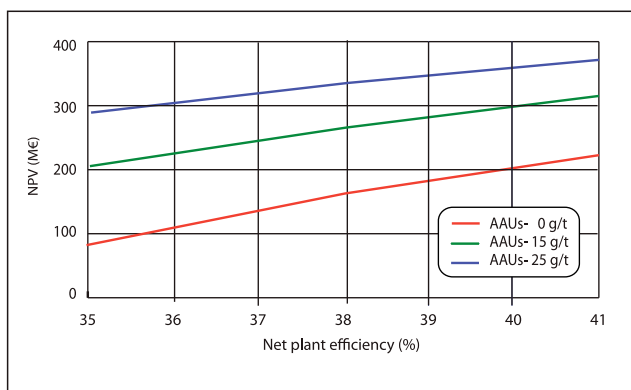


FIGURE 5 Sensitivity analysis on plant efficiency
Fonte: Sotacarbo

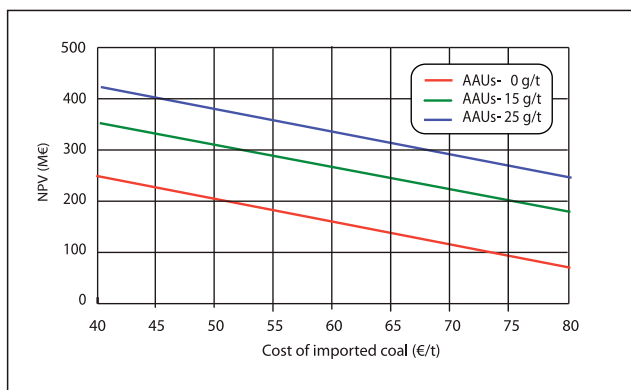


FIGURE 6 Sensitivity analysis on the cost of imported coal
Fonte: Sotacarbo

economic performance of the investment has been also assessed. In particular, plant availability significantly influences the annual profit (due to energy selling); an increasing value of this parameters up to 7500 h/yr. involves a raise of NPV (figure 4) of about 42% (92-93% if the cost of AAUs is null), whereas the cost of electricity decreases to 7.28 c€/kWh.

The overall net plant efficiency of a CCS plant is one of the most controversial aspects in the development of this kind of technology. As mentioned above, in this study a net efficiency of 45% (LHV basis) has been considered for the basis configuration; it decreases down to 38% as a consequence of the introduction of the CCS system designed to treat only a portion of flue gas. Considering the reference case, with a cost of AAUs of 25€/t, a variation of the overall plant efficiency between 35 and 41% involves an increasing of the NPV, between 286 and 370 M€ (figure 5), and a subsequent decreasing of CoE from 7.72 to 7.25 c€/kWh.

Finally, the economical performance of the investment is significantly affected by the cost of imported coal. In particular, an increasing of this cost up to 80 €/t (figure 6) should involve a reduction of the net present value of about 26.8% (about 240 M€) and a corresponding increasing of CoE of 6.17% (7.92 c€/kWh).

Conclusions

In order to increase Italian energy security (partially releasing energy production from imported primary sources) and to re-launch the economy in the Sulcis area, Sotacarbo is cooperating with national and regional administrations to develop a project for the construction of a power generation plant, equipped with a demonstrating CCS system, strictly integrated with the Sulcis cola mine.

Between all the available technologies, the most profitable plant configuration includes a 450 MWe power generation plant, based on the pulverized coal combustion in an ultra supercritical boiler, equipped with a SNOX™ system and a MEA-based post-combustion

CO₂ capture plant which treats about 67% of the plant flue gas (corresponding to an hypothetical 300 MWe CO₂-free plant).

The analysis here presented takes into account capital (about 1380 M€) and operating costs, together with the profits for the selling of electrical energy and CO₂ AAUs, according with the international Emissions Trading System. The proposed solution appears significantly profitable, with a net present value of 332 M€; moreover, the high internal rate of return (12.31%) and the relatively low payback time (14 years) assure a good reliability of the investment.

As results from the sensitivity analysis, the evaluation of capital and O&M cost strongly influences the economical performance of the investment, which re-

mains in any case profitable if the cost of CO₂ AAUs will remain around 15-25 €/t during the plant operating life. Moreover, the relatively high profit margin allows and suggests to test both the selected CO₂ sequestration techniques: geological storage in saline aquifers and through ECBM, the latter (which is characterized by a very high operating cost) applied only for a portion (around 20-30%) of captured carbon dioxide.

It is important to specify that this study is only a small portion of a more detailed feasibility analysis which will lead, in its first phase, to the definition of all the main technical and economical parameters of the overall project and, in a second phase, to the development of the plant detailed design. ●

References

- [1] International Energy Agency. 2010 key world energy statistics. Available at www.iea.org, 2010.
- [2] British Petroleum. BP statistical review of world energy – June 2010. Available at www.bp.com, 2010.
- [3] P. de Wit. Driving clean coal forward. Proceedings of the 2007 Gasification Technology conference, San Francisco (California, USA), October 16, 2007.
- [4] A.J. Minchener. Coal gasification for advanced power generation. Fuel, vol. 84, 2005, pp. 2222-2235.
- [5] U.S. Department of Energy. Cost and performance baseline for fossil energy plants – Volume 1: bituminous coal and natural gas to electricity. Technical report DOE/NETL-2010/1397, available at www.energy.gov, 2010.
- [6] A. Pettinau, C. Puddu, C. Amorino. Technical and economical analysis of a zero-emission power generation plant integrated with a sub-bituminous coal mine in South West Sardinia. Proceedings of the 1st Annual International Pittsburgh Coal Conference, Johannesburg (South Africa), September 10-14, 2007.
- [7] Haldor Topsoe. The Topsoe SNOX™ technology for cleaning of flue gas from combustion of petroleum coke and high sulphur petroleum residues. Available at www.topsoe.com, 2006.
- [8] P. Schoubye, F.E. Jensen. SNOX™ flue gas treatment for boilers burning petcoke makes petcoke more attractive for power and heat generation. Proceedings of the Petcoke Conference, Orlando (Florida, USA), February 23-27, 2007.
- [9] U.S. Department of Energy. SNOX™ flue gas cleaning demonstration project: a DOE assessment. Technical report DOE/NETL-2000/112, available at www.energy.gov, 2000.
- [10] R. Domenichini. Costi di generazione elettrica da impianti con cattura dell'anidride carbonica. Proceedings of the 5th National Conference Zero Emission Rome, Roma (Italy), September 30-October 2, 2009.
- [11] G. Pellegrini, R. Strube, G. Manfrida. Comparative study of chemical absorbents in postcombustion CO₂ capture. Energy, vol. 35, 2010, pp. 851-857.
- [12] G. Lozza, P. Chiesa. Cattura e sequestro della CO₂ nelle centrali a combustibili fossili. Energia, vol. 3, 2007, pp. 84-102.
- [13] T. Harkin, A. Hoadley, B. Hooper. Reducing the energy penalty of CO₂ capture and compression using pinch analysis. Journal of Cleaner Production, vol. 18, 2010, pp. 857-866.
- [14] C. Amorino, R. Bencini, R. Cara, D. Cinti, G. Deriu, V. Fandinò, A. Giannelli, M. Mazzotti, S. Ottiger, L. Pizzino, R. Pini, F. Quattrocchi, R.G. Sardu, G. Storti, N. Voltattorni. CO₂ geological storage by ECBM techniques in the Sulcis Area (SW Sardinia Region, Italy). Proceedings of the 2nd International Conference on Clean Coal Technologies for Our Future, Castiadas (Italy), May 10-12, 2005.
- [15] Comitato Interministeriale dei Prezzi (CIP). Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile. Ordinanza n. 6, 1992.
- [16] K. Michael, A. Golab, V. Shulakova, J. Ennis-King, G. Allinson, S. Sharma, T. Aiken. Geological storage of CO₂ in saline aquifers – A review of the experience from existing storage operations. International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 4, 2010, pp. 659-667.
- [17] K. Michael, G. Allinson, A. Golab, S. Sharma, V. Shulakova. CO₂ storage in saline aquifers II – Experience from existing storage operations. Energy Procedia, vol. 1, 2009, pp. 1973-1980.
- [18] L.M. Romeo, I. Bolea, Y. Lara, J.M. Escosa. Optimization of intercooling compression in CO₂ capture systems. Applied Thermal Engineering, vol. 29, 2009, pp. 1744-1751.
- [19] C. Hendriks, W. Graus, F. van Bergen. Global carbon dioxide storage potential and costs. Ecofys report EEP-02001, Utrecht (The Netherlands), 2004.
- [20] S. Wong, R. Bioletti. Carbon dioxide separation technologies. Alberta Research Council report, available at www.arc.ab.ca, 2002.
- [21] V. Vandeginste, K. Piessens. Pipeline design for a least-cost router application for CO₂ transport in the CO₂ sequestration cycle. International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 2, 2008, pp. 571-581.
- [22] B. Metz, O. Davidson, H. de Coninck, M. Loos, L. Meyer. Carbon dioxide capture and storage. IPCC Special Report, ISBN 92-9169-119-4, 2005.
- [23] L. Parker, P. Folger, D.D. Stine. Capturing CO₂ from coal-fired power plants: challenges for a comprehensive strategy. U.S. Congressional Research Service, report 7-5700, available at www.crs.gov, 2010.
- [24] M. Mazzotti, R. Pini, G. Storti. Enhanced coalbed methane recovery. The Journal of Supercritical Fluids, vol. 47, 2009, pp. 619-627.
- [20] S. Wong, R. Bioletti. Carbon dioxide separation technologies. Alberta Research Council report, available at www.arc.ab.ca, 2002.
- [21] V. Vandeginste, K. Piessens. Pipeline design for a least-cost router application for CO₂ transport in the CO₂ sequestration cycle. International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 2, 2008, pp. 571-581.
- [22] B. Metz, O. Davidson, H. de Coninck, M. Loos, L. Meyer. Carbon dioxide capture and storage. IPCC Special Report, ISBN 92-9169-119-4, 2005.
- [23] L. Parker, P. Folger, D.D. Stine. Capturing CO₂ from coal-fired power plants: challenges for a comprehensive strategy. U.S. Congressional Research Service, report 7-5700, available at www.crs.gov, 2010.
- [24] M. Mazzotti, R. Pini, G. Storti. Enhanced coalbed methane recovery. The Journal of Supercritical Fluids, vol. 47, 2009, pp. 619-627.

