

ENEA

Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Valutazione del potenziale di confinamento della CO₂ in depositi di carbone nel bacino carbonifero del Sulcis e nelle nazioni europee partecipanti ai progetti Gestco e GeoCapacity

Sergio Persoglia





Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Valutazione del potenziale di confinamento della CO₂ in depositi di carbone nel bacino carbonifero del Sulcis e nelle nazioni europee partecipanti ai progetti Gestco e GeoCapacity

Sergio Persoglia

VALUTAZIONE DEL POTENZIALE DI CONFINAMENTO DELLA CO₂ IN DEPOSITI DI CARBONE NEL
BACINO CARBONIFERO DEL SULCIS E NELLE NAZIONI EUROPEE PARTECIPANTI AI PROGETTI
GESTCO E GEOCAPACITY

Sergio Persoglia (OGS)

Aprile 2009

Report Ricerca Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Produzione e fonti energetiche

Tema: Centrali elettriche per la coproduzione di energia elettrica e idrogeno

Responsabile Tema: Antonio Calabrò, ENEA



Contratto di ricerca

"Analisi delle possibilità di applicazione delle tecnologie di cattura e sequestro della CO₂ in Italia"

Valutazione del potenziale di confinamento della CO₂ in depositi di carbone nel Bacino Carbonifero del Sulcis e nelle nazioni europee partecipanti ai progetti Gestco e GeoCapacity

Ing. Sergio Persoglia

OGS

PREMESSA

Il contenuto della presente relazione si basa in grande parte sui risultati del progetto GeoCapacity, cui OGS ha partecipato, finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del Sesto Programma Quadro di sostegno alla ricerca.

Il progetto, coordinato dal GEUS (Servizio Geologico della Danimarca e Groenlandia), ha coinvolto 26 partner e ha avuto come obiettivi:

- la mappatura delle principali sorgenti puntuali di CO₂ in 13 nazioni europee (Bulgaria, Croazia, Repubblica Ceca, Estonia, Ungheria, Italia, Lettonia, Lituania, Polonia, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna) e l'aggiornamento dei dati già raccolti nel progetto Gestco in 5 nazioni (Germania, Danimarca, Regno Unito, Francia, Grecia);
- la definizione di criteri per la valutazione del potenziale di confinamento della CO₂ in giacimenti sfruttati di idrocarburi, in acquiferi salini profondi, in depositi di carbone non coltivabili con miniere;
- l'individuazione di tali formazioni geologiche e, nazione per nazione, il calcolo del potenziale di confinamento della CO₂;
- l'inserimento dei dati raccolti in un data base europeo georeferenziato (GIS);
- lo sviluppo e l'utilizzo di un software tool per l'analisi dei costi (Decision Support System), interfacciato al GIS;
- l'avvio di collaborazioni con la Cina e con altri paesi membri del CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum).

Nel corso del progetto, le nazioni che non avevano partecipato al progetto Gesto hanno fornito, per la prima volta, una valutazione coerente delle potenzialità di confinamento anche in depositi di carbone, mentre le cinque che già lo avevano fatto nel progetto Gesto hanno aggiornato i dati in base alle informazioni raccolte da allora.

RINGRAZIAMENTI

Si ringrazia la Commissione Europea che con il suo contributo ha permesso la realizzazione dei progetti Gestco e GeoCapacity ed i tanti colleghi che hanno collaborato con l'OGS durante lo svolgimento di GeoCapacity.

Un grazie particolare va a quelli che nelle loro nazioni hanno raccolto, utilizzato e criticamente valutato i dati necessari a stimare la capacità di confinamento nei depositi di carbone ed hanno redatto i vari documenti prodotti nel corso del progetto, dai quali sono state raccolte le informazioni riportate in questa relazione. Ci fa piacere ricordare:

BULGARIA: Georgi GEORGIEV - Università di Sofia

REPUBBLICA CECA: Vladimir KOLEJKA e Vit HLADIK - CGS

UNGHERIA: Mária HAMOR-VIDO' - ELGI

ITALIA: Fabrizio PISANU, Francesco MELIS - Carbosulcis S.p.A.

POLONIA: Adam WÓJCICKI - PBG

ROMANIA: Constantin Stefan SAVA - GeoEcoMar e Daniel SCRADEANU - Università di Bucharest

SLOVENIA: Marjeta CAR - GEO-INZ e Milos MARKIC - GEO-ZS Servizio Geologico della Slovenia

SPAGNA: Roberto MARTINEZ, Isabel SUAREZ, Alicia ARENILLAS - IGME

GERMANIA: Stefan KNOPF - BGR

OLANDA: Frank van BERGEN - TNO

REGNO UNITO: Karen KIRK - BGS

CAPACITA' DI IMMAGAZZINAMENTO

La capacità di immagazzinamento della CO₂ è stata stimata negli anni passati utilizzando spesso criteri non omogenei e, quindi, non facilmente confrontabili. Si è giunti al paradosso di stime in base alle quali, ad esempio, si sarebbe potuto confinare geologicamente nei mari Norvegesi più CO₂ di quella stimata (in altri studi) per l'intera Europa.

La ovvia necessità di raffrontare le quantità immagazzinabili in aree geografiche diverse, ha spinto il CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum) a promuovere un gruppo di lavoro che dettasse delle linee guida in base alle quali valutare le quantità di CO₂ immagazzinabili in formazioni geologiche adatte (strati geologici porosi permeati da fluidi, giacimenti sfruttati di idrocarburi e depositi di carbone non coltivabili). Il gruppo di lavoro si è basato su studi svolti in Australia, Canada ed USA e, per l'Europa, sui risultati del progetto Gestco – Assessing European Potential for Geological Storage of CO₂ from Fossil Fuel Combustion – nel quale il potenziale di immagazzinamento è stato valutato, a livello regionale, per Danimarca, Germania, Grecia, Olanda, Norvegia e Regno Unito.

Il gruppo di lavoro del CSLF ha prodotto delle linee guida, nelle quali si mette in evidenza che la capacità di immagazzinamento costituisce una risorsa geologica e, quindi, la sua disponibilità può essere espressa usando il concetto delle risorse e delle riserve.

Risorsa

Quantità di una sostanza che si stima esista in un determinato tempo, in una determinata area geografica.

Le risorse possono essere di due tipi: scoperte (quindi note), oppure non scoperte (la loro esistenza è supposta sulla base di analisi geologiche).

Riserva

Quantità di una sostanza che si stima esista in un determinato tempo, in una determinata area geografica e che sia economicamente sfruttabile.

Le riserve sono, quindi, un sottoinsieme delle risorse; la loro scelta dipende da considerazioni di carattere economico, tecnologico, ambientale ecc.

Sia le risorse che le riserve sono variabili nel tempo, in quanto strettamente legate alle stime e alla tecnologia; da qui la necessità di effettuare periodicamente delle valutazioni.

IL CONCETTO DELLA PIRAMIDE RISORSA-RISERVA

Le linee guida prodotte dal CSLF definiscono il concetto di piramide tecnico- economica delle risorse- riserve (CSLF, 2005; Bradshaw *et al.*, 2006). In tale concetto, la capacità di immagazzinamento (espressa in unità di massa) viene messa in relazione diretta con il costo legato allo stoccaggio.



Piramide tecnico- economica delle risorse e delle riserve

Nella "piramide" vengono distinte le seguenti quantità.

Capacità teorica di immagazzinamento

Rappresenta il limite fisico che il sistema geologico è in grado di accettare ed occupa l'intera piramide. Corrisponde allo stato di accessibilità ed utilizzazione massima degli spazi presenti tra i grani della roccia, alla dissoluzione con saturazione massima nei fluidi, o all'assorbimento con saturazione pari al 100% nella massa di carbone. La capacità teorica non è tuttavia un dato realistico, in quanto è soggetta a limitazioni di carattere fisico, tecnico ed economico.

Capacità effettiva di immagazzinamento (Bachu and Shaw, 2005)

Precedentemente definita come "capacità realistica" (CSLF, 2005), è un sottoinsieme della capacità teorica. Si ottiene applicando a questa delle limitazioni di carattere geologico ed ingegneristico e varia quindi nel tempo, seguendo l'evoluzione delle conoscenze e delle tecniche in queste due discipline.

Capacità pratica di immagazzinamento

È un sottoinsieme della precedente e si ottiene considerando anche problemi di carattere tecnico- economico e giuridico legati al confinamento della CO₂. Anche questa classe è, quindi, destinata a variare nel tempo. Essa corrisponde alle riserve utilizzate nel campo energetico e nell'industria mineraria.

Capacità combinata di immagazzinamento

È un sottoinsieme della capacità pratica e dipende dalla corrispondenza tra le quantità di CO₂ che si intendono confinare geologicamente e la disponibilità di siti di stoccaggio adeguati in termini di capacità, iniettività ed operatività. Questa classe si trova nel vertice della piramide e corrisponde alle riserve comprovatamente commerciali usate nell'industria mineraria.

La differenza tra questa classe e la precedente rappresenta la capacità di stoccaggio che non può essere sfruttata per la mancanza di infrastrutture e/o per la distanza economicamente non vantaggiosa tra i siti di produzione e di immagazzinamento della CO₂.

La metodologia da applicare nella stima della capacità di immagazzinamento della CO₂ e il dettaglio nelle valutazioni dipendono dalla scala che si considera: più ampia è la scala, minore è il dettaglio disponibile.

Considerazioni su **scala nazionale** coinvolgono aree geografiche contigue, che hanno in comune uno o più bacini; sono solitamente di carattere generale e prescindono da una precisa quantificazione della capacità di immagazzinamento.

La **scala di bacino** è più dettagliata e cerca di quantificare la potenzialità di stoccaggio in relazione ai bacini presenti nelle vicinanze del sito in esame, spesso concentrandosi su una sola tipologia di intervento.

La **scala regionale** ha un dettaglio ancora maggiore rispetto alla precedente e si adatta ad una larga porzione di territorio, situata in prossimità di un bacino sedimentario nel quale è presente una consistente sorgente di CO₂ oppure il potenziale di stoccaggio è elevato. Questa è la scala maggiormente utilizzata nell'identificazione dei siti idonei al confinamento dell'anidride carbonica e nelle valutazioni a lungo termine sul suo contenimento dopo l'iniezione.

La **scala locale** è molto dettagliata e viene solitamente utilizzata per valutazioni ingegneristiche sulla capacità, iniettività e capacità di contenimento dei potenziali siti. Essa comporta anche valutazioni di natura economica e richiede l'uso di modelli numerici.

La valutazione **in-situ**, infine, è adatta per l'analisi delle specifiche unità di confinamento (giacimenti di idrocarburi, acquiferi salini profondi o depositi di carbone) e solitamente serve per simulare il comportamento della CO₂ iniettata.

Il concetto della piramide risorsa-riserva è stato applicato anche nel progetto GeoCapacity che ha di fatto rappresentato la prosecuzione di quello Gestco, completando la valutazione della Capacità di Confinamento Geologico della CO₂ in Europa.

In tale progetto è stata però adottata una versione semplificata della piramide risorsa-riserva presentata in Bachu e altri, 2007, non facendo distinzione, nella parte superiore della piramide, tra capacità di stoccaggio pratica e combinata (**Figura 1**). Entrambe queste richiedono analisi più accurate di quelle svolte in GeoCapacity per popolare il database con i potenziali siti di stoccaggio. Alcuni degli studi dettagliati, tuttavia, hanno caratteristiche tali da poter essere senz'altro inclusi nella parte alta della piramide.

Le capacità di stoccaggio calcolate in GeoCapacity per le varie nazioni sono generalmente delle stime regionali basate sul volume totale di falde acquifere saline profonde oppure legate ad una pluralità di siti: in entrambi i casi viene aggiunto nel calcolo un fattore di efficienza dello stoccaggio, per tenere conto anche di incertezze nella definizione delle caratteristiche geologiche e per poterle includere, con tale fattore di riduzione, nella parte mediana della piramide. Le capacità di immagazzinamento teoriche senza alcun fattore di efficienza di stoccaggio non sono realistiche e, quindi, non sono state usate mai nel progetto GeoCapacity.

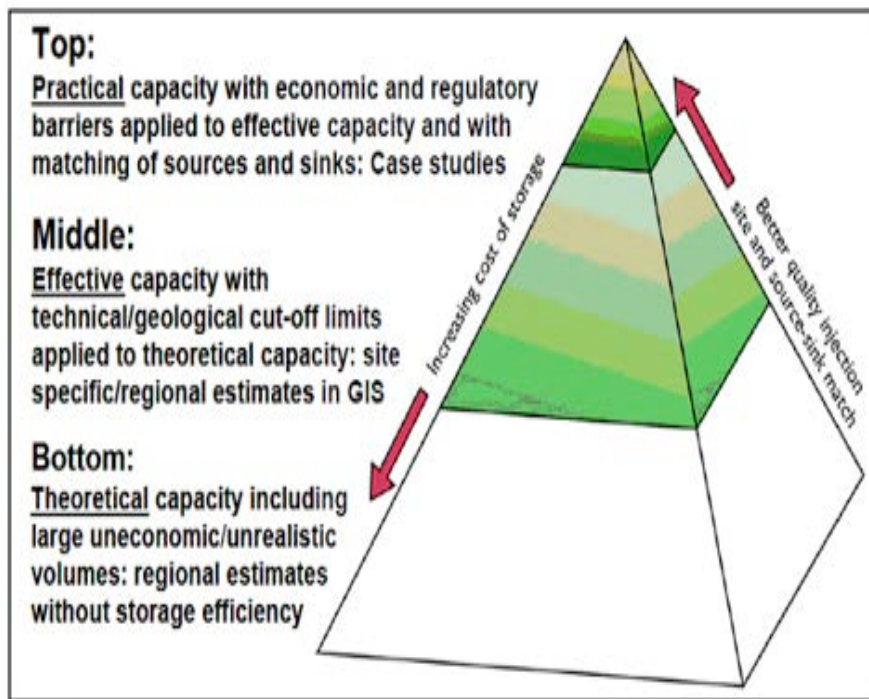


Figura 1: Concetto della "Piramide Risorsa-Riserva" adottato in GeoCapacity. Si noti che la parte bassa della piramide, che rappresenta la capacità teorica di stoccaggio, è lasciata in bianco, poichè si suggerisce di non usare tale approccio alla capacità di stoccaggio, ritenuto non realistico.

STIMA DELLA CAPACITÀ DI IMMAGAZZINAMENTO IN GIACIMENTI DI CARBONE

Due quantità sono importanti per calcolare il potenziale di stoccaggio della CO₂ nel carbone (CO₂-ECBMR): il gas in posto presente (PGIP) e la capacità di stoccaggio della CO₂, che è una funzione del PGIP, della densità della CO₂ (gas) e del rapporto di scambio (ER) tra CO₂ e CH₄. PGIP indica la quantità di "metano presente nello strato di carbone" (CBM) che può essere economicamente recuperato con una tecnica assistita che faccia uso della CO₂ (CO₂-ECBMR). Esso differisce dalle normali stime di riserve di CBM in cui si ipotizza l'uso di metodi di produzione standard. La capacità *S* di stoccaggio della CO₂ denota la quantità di CO₂ che potrebbe rimpiazzare il PGIP nella misura specificata dell'ER (il carbone duro/ bituminoso ha di solito un rapporto di circa 2; la lignite o brown coal può avere un rapporto più alto):

$$S = PGIP \times CO_2 \text{ densità} \times ER.$$

Il metodo standard per calcolare il *PGIP* consiste nello stimare il volume e la massa del carbone (puro) nel filone o nei filoni, basandosi sulle carte geologiche di struttura e di spessore oltre che sulla valutazione della densità del carbone, sulle misure di laboratorio e sulle informazioni del diario di perforazione. Il contenuto di metano nel carbone viene dedotto dalle misure di laboratorio sui campioni del carotaggio;

il *recovery factor* ed il *completion factor* (il *recovery factor* può essere 0.2-0.85 secondo Bergen & Wildenborg, 2002; il *completion factor* può essere di 0.7 secondo il progetto EC-RECOPOL) vengono in genere stimati in conseguenza.

PGIP = volume del carbone (puro*) x densità del carbone x contenuto di CH₄ x
Completion factor x Recovery factor

(*escludendo la cenere e l'umidità, quando il contenuto di CH₄ si riferisce a campioni di carbone puri).

L'intervallo di profondità di solito corrisponde con le condizioni supercritiche della CO₂ e si estende fino alla profondità alla quale si trovano dati sufficienti, proprietà di stoccaggio adatte, buone formazioni sigillanti sopra il serbatoio e nessun rischio HSE [per la salute, la sicurezza o l'ambiente]. I risultati del progetto EC-RECOPOL indicano profondità adatte dell'ordine di 1-2 km, perlomeno per il carbone bituminoso.