Il ciclo “ZECOMIX”: la sfida ENEA per l’Energia Zero Emission da combustibili fossili

Molte delle tecnologie necessarie per la cattura e il sequestro della CO₂ sono già oggi disponibili e commercialmente mature; tuttavia lo sforzo cooperativo del mondo della ricerca è volto allo sviluppo di tecnologie più avanzate, che siano caratterizzate da una maggiore efficienza e quindi da penalizzazioni energetiche e costi inferiori. L’ENEA, nell’ambito di programmi di ricerca finanziati dal MiSE e in collaborazione con gruppi di ricerca universitari attivi nel settore delle CCS, sviluppa la tecnologia ZECOMIX (Zero Emission COal MIXed technology) con l’obiettivo di dimostrare, attraverso una serie di attività modellistiche e sperimentali, queste ultime svolte su una piattaforma sperimentale molto avanzata, la fattibilità di un innovativo processo per la produzione di energia elettrica ed idrogeno a “zero emission” da carbone

■ Antonio Calabrò

La produzione di energia *Zero Emission* da combustibili fossili rappresenta una delle sfide tecnologiche più rilevanti nel campo dell’impiantistica energetica, per limitare, nel breve e medio termine, gli effetti negativi dell’emissione di CO₂ nell’ambiente.

L’aumento dell’efficienza delle centrali energetiche, avvenuto con continuità negli ultimi decenni, ha contribuito notevolmente alla diminuzione delle emissioni specifiche di CO₂; tuttavia è evidente che, per continuare ad utilizzare i combustibili fossili per i prossimi decenni senza aumentare in modo sensibile l’effetto serra, è necessario ricorrere a processi che consentano di annullare del tutto o quasi le emissioni in atmosfera; tali processi sono alla base delle tecnologie di cattura e sequestro della CO₂ (tecnologie CCS).

L’affermazione commerciale delle tecnologie CCS può avvenire solamente minimizzando le penalizzazioni energetiche ed economiche che la loro applicazione agli impianti energetici comporta. La ricerca di innovative tecnologie, che vadano verso lo sviluppo di nuovi materiali ed una maggiore integrazione e semplicità impiantistica, è la strada obbligata per assicurare, a medio termine, costi e prestazioni energetiche paragonabili a quelli degli attuali processi di produzione di energia. L’impianto ZECOMIX rappresenta la proposta ENEA a questa sfida e si annovera tra le infrastrutture di ricerca più innovative in Europa.

Introduzione

Nel luglio del 2005, con l’avvio di un programma finanziato dal MiUR, denominato TEPSI, partono ufficialmente le attività del progetto ZECOMIX (Zero Emission Coal Mixed Technology), con l’obiettivo di dimo-

■ Antonio Calabrò

ENEA, Unità Tecnica Tecnologie Avanzate per l’Energia e l’Industria,
Laboratorio Processi per la Combustione Sostenibile

strare, attraverso una serie di attività modellistiche e sperimentali, la fattibilità di un nuovo processo innovativo per la produzione di energia elettrica ed idrogeno “zero emission” da carbone.

In sostanza ZECOMIX si presenta come un mix di diversi processi, che vanno dalla gassificazione del carbone alla pulizia del syngas, alla cattura e sequestro della CO₂, alla combustione dell'idrogeno in turbina a gas (figura 1), la cui integrazione rappresenta il fattore chiave delle sue elevate prestazioni energetiche e della sua ottimizzazione impiantistica.

Gli studi preliminari, effettuati negli anni precedenti da ENEA su una configurazione di impianto che coniugava un processo di decarbonizzazione e *clean-up* del syngas senza raffreddamenti ad un ciclo termodinamico H₂/O₂/vapore ad elevata efficienza, avevano fornito risultati eccezionalmente positivi in termini di rendimento elettrico netto, con valori prossimi al 50%. Le analisi sono state in seguito affinate, ricorrendo anche alla col-

laborazione degli Istituti Universitari di maggiore esperienza nel campo dell'analisi dei cicli energetici, ed hanno confermato pienamente le incoraggianti prospettive che tale ciclo energetico aveva preannunciato: almeno dieci punti di rendimento in più rispetto ad un impianto a carbone con tecnologia di cattura *post-combustion* realizzabile con le attuali tecnologie.

L'impresa sicuramente più impegnativa sia dal punto di vista tecnico che finanziario è stata la progettazione e realizzazione di una complessa piattaforma sperimentale atta a testare il nuovo processo di cattura della CO₂ e produzione di idrogeno.

La taglia di impianto fissata, 50 kg/h di carbone, e la scelta di operare a pressione atmosferica (dettata principalmente da motivi legati alla minore onerosità progettuale ed autorizzativa) hanno portato ad una dimensione impiantistica tale da permettere di testare tutti i processi su scala significativa; per tale motivo l'impianto può catalogarsi come pilota.

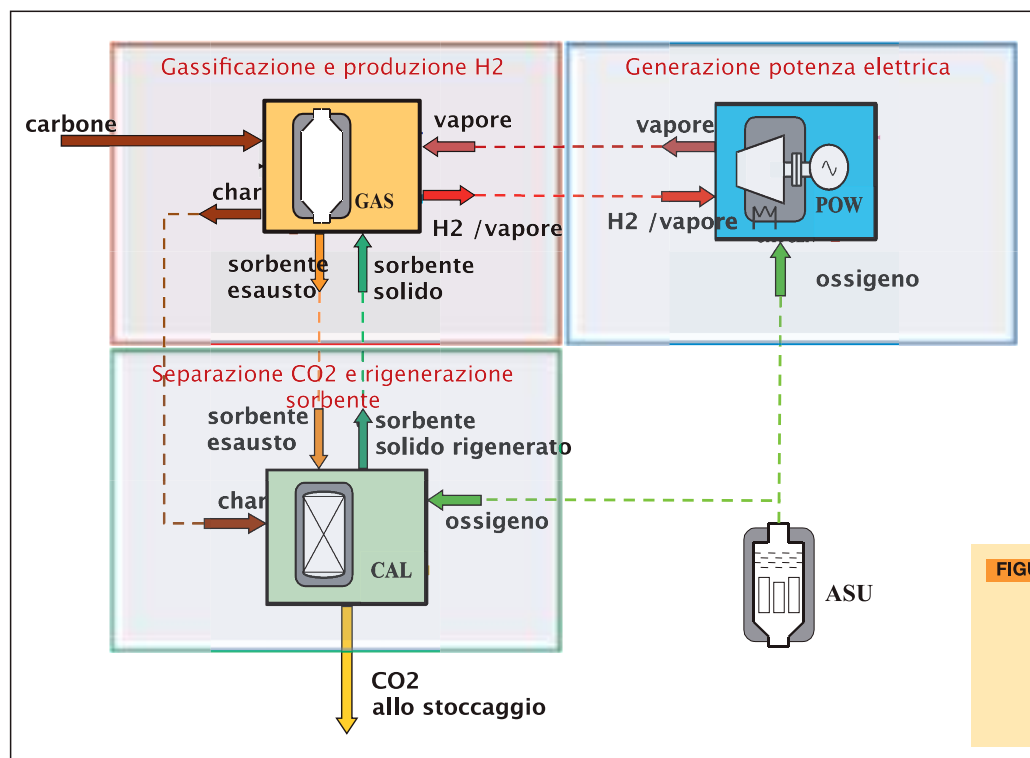


FIGURA 1 Rappresentazione schematica del processo ZECOMIX
Fonte: ENEA

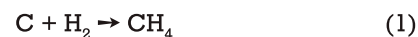
Le numerose tematiche di ricerca avanzata associate al processo, dalla gassificazione con idrogeno (idrogassificazione) alla cattura contemporanea della CO_2 e dell' H_2S ad elevata temperatura mediante sorbenti solidi, al ciclo di produzione di energia elettrica tramite turbina a gas alimentata ad idrogeno e vapore (ciclo Zecotech), preannunciavano un progetto molto impegnativo e sicuramente ad alto rischio. La scelta di andare avanti è stata dunque coraggiosa e oggi pienamente ripagata dai risultati già ora ottenuti: da una parte il coinvolgimento dei principali attori della ricerca di base italiana, con l'attivazione di filoni di ricerca nel campo della modellistica di sistemi complessi, della sperimentazione su nuovi processi di gassificazione del carbone e su nuovi materiali sorbenti della CO_2 ; dall'altra il forte *know how* conquistato con anni di attività di ricerca sia di laboratorio che modellistica, che colloca l'intero gruppo in un ruolo di primo piano tra i gruppi scientifici europei ed internazionali orientato allo studio di queste tecnologie, considerate oggi tra le più promettenti per l'utilizzo sostenibile dei combustibili fossili nel prossimo futuro.

Il ciclo energetico innovativo ZECOMIX

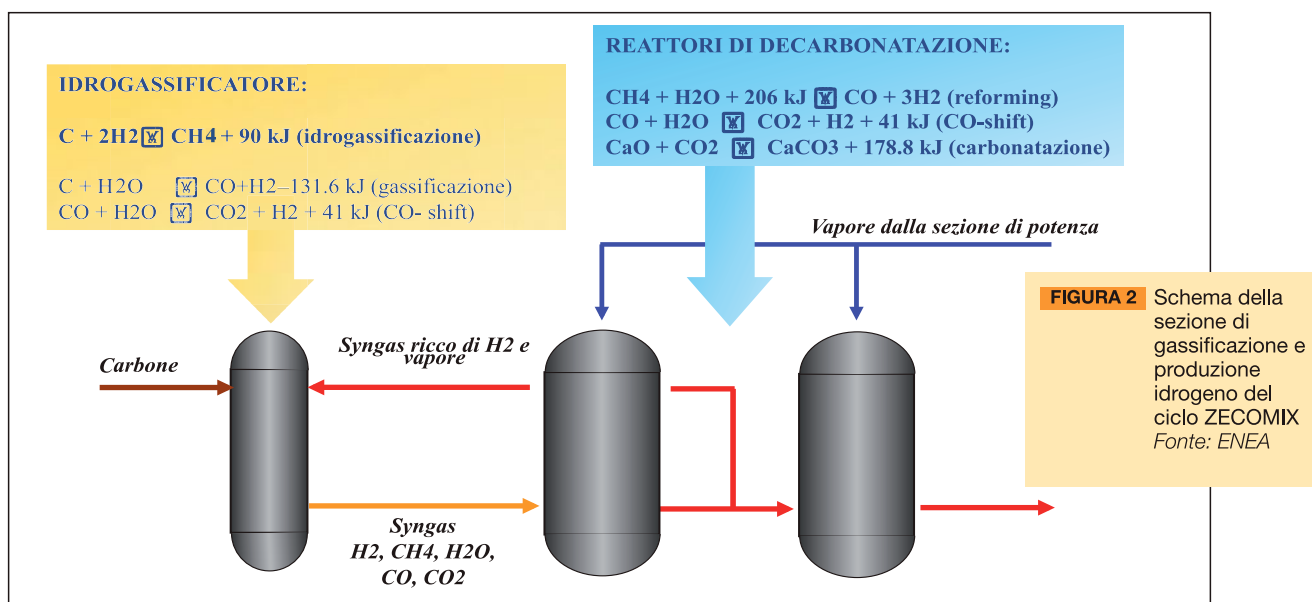
L'idea di base del nuovo ciclo è quella di utilizzare due processi non convenzionali, uno di gassificazione del carbone e l'altro di decarbonizzazione del syngas, caratterizzati da forte integrazione e sinergia che determinano, da una parte, una notevole efficienza energetica, dall'altra una maggiore semplicità impiantistica rispetto ai sistemi "convenzionali".

Sezione di produzione di H_2

Lo schema di principio del processo di gassificazione e decarbonizzazione del syngas è mostrato in figura 2. La gassificazione del carbone viene effettuata utilizzando una percentuale (dal 30 al 50%) del syngas ad alto contenuto di idrogeno prodotto a valle del processo di decarbonizzazione, piuttosto che ossigeno e vapore come nei gassificatori convenzionali. La reazione chiave è nel nostro caso la reazione di idrogassificazione del carbone



Tale reazione contribuisce a produrre, all'uscita del reattore di idrogassificazione, un syngas ricco di me-



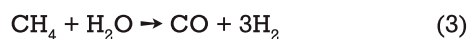
tano (circa il 15% in volume) ad una temperatura di circa 800 °C.

L'idrogassificazione è un processo in realtà già noto, su cui si è rivolta l'attenzione attorno alla metà del secolo scorso per produrre metano da carbone, ma presto abbandonato perché le rese da questo punto di vista si sono rivelate non sufficientemente elevate. Diversa è la situazione nel nostro caso, in cui appare sufficiente una resa in metano del 15-20% per sostenere il ciclo nelle condizioni volute.

La decarbonizzazione del syngas viene effettuata mediante un processo di *reforming* del metano prodotto nell'idrogassificatore, accoppiato con un processo di assorbimento della CO₂ mediante ossido di calcio; quest'ultima reazione, essendo fortemente esotermica, sostiene energeticamente il *reforming* del metano e ne sposta tra l'altro l'equilibrio verso temperature più basse (da 800-900 °C a 500-600 °C). Più in dettaglio, tramite l'aggiunta di vapore si realizzano contemporaneamente le reazioni di *CO-shift*:



di *reforming* del metano:



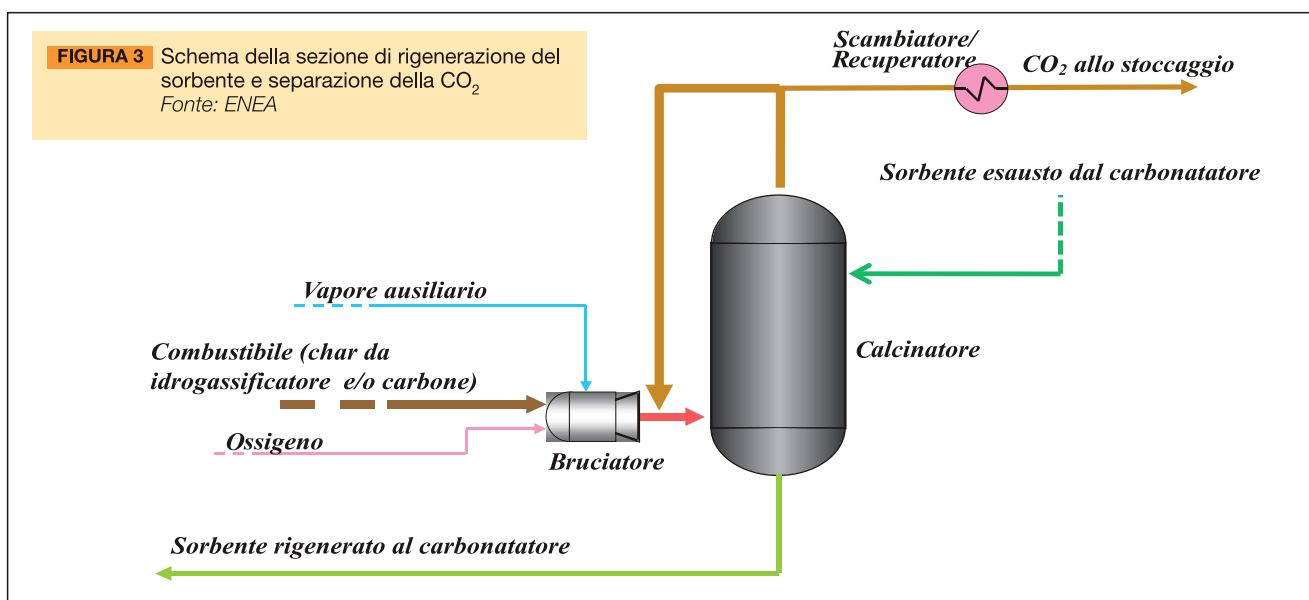
e di assorbimento della CO₂:



Realizzare le reazioni suddette in un unico reattore comporta notevoli vantaggi: infatti, l'anidride carbonica così rimossa sposta l'equilibrio delle reazioni (2) e (3) verso una maggiore produzione di H₂. Il calore rilasciato durante la reazione di separazione dell'anidride carbonica viene utilizzato dalla reazione di *steam reforming* migliorando in tal modo l'efficienza dell'intero processo di produzione dell'idrogeno. La velocità della reazione endotermica (3) è migliorata attraverso l'utilizzo di un catalizzatore commerciale a base di ossido di nichel.