Per quanto concerne la piramide risorsa-riserva, le stime effettuate nel progetto GeoCapacity si potrebbero piazzare nella parte centrale della piramide, ma più vicino alla base che alla cima. I potenziali di stoccaggio nei paesi europei sono stati calcolati applicando le seguenti stime:

Capacità Teorica

GIP = volume del carbone (puro*) x densità del carbone x contenuto di CH₄;

S = GIP x densità della CO₂ x ER;

GIP significa tanto il gas in posto che le risorse CBM (non riserve).

Questa stima si fa di solito per aree delle dimensioni di bacini carboniferi o per i giacimenti di dimensioni maggiori.

Capacità di stoccaggio di bacini carboniferi

Le stime sono fatte come per la Capacità Teorica, ma con S funzione del PGIP (non del GIP) e con alcuni valori dei parametri degli strati di carbone mediati per l'intero bacino.

Capacità (Quasi) Effettiva di giacimenti individuali di carbone/CBM

Le stime sono fatte come nel caso precedente (S come funzione del PGIP, non del GIP). Nel caso si usi un simulatore di serbatoio come CoalSeq e vi sia un input sufficiente ed affidabile, si possono ottenere indizi sul fattore di recupero per i casi simulati. Per esempio, nel progetto EC-RECOPOL, la produzione di metano con l'uso del CO₂-ECBMR è di circa il 70% più alto che nel caso senza CO₂-ECBMR. Ciò può indicare che un fattore di recupero di circa 0.35 è realistico per carbone bituminoso a bassa permeabilità (un caso molto comune in alcuni paesi Europei), anche se leggermente più basso di quello che si usava supporre. In tal caso si avrebbe una stima affidabile della Capacità Effettiva.

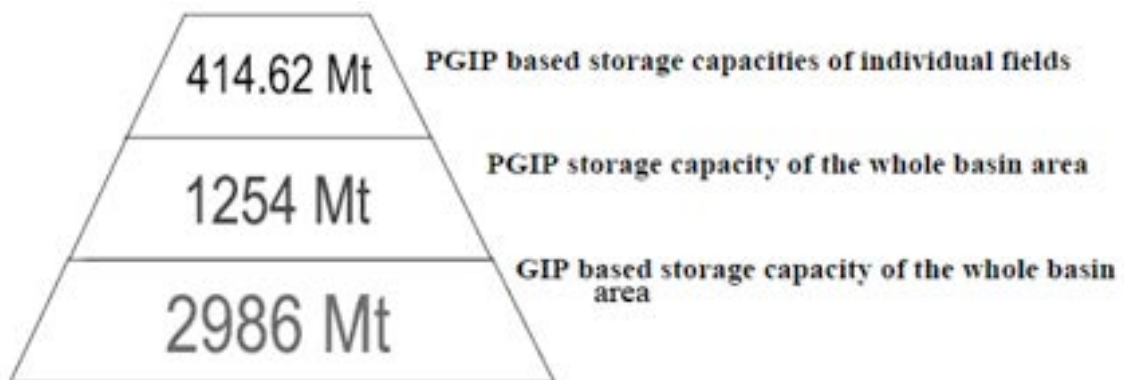


Figura 2: Esempio della Piramide Risorsa-Riserva usata per la parte polacca del Bacino Carbonifero della Slesia.

BULGARIA

La storia dello sfruttamento industriale dei depositi di carbone in Bulgaria data dal 1876, quando le prime esplorazioni vennero avviate nei pressi della città di Pernik, nel Sud-ovest del paese. Le più interessanti scoperte vennero tuttavia fatte molto più tardi, nel periodo 1948-1958. Depositi di carbone sono stati individuati nel Pliocene, Eocene Superiore, Cretaceo Superiore (Turoniano), Giurassico Medio, Permiano e nel Carbonifero. Molti dei depositi messi in produzione sono stati successivamente chiusi.

Molte delle riserve non sfruttate sono ad una profondità bassa, non idonea al confinamento geologico della CO₂. Formazioni più profonde (> 800 m) esistono solamente nel deposito di Dobrudzja ed in alcune parti di quello carbonifero di Bobov Dol.

Il giacimento di Bobov Dol è situato nella Bulgaria Sud-Occidentale, a sud della città di Pernik. Il giacimento è situato all'interno di un piccolo bacino sedimentario del tardo Eocene – circa 450 kmq. Il riempimento sedimentario totale è spesso fino a 1500 m ed ha una complicata tettonica di faglie e di pieghe. Contenuto di carbone c'è solo nella parte nord del bacino - circa 50-60 kmq in unità di superficie. Gli strati carboniferi hanno uno spessore di 100-150 m; tra di essi sono presenti circa 10 filoni di carbone con spessori da 0.8 a 10 m, ma soltanto 6 o 7 sono sfruttati. Il carbone è marrone (*low rank*). Sinora le riserve di carbone vengono sfruttate sino a una profondità di 500-600 m. Nella parte più profonda del centro-nord, denominata "Babino", del giacimento, gli strati portatori di carbone si stima siano ad una profondità sopra gli 800. Questa parte del giacimento relativamente orizzontale comprende circa il 60% delle riserve di carbone. La valutazione delle condizioni e del potenziale per il CO₂-ECBMR in questa parte del centro-nord del giacimento è importante, perché una stazione termoelettrica che emette 2.4 Megatonnellate/anno di CO₂ è dislocata nelle vicinanze. Ivi si suppone vi sia un *contenuto medio di metano* di 4 m³/t, un *rapporto di scambio* da CO₂ a CH₄ di 1.8, un *recovery factor* di 0.55 e un *completion factor* di 0.5.

Il giacimento carbonifero di Dobrudzja si trova nella Bulgaria Nord-Orientale, entro i pendii orientali dell'arco Nord-Bulgarico nella piattaforma della Mesia. È stato scoperto nel 1963 durante la perforazione di un pozzo di esplorazione petrolifera. La successione sedimentaria portatrice del carbone è correlata con l'intervallo del Carbonifero Superiore e Inferiore, il quale è ricoperto dai sedimenti Mesozoico-Terziari per uno spessore totale di circa 1200 m. Questo giacimento di carbone profondo venne esplorato in maniera assai dettagliata per più di 20 anni (fino al 1986) con indagini sismiche a riflessione e per mezzo di numerosi pozzi profondi. Comunque, nonostante la qualità assai buona del carbone e delle riserve, il giacimento non è stato sfruttato a causa della grande profondità e delle condizioni idro-geologiche assai difficili.

Geologicamente il giacimento di carbone è situato nella parte meridionale di un blocco Paleozoico, molto elevato e delimitato da faglie, chiamato Le Balze del Vranino. Gli strati sono al di sopra dei 1500 m e comprendono cinque formazioni di carbone (tre del Carbonifero Superiore e due del Carbonifero Inferiore), separate da quattro formazioni di arenaria.

Nelle formazioni carbonifere vennero messi in lavoro circa 100 filoni di carbone in tutto, per uno spessore totale di circa 90 m. Le riserve di carbone più grandi sono legate alla parte più alta delle sequenze del Carbonifero Superiore ed Inferiore. I carboni sono di gradazione media ed hanno un basso contenuto di ceneri.

Questo giacimento profondo non sottoposto a sfruttamento e ben sigillato ha condizioni assai buone e un potenziale per la CO₂-ECBMR che si è cominciato a studiare di recente tramite il carotaggio di un pozzo speciale per testare il CBM. Per questo giacimento si suppone che il contenuto di metano medio sia di circa 5.5 m³/t, il rapporto di scambio tra CO₂ e CH₄ sia 2.5, il *recovery factor* 0.7 e il *completion factor* 0.6.

REPUBBLICA CECA

Per sequestrare la CO₂, sono di interesse i depositi di carbone non sfruttati, specialmente in rapporto alla possibilità di un recupero stimolato del metano presente negli strati di carbone (ECBMR). Tali strutture si possono trovare in gran parte del Bacino Carbonifero della Slesia Superiore e nei bacini del Permiano-Carbonifero della Boemia centrale (**Figura 3**), ma si suppone che solo i giacimenti del Bacino Carbonifero della Slesia abbiano un potenziale per il CO₂ ECBMR.

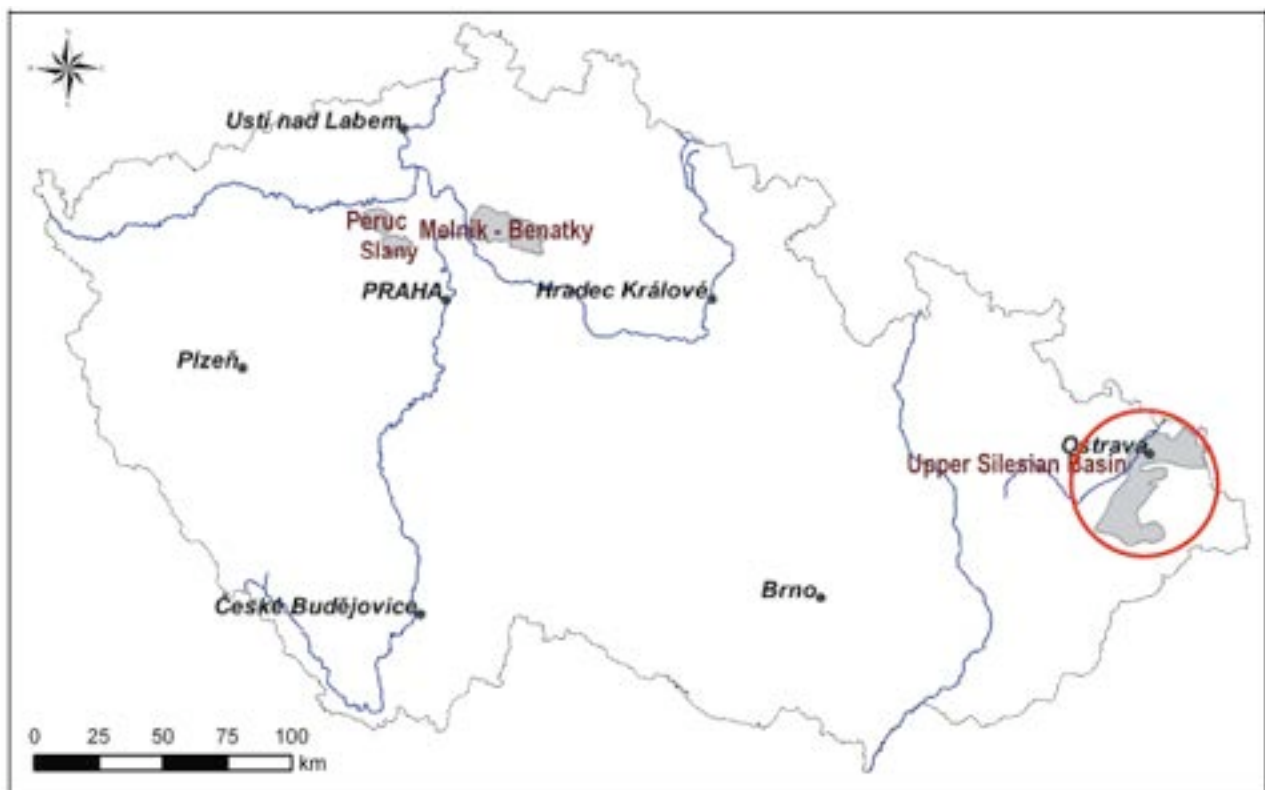


Figura 3: Ubicazione dei principali giacimenti di carbone con un potenziale di ECBMR nella Repubblica Ceca.

Il Bacino Superiore della Slesia (USB) è una complessa struttura sedimentaria "paraliclimnic" situata per lo più in Polonia; soltanto una piccola parte (il 23% dell'area totale) si estende nel territorio della repubblica Ceca. Nella parte settentrionale dell'area Ceca, è stata svolta attività estrattiva di largo respiro mentre le parti meridionale e sud-orientale (più profonde e ricoperte da strati di flysh) sono rimaste non sfruttate.

Il carbone da pozzo si trova qui all'interno di formazioni di Westfalian e Namurian del Carbonifero Superiore (Havlena 1985). Lo sfruttamento del carbone risale al 18° secolo. Nella parte dell' USB che si trova nella Repubblica Ceca, il carbone viene ora estratto soltanto in 5 impianti, i quali producono circa 10 milioni di tonnellate di carbone da pozzo all'anno. Il carbone viene prodotto usando principalmente due formazioni: la formazione di Ostrava (Namurian A) formata dalla sedimentazione di molassa del "paralic" e la formazione di Karvina (Namurian B e C e Westfalian) dalla sedimentazione di molasse continentali. Lo spessore della formazione di Ostrava raggiunge i 3000 m nel settore occidentale ma si assottiglia a soltanto 100 m nel settore orientale. Lo spessore preservatosi della Formazione Karvina raggiunge circa i 1000 m. Il Carbonifero Produttivo è coperto da Miocene di Conca Sedimentaria dei Carpazi e da flysh dei Carpazi.

Il metano degli strati di carbone viene sfruttato assieme al carbone (di solito ad un range di profondità di 300-1000 m), per ragioni di sicurezza negli impianti di produzione ("degassificazione") quale prodotto secondario. La maggioranza del CBM però viene prodotta da filoni non estraibili o da miniere abbandonate. La produzione di CBM nella parte Ceca dell'USB raggiunge i 40 mil. m³ l'anno (CGS –Geofond, 2006), il che rappresenta circa il 30% dell'intera produzione di gas naturale (metano) della Repubblica Ceca. Le riserve comprovate in tutte le licenze di sfruttamento concesse per il CBM nella parte di USB che si trova nella Repubblica Ceca sono secondo i calcoli circa 25 miliardi di m³ (Bcm). La stima per l'intera parte dell'USB che si trova nella Repubblica Ceca è come minimo 100 miliardi di m³ (Bcm), (Durica ed altri, 2006). Queste riserve si riferiscono alle formazioni Namurian del Carbonifero Superiore. Il PGIP (Gas presente in posto), 100 Bcm in totale per la parte Ceca dell' USB, fa sì che la capacità di stoccaggio sia di circa 380 Mt.

I calcoli del volume di stoccaggio si basano sulle valutazioni del gas presente in posto totale (considerando il gas presente, il *recovery factor* ed il *completion factor*) fatte nel quadro degli studi sul metano degli strati carboniferi tra il 1990 e il 2003 (EPA Report 1992, B. e altri, 1992, Hemza, 2000 e Durica, 2006). Un rapporto di scambio semplice di 2 (1 molecola di CH₄ viene rimpiazzata da 2 molecole di CO₂) suggerito da Van Bergen & Wildenborg (2002) per i carboni bituminosi è stato usato per le stime grezze delle capacità di stoccaggio della CO₂.

La capacità di stoccaggio della CO₂ dell'intera parte Ceca della USB è stata calcolata usando soltanto una stima del PGIP totale sul bacino intero (~100 Bcm). Il passo successivo, all'interno del progetto GeoCapacity, è stato il calcolo del PGIP usando il database delle riserve di carbone e dei giacimenti in possesso dell' Autorità Ceca delle Miniere. Considerando i 17 campi carboniferi più importanti della USB, la capacità di confinamento della CO₂ nel carbone è di 118 Mt, pari al 31% della capacità totale complessiva per la USB.

UNGHERIA

In Ungheria ci sono 9 bacini distinti in cui sono rappresentati tipi di carbone di qualità variabile di età tra Mesozoica e Terziaria, e tre di questi sono stati ulteriormente analizzati in dettaglio nel progetto GeoCapacity. La loro qualità varia dalla lignite ai bitumi a bassa volatilità, dal Miocene Superiore al Giurassico. I giacimenti di carbone ed i bacini ubicati a profondità inferiori a 1000 metri sotto la superficie non sono stati considerati nei calcoli della capacità di stoccaggio. Tale criterio ha determinato in molti casi una riduzione delle aree ritenute adatte: nel caso della Formazione Carbonifera Mecsek (MCF), ad esempio, le risorse in questione rappresentano soltanto un'area di 70 km² di un bacino di 350-400 km², il che è provato anche dai profili sismici della parte più profonda del bacino al di sotto dei 2000 m.

L'esperienza pratica durante l'attività mineraria ha dimostrato che la capacità di assorbimento e adsorbimento dei vari tipi di carbone è assai limitata al di sopra dei 400 m di profondità perché il gas, che si è formato durante i cambiamenti geochimici, migra a causa del basso effetto di sigillo dei sedimenti che lo ricoprono. Le risorse di carbone dell'MCF, della Formazione Lignitica di Býkkalja (BLF) e della formazione di Lignite di Torony (TLF) sono state calcolate nell'intervallo tra i 1000 e i 2000 metri. Comunque queste ultime si presentano a profondità al di sotto dei 2000 m in sequenze inclinate nella parte meridionale delle loro localizzazioni ed in alcune depressioni.

Sin dai primi positivi tentativi di recuperare il gas degli strati carboniferi prima dell'estrazione del carbone nel bacino Mecsek, si programmò anche il suo utilizzo (J.Kiss, 1995). Sei miniere sotterranee rifornivano una condotta di collegamento che distribuiva il gas al pubblico. Circa 325 milioni di metri cubi di gas furono prodotti nei 6 anni del programma. Tutte le miniere sotterranee sono ora chiuse.

Nell'MCF due terzi delle risorse sono situate su sinclinali al di sotto dei 1000 m e la sezione inferiore della formazione raggiunge i 2600 m. L'MCF è un carbone unico, più dell'85% del contenuto della materia organica essendo vitrinite; esso varia tra la qualità di carbone ad alta volatilità a quella di carbone bituminoso. Il contenuto di cenere è relativamente alto (20.1%), quello di zolfo è in media del 1.3%. La porosità del carbone varia tra 1% e 15%, ma va enfatizzato che i filoni di carbone sono praticamente impermeabili. Il contenuto di umidità nei filoni e vene di carbone varia tra lo 0.5% e il 2 %; comunque l'acqua penetra in continuazione nelle aree abbandonate della miniera

La capacità di assorbimento e adsorbimento di metano è 50 m³/t, dove il 92-98% del contenuto di metano è adsorbito e solamente il 2-8% si trova nella fase gassosa libera. Lo sfruttamento del contenuto di questo tipo di metano richiede una metodologia e tecniche particolari. Il sequestro dell'anidride carbonica può essere nel contempo uno strumento per lo stoccaggio e per un miglioramento della produzione di metano. Le riserve stimate di gas in posto nelle aree coltivate e nella parte profonda non sfruttata del MCF sono, rispettivamente, di 18,9 e di 62,3 miliardi m³. A questi valori corrispondono 68 e 224 Mt di CO₂ potenzialmente confinata.

Le sequenze geologiche (Miocene Superiore e Pliocene) sono state studiate in dettaglio sia negli affioramenti nei margini del bacino e sia con centinaia di profili sismici e migliaia di pozzi profondi per l'esplorazione petrolifera e superficiali per lo sfruttamento delle risorse idriche. Le formazioni del bacino Pannonico comprendono tre quarti del territorio dell'Ungheria (circa 75.000 km²), per la maggior parte ricoperte dal Pleistocene. Formazioni di lignite di facies deltaica con diversi filoni di lignite sub-bituminosa hanno spessori di 200-1000 m, più importanti in direzione S-SE nella Grande Pianura e S-SW nel bacino della Drava..

Il numero di filoni con potenziale economico è 5 e 7 rispettivamente nel Bacino della Drava e nella Grande Pianura. La materia organica della lignite consiste per più dell'80% di vitrinite, da lignite di tipo B a quella sub-bituminosa di tipo C. Il contenuto medio di umidità è di circa il 49% alla superficie e scende al 30% a 2000 m di profondità. Il contenuto di cenere è alto e varia tra il 15% ed il 35%, e quello di zolfo è del 1.32%. La capacità di assorbimento/ adsorbimento del metano è di 2 m³/t nelle aree dei bacini profondi (Fodor, 2007) e la permeabilità è di circa 3mD [millidarcy]. Studi precedenti sulle variazioni nel rapporto dell' isotopo stabile ¹³C del carbonio rafforzano la tesi che un'alta proporzione delle risorse di idrocarburi gassosi nel Bacino Pannonico abbia origine biogenica dalla lignite UF (Holzhacker ed altri, 1981; Fedor, 2004).

Sebbene la capacità di adsorbimento del metano da parte della lignite sia bassa, alcuni studi precedenti su ligniti e carboni sub-bituminosi hanno dimostrato che tipi di carbone di bassa qualità hanno capacità di assorbimento/adsorbimento della CO₂ più alte, il che vuol dire perlomeno 8-10 volte di più che per il metano (Gluskotter ed altri, 2002), a differenza dei carboni bituminosi del giacimento Mecsek, che hanno un rapporto di scambio tra CO₂ e CH₄ simile ai carboni bituminosi Polacchi e Cechi. Basandosi su questi risultati sperimentali, abbiamo stimato un fattore di assorbimento / adsorbimento di 9 volte e determinato la capacità dell'anidride carbonica negli intervalli di profondità considerati in 39.4 Mt per la Grande Pianura e di 33 Mt per il Bacino della Drava .

Risultati più precisi di tale stima speditiva possono essere prodotti ove siano disponibili più informazioni sulle caratteristiche del contenuto di gas e delle sequenze di carbone, ma specialmente sulla permeabilità, sulla tettonica e sull'idro-geologia dei bacini di carbone considerati.

ITALIA

Il principale bacino carbonifero in Italia è Il Bacino Carbonifero Eocenico del Sulcis (**Figura 4**), che attualmente ospita l'unica miniera di carbone in funzione, la miniera sotterranea di Monte Sinni, gestita dalla Carbosulcis S.p.a.

Il Bacino Carbonifero del Sulcis, con riserve di carbone sub-bituminoso di 2.5 miliardi di tonnellate – 400 km² di superficie sulla terraferma e una superficie circa uguale al di là della costa - si stende nella parte sud-occidentale della Sardegna; i punti di affioramento sono vicino a Gonnessa e nell'Abisso di Bacu; l'inclinazione è di circa 10° in direzione S-SO. La parte settentrionale del bacino viene sfruttata con i metodi minerari tradizionali nella Concessione del Monte Sinni; quella meridionale a profondità superiori agli 800 m (con un'area di 450 km²) non si può sfruttare ed è di interesse per scopi CCS-ECBM (Carbon Capture and Storage – Enhanced Coalbed Methane).



Figura 4: Ubicazione del Bacino Carbonifero del Sulcis.

Contesto Geologico

Il Bacino Eocenico del Sulcis è noto per essere un deposito di carbone importante che giace al di sotto di litologie vulcaniche e sedimentarie. Il bacino carbonifero giace sopra il basamento del Paleozoico, costituito da una successione Ordoviciano-Siluriano-Devoniano.

La mineralizzazione è costituita da una serie di strati carboniferi di spessore variabile e con continuità laterale. Tale formazione, chiamata "Produttivo", consiste in insiemi di filoni alternati a strati sterili a litologia variabile (siltiti, argille, marne, calcari) per uno spessore

massimo di 80 m. Gli strati di carbone generalmente si raggruppano in "filoni", considerati per l'attività mineraria. Il contenuto di metano all'interno dei filoni di carbone (ossia il volume di metano in condizioni normali per tonnellata di carbone) è di 10-16 m³/t.

Il bacino carbonifero si formò nell'Eocene Inferiore (53 milioni di anni fa), con il deposito di calcari di Miliolidae alla base del "Produttivo" (la formazione recante il carbone), e terminò di svilupparsi con il Ciclo Vulcanico Miocenico (18-13 milioni di anni).

Nel Bacino Carbonifero del Sulcis si distinguono sei formazioni geologiche principali (**Figura 5**), e queste sono legate ad altrettanti complessi idrogeologici. Procedendo dal basso verso l'alto con la stratigrafia, le formazioni geologiche distinguibili sono le seguenti:

Basamento del Paleozoico. Sono rocce impermeabili giacenti in maniera continua sul fondo del bacino. Il complesso è composto da conglomerati, arenarie, siltiti ed argille interrotti da rocce vulcaniche acide Permo-Triassiche.

La falda acquifera carbonatica sovrastante è sigillata in un complesso unico la cui base impermeabile è il complesso terrigeno più elevato che ha come tetto la formazione "Produttivo".

Calcari Miliolitici. Il riempimento sedimentario del Terziario nel Bacino del Sulcis giace, in maniera non conforme, su rocce paleozoiche. Il riempimento del bacino iniziò con la sedimentazione di Calcari Miliolitici durante il periodo del Paleocene. Sottili strati carboniferi nella parte superiore di questa unità definiscono la base del margine del "Produttivo" dell'Eocene.

Produttivo. La formazione Produttivo è spessa da 30 a 70 m ed è costituita da strati di carbone, calcare, arenaria e argillite. Vi è una progressione continua e graduale verso la formazione Cixerri. Non si può definire un confine netto.

Gli studi idro-geologici sulla "Formazione Produttivo" mostrano che la formazione Cixerri al di sopra ed uno strato geologico nella parte inferiore, rendono la formazione contenente il carbone isolata ed impermeabile. Tale aspetto ha una notevole rilevanza in tema di sicurezza ambientale.

Formazione Cixerri. La Formazione Cixerri contiene potenti strati di arenaria, solitamente con la base di conglomerato. Lo spessore dei sedimenti può raggiungere i 350 m. La deposizione si completò nell'Oligocene Medio.

Rocce vulcaniche. Il ciclo sedimentario del primo Terziario è ricoperto da una sequenza di rocce vulcaniche. La maggior parte delle rocce originò da flussi piroclastici e ignimbriti saldate. Esse formarono i grandi pianori che caratterizzano il paesaggio. Gli spessori di tali rocce vulcaniche è di circa 400 m.

Copertura recente. È composta principalmente da sedimenti alluvionali di sabbie di quarzo con buona permeabilità e di inserti argillosi. Il livello dell'acqua di falda non è il prodotto di un'unica falda freatica perché i detriti interessati non sono continui nella zona.

STAGES		FORMATIONS	MAJOR LITHOLOGIES	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT	
CAENOZOIC	MIOCENE	Volcano-sedimentary complex	Pyroclastics rhyolitic ignimbrites andesitic basalts	Volcanics interbedded within continental terrigenous successions	Not studied
	OLIGOCENE	Cixerri Fm. <i>Appr. 450 m</i>	Polygenic conglomerates sandstones siltstones claystones	Alluvial fans braided plains	Alluvial fans
		Produittivo Fm. <i>Up to 300m</i>	Siltst. Sandst. Cgl coal freshwater limest maris claystones	Fluvial channels palustrine lacustrine paralic lagoonal	Fluvial channels supralittoral paludal- lagoonal littoral
	(Early) EOCENE	Miliolitica Limestone Fm. <i>30-70 m</i>	Bio-calcarenites maris	Hypersaline & mesohaline lagoons	Sublittoral
	Palaeocene Mesozoic	Basal Conglom. Dolomite	Conglomerates	Transgressive lag	
PALAEOZOIC BASAMENT	PERMO-TRIASSIC	Folded metasedimentary formations		Not studied	

Figura 5: Formazioni geologiche del Bacino Carbonifero del Sulcis

Il livello dell'acqua di falda ha un potenziale limitato, come dimostra il basso numero di pozzi di superficie circostanti, ed è rifornito direttamente da contributi di origine pluviale.

Per quel che riguarda i corpi idrici, è possibile distinguerne tre principali tra i sei complessi idrogeologici. Essi sono:

Livello di acqua di falda in superficie. Questi sono strati portatori d'acqua di entità limitata cui contribuisce la pioggia stagionale.

Falda di Vulcanite. La falda freatica riceve l'acqua di superficie profonda ed è collocata al confine tra la formazione vulcanica, permeabile e fratturata e la formazione di arenaria di Cixerri.

Falda Miliolitica calcarea. E' una falda fossile che ha per confini due formazioni impermeabili che sono il Produittivo superiormente e la base del Paleozoico inferiormente, ed alcuni importanti sistemi di pieghe. L'acqua è contenuta all'interno della formazione Miliolitica senza alcun contatto con gli altri corpi idraulici e, nonostante la sua notevole consistenza, l'acqua della falda è limitata e non rimpiazzabile.

Potenziale per l'ECBM e lo stoccaggio della CO2 nell'area del Sulcis

Studi preliminari sui carboni estratti dalla miniera mostrano sviluppi promettenti per le tecnologie ECBM in quest'area. Uno studio preliminare ha valutato una capacità di immagazzinamento della CO2 nel carbone di circa 70 Mt e nell'aquifero sottostante di circa 190 Mt.

E' in corso uno studio dettagliato dell'intera concessione mineraria che si avvarrà di nuovi rilievi sismici multicanale, misure dirette in miniera ed in pozzo ed analisi di carote. Tale studio è stato commissionato dalla Carbosulcis a sei enti di ricerca, tutti membri di CO2 GeoNet, il network europeo di eccellenza sul confinamento geologico della CO2.

POLONIA

In Polonia esistono condizioni favorevoli per il CO₂-ECBMR nel Bacino Carbonifero della Slesia Superiore (SCB), perché esso ha risorse di metano degne di nota (Wóćicki A., 2005; www.pgi.gov.pl) nei suoi strati di carbone e anche altre condizioni geologiche favorevoli. Altri bacini non hanno tali vantaggiose caratteristiche (p.es. uno nella Slesia Inferiore – Polonia sud-occidentale e uno nell’area di Lublino - Polonia orientale. - **Figura 6**).

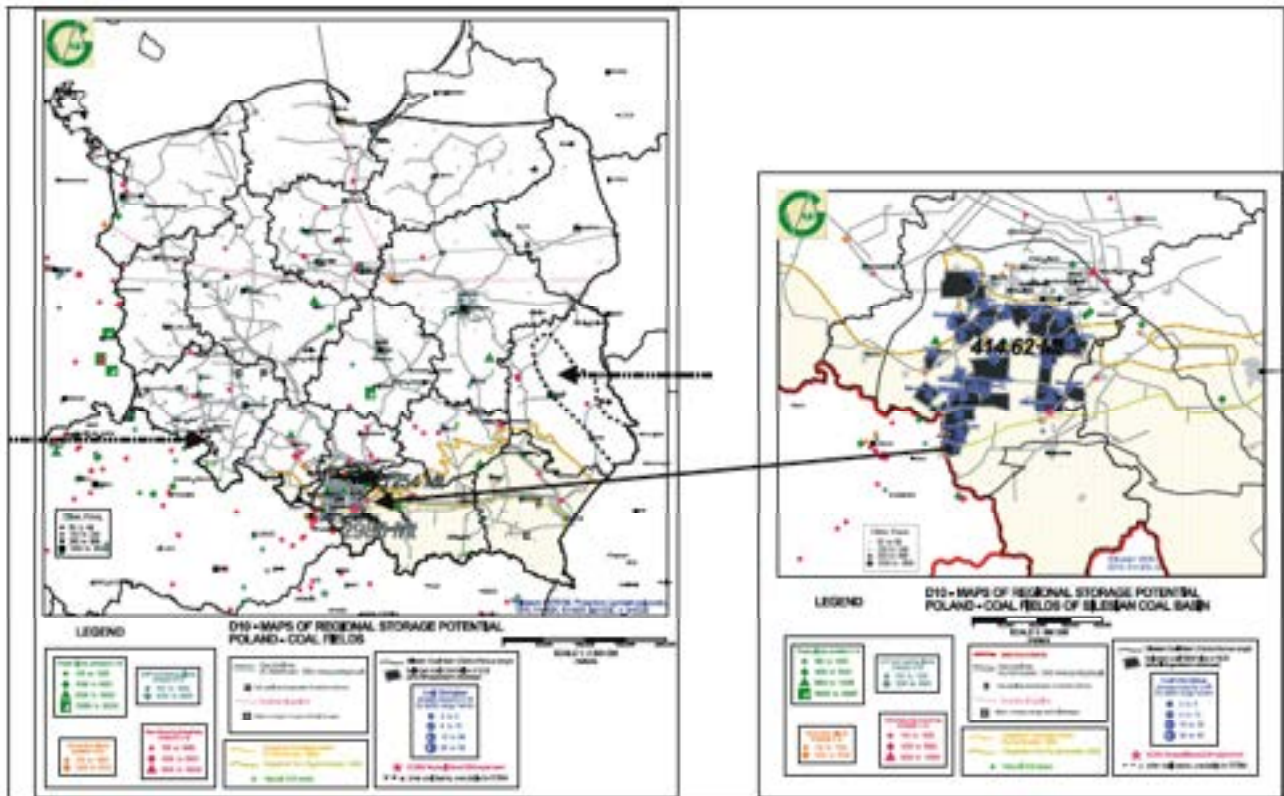


Figura 6: Bacini carboniferi e prospettive di CO₂-ECBMR in Polonia.

Il Bacino Carbonifero della Slesia Superiore (SCB) è situato per la maggior parte nella Polonia meridionale (**Figura 6**) e continua nel territorio della Repubblica Ceca, dove si trova una parte meno estesa di esso. Qui il carbone duro si trova contenuto all’interno di formazioni di Westfalian e Namurian del Carbonifero Superiore (Osika R., 1990). Lo sfruttamento del carbone risale al 18° secolo.