Il syngas prodotto è costituito in parti volumetriche simili da idrogeno e vapore e viene, come detto, ricircolato in parte al gassificatore. In quest'ultimo, le condizioni di isothermicità a circa 800 °C vengono mantenute per mezzo del calore della reazione di idrogassificazione e del calore sensibile dei gas riciclati.

Il processo, grazie alle caratteristiche del sorbente utilizzato, provvede anche al *clean-up* del syngas dai composti dello zolfo (essenzialmente H₂S) e dal TAR, e



viene ottimizzato ricorrendo ad un secondo reattore di decarbonizzazione; l'estrazione del syngas per l'alimento del gassificatore viene effettuato tra il primo reattore, dimensionato per il processo di *reforming*, ed il secondo, dimensionato per completare i processi di *CO-shift*, *clean-up* e assorbimento di CO_2 .

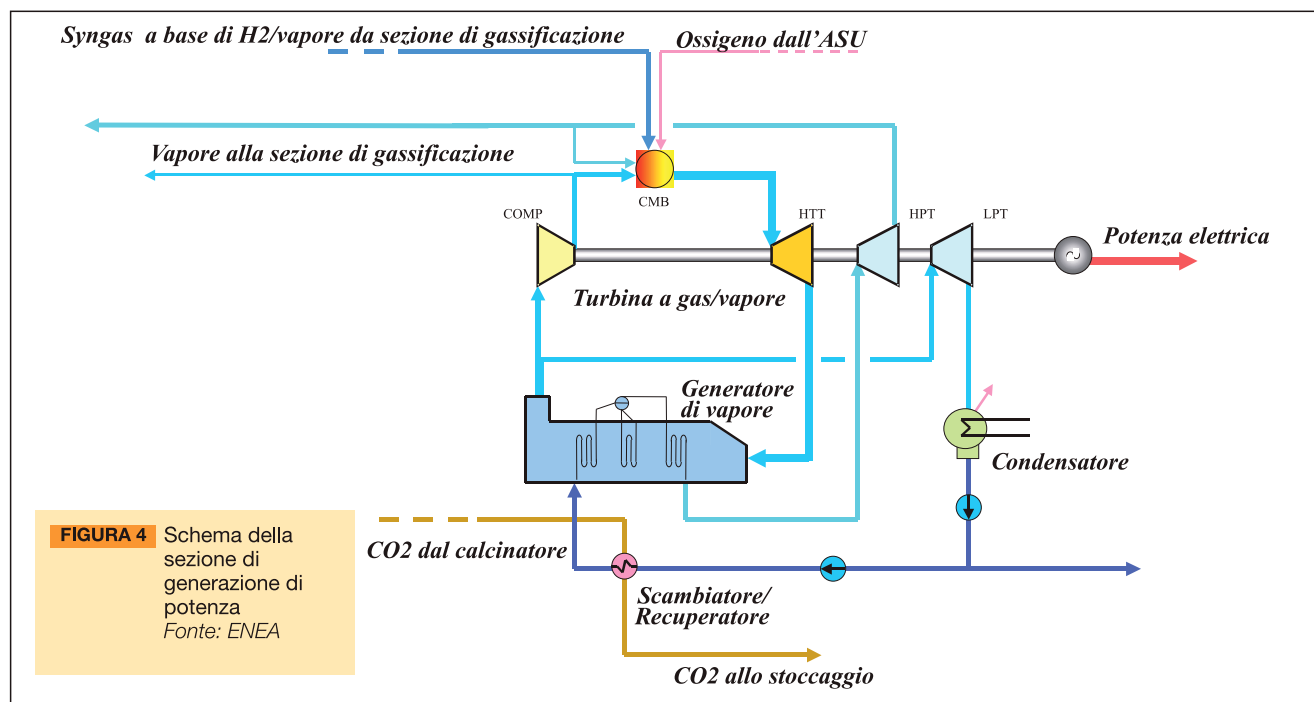
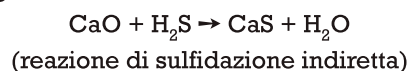
Sezione di rigenerazione

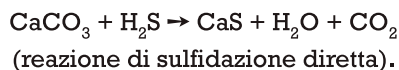
È la sezione del ciclo in cui si effettua la rigenerazione del sorbente con il conseguente rilascio della CO_2 da inviare al sequestro.

La rigenerazione avviene aumentando la temperatura oltre gli $800\text{ }^\circ\text{C}$, invertendo in tal modo il verso della reazione (4) con conseguente riformazione del CaO e rilascio della CO_2 , reazione comunemente detta calcinazione e molto nota nell'industria edilizia (figura 3). L'obiettivo della ricerca è quello di mettere a punto un processo che mantenga il più possibile inalterata l'efficacia del sorbente solido, con l'aumentare del numero di cicli di assorbimento e rigenerazione.

Inoltre, data la notevole quantità di calore necessaria per la rigenerazione (circa il 30% del contenuto termico entrante nel sistema con il carbone) la modalità con cui tale calore viene fornito ha grande influenza sul rendimento complessivo del ciclo. Gli studi modellistici hanno permesso di verificare che il sistema ottimale consiste nell'utilizzare parte del carbone, o meglio ancora del *char* (residuo solido del processo di gassificazione) non reagito, formatosi nell'idrogassificatore, in un processo di ossi-combustione utilizzando con l'ossigeno parte della CO_2 calda uscente dal reattore.

L'altra problematica legata alla rigenerazione dei sorbenti è quella della separazione dei composti dello zolfo, anch'essi formatasi attraverso la reazione dell' H_2S con il CaO . In particolare, la reazione di sulfidazione converte l'ossido di calcio in CaS mediante le reazioni gas-solido:





Le attività di laboratorio, in corso di svolgimento, hanno dimostrato che, mentre da un lato la presenza dei composti solforati (principalmente H_2S) nel syngas penalizza l'efficienza dell'assorbimento della CO_2 da parte del sorbente solido in quanto essi stessi reagiscono con lo stesso, neutralizzandone quindi l'effetto, dall'altra è possibile progettare una configurazione di processo tale da utilizzare lo stesso sorbente sia per la decarbonatazione che per la desolforazione. I test hanno fornito le necessarie indicazioni su come configurare un possibile dispositivo per effettuare entrambi i processi in linea e procedere alla rigenerazione del sorbente separando i composti solforati che, fortunatamente, risultano chimicamente stabili e quindi possono essere eliminati dal ciclo procedendo ad un graduale e previsto rinnovo di sorbente ormai esaurito con sorbente fresco.

Sezione di generazione di potenza

La miscela idrogeno-vapore prodotta nella sezione di cattura viene utilizzata in un ciclo combinato basato su una turbina a gas ad idrogeno-ossigeno che utilizza una parte del vapore prodotto nella caldaia di recupero come fluido di diluizione (figura 4).

Si lavora in tal modo con una configurazione di ciclo (ciclo "Zecotech") che, a differenza del ciclo combinato classico, è costituito da vapore sia nella parte di *topping* che di *bottoming*.

Un ciclo siffatto ha un rendimento termodinamico più elevato di quello di un normale ciclo combinato, perché l'espansione del gas di combustione, trattandosi in questo caso di vapore, può spingersi al di sotto della pressione atmosferica, fino alla pressione del condensatore.

Le maggiori criticità sono legate principalmente alla necessità di produrre ossigeno mediante l'ASU e, soprattutto, allo sviluppo di una turbina a gas funzionan-

te con vapore ad elevata temperatura (1000 °C e più), in condizioni diverse sia da quelle delle turbine a gas che da quelle delle turbine a vapore convenzionali.

Le attività preliminari: lo studio modellistico del processo e i test di laboratorio

Trattandosi di uno schema di processo nuovo, lo studio modellistico del processo ZECOMIX è stato di grande importanza in quanto ha permesso di ricavare da una parte i dati sulle prestazioni energetiche delle varie configurazioni di impianto, dall'altra i dati per il dimensionamento della piattaforma pilota della Casaccia.

Le attività di modellizzazione hanno riguardato due aspetti:

1. l'analisi termochimica del ciclo e la elaborazione dei bilanci di massa/energia per l'individuazione della configurazione ottimale;
2. la modellizzazione dei singoli componenti, ed in particolare del carbonatore che rappresenta sicuramente l'elemento più innovativo, al fine di consentire la progettazione di dettaglio.

Gli studi sono stati eseguiti, oltre che dal gruppo di analisi impiantistica dell'ENEA che ha assunto il ruolo di coordinamento delle attività, anche da numerosi partner universitari nell'ambito dell'Accordo di Programma MiSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico; tra i quali l'Università di Roma TRE, il Politecnico di Milano, l'Università di Roma La Sapienza, l'Università degli Studi di Cassino, l'Università degli Studi di Napoli Federico II, l'Università dell'Aquila.

Tutti gli studi effettuati hanno sostanzialmente confermato le ottime performance del ciclo ZECOMIX e rafforzato l'interesse scientifico per le tecnologie ad esso associate.

Lo studio della configurazione ottimale

Questa parte delle attività ha portato essenzialmente all'individuazione di due configurazioni di impianto, una caratterizzata dalla più elevata efficienza elettrica

netta, ma anche da soluzioni tecnologiche molto avanzate non realizzabili in tempi brevi, l'altra ottenuta invece ricorrendo il più possibile a tecnologie più mature. La prima configurazione è capace di realizzare rendimenti elettrici netti vicini al 48%, valori quindi prossimi ai rendimenti elettrici attuali degli impianti ultrasuper-critici senza cattura. I componenti da sviluppare sono: l'idrogassificatore, il carbonatore, e la turbina H_2/O_2 a gas/vapore, mentre il calcinatore, componente già maturo, deve essere messo a punto per poter separare la CO_2 pura. Ricorrendo ad un ciclo di generazione di potenza più convenzionale, come un ciclo combinato gas-vapore con turbina alimentata da H_2 ed aria, ed alimentando il calcinatore con parte del syngas prodotto anziché con char/carbone, si semplifica enormemente il sistema

ottenendo una configurazione realizzabile in tempi più brevi ma caratterizzata da rendimenti inferiori, attorno al 40%; che sono comunque apprezzabili rispetto ai valori ottenibili con le attuali tecnologie (35-38%).

La modellizzazione del carbonatore

Il processo che sta alla base del funzionamento è denominato *High Temperature Solid Chemical Looping (HT-SCL)* ed è schematizzato in figura 5.

In essa si individua la particella di sorbente nella fase di assorbimento (sulla destra) e la stessa particella in fase di rigenerazione (a sinistra). Il gas da decarbonizzare viene avviato all'interno di un reattore a letto fluido composto da particelle di catalizzatore e di sorbente per la cattura della CO_2 . Una volta che i grani di

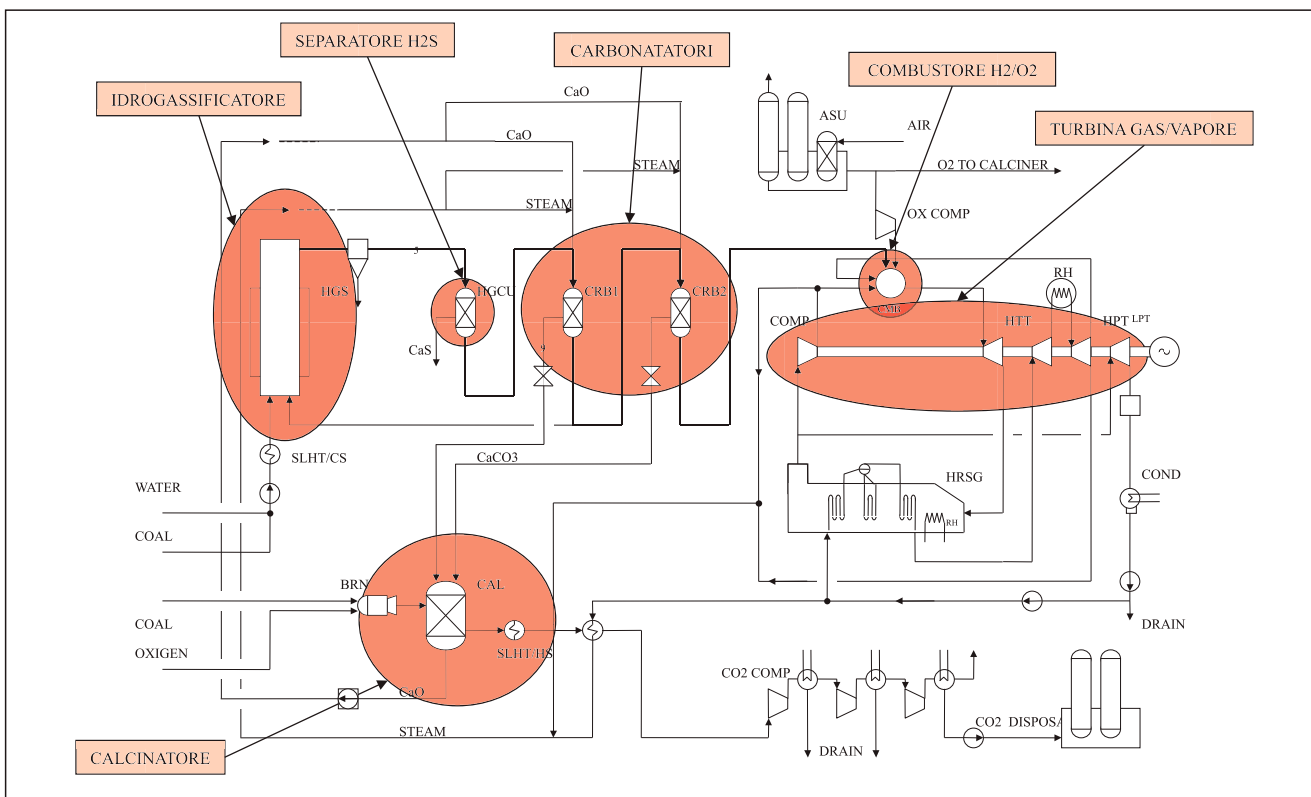


FIGURA 5 Schema base del ciclo complessivo ZECOMIX con i componenti più avanzati
Fonte: ENEA

CaO si sono completamente convertiti in carbonato di calcio, l'intero letto viene avviato a rigenerazione ad alta temperatura, circa 1.000 °C. Durante questo processo il carbonato si converte di nuovo in ossido di calcio consentendo quindi di iniziare un nuovo ciclo di cattura della CO₂ (figura 6).

Vari modelli sono stati considerati in letteratura per descrivere la reazione eterogenea tra gas e solido. I più conosciuti sono il modello di *reazione uniforme* e il modello di *reazione progressiva*. I dati di letteratura mostrano tuttavia come entrambi i modelli mal si adattano a determinare la conversione dell'ossido di calcio in carbonato di calcio, per cui è stato proposto un modello alternativo, denominato "a grani" in cui la superficie per unità di volume di solido è supposta proporzionale al numero di grani di carbonato di calcio, supposti di forma sferica, contenuto in quel dato volume. In tale modello il prodotto solido della reazione di carbonatazione si deposita sulla superficie di ogni singolo grano che costituisce la struttura della particella di sorbente. Si ipotizza inoltre che il singolo grano reagisca con l'anidride carbonica secondo il modello cinetico di reazione progressiva e che il carbo-

nato di calcio prodotto si depositi sul cuore del grano non reagito mantenendo inalterata la forma sferica del grano stesso.

La figura 7 mostra la conversione globale di un campione di particelle di dolomite calcinata durante un processo di separazione avvenuto in atmosfera controllata. Come si può notare, si assiste al raggiungimento di un plateau inferiore al 100% della conversione ideale che il sorbente potrebbe raggiungere, indice del fatto che parte dell'ossido di calcio non è raggiunto dal reagente gassoso.

Questo fenomeno viene spiegato attraverso una modificazione strutturale del sorbente solido durante il processo di cattura dell'anidride carbonica. Infatti durante la separazione dell'anidride carbonica, i grani della fase attiva (CaO) aumentano di volume (il volume molare del prodotto solido, CaCO₃, risulta essere circa il doppio di quello del reagente solido). A causa di questo aumento della dimensione media dei grani la porosità locale della particella si riduce non consentendo al reagente gassoso (CO₂) di penetrare fino al cuore stesso della particella. Questo si traduce in una diminuzio-

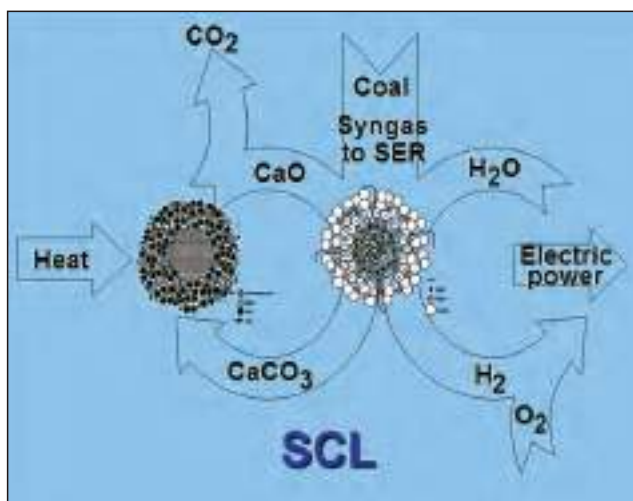


FIGURA 6 Rappresentazione schematica dell'High Temperature Solid Chemical Looping (HTSCL)
Fonte: ENEA