Oggi in Polonia il carbone viene estratto in 39 impianti che producono circa 90 milioni di tonnellate l’anno. La qualità del carbone generalmente aumenta spostandosi verso Ovest e verso Sud. Nell’intervallo di profondità fino a 1000 m, il carbone bituminoso (carbone da vapore) a volatilità da alta a media è quello più comune; segue il carbone bituminoso a bassa volatilità (carbone da coke). I filoni di carbone situati a profondità superiori a 1000 m sono generalmente di qualità più alta, qualità che culmina nell’antracite. Il Produttivo del Carbonifero è coperto al Sud da Miocene e flysh dei Carpazi e al Nord o da sedimenti del Quaternario, spesso assai sottili - raramente dal Triassico - oppure è del tutto privo di copertura.

Per lo meno in una dozzina di impianti si sfrutta il metano degli strati di carbone delle miniere quale risorsa secondaria oltre che il carbone (di solito ad un intervallo di profondità di 300 -1000 m; raramente si raggiungono i 1500 m). Si stima che le riserve comprovate di CBM ammontino a 86 Bcm (miliardi di metri cubi), il 60% dei quali si trova in filoni non sfruttati (v. www.pgi.gov.pl). Si stima attualmente che per l'intera area dell' SCB Polacco e per un intervallo di profondità sino a 1500 m le riserve di CBM ammontino a 150 Bcm (si prevede che le risorse possano però ammontare a 350 Bcm). In un caso il metano (CBM) - derivante da filoni di carbone dove il carbone non è estraibile - viene sfruttato commercialmente in un pozzo profondo (miniera della Slesia). Ciò avviene anche in un altro pozzo (la miniera abbandonata di Morcinek), ma qui la tecnologia CO₂-ECBMR non trova applicazione.

Esperimenti di campagna di ECBM con l'uso della tecnologia di cattura e stoccaggio del carbonio sono stati eseguiti all'interno dei progetti FP5 RECOPOP (sulla fattibilità dell'iniezione di CO₂) e FP6 MOVECBM (sul monitoraggio dei processi CO₂-ECBMR), a Kani – sito Ovest- nella parte meridionale della Slesia Superiore, vicino a Brzeszcze. Sono stati impiegati un pozzo di iniezione e due di produzione in uno strato di carbone a 1100 metri. In RECOPOP è stato raggiunto un flusso di iniezione stabile della CO₂ di 15 t/ giorno. Sebbene tale approccio sia al momento lontano dall'uso commerciale, lo stoccaggio ECBM, che ha in tale sito un potenziale molto alto, potrebbe essere una buona soluzione per le emissioni degli impianti industriali in tutto il Bacino Carbonifero della Slesia e delle aree limitrofe.

Nel progetto CASTOR sono stati valutati alcuni giacimenti di CBM con riserve comprovate, basandosi sulle statistiche delle riserve di CBM (PGIP per la tecnologia standard) pubblicate ogni anno del Servizio Geologico Nazionale (Przenioslo S., 2005). Criteri addizionali sono stati la presenza di un buon strato sigillante (scisti del Miocene) perchè su aree di attività estrattiva intensiva, che comprendono la maggior parte dell' SCB, la mancanza di un buon sigillo praticamente comporta la fuoriuscita del metano dagli strati di carbone in questione.

Queste analisi si riferiscono per lo più a un intervallo di profondità di 500-1000 m (in alcuni casi fino a 1500 m) ed è probabile che molti giacimenti CBM in tale intervallo di profondità possano essere influenzati da future attività minerarie. Inoltre l'esperienza di RECOPOP suggerisce che nel Bacino Carbonifero polacco della Slesia la profondità tra i 1000-2000 m potrebbe offrire prospettive migliori e pertanto essere utilizzata per l'ECBM.

Migliori stime di PGIP e di capacità di stoccaggio possono essere calcolate con modelli geologici, strutturali e parametrici. Utilizzando tale metodo le riserve di CBM massime sono stimate in 251 Bcm per l'intera area del Bacino Carbonifero polacco della Slesia Superiore, ipotizzando che l'area e lo spessore del carbone siano quelle del modello strutturale, la densità del carbone di 1.3 t/ m³, il contenuto di metano quello della CMI, il *completion factor* di 0.6 (alquanto ottimistico se si considera l'esperienza RECOPOP) e il *recovery factor* di 0.7- anche questo ottimistico - per l' ECBM.

La capacità di stoccaggio è ottenuta poi moltiplicando il PGIP per il Rapporto di Scambio (ER) e la densità dell'anidride carbonica libera (circa 2 kg/ m³). La ER varia molto e

dipende da molti fattori: il tipo di carbone, la litologia, il contenuto d'acqua, la profondità dello strato di carbone, la pressione e la temperatura. Il valore tipico medio per i carboni da vapore e da coke in condizioni non-supercritiche (Tongeren van, P.C.H. & Laenen B., 2001) è di circa 2. Nel caso di condizioni supercritiche, l'ER potrebbe essere molto alto, oltre i 3 (Mazumder S. & Wolf K.H., 2003; Bergen van F., & Wildenborg T., 2002), e quando l'anidride carbonica fosse interamente supercritica il valore potrebbe superare i 4. Ma come aumenta la profondità degli strati di carbone che si presentano, così aumenta anche la qualità del carbone, il che in parte mitiga l'aumento dell'ER. Pertanto, nell'intervallo di profondità di 1000-2000 m si considera un ER solo leggermente superiore a 2, cioè 2.5. In tal modo la capacità di stoccaggio è di 1254 Mt per l'intera area del bacino e di 415 Mt (PGIP=83 Bcm, cioè un terzo del valore per l'intero bacino) per 27 tra giacimenti individuali e licenze esplorative di CBM.

ROMANIA

La storia dell'industria estrattiva del carbone in Romania è molto ricca e risale al 1855, quando il *brown coal* veniva sfruttato a Lupac (nel giacimento di Resita, **Figura 7**).

La maggioranza dei giacimenti e delle riserve vennero scoperti e valutati tra il 1945 e il 1965. I depositi di carboni di qualità diverse – antracite, "pitcoal", *brown coal* e lignite – si trovano nel Carbonifero, Giurassico, Cretaceo e Terziario.

Di recente un gran numero di impianti sono stati chiusi. Solo la lignite viene ancora sfruttata in alcune cave nei giacimenti di carbone di Oltenia.

Quasi tutte le riserve della Romania non sottoposte a sfruttamento si trovano a profondità basse e quindi non favorevoli per motivi di sicurezza all'iniezione di CO₂.

Per quanto in alcuni giacimenti/ sfruttamenti (p.es. il giacimento di Resita e gli sfruttamenti di Secu, Ranchina, Doman e Anina) gli strati di carbone siano a una profondità superiore ai 1000 metri, le strutture geologiche non sono chiuse e pertanto non vi sono le condizioni adatte per lo stoccaggio della CO₂.

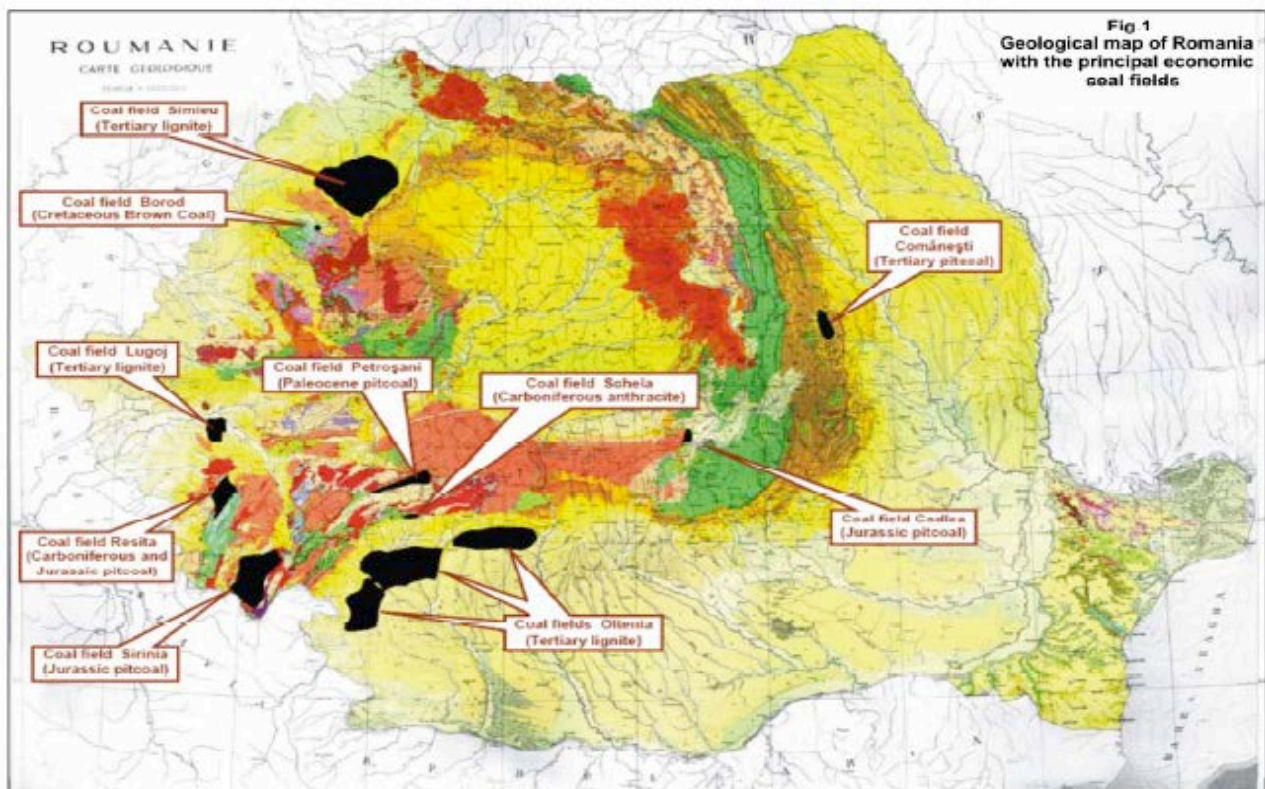


Figura 7: Mappa geologica della Romania con i principali giacimenti di carbone con valore economico (basata sulla Mappa Geologica della Romania, scala 1:1.000.000, 1978 – pubblicata dall'Istituto Geologico della Romania).

SLOVENIA

I depositi di minerali della Slovenia sono stati sfruttati in miniere o cave negli scorsi 200 anni e anche prima, in particolare quelli di mercurio, piombo, zinco, dei minerali grezzi dell'uranio e del ferro, la barite, la bauxite, la marna cementizia, la pietra da costruzione ed ornamentale, e anche il carbone (*brown coal* e lignite). Oggi solo alcuni depositi di carbone, materiali da costruzione ed ornamentali hanno ancora una qualche importanza economica.

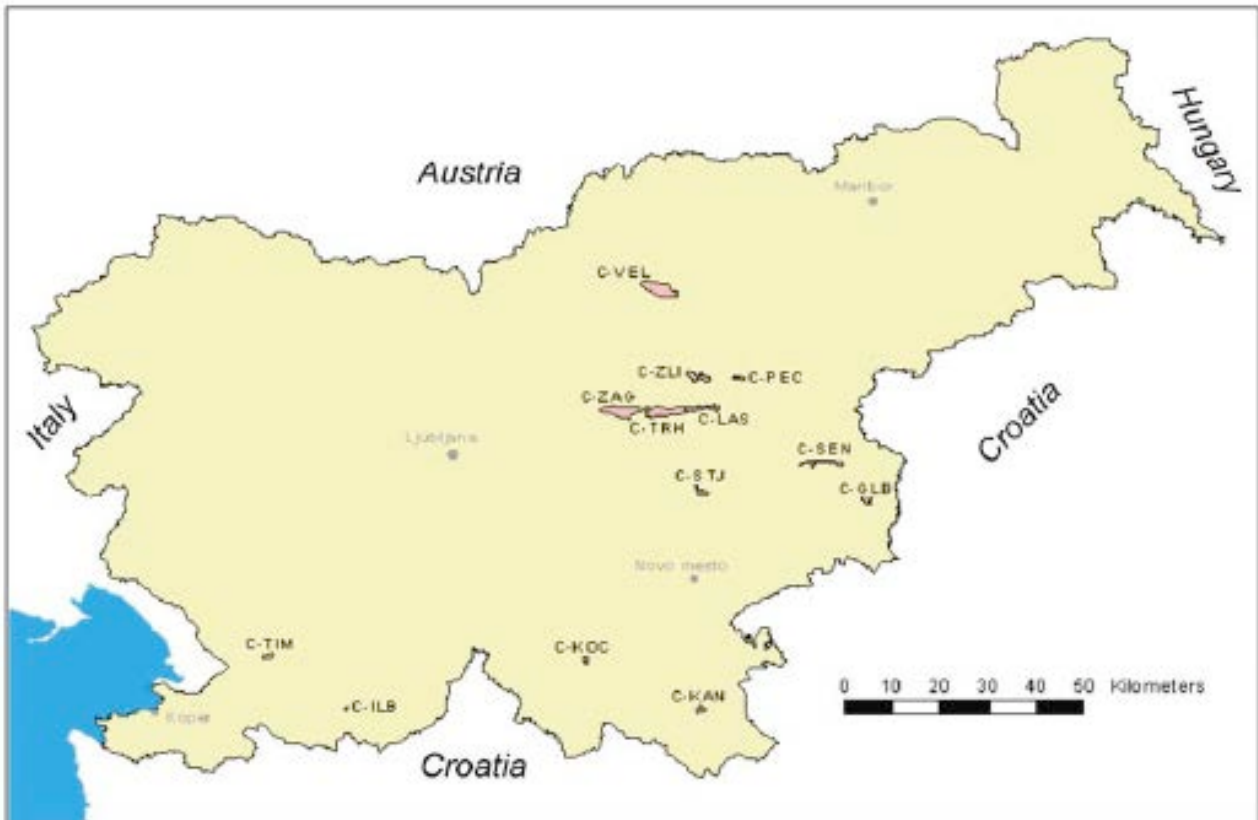


Figura 8: Ubicazione delle miniere di carbone in Slovenia.

I depositi di carbone si trovano in varie parti del paese; anche se le località sono parecchie, solo alcune di esse sono considerate economicamente vantaggiose. Quasi tutti i depositi di carbone sloveni si formarono nei bacini sedimentari dell'Oligocene, Miocene o Pliocene. Il *brown coal* e la lignite sono prevalenti. Gli strati di carbone raggiungevano alcuni metri di spessore nelle miniere piú piccole, e da 20 m a oltre 100 m nei bacini di Velenje, il bacino di Trbovlje – Hrastnik – Zagorje – Lasko e nei bacini della parte meridionale ed orientale della Slovenia (Senovo, Globoko, Kanizarica, Kocevje). La posizione geografica delle miniere di carbone piú importanti del paese è mostrata in **Figura 8**.

Delle tredici miniere di carbone economicamente vantaggiose, solo due sono tuttora funzionanti. Velenje, la piú grande, è una miniera di lignite situata accanto alla piú grande centrale termoelettrica, quella di Sostanj, che emette oltre 4 Mt di CO₂ l'anno. Il bacino di Velenje giace tra due profonde faglie trascorrenti sub-verticali con orientamento ONO –

ESE. Dal punto di vista tettonico il bacino è parte di una zona di contatto tra le Alpi e le Dinaridi ed è riempito, per uno spessore di più di 1.000 m, di sedimenti clastici di grana da grossa a fine, tipo molassa lacustre, con origine nel Pliocene e Plio-Quaternario.

Il filone di lignite ha uno spessore che raggiunge i 160 m e giace nella parte superiore del riempimento. Argilliti compatte e laminate di uno spessore di circa 250 m sono depositate sopra il filone di lignite nella maggior parte del bacino. Verso Nord i sedimenti al letto di faglia sono molto ridotti, e producono una deposizione della lignite in vicinanza della dolomite del Triassico. Le argille al letto ed al tetto consistono di quarzo, dolomite, calcite, illite, caolinite, muscovite e clorite. Lo strato di lignite viene sfruttato nell'intervallo di profondità tra i 200 e i 500 m. Circa 200 Mt di lignite sono state prodotte finora e le riserve si stima ammontino a circa 230 Mt.

La seconda miniera in ordine di grandezza è Trbovlje – Hrastnik, nella Slovenia centrale, dove il *brown coal* si sfrutta a profondità che vanno dai 30 ai 300 m. Tettonicamente l'area fa parte delle Pieghe della Sava, all'interno delle Alpi Dinariche. Pieghe, faglie e scorrimenti sono tipici in questa zona. In conseguenza la struttura di una miniera di carbone è assai complessa. Nel letto si possono trovare dolomie del Triassico e argille dell'Oligocene intercalate a sabbia. Nel tetto prevalgono le marne. In alcune parti del bacino vi sono depositi di argilla marina "sivica" e calcare Leitha dell'Oligocene Superiore.