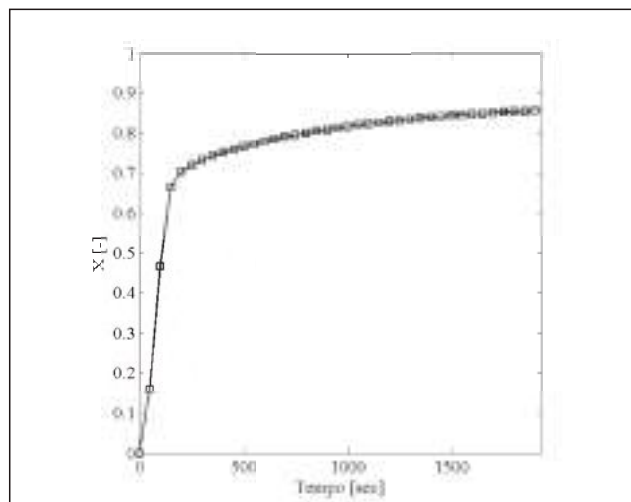


FIGURA 7 Conversione delle particelle di dolomite calcinata durante il processo di assorbimento della CO₂
Fonte: ENEA

ne della conversione ultima della particella di sorbente. Inoltre durante i diversi cicli di cattura della CO_2 i grani che compongono il sorbente vanno incontro a sinterizzazione con diminuzione della superficie specifica della particella. In questo modo la reattività media della particella diminuisce ed il processo di separazione della CO_2 risulta notevolmente limitata.

Il modello a grani sviluppato è stato implementato all'interno di una routine del codice FLUENT per la simulazione del reattore di carbonatazione a letto fluido dell'impianto sperimentale di Casaccia.

Lo studio modellistico di questo componente ha permesso anche di individuare la configurazione ottimale del processo di carbonatazione/calcinazione. È possibile infatti prendere in considerazione due tipologie di impianto: una basata su un processo ciclico che utilizza lo stesso reattore alternativamente in fase di carbonatazione e poi di calcinazione; si tratta del processo utilizzato nell'impianto di Casaccia che, per il funzionamento in continuo, deve prevedere due reattori funzionanti in parallelo ed a fasi temporalmente sfalsate. L'altra tipologia impiantistica è quella a doppio reattore, uno per la carbonatazione e l'altro per la calcinazione, con circolazione continua del sorbente. Quest'ultima configurazione, assicurando il mantenimento di condizioni operative di pressione diverse nelle due fasi e quindi una maggiore ottimizzazione di esercizio, si presenta più adatta alle taglie più elevate e si ritiene possa essere quella di un futuro impianto prototipale. La prima soluzione impiantistica ha invece caratteristiche di maggiore semplicità impiantistica ed è più adatta a taglie piccole (inferiori al MWt).

La messa a punto del sorbente solido

Le attività da laboratorio che sono state impostate ed avviate da qualche anno hanno l'obiettivo di individuare un nuovo materiale che non presenti i fenomeni negativi sopra descritti, ossia che resista alla occlusione dei pori e che riduca la sinterizzazione dei grani della fase attiva durante un processo di separazione della CO_2 , mantenendo una efficienza di separazione

elevata per un numero elevato di cicli HT-SCL.

I test sono iniziati utilizzando calcite, che presenta un contenuto di calcio molto elevato (95%), sottoposta a calcinazione a varie granulometrie. Tale materiale, nonostante l'elevata quantità di CaO presente, è apparso subito poco adatto ad un uso prolungato, per l'instaurarsi quasi immediato dei fenomeni di sinterizzazione. Si è quindi passati alle prove su dolomite calcinata, che a differenza della calcite contiene anche ossido di magnesio il quale, fungendo da inerte, si comporta da antiagglomerante e limita il fenomeno della sinterizzazione, soprattutto con granulometrie meno fini (da 250 micron a 1,5 mm).

Le attuali attività hanno come obiettivo la sintesi e la caratterizzazione di un nuovo materiale ancora più performante. L'idea di base è quella di sintetizzare sistemi a base di ossido di calcio in forma di grani confinati in una matrice di alluminato di calcio che rallenti il processo di sinterizzazione dei grani della fase attiva. Il materiale è stato preparato attraverso la tecnica dell'idrolisi dell'ossido di calcio, utilizzando il metanolo come agente surfattante. Esso è stato quindi caratterizzato in termini di capacità sorbente, cioè massa di CO_2 catturata su massa iniziale del sorbente impiegato, sottoponendolo a 60 cicli di separazione-rigenerazione, della durata rispettivamente di 20 e 15 minuti. Durante questa esperienza, è stato osservato un aumento della capacità sorbente del sistema durante i primi cicli, il raggiungimento di un valore massimo ed una lenta caduta dello stesso indice di performance. In particolare al 40° ciclo, il materiale mostra ancora l'84% del valore massimo di capacità sorbente.

Il nuovo materiale sorbente sarà pronto per essere testato in scala significativa nel reattore di decarbonazione dell'impianto ZECOMIX.

La progettazione e la realizzazione della piattaforma sperimentale

La piattaforma sperimentale ZECOMIX, è stata progettata e realizzata con l'obiettivo di testare le diverse fa-

si di processo del ciclo omonimo. Si tratta di una infrastruttura molto flessibile, che si presta particolarmente sia allo studio sperimentale che allo sviluppo/qualificazione di modellistica applicata ai processi ed ai componenti.

La piattaforma, già presentata in ambito internazionale (CSLF, Piattaforma Tecnologica Europea ZEP ed EERA), è allineata con i trend più avanzati della ricerca scientifica e tecnologica internazionale ed è stata inserita nella prima Roadmap italiana delle Grandi Infrastrutture di Ricerca elaborata dal MiUR.

L'impianto è rappresentato nello schema di figura 8 ed è costituito da:

- un gassificatore a letto fluido da 50 kg/h di carbone;
- un reattore di decarbonatazione del syngas, an-

ch'esso a letto fluido, dimensionato per decarbonizzare una portata di syngas pari a circa 100 Nm₃/h proveniente dal gassificatore o prodotto mediante miscelamento di gas tecnici;

- una microturbina da 100 kW_e modificata per l'utilizzo con idrogeno/vapore.

È presente inoltre una serie di dispositivi per il trattamento del syngas (lavaggio, deumidificazione, compressione) al fine di renderlo idoneo per il suo utilizzo nella microturbina, ed un generatore di vapore, necessario per il funzionamento di gassificatore, carbonatatore e microturbina.

La progettazione dell'impianto è stata effettuata in modo da poter impostare diverse configurazioni di prova:

- *prova di funzionamento "gassificatore"*, con il syn-

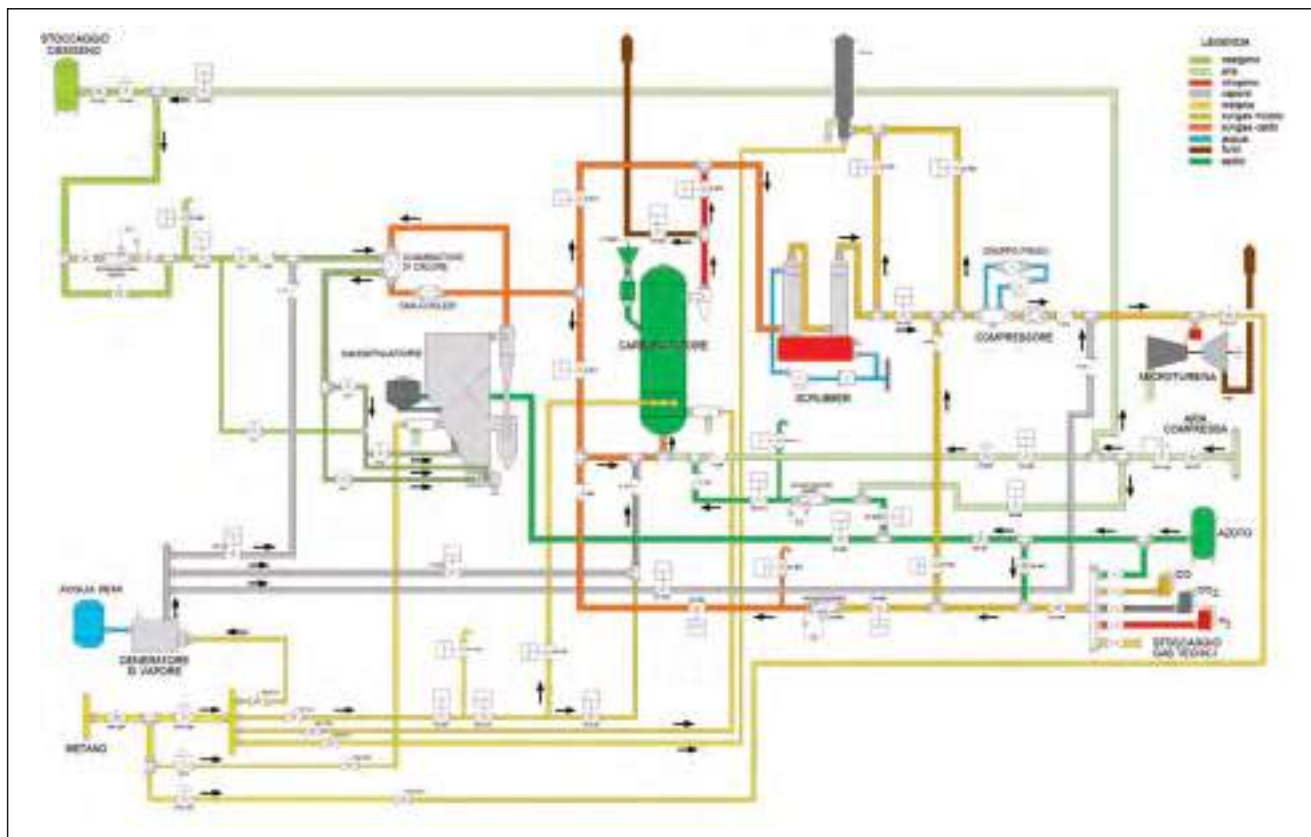


FIGURA 8 Schema dell'impianto sperimentale ZECOMIX
Fonte: ENEA

gas prodotto inviato direttamente allo scrubber e quindi in torcia;

- *prova di funzionamento "carbonatore"*, con produzione del syngas mediante miscelamento dei singoli gas immagazzinati nell'area *bunker*; ciò dà la possibilità di sperimentare la nuova tecnologia di decarbonatazione su varie tipologie di syngas o di reflui di combustione; la temperatura di ingresso del syngas, in questo caso, può essere regolata fino ad un massimo di 400 °C mediante un apposito riscaldatore elettrico;
- *prova di funzionamento "microturbina"*, alimentata con syngas prodotto, come nella prova precedente, mediante miscelamento gas tecnici;
- *prova di funzionamento "base"*, con il syngas pro-

dotto dal gassificatore, inviato al carbonatore e, in uscita di questo, allo *scrubber* e quindi alla torcia o alla microturbina. In quest'ultimo caso, esso viene compresso a 6 bar utilizzando un impianto di compressione ed additivato del vapore necessario per il previsto funzionamento della camera di combustione della microturbina. Quest'ultima è stata già messa a punto e testata da Ansaldo Energia, modificando il modello T100 di Turbec;

- *prova di funzionamento in rigenerazione*; in questo caso il carbonatore viene esercito in calcinazione, accendendo gli appositi bruciatori posti sulla parte inferiore della camera di reazione per aumentare la temperatura del sorbente ai valori previsti.

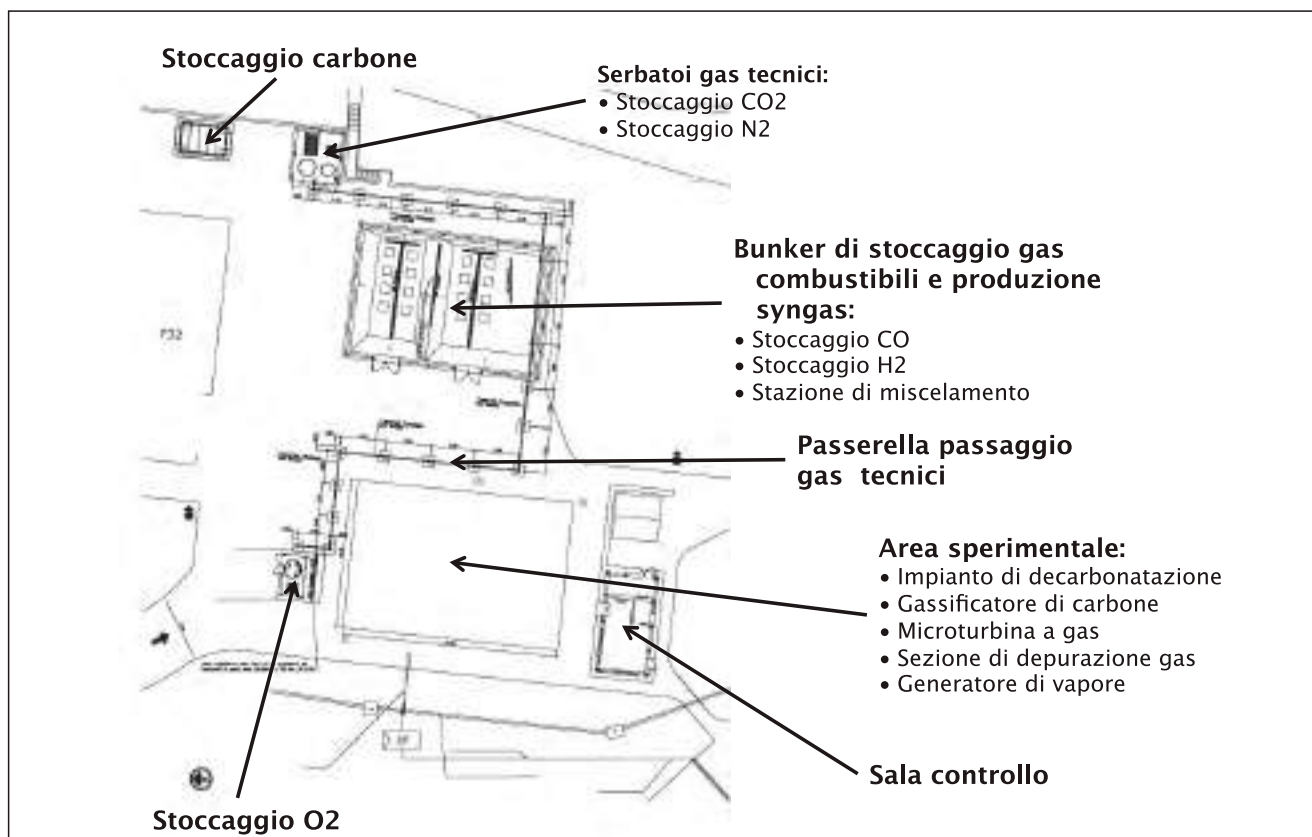


FIGURA 9 Pianta dell'area complessiva dell'impianto
Fonte: ENEA

La progettazione esecutiva dell'impianto è iniziata nel 2007 ed è stata effettuata con il supporto di Ansaldo Energia (allora Ansaldo Ricerche), mentre i primi contratti di fornitura dei componenti sono stati avviati nell'aprile 2008. In figura 9 è illustrata la pianta dell'area complessivamente occupata dall'impianto. In essa è possibile distinguere oltre che la piattaforma dell'impianto vero e proprio, anche le infrastrutture per lo stoccaggio dei gas tecnici e del carbone comprendenti il *bunker* per il deposito delle bombole di idrogeno e di CO, le piattaforme per i serbatoi di CO₂, N₂ ed O₂ ed il sistema di miscelazione gas per la produzione di syngas sintetico. La sala controllo dell'impianto, realizzata in un locale apposito adiacente alla piattaforma principale, contiene i quadri elettrici delle apparecchiature principali e il sistema DCS per le impostazioni delle configurazioni sperimentali e la loro supervisione e controllo.

Di seguito vengono brevemente illustrati i principali componenti che caratterizzano l'impianto.

Il reattore di decarbonatazione (o "carbonatore").

Si tratta di una camera cilindrica del diametro interno di circa 1 metro e di circa 4,7 m di altezza, coibentata con un doppio strato di refrattario dello spessore totale di 30 cm. Nella zona inferiore sono posizionati due bruciatori per l'apporto termico in fase di rigenerazione (calcinazione) durante la quale la temperatura del letto deve salire fino a 900 °C ed essere mantenuta tale per il tempo necessario alla rigenerazione di tutto il sorbente (figura 10).

L'alimentazione dei gas ai fini della fluidizzazione del letto avviene attraverso un piatto distributore forato posto immediatamente sopra i bruciatori. Una serie di tubi cilindrici posti di fronte ai fori consentono da un lato la protezione dei fori stessi dall'eventuale intasamento da parte delle particelle di sorbente, dall'altra l'omogeneizzazione del flusso dei gas all'uscita della piastra. Il syngas entrante in fase di decarbonizzazione viene additivato di metano e di vapore; il metano viene ag-

giunto del quantitativo necessario a simulare la composizione del syngas proveniente da un idrogassificatore (questo componente potendo lavorare solo con pressioni superiori ai 30 bar sarebbe incompatibile con la scelta progettuale di operare a pressione atmosferica; per tale motivo è stato sostituito da un gassificatore ad ossigeno/vapore); il vapore è necessario per alimentare le reazioni di *reforming* e di CO-shift. Il letto fluido è caricato preventivamente con il sorbente solido studiato in laboratorio per assorbire sia la CO₂ che i componenti acidi inquinanti del syngas (come l'H₂S) e nel contempo attivare le reazioni di *reforming* e CO-shift necessarie alla trasformazione del syn-



FIGURA 10 Carbonatore
Fonte: ENEA

gas in ingresso in una miscela composta esclusivamente da idrogeno e vapore; in questa fase la temperatura di funzionamento del reattore, è di circa 550-650 °C.