Lo spessore del filone di carbone non supera mai i 40 m, con spessore massimo nella parte centrale del bacino. Esso si assottiglia fino a 10-20 m andando verso Ovest e verso Est. La quantità totale prodotta è stata di 110 Mt, e le riserve stimate sono di 42 Mt. Nella valle vicina sono dislocate due impianti con forti emissioni di CO₂ (la centrale termoelettrica di Trbovlje e il cementificio di Lafarge).

In nessuna delle miniere sopra nominate la profondità dello strato di carbone è ottimale per il confinamento geologico della CO₂ in stato supercritico. Comunque l'industria ha interesse a fare indagini ulteriori nel bacino di Velenje onde esaminare tutti i potenziali della zona e studiare le varie opzioni di stoccaggio. La vicinanza alla fonte di emissione più alta della Slovenia rappresenta comunque uno stimolo importante.

La presenza di carbone è stata evidenziata anche nella depressione della Mura (nel NE della Slovenia). Gli agricoltori locali hanno scavato carbone vicino alla superficie in passato, ma uno sfruttamento industriale non si è mai fatto. Sebbene insufficienti per un calcolo dettagliato del potenziale di stoccaggio della CO₂, esistono dei dati derivanti da esplorazioni in profondità (olio e gas, energia geotermica, stoccaggio di gas naturale) e da un vasto programma di perforazione volto ad esplorare le risorse di carbone eseguito negli anni '80 con una penetrazione degli strati fino a profondità di 500 m. La maggior parte delle stime di seguito indicate sono a) extrapolate da profondità inferiori e/ o b) basate su dati esistenti. Nel progetto GeoCapacity, la depressione della Mura è stata valutata quale potenziale sito di stoccaggio della CO₂ nel carbone. Calcoli di capacità affidabili non sono tuttavia possibili a causa dell'insufficienza delle informazioni disponibili.

Anche altri sedimenti che riempiono la depressione della Mura sono di deposizione. La formazione consiste di sabbie, fanghi carbonatici e non carbonatici (marne, *silt* argillose, argille siltiche), e sottili filoni di carbone. La formazione Mura sovrasta quella di Lendava. Entrambe hanno per confine il marker "b". La formazione Mura si denota per lo più con P11

e viene chiamata anche strati "Pontian". Generalmente le varietà litologiche citate sono poco consolidate.

Il consolidamento dei sedimenti aumenta con il decrescere della granulometria e con l'aumentare del carbone. Gli strati litificati, con un aspetto di "vera roccia" (principalmente calcari calcarenitici e/ o arenarie calcitiche) sono assai rari e sottili. Prevalgono le sabbie sui fanghi e marne carbonatiche. Le sabbie con porosità che si stimano tra il 22 e il 44% sono di solito permeate d'acqua. Le argille sono in prevalenza del tipo muscovite-illite-clorite, con contenuti di montmorillonite al di sotto del 10%. Le argille siltitiche della sequenza del Pontian portatrice di carbone a Lendava (spessa 125 m) sono composte soprattutto di illite (15-30%), dolomite (10-30), quarzo (10-25%), calcite (5-25%) e clorite (5-20%). (Markic, 1983; secondo Misić, 1982).

Nella parte più profonda della depressione (sinforme di Ptuj – Ljutomer) (Marin ed altri, 1992, Mioc & Markovic, 1998), la formazione Mura raggiunge lo spessore di più di 2000 m. È molto erosa al top delle antiforme del bacino Pannonico. Caratteristiche tettoniche della formazione Mura seguono l'andamento tettonico degli strati più antichi e del basamento pre-Terziario, caratterizzato da antiforme e sinforme che complessivamente hanno una pendenza da SO verso NE (la linea del Balaton). Si pensa che le zone di faglia distinte dal basamento passino attraverso deformazioni flessurali ai sedimenti del Terziario, inclusa la formazione Mura. Un semplice modello tettonico è caratterizzato da una geometria degli strati che segue pendenze assai dolci (< 11%) dell'antiforme Ormož-Selnica.

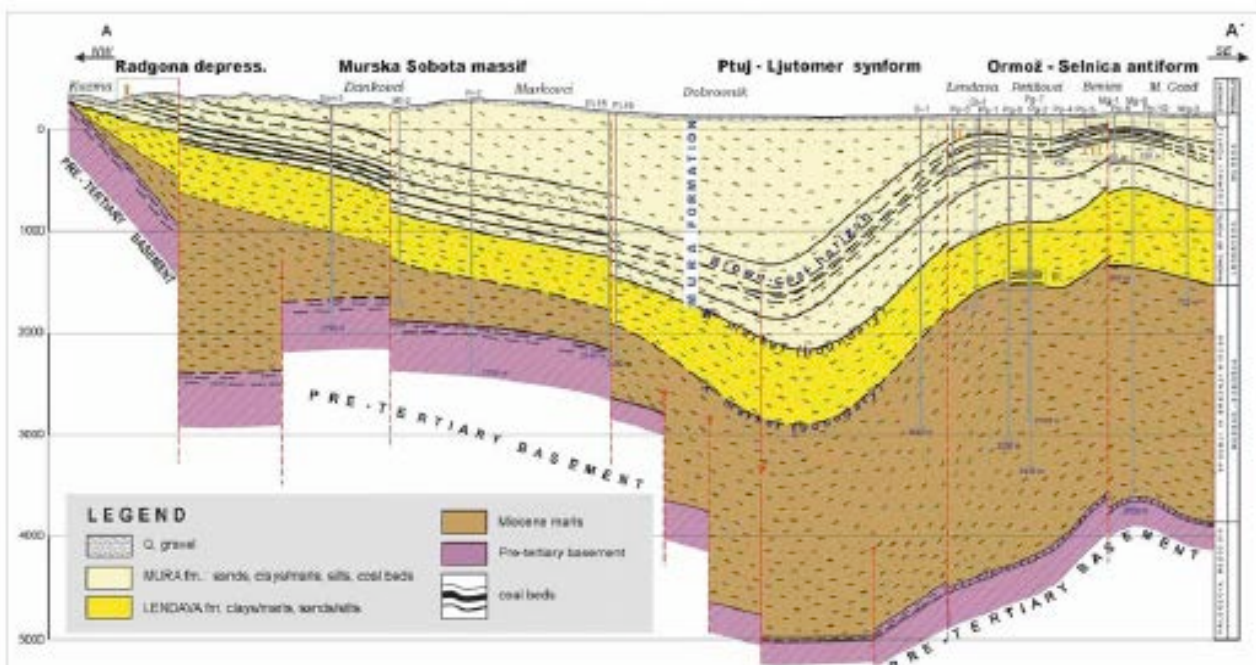


Figura 9: La depressione della Mura – sezione trasversale (fonte: Servizio Geologico della Slovenia, basato su Marin ed altri, 1992).

All'interno della parte superiore della formazione Mura, tre filoni di brown coal spessi 2 m (riflettanza della vitrinite ~ 0.4 %Rr - metalignite), e molti strati di carbone più sottili si presentano all'interno di un pacchetto di sedimenti sabbiosi e marnosi spesso 125 m

(Markic & Grad, 1991). La struttura di tutta la depressione della Mura viene mostrata in forma semplificata in **Figura 9**. Il materiale clastico fine che supporta il carbone non è piú spesso di 20-30 m. Gli affioramenti con presenza di carbone lungo il fiume Mura, nella zona bene esplorata di Lendava, sprofondano invece per 1700 m nella sinforme di Ptuj-Ljutomer (Marin et al., 1992). Ci si aspetta che i filoni di carbone siano di spessore e con proprietà chimiche e fisiche assai uniformi.

Ai fini del confinamento della CO₂, risulta assai interessante la sinforme di Ptuj- Ljutomer. Si stima che l'area dove sono depositati i sedimenti che contengono il carbone nell'intervallo di profondità adatto allo stoccaggio della CO₂ (p.es. da 800 a 2500 m sotto la superficie) comprenda circa 530 km² (soltanto la parte slovena del bacino pannonic). Mentre strati di carbone (e sabbia) potrebbero rappresentare la roccia *reservoir*, le argille sovrastanti potrebbero agire da sigillo. Basandosi sui calcoli iniziali, è probabile che si abbiano oltre 3000 Mt di carbone a profondità superiore agli 800 m nella parte Slovena della depressione Mura. Per poter fare ulteriori calcoli di capacità sono necessari però dati piú attendibili.

SPAGNA

Nonostante la ricca storia dell'attività mineraria spagnola, la produzione è scesa drasticamente nell'ultima decade, e ciò ha avuto come esito una massiccia chiusura degli impianti di produzione di carbone. Comunque l'attività è ancora in essere nella maggior parte dei bacini di carbone ubicati principalmente in tre regioni: il Nord-Ovest, incluso il Bacino Centrale delle Asturie, il Nord-Est con Teruel, i Pirenei ed il Sud-Ovest (**Figura 10**). Queste aree sono assai diverse per quel che riguarda le caratteristiche del carbone come pure per il contenuto di gas, perciò il loro interesse per quel che riguarda lo stoccaggio della CO₂ e l'ECBM sono pure differenti.



Figura 10: Ubicazione della principali aree carbonifere in Spagna (IGME, 1982)

Figura 10: Ubicazione delle principali aree carbonifere in Spagna (IGME, 1982).

L'area del Sud-Ovest include 7 zone carbonifere diverse, le quali sono per lo più sottoposte a sfruttamento, e perciò, nonostante un alto contenuto di gas di circa $6.5 \text{ m}^3 / \text{t}$, le riserve totali di CBM sono molto basse. I carboni sono Westfalian B e si alternano con scisti ed arenarie; la loro qualità va da bituminoso C a semi-antracite. Le risorse di carbone totali stimate nelle 7 zone sono di 318 Mt. La parte Orientale del bacino non può essere presa in considerazione perché tutte le sue risorse sono possibile oggetto di attività mineraria.

In tale situazione, il PGIP viene stimato in 900 M m^3 . Con un ragionevole rapporto di sostituzione, esso può portare ad una capacità di stoccaggio della CO₂ di circa 3.3 Mt. Quest'area è assai vicina alla centrale elettrica di Puente Nuevo, che ha un ritmo di emissione di 1.3 Mt all'anno.

L'area del Nord-Est è divisa in due principali zone carbonifere: Teruel ed i Pirenei. Teruel è un bacino di carbone sub-bituminoso assai produttivo del Cretaceo ma, non avendo un contenuto di metano, esso non presenta un potenziale di stoccaggio della CO₂. Nei Pirenei, la qualità del carbone del Cretaceo è un po' più alta (bituminoso B) a causa dell'attività tettonica più forte. Il contenuto di gas è alto, ma le risorse di carbone non sono molto importanti. In ogni caso, il PGIP stimato per quest'area è 2.000 Mm³, con una capacità di stoccaggio di 7.5 Mt.

L'area del Nord-Ovest è la più importante area carbonifera della Spagna. Ci sono 3 differenti bacini principali (il Bacino Centrale delle Asturie, il Bacino del Norte de Leon e il Bacino Villablino), più molti altri minori, con un alto contenuto di gas. La qualità del carbone è bituminosa di varie gradazioni e raggiunge il grado di semiantracite in alcune zone. Si sono prese iniziative per la produzione di CBM nel Bacino delle Asturie e Norte de Leon, ma queste non sono state sviluppate a scala commerciale.

Il Bacino delle Asturie è quello più ricco di risorse di carbone e di potenziale per il CBM, con una stima di PGIP di 30.000 M m³, il che è dovuto ad un contenuto medio di gas di 5.5 m³/t, che in alcune zone può raggiungere i 16 m³/t. La lunga storia mineraria, sempre del tipo sotterraneo, è legata anche a una notevole quantità di impianti termoelettrici nella regione, il che rende le Asturie la provincia spagnola con il ritmo di emissione più alto. Le centrali di Abo-0, Soto de Ribera, Lada, Sama e Narcea hanno emissioni nell'intervallo da 1.5 a 3 Mt all'anno. La capacità di stoccaggio della CO₂ è stimata in 130 Mt.

Il Bacino di Norte de Leon è ora il bacino carbonifero più produttivo della Spagna, specialmente a causa dell'alto ritmo di estrazione delle miniere a cielo aperto. Questo carbone viene usato nella centrale di La Robla, che emette 3 Mt di CO₂. Il PGIP del bacino è stimato in 7.400 M m³, a causa del contenuto molto alto di gas. La capacità di stoccaggio è di 28.5 Mt di CO₂.

Il Bacino di Villablino è pure tuttora operativo ad un ritmo di produzione relativamente alto, con miniere sotterranee ed a cielo aperto. Le risorse di carbone sono molto importanti ma il contenuto di gas è basso, circa 3.5 m³/t, e pertanto il PGIP non è alto come negli altri bacini. Tale PGIP è stimato in 3.000 M m³; la capacità di stoccaggio della CO₂ in 12.5 Mt.

In altri bacini della zona, pur piccoli, quali Barruelo, Magdalena o Teverga, di frequente è presente un alto contenuto di gas stimato complessivamente in 3.700 M m³; la potenziale capacità di stoccaggio è di 14 Mt.

I calcoli di volume dello stoccaggio sono basati sulla valutazione del totale del gas in posto, eseguita negli studi sul metano degli strati carboniferi negli anni dal 2000 al 2004 (IGME, 2003, Zapatero ed altri, 2004).

IL SIMULATORE COALSEQ

Per calcolare la capacità di confinamento della CO₂ e per verificare quella fornita per i vari paesi dai partner del progetto, è stato utilizzato il Simulatore CoalSeq, stato sviluppato da Advanced Resources International (USA) nell'ambito dei progetti CoalSeq e CoalSeq II, finanziati dal Dipartimento per l'Energia statunitense e da un certo numero di compagnie ed agenzie internazionali (sito internet del progetto: www.coal-seq.com). Tali progetti riguardano il sequestro geologico della CO₂ in strati di carbone profondi non suscettibili di attività mineraria.

Gli esperimenti sul campo sono stati eseguiti in due siti pilota del Bacino di San Juan (New Mexico, USA) – Allison e Tiffany. Nel sito Allison sono stati usati quattro pozzi di iniezione di CO₂ e sedici di produzione, dal 1995 al 2001. La quantità totale di CO₂ iniettata è stata di circa 180 mln m³ (~0.4 mln t) con un rapporto volumetrico CO₂ / CH₄ di circa 3. Le formazioni carbonifere in questione sono del Cretaceo Superiore con il tetto a circa 1 km di profondità; la qualità del carbone è probabilmente quella di carbone bituminoso ad alta volatilità. Nel sito Tiffany è stato iniettato soltanto azoto (non anidride carbonica). È stato successivamente eseguito il monitoraggio della produzione di metano.

Il simulatore CoalSeq può fare una previsione grezza dei risultati di un potenziale progetto di sequestro ECBM/ CO₂ nel contesto molto generale di un certo insieme di condizioni misurate e stimate (Davis ed altri 2004). In altre parole il simulatore ha la capacità di valutare i progetti cioè quale risultato ci si possa aspettare da essi. La costruzione del modello è basata su una banca di dati contenente una casistica di simulazioni di riserve (2268 casi) la quale forma parte integrale del modello. Tali riserve sono calcolate con il simulatore COMET 3, prodotto da ARI. I risultati sono presentati sia in maniera grafica che in forma di tabelle.

Esso possiede anche la capacità di elaborare uno studio di base della sensibilità tecnica/economica, in un contesto molto generale di un certo insieme di condizioni misurate e stimate, incluse le analisi dei costi dei singoli progetti. Tali analisi di costi si riferiscono a siti specifici, dove esse rappresentano di fatto una sorta di studi preliminari di fattibilità. Attualmente è difficile valutare i costi di progetti commerciali e persino di quelli dimostrativi. Pertanto, nel progetto GeoCapacity il simulatore è stato usato solamente per calcolare la produzione di metano come risultato dell'iniezione di una certa quantità di anidride carbonica.

Sono stati inseriti soltanto alcuni parametri legati al sito (**Figura 11**) onde ottenere curve di produzione (**Figura 12**). La **Tabella 1** riporta, a titolo di esempio, alcune scelte di parametri usati.

Tabella 1: Dati di input del simulatore CoalSeq (Davis ed altri, 2004).

Permeability	Spacing	Depth	Coal rank	Injection rate	Injection gas	Injection timing
1 mD	40 acres	1000 ft	high	10 Mscfd/ft	100% CO2	first 7.5 yr
10 mD	160 acres	5000 ft	medium	50 Mscfd/ft	100% N2	sec.7.5 yr
100 mD	640 acres	10000 ft	low	100 Mscfd/ft	50% CO2	for 15 yr

Basandosi sulle informazioni raccolte nei vari paesi (v. capitoli precedenti), per la permeabilità è stato scelto il valore di 1 mD oppure – caso meno frequente – 10 mD. La spaziatura sta ad indicare l'area (NB: 1 acro = 0.4 ha) in cui i pozzi di iniezione e produzione sono ubicati. Il valore più piccolo è il più probabile per possibili futuri progetti dimostrativi nei paesi considerati. La profondità in piedi (1 piede = 0.304 m) si riferisce al limite superiore del filone di carbone. Qualità di carbone alta significa carbone meno volatile (nell'intervallo da "carbone per coke" ad antracite), qualità media significa carbone a volatilità da alta a media (carbone da vapore) e qualità bassa significa carbone marrone, sub-bituminoso. Tasso di iniezione in Mscfd/ft significa migliaia di piedi cubi al giorno di CO2 iniettata in un certo spessore del filone di carbone misurato in piedi ed assorbita.

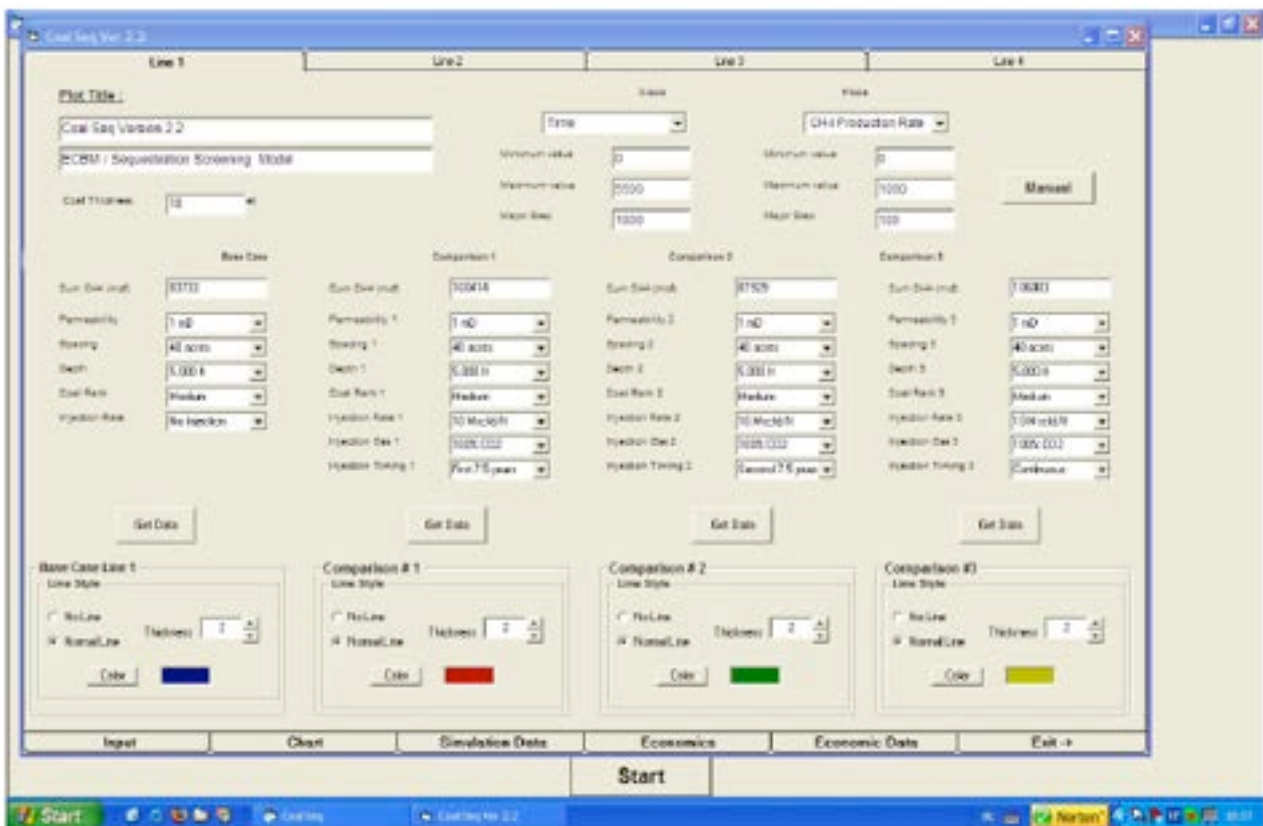


Figura 11: Schermata di input del simulatore CoalSeq.

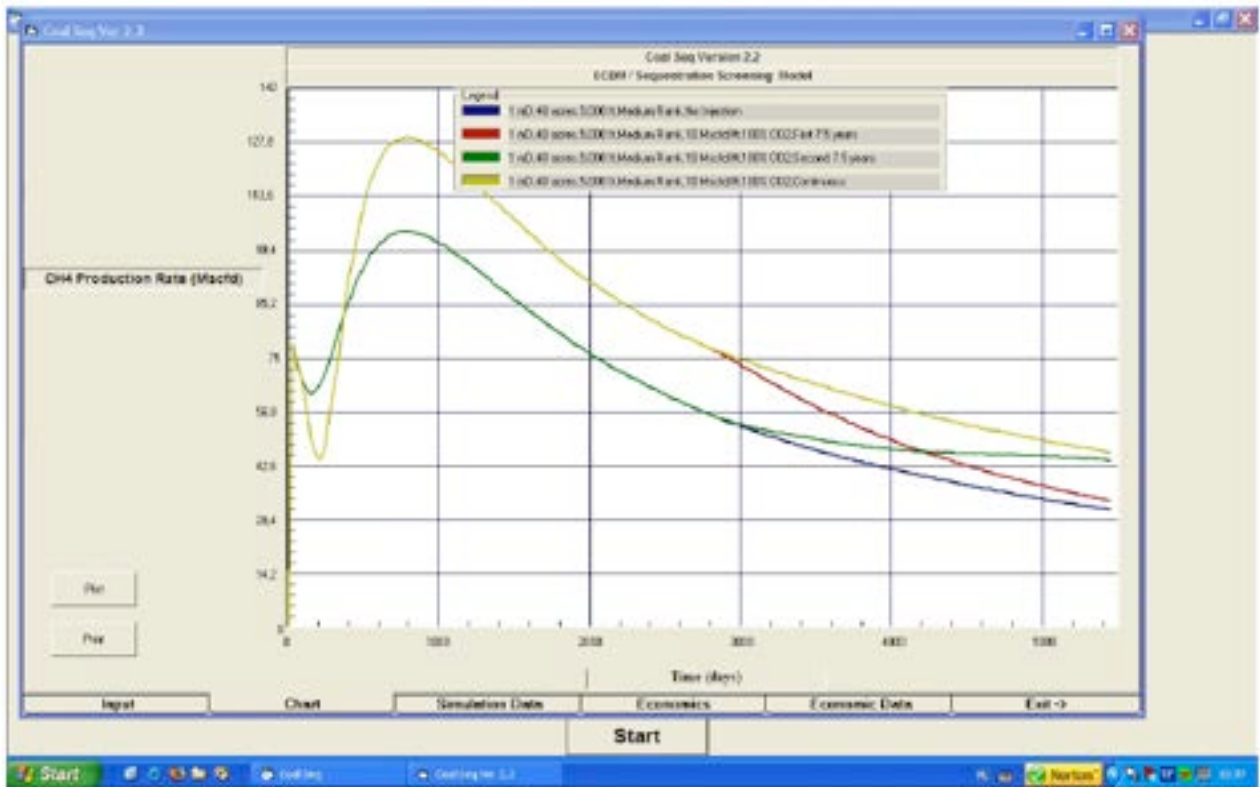


Figura 12: Schermata del simulatore CoalSeq con le curve di produzione di metano.

Da un'analisi delle opzioni fornite da CoalSeq si deduce che la "produzione" di metano più alta si ottiene quando l'area del progetto (la spaziatura) è minima, cioè i pozzi di iniezione e produzione rispettivi sono a distanze non superiori ai 40 m. La produzione di metano massima con l'uso della CO2ECBMR si ottiene per differenza tra il Tempo di Iniezione Continuativo (15 anni) e il Caso Base (nessuna iniezione di CO2). Questi volumi cumulativi sono espressi in migliaia di piedi cubici, come pure la quantità di CO2 iniettata; i volumi sono elencati nella videata "Dati della Simulazione". Nel caso di permeabilità sembra, praticamente in tutti i casi analizzati, che il valore sia più vicino a 1 mD che a 10 mD, pertanto tale valore è quello utilizzato di norma. Fa eccezione il giacimento di Mecsek, perchè il suo valore è meno di 0.1 mD, forse anche inferiore, eccedendo l'intervallo disponibile nel programma CoalSeq. La qualità del carbone viene ipotizzata in base alle informazioni raccolte nei vari paesi, usando poi la definizione di CoalSeq (bassa, media o alta). In base a tali ipotesi, sono state elaborate stime dei rapporti massimi di produzione di metano per tonnellata metrica di CO2 iniettata per i bacini/ giacimenti carboniferi presi in considerazione nel progetto GeoCapacity (**Tabella 2**).

Il risultato è che carboni di qualità bassa (carbone "marrone" e lignite) riescono a produrre quantità di metano per tonnellata metrica di CO2 immagazzinata relativamente basse. Carboni di qualità bassa sono noti per avere una capacità di adsorbimento/ assorbimento della CO2 molto più elevata che non per il CH4; essi contengono una quantità relativamente piccola di carbone puro.

I carboni di qualità media (carboni a volatilità da alta a media o da vapore) hanno un rapporto assai più elevato che non quelli di qualità bassa. Questo è il caso di Kaniów. Attualmente sappiamo dai progetti RECOPOL/ MOVECBM (Skiba, 2007) che l'esperimento di campagna sull'iniezione di 700 tonnellate di CO₂ ha dato come probabile, nel periodo di iniezione, una produzione di metano di 6400 m³, il che significa un rapporto di meno di 10 m³ (CH₄)/t(CO₂). Comunque, l'esperimento di iniezione durò soltanto per un anno, pertanto questa è una stima piuttosto scarsa delle capacità del sito Kaniów, poiché il periodo temporale di iniezione più breve che il simulatore CoalSeq è capace di analizzare (e raccomandato per i progetti ECBM/ sequestro) è di 7.5 anni, con un valore raccomandato di 15 anni.

I carboni di qualità alta (a bassa volatilità, ossia nell'intervallo da "carbone per coke" ad antracite) hanno un rapporto ancora più alto. Si pensa però che l'iniezione di CO₂ nei filoni di antracite non sia fattibile.

Tutto sommato, dalle simulazioni di CoalSeq sembra che i carboni con volatilità da bassa a media potrebbero essere economicamente interessanti dal punto di vista del CO₂-ECBMR, purché abbiano sufficienti proprietà di riserva, cioè non una permeabilità molto bassa.

Ipotizzando che il fenomeno della sostituzione del metano con l'anidride carbonica accada in carboni di varia qualità all'interno di un certo volume, si può supporre che vi sia un modo di tradurre questi rapporti metano – CO₂ derivanti dalla **Tabella 2** in *coefficienti di recupero*. I coefficienti sono nel rapporto 1:18:40. Ipotizzando un rapporto di recupero massimo per l'ECBM di 0.9 (Bergen & Wildenborg, 2002) risulta un *coefficiente di recupero* più realistico per carboni di qualità media - sul tipo di quelli di RECOPOL : $0.9 \cdot (18/40) = 0.41$. Nel caso del carbone "marrone" o lignite tale approccio potrebbe essere discutibile, a causa dei meccanismi di stoccaggio della CO₂ che in tale tipo di carbone sono probabilmente diversi.

Tabella 2: Sommario delle prospettive di CO₂-ECBMR nei paesi che partecipano al progetto EU GeoCapacity, eccezione fatta per la Romania e la Slovenia.

Country	Coal Basin/Field	PGIP [Bcm]	Storage capacity [Mt]	Coal rank	Permeability [mD]	Max. CH ₄ /CO ₂ ratio (m ³ /t)
Bulgaria	Bobov Dol Dobrudja	0.205	1.2	low	1	4
		5.225	26.2	medium	1	70
Czech Republic	Czech SCB (selected)	14.125	53.5	medium	1	70
				high	1	167
Hungary	Mecsek	3.725	14.9	medium	very low	n/a
Hungary	BLF TLF	4.022	39.4	low	1(3)	4
			33		1(3)	4
Italy	Sulcis	20.256	71	low to	1	4
				medium		70
Poland	Polish SCB (selected)	47.825	239.2	medium	1	70
				high	1	167
Spain	North West and other basins	40.4	193.1	medium	1	70
				high	1	167

Aggiornamento del potenziale calcolato nel progetto Gestco

GERMANIA

In Germania sono diverse le aree in cui è stato e viene estratto il carbone: Ruhr, Muensterland, Ibbenbueren, Aachen/Erkelenz e Saar-Nahe.

In tali aree, le riserve a profondità superiori agli 800 m sono state definite utilizzando i dati del database Geologischer Dienst NRW (Juch 1994, Daul & Juch 1999), corretti per i volumi di carbone estratti dopo il 1980. Le riserve a profondità minori degli 800 m non sono state considerate, in quanto esse non alterano significativamente i risultati complessivi.

Filoni di carbone si estendono molto a Nord oltre l'area mineraria di Ibbenbüren, a profondità notevoli sotto la formazione Rotliegend del bacino Permiano meridionale. Tali filoni non sono inseriti nel data base di Juch (1994) e non sono stati considerati nel calcolo complessivo della capacità di confinamento della CO₂ in quanto l'iniezione entro tali formazioni profonde è probabilmente non vantaggiosa economicamente ed in quanto acquiferi salini meno profondi e campi a gas sovrastanti tali formazioni offrono con ogni probabilità opzioni più vantaggiose per il confinamento geologico della CO₂.

Il calcolo della capacità di confinamento è affetto da numerose incertezze legate alla limitatezza dei dati ed a varie sorgenti di errore. L'entità nota o stimata di tali errori è stata considerata nei calcoli della capacità, utilizzando il metodo di Montecarlo per definire l'incertezza nei risultati complessivi. Il riesame dettagliato dei principali 35 campi / bacini carboniferi della Germania ha portato a stimare la capacità di confinamento nel carbone in 21.598 Mt.

OLANDA

In Olanda, quattro aree con formazioni carbonifere non coltivate con miniere hanno un potenziale di sfruttamento tramite Enhanced Coal bed Methane associato al confinamento della CO₂: Achterhoek, l'area Twente, l'area Peel, Il Brabante Occidentale e l'area Limburg area (**Figura 13**). Le capacità di confinamento calcolate per tali aree sono riportate nella **Tabella 3**. I valori minimi sono stati calcolati dal TNO, mentre quelli massimi sono stati considerati nel progetto IEA-CostCurves (TNO-2004a).

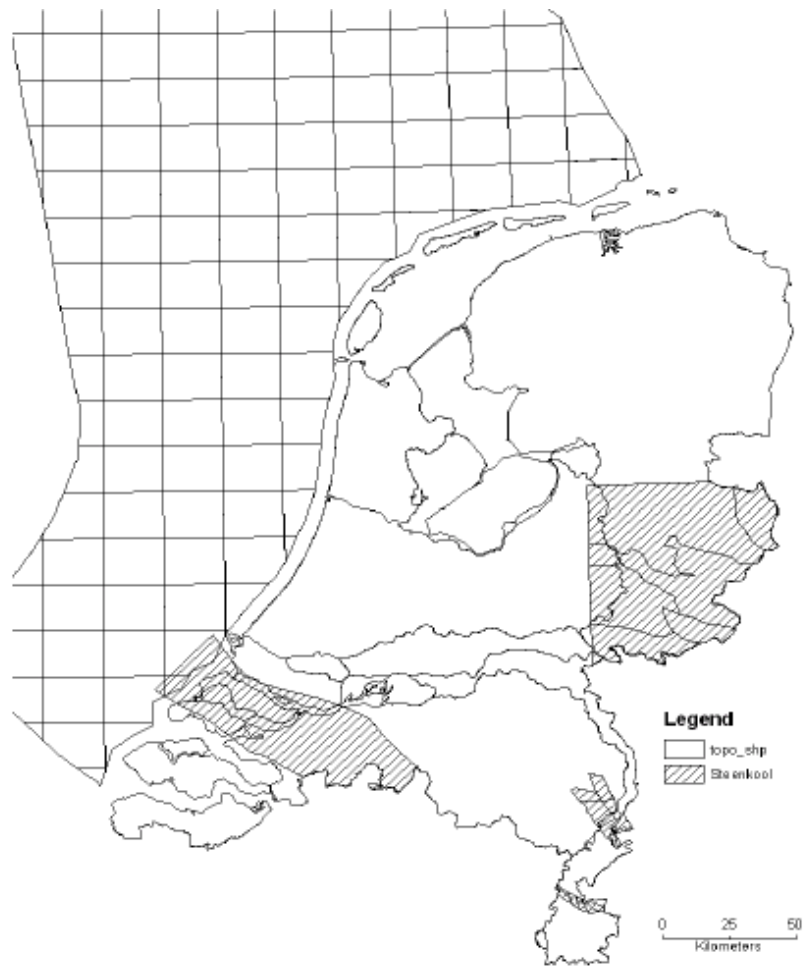


Figura 13: Aree in Olanda con potenzialità di CO2-ECBM (da van Bergen et al, 2001).