All'esaurimento della carica sorbente (che avviene dopo circa 1 ora di funzionamento alla portata nominale di 120 Nm³/h di syngas, il reattore attraverso l'accensione dei bruciatori passa alla fase di rigenerazione, durante la quale viene separata la CO₂ e nel contempo sono trattieneuti, in forma solida, i prodotti dello zolfo. Al termine della fase di rigenerazione il sorbente è pronto per iniziare il nuovo ciclo di assorbimento dopo una fase intermedia di lavaggio e raffreddamento effettuata con azoto.



FIGURA 11 Il gassificatore a letto fluido in fase di montaggio
Fonte: ENEA

Il *gassificatore di carbone* è un reattore a letto fluido bollente (figura 11). Esso è dotato di un sistema di caricamento in continuo del carbone, progettato per una alimentazione nominale di 50 kg/h, costituito da una tramoggia di stoccaggio di 2 m³, capace quindi di sostenere l'esercizio del gassificatore per circa 36 ore, e due coclee, una di dosaggio, per regolare la portata in funzione della densità e/o del regime richiesto al gassificatore, e l'altra di alimentazione per l'inserimento del carbone all'interno del gassificatore.

La gassificazione avviene mediante miscela vapore ed ossigeno, immessa sia nella parte inferiore della griglia di alimentazione sia all'interno del letto fluido al fine di ottimizzare l'instaurarsi del corretto regime fluidodinamico del letto stesso.

È prevista inoltre l'additivazione di opportuni sorbenti a base di dolomite in grado di neutralizzare l'eventuale presenza di acido solfidrico (H₂S) nel syngas.

Il syngas uscente è composto principalmente di idrogeno, CO, CO₂ e vapore ed ha una temperatura di circa 800 °C. Prima di essere inviato al componente successivo (il reattore di decarbonatazione) esso attraversa uno scambiatore di calore dove cede parte del calore alla miscela ossigeno/vapore entrante, che viene così preriscaldandola a circa 500 °C.

Il syngas, che ha a questo punto una temperatura di circa 600 °C, può essere inviato o allo *scrubber* (in questo caso attraversa prima un secondo scambiatore ad aria che lo raffredda ulteriormente a 350 °C) oppure al carbonatore per la sua decarbonizzazione.

Completano l'impianto e lo rendono flessibile modulare nel funzionamento i seguenti componenti:

- *un generatore di vapore*, macchina da 200 kWt provvista di un sistema di accumulo, grazie alla quale si è in grado di fornire la quantità di vapore che, in relazione alla configurazione di prova, risulta necessaria (figura 12);
- *un compressore del syngas*, a tre stadi di tipo centrifugo con refrigerazione intermedia, alla cui uscita l'idrogeno, praticamente in condizioni *dry*, viene



FIGURA 12 Generatore di vapore con annesso sistema di produzione acqua demineralizzata
Fonte: ENEA



FIGURA 13 Sistema di compressione a tre stadi interrefrigerato
Fonte: ENEA

riscaldato a 250 °C prima di essere miscelato al vapore nelle proporzioni previste per la camera di combustione della microturbina. (figura 13);

- un *riscaldatore dell'ossigeno* a circa 250 °C prima del miscelamento con il vapore ad evitare la condensazione di quest'ultimo a contatto con un fluido freddo;
- un *riscaldatore dell'azoto*, previsto fino a 400 °C, necessario per controllare adeguatamente l'andamento termico del letto fluido all'interno del carbonatore nelle fasi di lavaggio intermedie, tra la fase di carbonatazione e quella di calcinazione (e viceversa);
- un *riscaldatore del syngas* in ingresso al carbonatore, necessario quando questo viene prodotto dal miscelamento dei gas tecnici (quello prodotto dal gassificatore è già sufficientemente caldo) per il corretto "innescò" delle reazioni di *reforming*/decarbonatazione all'interno del letto fluido;
- uno *scrubber*, componente di primaria importanza per ottenere un syngas con caratteristiche di pulizia idonee al suo utilizzo nella microturbina. La temperatura di uscita prevista è inferiore ai 50 °C mentre le dimensioni massime delle particelle solide residue è inferiore al micron;
- la *torcia*, destinata allo smaltimento del syngas proveniente sia dal carbonatore che direttamente dal gassificatore.
- infine, la *microturbina* per la generazione di energia elettrica, derivata dal modello Turbec T100 da 100 kWe, il cui il bruciatore (modello ARI100 T2) è stato sviluppato da *Ansaldo Energia* per bruciare syngas a base di idrogeno (figura 14).

Il gas di scarico della microturbina è composto quasi esclusivamente da azoto e vapore, realizzando in tal modo l'obiettivo della "emissione zero".

Il montaggio dell'impianto è iniziato nel marzo del 2010, e dovrebbe completarsi entro la prima metà del 2011. La figura 15 mostra lo stato dell'impianto alla data del 15 aprile 2011.

Considerazioni conclusive

Il bilancio che ad oggi è possibile trarre delle attività incentrate sull'impianto ZECOMIX è già molto positivo. Gli obiettivi conseguiti infatti possono così sintetizzarsi:

- le attività di supporto, sia modellistiche che di laboratorio, hanno consentito di sviluppare notevoli competenze nel campo della caratterizzazione dei sorbenti per CO_2 e H_2S , della cinetica delle reazioni eterogenee gas-solido, della termofluidodinamica dei letti fluidi, della combustione dell'idrogeno;
- è stato attivato e coordinato, a livello nazionale, un filone di ricerca di base che ha coinvolto i mag-



FIGURE 14 Il bruciatore ARI100 T2 montato sulla microturbina Turbec T100 Power
Fonte: ENEA

giori istituti universitari con risultati scientifici di rilievo;

- le attività connesse all'impianto ZECOMIX sono state valutate positivamente e inserite in vari programmi ed associazioni europee nati per incentivare la cooperazione nella ricerca, quali la proposta ECCSEL sulla rete di Infrastrutture di Ricerca sulle CCS e il Joint-program di EERA (*European Energy Research Alliance*) sulle tecnologie CCS, a dimostrazione dell'interesse che i maggiori attori della ricerca europea nutrono verso tale approccio.

Le attività future sull'impianto ZECOMIX daranno la possibilità di studiare, in scala significativa:

- le problematiche impiantistiche legate al processo di cattura della CO_2 e dell' H_2S mediante sorbenti solidi ad elevata temperatura, la cui efficacia è stata già ampiamente dimostrata in laboratorio, verificando la possibilità di separare entrambi i composti contemporaneamente;
- la gassificazione in letto fluido di varie tipologie di combustibile, o miscele degli stessi, che vanno dalla biomassa a carboni anche di difficile utilizzo, come quello del Sulcis, con la possibilità di effettuare una prima desolforazione durante la gassificazione stessa attraverso l'additivazione di opportuni sorbenti;
- la combustione di idrogeno/vapore in una microturbina in condizioni di reale funzionamento e non su banco;
- le problematiche legate alla gestione di impianti complessi, che generalmente caratterizzano configurazioni impiantistiche di taglia più elevata più che infrastrutture sperimentali, come gli avviamenti, il controllo della stabilità di funzionamento della turbina, il controllo sulle emissioni in condizioni difficili ed altro.

Per quanto riguarda infine l'impegno economico sostenuto, la realizzazione dell'impianto è costata in totale circa 2.700.000 €, dei quali circa 2.100.000 € sono stati sostenuti nell'ambito del progetto FISR (Program-



ma TEPSI - linea 3), mentre 600.000 € sono stati sostenuti nell'ambito delle attività previste dall'Accordo di Programma MiSE-ENEA per la Ricerca di Sistema Elettrico.

Tali costi sono in linea con quanto preventivato nel 2004 in fase di studio di prefattibilità. Tutto ciò permesso, tenendo conto che si tratta di una attrezzatura

del tutto innovativa, che non ha riscontri in ambito internazionale, si può sostenere che l'investimento effettuato è caratterizzato da un elevato valore aggiunto.

Si ringraziano per il contributo alla stesura dell'articolo:

Stefano Stendardo, Paolo Deiana, Carlos Herce Fuente. ●



FIGURE 15 L'impianto ZECOMIX al termine della fase 1
Fonte: ENEA

**energia
ambiente
e innovazione**

supplemento

bimestrale dell'ENEA
anno 57
gennaio - aprile 2011