Tabella 3: Capacità di confinamento per quattro aree in Olanda, con formazioni carbonifere non coltivate con miniere.

Area	Capacità di confinamento (Mt)
Zeeland-Brabante	220-260
Zuid-Limburg	8
Peel	14-18
Achterhoek Twente	56-210
Totale	298-496

REGNO UNITO

Gli strati di carbone meno profondi sono stati estensivamente sfruttati nel Regno Unito e sono, pertanto, non utilizzabili per il confinamento geologico della CO₂. Quelli più profondi hanno una porosità bassa, come dimostrato dal fatto che nessuna produzione di metano economicamente vantaggiosa è stata mai avviata nel paese. Oltre a ciò, il confinamento sembra andare in conflitto con interessi di industrie che propongono di sfruttare i depositi carboniferi profondi o tramite miniere o attraverso una gassificazione in situ. In funzione di ciò, il potenziale di confinamento della CO₂ nel carbone è stato valutato come assente nel Regno Unito.

CONCLUSIONI

Il progetto GeoCapacity ha permesso di confermare che opportunità per il CO₂-ECBMR sono presenti nella Repubblica Ceca, in Ungheria, Germania, Olanda, Polonia e Spagna. In queste nazioni, le riserve PGIP per applicazioni economicamente vantaggiose del ECBMR sono state valutate sia per giacimenti individuali di significative dimensioni, che per bacini carboniferi di dimensioni minori. La **Tabella 4** riporta la valutazione delle potenzialità di confinamento geologico della CO₂ per le profondità più favorevoli di depositi di carbone individuali e di bacini carboniferi di ridotte dimensioni oppure di aree più estese e per intervalli maggiori di profondità (dati tra parentesi). I valori tra parentesi hanno incertezze maggiori. Sempre tra parentesi sono inserite le valutazioni per due campi di lignite in Ungheria, in quanto non sono ancora sufficientemente noti i fenomeni di confinamento della CO₂ in condizioni supercritiche in depositi di lignite / carbone "marrone" (e sebbene carboni di bassa qualità hanno in questi casi una elevata capacità di assorbimento della CO₂, il loro PGIP per unità di volume è basso).

Campi carboniferi con un buon potenziale di CO₂-ECBMR sono noti in Bulgaria e Slovenia, ma essi non sono stati sufficientemente esplorati, per cui non è possibile attualmente fare delle stime sufficientemente accurate del PGIP e della loro capacità di confinamento. Promettente per questo è anche un'area in Romania, ma le condizioni geologiche sono qui alquanto diverse da quelle considerate in genere quali adatte all'immagazzinamento della CO₂.

Anche l'Italia presenta un'area di notevole interesse, il Bacino Carbonifero del Sulcis, per il quale tuttavia lo studio è attualmente in corso.

La Croazia e la Slovacchia hanno depositi di carbone piccoli e superficiali, al di fuori dei limiti per un avvio economicamente vantaggioso del CO₂-ECBMR. Anche il Regno Unito non riporta situazioni di possibile utilizzo vantaggioso di CO₂-ECBMR.

Infine, Estonia, Lituania e Lettonia non hanno del tutto risorse carbonifere (né carbone duro, né "marrone", né lignite).

Tabella 4: Prospettive di CO2-ECBMR nelle nazioni considerate nel progetto GeoCapacity.

<i>Nazione</i>	<i>Bacino/Campo carbonifero</i>	<i>PGIP [Bcm]</i>	<i>Capacità di confinamento [Mt]</i>
Bulgaria	Dobrudja, Bobov Dol	-	-
Croazia	n/d	-	-
Repubblica Ceca	SCB Ceco	31(100)	118 (380)
Ungheria	Mecsek	18 (59)	68 (224)
Ungheria	Campi di lignite (2)	(25)	(427)
Italia	Sulcis, Sardegna	-	-
Polonia	SCB Polacco	83(251)	415 (1.254)
Polonia	Bacini della Bassa Slesia & Lublin	-	-
Romania	Resita	-	-
Slovacchia	n/d	-	-
Slovenia	Mura	-	-
Spagna	Bacini di Nord Ovest	40.4	171
Spagna	Altri Bacini	5.6	22
TOTALE		178(435)	794 (2.285)
Germania	Aggiornamento	progetto GESTCO	21.598
Olanda	Aggiornamento	progetto GESTCO	298 (496)
Regno Unito	Aggiornamento	progetto GESTCO	-

Allegato 1

Schede dei principali progetti di confinamento geologico della CO2 in depositi di carbone

http://www.co2captureandstorage.info/project_specific.php?project_id=101

Progetto di Recupero Assistito di Metano Mediante CO2 (Alberta ECBM)

Tipo di Progetto	Progetto R&D di Confinamento Geologico della CO2
Categoria del Progetto	CO2-ECBM
Stato del Progetto	Progetto Operativo su Larga Scala. Fasi I e II completate. La Fase III continua.
Acronimo/i	Alberta ECBM
Sommario del Progetto	<p>Il progetto mira a ridurre le emissioni di gas serra tramite l'iniezione della CO2 in giacimenti di carbone profondi e a migliorare fattori di recupero e ritmo di produzione del metano mediante ECBM. <i>Un progetto avallato dal CSLF.</i> Il progetto è diviso in tre fasi:</p> <ul style="list-style-type: none">• Studio concettuale –valutazione iniziale e fattibilità dell'iniezione di CO2, azoto e gas di scarico negli strati di carbone di Mannville. (Fase I completata nel 1997).• Progettazione ed attuazione di micro-esperimenti pilota su larga scala secondo procedure AMOCO. Sulla base del suo successo, il progetto avanzò alla Fase II che comprendeva: (1) geologia, geotecnica ed ingegneria, (2) modelli numerici e (3) micro-esperimento pilota in natura. (Fase II completata con successo nel 1999). L'esperimento è stato progettato con tre obiettivi principali come scopo: (1) ottenere dati precisi da un esperimento a pozzo singolo comportante una serie di cicli d'iniezione/ inzuppamento seguiti da produzione di metano misto a CO2. (2) accoppiamento dei dati ad un modello che simula il serbatoio naturale di gas nel deposito di carbone onde ottenere stime delle proprietà del serbatoio e il comportamento d'assorbimento / adsorbimento; (3) l'uso di modelli di simulazione calibrati che predicano la resa di progetti pilota di più larga scala o a sviluppo completo. La Fase II è un passo preliminare verso la progettazione di un esperimento pilota su scala completa a 5 pozzi. Gli scopi sono stati raggiunti, i dati raccolti sono stati di alta qualità, le stime delle proprietà dei serbatoi naturali e del comportamento di assorbimento / adsorbimento sono state fatte e utilizzando i modelli di simulazione calibrati si è concluso che nel sito di Fenn Big Valley in Alberta era possibile un progetto pilota su scala completa per il confinamento della CO2 o di gas di scarico mediante EGR.• Fase III(1999-2001): questa è stata divisa in due parti. È iniziata con la valutazione delle opzioni per trattamento dei gas di scarico e compressione e degli aspetti economici associati onde ottimizzare il confinamento della CO2 e la produzione di metano, sia su scala pilota che su scala commerciale. ARC eseguì la trivellazione e il completamento di un pozzo ed anche un micro-esperimento pilota usando gas di scarico. Questo è stato il primo esperimento pilota al mondo a iniettare gas di scarico in un filone di carbone: campioni di carotaggio furono raccolti per poter determinare accuratamente il volume del Gas Presente In Posto (PGIP) e la composizione e la capacità di confinamento del gas. Un secondo micro-esperimento pilota venne fatto iniettando un flusso di gas che simulava un gas di scarico (N2 e CO2). Questo ha permesso di finalizzare il progetto su scala completa, installato nel 2000 con operatività fino al 2001. <p>In parallelo sono stati fatti studi di valutazione della geologia di altri depositi di carbone nell'Alberta. Alcuni di questi erano ubicati a profondità inferiori ed erano più permeabili del carbone di Mannville, permettendo pressioni d'iniezione inferiori e costi ridotti. Altri tipi di carbone selezionati non molto profondi sono in prossimità di grandi centrali elettriche, ubicazione pratica per il confinamento della CO2. Non è stato possibile determinare le proprietà dei serbatoi naturali di queste altre zone, in particolare la permeabilità delle fratture naturali, sulla base dei dati geologici disponibili. Pertanto è stata eseguita la trivellazione di due pozzi nei filoni di carbone selezionati. Si è poi proceduto ad attuare un esperimento pilota a 5 pozzi, quattro d'iniezione ed uno di produzione, su un sito tra gli 80.000 e i 160.000 m² di grandezza. L'obiettivo dell'esperimento pilota di larga scala era di dimostrare visivamente che il confinamento della CO2 e l'EGR erano possibili. Un prodotto dell'esperimento pilota sarà una pubblicazione delle specifiche complete della</p>

	<p>tecnologia necessaria ad eseguire progetti su larga scala. Questa comprenderà un modulo sul prelievo e trattamento del gas di scarico, uno sulla compressione ed uno sulla produzione di gas. I metodi usati per raccogliere ed interpretare i dati e determinare il grado di successo tecnico ed economico dell'esperimento pilota sono in fase di completa documentazione.</p> <p><i>Progetto avallato dal CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum) (v. CSLF website)</i></p>
Obiettivo/i	Indagare sugli aspetti associati al confinamento della CO ₂ in giacimenti di carbone profondi. Sviluppare processi che portino a una produzione migliorata per il metano proveniente da giacimenti di carbone.
Partners/Partecipanti	<p>Partners della Fase II: Alberta Research Council, Alberta Energy & Utilities Board, Sproule International Ltd., Canadian Association of Petroleum Producers, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Alberta Department of Energy, Environment Canada, US Department of Energy, UK Department of Trade and Industry, Gulf Canada Resources, Burlington Resources, BP Exploration (Alaska) Inc., Suncor Energy, Canadian Fracmaster, Air Liquide Canada, TransAlta Utilities, EPCOR Utilities, Western Economic Partnership Agreement, EnCana Corporation, Netherlands Institute of Applied Geoscience, Mobil Oil Canada</p> <p>Fase III: hanno collaborato organizzazioni dei governi di Canada (sia Federali che delle Province), USA, Australia ed Olanda, grandi compagnie petrolifere e del gas, compagnie di servizi, aziende elettriche, compagnie di costruzione e fornitori di gas.</p>
Finanziamento	Enti vari, compreso l'Ente per la Scienza e la Ricerca dell'Alberta (ASRA)
Costo Complessivo	Fase IIIA: Can\$3,400,000
Scala Temporale	Fase IIIA: durata di 30 mesi. Inizio: Luglio 1999. Completamento: Dicembre 2001 Fase IIIB: proceduta per stadi successivi dal 2001-2003. Si potrebbe estendere sino al 2010
Collegamenti web	<p>Progetti correlati: CCCDP</p> <ul style="list-style-type: none"> • US1 Geologic sequestration of CO₂ in deep, unminable coal beds: An integrated research and commercial-scale field demonstration project (COAL-SEO) • US4 Geologic screening criteria for sequestration of CO₂ in coal: Quantifying the potential of the Black Warrior Coal bed Methane Fairway, Alabama • US7 Sequestering carbon dioxide in coal beds • US8 Geological sequestration of carbon dioxide (GEO-SEO) • US13 Enhanced coal bed methane (CBM) production and sequestration of CO₂ in unminable coal seams • E2 Assessing European Potential for Geological Storage of CO₂ From Fossil fuel Combustion (GESTCO) • E3 Reduction of CO₂ emission by means of CO₂ storage in coal seams in the Silesian coal basin of Poland (RECOPOL) (Management of GHG emissions) • E5 Investigation into the Basic Scientific Phenomena of CO₂ Injection and Retention in Coal for CO₂ Storage and Enhanced Coal Bed Methane Recovery (ICBM) • CCP CO₂ Capture Project (CCP). SMV Team • CH1 Development of Coal bed Methane Technology/Carbon Dioxide Sequestration Project (CCCDP)

http://www.co2captureandstorage.info/project_specific.php?project_id=125
Cattura, Trasporto e Confinamento della CO₂ nei Paesi Bassi (CATO)

Tipo di Progetto	Progetto R&D di Cattura e di Confinamento Geologico della CO ₂
Categoria del Progetto	CO ₂ -ECBM/ Confinamento della CO ₂ in serbatoi naturali di idrocarburi/ Membrane/ Controllo e Verifica/ Combustione "Oxy Fuel" / Assorbimento Fisico/ Problemi di Sicurezza ed Ambientali/ Assorbimento di Solventi
Stato del Progetto	Attivo
Acronimo/i	CATO
Sommario del Progetto	Diverse istituzioni nei Paesi Bassi hanno lavorato su aspetti dei sistemi a Combustibile Fossile Pulito (CFF). Spesso queste istituzioni hanno prospettive diverse, ma CATO mira a snellirle e integrarle in un programma e network completi, connessi ai network internazionali cui partecipano i partner di CATO. L'impiego di vari sistemi che usino CFF può portare ad una migliore stabilità e sicurezza dell'erogazione di energia grazie al cambiamento da petrolio a carbone, gas naturale e risorse non convenzionali come l'ECBM. Purché le opzioni per CFF soddisfino certi criteri, esse potrebbero coprire oltre il 50% dell'erogazione di energia totale nei Paesi Bassi (e in molti altri paesi) tra il 2030 e il 2050. La conoscenza delle opzioni di CFF è di importanza strategica per la sicurezza dell'erogazione e la pianificazione dell'energia su scala (sovra)nazionale. Le opzioni di CFF potrebbero diventare responsabili per il grosso delle riduzioni nelle emissioni GHG verso la metà del secolo a un livello basso di costi. Il CFF può dimostrarsi essenziale per un'efficace politica di protezione del clima. Supponendo che da 40 ad 80 Mton di CO ₂ all'anno si evitino ad un costo di 50 Euro/ton di CO ₂ nelle opzioni più costose (come nel caso di fonti rinnovabili e di parte delle opzioni di miglioramento energetiche), confrontandole con i potenziali 20-30 Euro per tonnellata di CO ₂ per le opzioni avanzate di CFF vediamo che potremmo raggiungere un risparmio dell'ordine di 1-2 miliardi di Euro all'anno. Altri benefici ambientali sono: forti riduzioni di NO _x , SO ₂ , CO e di polveri in molti settori. Per esempio la riduzione di gas serra nei trasporti potrebbe essere il 90% o più.
Obiettivo/i	CATO mira a presentare una lista di attività coerenti per valutare, sviluppare ed esplorare i sistemi CFF che si possono applicare onde raggiungere un futuro energetico sostenibile nei Paesi Bassi; l'organizzazione di un'infrastruttura informativa interconnessa é un pre-requisito per il raggiungimento di tale obiettivo.
Partners/Partecipanti	Il co-ordinamento del progetto sarà gestito dal Centro di Utrecht per la Ricerca Energetica (UCE) Società Shell International Exploration and Production (SIEP), NAM, Nederlandse Aardolie Maatschappij, KEMA (Nota: le sei società olandesi che generano energia -Delta, Electrabel, E.ON, Essent, Nuon Power and Reliant- partecipano tramite KEMA) NV Nederlandse Gasunie, Geochem BV, Ecofys BV, EBN (Energie Beheer Nederland) Istituzioni di Ricerca ECN (Centro di Ricerca per l'Energia dei Paesi Bassi), Unità Aziendale Combustibili Fossili Puliti TNO-MEP (Organizzazione per la Ricerca Scientifica Applicata dei Paesi Bassi - Ambiente, Energia e Innovazione dei Processi) TNO-NITG (TNO - Istituto di Geologia Applicata dei Paesi Bassi) Università TUD, Università di Tecnologia di Delft, Facoltà di CITG, Dipartimento di Geotecnologia; UL, Università di Leida, Gruppo Energia e Ricerca Ambientale, sezione di Psicologia Sociale e dell'Organizzazione; UT, Università di Twente, Dipartimento di Tecnologia Chimica; UU, Università di Utrecht, Istituto Copernico UU, Università di Utrecht, Dipartimento di Scienze della Terra; UU, Università di Utrecht, Dipartimento di Chimica, Sezione di Chimica Organica Organizzazioni Ambientali Associazione per la Natura e l'Ambiente dei Paesi Bassi; Greenpeace (Paesi Bassi) WNF, World Wildlife Fund (Paesi Bassi)
Finanziamento	Sussidio governativo di € 12.7 milioni fornito dal programma ICES-KIS Olandese
Costo Complessivo	€ 25.4 milioni
Scala Temporale	5 anni (2004-2008)
Collegamenti web	Ulteriori dettagli si possono trovare sul sito: http://www.uce-uu.nl

http://www.co2captureandstorage.info/project_specific.php?project_id=93

Studio dei Fenomeni Scientifici di Base nell'Iniezione e Ritenzione della CO2 nel Carbone per il Confinamento della CO2 e il recupero ECBM del Metano

Tipo di Progetto	Progetto R&D di confinamento geologico della CO2
Categoria del Progetto	CO2-ECBM
Stato del Progetto	Completato
Acronimo/i	ECBM
Sommario del Progetto	<p>Il Gruppo di Ingegneria Ambientale e Mineraria dell'Imperial College è un centro di eccellenza per la ricerca su ECBM. In questo progetto si utilizza un modello specialistico multi-mediale dell'adsorbimento e de-adsorbimento del metano e del suo flusso all'interno di matrice e micro-fratture. Il College ha sviluppato anche un modello per pozzi / serbatoi naturali lontani non sfruttati che considera il loro insolito comportamento geotecnico e di flusso. Si indagano problemi tecnici dell'ECBM quando unito al confinamento della CO2. Si studia il comportamento del gas nell'adsorbimento e nella diffusione e l'effetto di sforzo e pressione nei pori e nel pozzo. Inoltre si considerano le questioni di scalabilità evidenziate dai dati quando si passa dalla piccola scala a quella di serbatoio naturale. Il WP comprende le seguenti caratterizzazioni: quella petrografica e petrofisica dei vari tipi di carbone e, per miscele metano/ CO2, quella del comportamento di assorbimento/ adsorbimento, di diffusione e di flusso – permeabilità – stimolo nei vari tipi di carbone. Inoltre il WP comprende l'ottimizzazione del recupero ECBM e del confinamento di metano / CO2. I siti studiati si trovano nelle regioni carbonifere di Germania, Regno Unito e Francia. Alla fine del primo anno del progetto (Ottobre 2001), erano state costruite e collaudate attrezzature sperimentali adatte, erano iniziati sia gli esperimenti che la parte teorica della ricerca sulla caratterizzazione del carbone e delle fratture e si stava perfezionando il simulatore di CBM dell'Imperial College (METSIM).</p>
Obiettivo/i	Produrre modelli di prova che studino il comportamento del gas e le condizioni d'iniezione utilizzando un approccio multimediale. Trattare argomenti associati all scalabilità dei processi. Applicare i dati raccolti all'analisi dei giacimenti di carbone in Germania, Regno Unito e Francia
Partners/Partecipanti	Imperial College; BP Exploration Operating Company Ltd.; Technical University of Delft; Deutsche Steinkohle Aktiengesellschaft; Wardell Armstrong; Institut Francais du Petrole
Finanziamento	Commissione Europea e fonti del settore
Costo Complessivo	Informazioni non disponibili
Scala Temporale	Inizio: Ottobre 2000. Durata: 3 anni
Collegamenti web	<ul style="list-style-type: none">▪ US1 Geologic sequestration of CO2 in deep, unminable coal beds: An integrated research and commercial-scale field demonstration project (COAL-SEO)▪ US4 Geologic screening criteria for sequestration of CO2 in coal: Quantifying the potential of the Black Warrior Coal bed Methane Fairway, Alabama▪ US7 Sequestering carbon dioxide in coal beds▪ US8 Geological sequestration of carbon dioxide (GEO-SEO)▪ US13 Enhanced coal bed methane (CBM) production and sequestration of CO2 in unminable coal seams▪ E2 Assessing European Potential for Geological Storage of CO2 From Fossil fuel Combustion (GESTCO)▪ E3 Reduction of CO2 emission by means of CO2 storage in coal seams in the Silesian coal basin of Poland (RECOPOL) (Management of GHG emissions)▪ C6 CO2-Enhanced Coal Bed Methane Recovery Project (Alberta ECBM)▪ CCP CO2 Capture Project (CCP). SMV Team▪ Ch1 Development of Coal bed Methane Technology/Carbon Dioxide Sequestration Project (CCDP)

http://www.co2captureandstorage.info/project_specific.php?project_id=91

Riduzione delle Emissioni di CO2 Per Mezzo del Confinamento della CO2 in Filoni di Carbone nel Bacino Carbonifero della Slesia Polacca (RECOPOL) (Gestione delle Emissioni di GHG).

Tipo di Progetto	Progetto R&D di confinamento geologico della CO2
Categoria del Progetto	CO2-ECBM
Stato del Progetto	Completato
Acronimo/i	RECOPOL
Sommario del Progetto	Ricerche ed esperimenti pilota sull'applicabilità della tecnologia in Europa. Un esperimento dimostrativo di 18 mesi, primo del genere fuori del Nord America con un budget comprendente il trivellamento e i costi operativi e con l'obiettivo di valutare la fattibilità della riduzione dei gas serra confinando la CO2 in filoni di carbone. Esso combina il confinamento della CO2 con la produzione di combustibili fossili e può risultare in una produzione di energia più pulita; di questa ci sarà un fabbisogno in futuro nel contesto dell'accordo di Kyoto. La ricerca e l'esperimento offriranno una solida comprensione del processo, e del suo potenziale per ridurre le emissioni di CO2. Il Sistema di Supporto Decisionale sviluppato fornirà alle compagnie europee uno strumento di valutazione. Un obiettivo è anche quello di collegarsi con il nuovo network europeo CO2NET, che opera nell'area della cattura e del confinamento della CO2. I WP successivi hanno avuto luogo all'incirca in quest'ordine: Creazione di modelli geologici (valutazione del sito); Lavoro di laboratorio (standard ed avanzato); Simulazione I (calcolo integrale in base ai dati e valutazione del modello); Esperimento di fattibilità (progetto-operazioni-raccolta dati); Simulazione II (abbinamenti). Valutazione delle tecnologie Future
Obiettivo/i	Modelli geologici di siti selezionati. Esperimenti di laboratorio. Studi di simulazione basati sul modello. Valutazioni socio-economiche e delle tecnologie future.
Partners/Partecipanti	Il consorzio RECOPOL consiste dei seguenti istituti, e compagnie: TNO-NITG – Istituto di Scienza Geologica Applicata dei Paesi Bassi; CMI – Istituto Minerario Centrale, Polonia; RWTH Aachen, Germania; TUD – Università di Tecnologia di Delft, Paesi Bassi; GAZONOR; DBI GUT; CSIRO – Organizzazione di Ricerca Scientifica ed Industriale del Commonwealth; IFP – Institut Francais du Petrole; Gaz de France; IEA GHG – Programma R&D "Air Liquide" per i Gas Serra dell'Agenzia Internazionale dell'Energia; Advanced Resources International è Partner Associato
Finanziamento	Commissione Europea (5 Programma Quadro) - 1.7 milioni di Euro; inoltre finanziamenti dell'industria
Costo Complessivo	Budget totale: 3.5m Euro
Scala Temporale	Inizio: Novembre 2001. Durata: 36 mesi
Collegamenti web	http://recopol.nitg.tno.nl/index.shtml ; Sintesi sul sito di TNO-NITG: http://www.nitg.tno.nl/eng/appl/g_resources/natural/recopol.shtml
Progetti correlati	È in preparazione un accordo di collaborazione col progetto COAL-SEQ
Attività R&D correlate	<ul style="list-style-type: none">▪ US1 Geologic sequestration of CO2 in deep, unminable coal beds: An integrated research and commercial-scale field demonstration project (COAL-SEQ)▪ US4 Geologic screening criteria for sequestration of CO2 in coal: Quantifying the potential of the Black Warrior Coal bed Methane Fairway, Alabama▪ US7 Sequestering carbon dioxide in coal beds▪ US8 Geological sequestration of carbon dioxide (GEO-SEQ)▪ US13 Enhanced coal bed methane (CBM) production and sequestration of CO2 in unminable coal seams▪ E2 Assessing European Potential for Geological Storage of CO2 From Fossil fuel Combustion (GESTCO)▪ E5 Investigation into the Basic Scientific Phenomena of CO2 Injection and Retention in Coal for CO2 Storage and Enhanced Coal Bed Methane Recovery (ICBM)▪ C6 CO2-Enhanced Coal Bed Methane Recovery Project (Alberta ECBM)▪ CCP CO2 Capture Project (CCP). SMV Team▪ Ch1 Development of Coal bed Methane Technology/Carbon Dioxide Sequestration Project (CCDP)

http://www.co2captureandstorage.info/project_specific.php?project_id=106

Progetto di Sviluppo della Tecnologia ECBM / Confinamento della CO₂ (CCCDP)

Tipo di Progetto	Progetto R&D di Confinamento Geologico della CO ₂
Categoria del Progetto	CO ₂ -ECBM
Stato del Progetto	In Preparazione
Acronimo/i	CCCDP
Sommario del Progetto	<p>Si tratta di un progetto dimostrativo di confinamento della CO₂ con ECBM in Cina (<i>avallato dal CSLF</i>). La Cina ha un enorme bisogno di aumentare la produzione e di prolungare la vita degli impianti d'estrazione di CBM e di quelli EOR per i quali possiede un considerevole potenziale. La Compagnia Cinese Unitaria per il CBM (CUCBM), l'unica a livello professionale in Cina, è statale ed ha i diritti esclusivi per lo sviluppo del CBM in cooperazione con compagnie estere. Un progetto EOR è in atto nel giacimento petrolifero di Liaohe. Qui s'indaga sulla possibilità di iniettare le emissioni di un impianto per generazione di vapore in un pozzo di produzione di petrolio. Ciò ha due scopi: aumentare la produzione di petrolio e confinare la CO₂. La proposta di un progetto dimostrativo di ECBM con iniezione e confinamento della CO₂ in giacimenti di carbone è stata sviluppata da CUCBM assieme a un consorzio nord-americano che ha per leader ARC (Alberta Research Council). La proposta è parzialmente finanziata dall'Agenzia Canadese per lo Sviluppo Internazionale (CIDA) tramite il Fondo per il Cambiamenti Climatici. L'obiettivo principale è quello di trasferire tecnologie canadesi alla Cina, che ne ha bisogno per sfruttare ulteriormente il CBM, una fonte energetica molto più pulita la cui mancata utilizzazione sarebbe la produzione di ulteriori gas serra. Il progetto contribuisce all'adozione di misure ambientali adeguate e di pratiche di lavoro sicure nell'industria del CBM in Cina, aiutando quest'ultima nel suo sforzo di dare un contributo alla gestione dei cambiamenti climatici globali e a migliorare la propria qualità dell'aria.</p>
Obiettivo/i	<p>Intraprendere un programma di lavoro che porti a un progetto dimostrativo in Cina. Fornire un inventario di giacimenti di carbone adatti e un processo di selezione di siti dettagliato. Eseguire micro-esperimenti pilota ed esperimenti su larga scala nelle aree selezionate ed esercitazioni di valutazione ed addestramento.</p>
Partners/Partecipanti	China United Coal bed Methane Corporation (CUCBM); Alberta Research Council Cal Frac Well Services; Computalog; Computer Modelling Group; Porteous Engineering; SNC Lavalin; Sproule International
Finanziamento	Fase I - CUCBM e altri partner del progetto
Costo Complessivo	Fase I - \$10m canadesi. Fase II - \$60m canadesi
Scala Temporale	Durata: 4 anni, inizio nel 2002
Collegamenti web	<ul style="list-style-type: none">▪ US1 Geologic sequestration of CO₂ in deep, unminable coal beds: An integrated research and commercial-scale field demonstration project (COAL-SEQ)▪ US4 Geologic screening criteria for sequestration of CO₂ in coal: Quantifying the potential of the Black Warrior Coal bed Methane Fairway, Alabama▪ US7 Sequestering carbon dioxide in coal beds▪ US8 Geological sequestration of carbon dioxide (GEO-SEQ)▪ US13 Enhanced coal bed methane (CBM) production and sequestration of CO₂ in unminable coal seams▪ E2 Assessing European Potential for Geological Storage of CO₂ From Fossil fuel Combustion (GESTCO)▪ E3 Reduction of CO₂ emission by means of CO₂ storage in coal seams in the Silesian coal basin of Poland (RECOPOL) (Management of GHG emissions)▪ E5 Investigation into the Basic Scientific Phenomena of CO₂ Injection and Retention in Coal for CO₂ Storage and Enhanced Coal Bed Methane Recovery (ICBM)▪ C6 CO₂-Enhanced Coal Bed Methane Recovery Project (Alberta ECBM)▪ CCP CO₂ Capture Project (CCP). SMV Team

http://www.co2captureandstorage.info/project_specific.php?project_id=113

Confinamento di CO2 in Giacimenti di Carbone non Estraiibili in Giappone

Tipo di Progetto	Progetto R&D di confinamento geologico della CO2
Categoria del Progetto	CO2-ECBM
Stato del Progetto	Attivo
Sommario del Progetto	<p>Lo scopo del progetto è quello di sviluppare tecnologie di confinamento della CO2 in filoni di carbone che abbiano un buon rapporto costi-benefici. Una delle opzioni identificate dal Giappone per raggiungere gli obiettivi del trattato di Kyoto è il confinamento della CO2 in filoni non estraibili con produzione di metano da giacimenti di carbone. Il progetto copre diversi aspetti: di base per le ricerche, tecnologia di controllo, riduzione dei costi della separazione della CO2 dai gas di scarico, economia, micro-esperimento pilota. La profondità dei pozzi è di 900m. Il primo esperimento è stato quello di produzione di metano seguito da iniezione della CO2 tramite un singolo pozzo. Ha seguito un secondo pozzo d'iniezione, che permette esperimenti d'iniezione tramite pozzi multipli. Il controllo è considerato essenziale per dimostrare che il confinamento è sicuro, non crea impatti ambientali localmente ed è efficace come tecnologia di riduzione dei gas serra. Le attività di monitoraggio si concentrano su:</p> <ul style="list-style-type: none">• condizioni dei pozzi di iniezione e di quelli di produzione (p.es. portata, pressione, concentrazione del gas);• concentrazione della CO2 e flussi in superficie e nel terreno;• perdite lungo faglie e fratture;• qualità e quantità dell'acqua di falda, impatto sull'ecosistema. <p>Si considerano inoltre il controllo del fronte di CO2, la posizione del pennacchio di CO2 e il verificarsi di micro-sismicità</p>
Obiettivo/i	Lavoro di base per ricerche comprendenti prove di laboratorio su campioni di carbone. Sviluppo della tecnologia di controllo. Indagine sul potenziale di riduzione dei costi della separazione della CO2 dai gas di scarico. Un micro esperimento pilota su di un filone di carbone prescelto.
Partners/Partecipanti	<p>Il lavoro di ricerca su ogni componente è dato in appalto a università, istituti e compagnie giapponesi.</p> <p><i>Lavoro di Ricerca di Base.</i> L'Università di Hokkaido studia il meccanismo di rimpiazzo del CH4 da parte della CO2. L'Università di Kyoto studia le isoterme d'assorbimento per la CO2 in condizioni supercritiche nel carbone. RITE studia l'effetto dell'iniezione di CO2 sul comportamento del carbone (rigonfiamento, ecc). L'Università di Akita sviluppa un modello del comportamento di CH4 e CO2 nei filoni di carbone utilizzando il lavoro degli altri laboratori.</p> <p><i>Tecnologia di Controllo</i> Kansai Environmental Engineering Center Co., Ltd. (KEEC) coordina il progetto <i>Riduzione dei Costi della Cattura di CO2 dai Gas Emessi</i> Eseguito da Kansai Electric Power Co. (KEPCO) e Mitsubishi Heavy Industry limited (MHI), questo progetto ha previsto un impianto di scala pilota presso la Centrale Elettrica di Nanko ad Osaka.</p> <p><i>Aspetti Economici</i> Università di Waseda, Kansai Environmental Engineering Center Co., Ltd. (KEEC)</p> <p><i>Micro-Esperimento Pilota</i> Il progetto di dettaglio del micro-esperimento pilota è stato sviluppato da JCOAL e KEEC (JCOAL è la ditta che ha l'appalto per il micro-esperimento pilota di iniezione della CO2).</p>
Finanziamento	Ministero Giapponese dell'Economia, Commercio ed Industria (METI).
Costo Complessivo	Budget complessivo stimato: US\$ 29 milioni
Scala Temporale	La durata del progetto è di cinque anni: dall'anno finanziario giapponese 2002 al 2006