

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA CHIMICA E DEI PROCESSI INDUSTRIALI

**Tesi di Laurea Magistrale in
Ingegneria Chimica e dei Processi Industriali**

**IMPLEMENTAZIONE DI UN ALGORITMO PER
L'OTTIMIZZAZIONE SU BASE ECONOMICA E PER LA
RIDUZIONE DEL RISCHIO DI TUBAZIONI DEDICATE AL
TRASPORTO DI CO₂**

Relatore: Prof. Giuseppe Maschio

Correlatore: Ing. Chiara Vianello

Laureando: PAOLO GASPAROTTO

ANNO ACCADEMICO 2014-2015

Riassunto

L'utilizzo di combustibili fossili come principale fonte energetica a livello globale sta portando ad un continuo aumento della concentrazione di anidride carbonica nell'atmosfera. Diversi studi affermano che nei prossimi decenni, anche se le fonti energetiche alternative subiranno un forte sviluppo, si assisterà ad un continuo e massiccio utilizzo di combustibili fossili.

Questo fatto, unito alla necessità di ridurre la quantità di anidride carbonica emessa in atmosfera per poter combattere efficacemente il surriscaldamento globale, ha portato allo sviluppo della tecnologia di *Carbon Capture and Storage* (CCS).

Questo studio ha come scopo quello di contribuire allo sviluppo di questa tecnologia nel nord Italia mediante lo sviluppo di un algoritmo che permetta di ottimizzare dal punto di vista economico una tubazione per il trasporto di CO₂.

A tale scopo si è innanzitutto studiata la situazione del nord Italia, individuando i principali emettitori di CO₂ e le possibili zone di stoccaggio, in modo da proporre un'ipotesi preliminare di una rete di tubazioni dedicate al trasporto di CO₂.

E' stato successivamente sviluppato un algoritmo che permetta di minimizzare i costi delle tubazioni e delle stazioni di pompaggio utilizzando come variabili decisionali il diametro della tubazione, la tipologia di acciaio utilizzato per la sua costruzione, il numero di stazioni di ripompaggio e la pressione di mandata delle pompe.

L'algoritmo sviluppato è stato costruito in modo tale da consentire una possibile integrazione futura, che permetta di considerare i costi relativi all'installazione di apparecchiature per la mitigazione del rischio lungo la tubazione.

Indice

INTRODUZIONE	1
CAPITOLO 1 - Surriscaldamento globale e politiche per la riduzione dei gas serra	5
1.1 EFFETTO SERRA E RUOLO DEI GAS SERRA.....	5
1.2 GAS SERRA DI ORIGINE ANTRPICA E SURRISCALDAMENTO GLOBALE...7	
1.3 RUOLO DELL'ANIDRIDE CARBONICA.....	10
1.4 POLITICHE INTERNAZIONALI PER COMBATTERE IL SURRISCALDAMENTOGLOBALE.....	12
CAPITOLO 2 – Mezzi per la riduzione delle emissioni di CO₂: Carbon Capture and Storage	15
2.1 INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC).....	15
2.2 TECNICHE PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA.....	16
2.3 TECNOLOGIA CARBON CAPTURE AND STORAGE.....	18
2.3.1 Cattura CO ₂	19
2.3.1.1 Sistemi di cattura della CO ₂ post-combustione.....	19
2.3.1.2 Sistemi di cattura della CO ₂ pre-combustione.....	20
2.3.1.3 Sistemi di cattura della CO ₂ ossi-combustione.....	21
2.3.2 Stoccaggio CO ₂	21
2.3.2.1 Intrappolamento fisico stratigrafico e strutturale.....	23
2.3.2.2 Intrappolamento fisico idrodinamico.....	23
2.3.2.3 Intrappolamento geochimico.....	23
2.3.3 Trasporto CO ₂	24
CAPITOLO 3 – Proprietà termodinamiche della CO₂	27
3.1 PROPRIETA' CHIMICO-FISICHE.....	27
3.2 VALUTAZIONE PROPRIETA' CHIMICO FISICHE.....	30
3.2.1 Densità.....	31
3.2.2 Viscosità.....	33
CAPITOLO 4 – Analisi geografica	39
4.1 INQUADRAMENTO DELLO STUDIO E STATO DELL'ARTE.....	39

4.2 RICERCA DELLE SORGENTI DI CO ₂	41
4.3 RICERCA ZONE DI STOCCAGGIO.....	45
4.4 ROUTING PRELIMINARE.....	47
CAPITOLO 5 – Ottimizzazione economica.....	53
5.1 STATO DELL'ARTE DEI MODELLI ECONOMICI PER TRASPORTO CO ₂	53
5.2 VARIABILI CHE INCIDONO SULLE VOCI DI COSTO.....	55
5.2.1 Analisi delle variabili.....	55
5.2.1.1 Grandezze legate all'ambiente e al territorio.....	55
5.2.1.2 Proprietà del fluido.....	57
5.2.1.3 Grandezze relative all'impianto.....	57
5.2.1.4 Grandezze legate al tracciato della rete.....	59
5.2.1.5 Apparecchiature per la mitigazione del rischio.....	59
5.2.1.6 Variabili di natura economica.....	60
5.2.2 Semplificazioni adottate.....	61
5.3 RICERCA DELLE VARIABILI INDIPENDENTI.....	62
5.4 COSTI RELATIVI AL TRASPORTO DI CO ₂ MEDIANTE TUBAZIONI IN PRESSIONE.....	64
5.4.1 Costi relativi alla tubazione.....	65
5.4.2 Costi relativi alle stazioni di pompaggio.....	66
5.4.3 Funzione obiettivo: somma dei costi normalizzati.....	68
5.5 COSTRUZIONE DELL'ALGORITMO DI OTTIMIZZAZIONE.....	68
5.5.1 Problemi nella caratterizzazione delle dimensioni della tubazione.....	69
5.5.2 Sviluppo nuovo algoritmo.....	71
5.6 VERIFICA DEI RISULTATI DELL'OTTIMIZZAZIONE E CONSIDERAZIONI FINALI.....	75
5.6.1 Analisi di sensitività sui modelli per la stima della viscosità e della densità.....	76
5.6.2 Analisi di sensitività sulla temperatura.....	77
5.6.3 Variazione della pressione minima P _{out}	79
5.6.4 Confronto dei risultati del nuovo algoritmo con quelli dell'algoritmo di Knoope et al.....	81
5.6.5 Analisi della funzione obiettivo.....	83
5.6.6 Influenza della lunghezza della tubazione.....	85
CAPITOLO 6 – La prevenzione e la mitigazione dei rischi connessi alla rete CCS.....	87

6.1 PROPRIETA' TOSSICOLOGICHE DELLA CO ₂	87
6.1.1 Effetti dell'esposizione alla CO ₂	88
6.1.2 Esposizione acuta alla CO ₂	89
6.2 RISCHI LEGATI ALLA DISPERSIONE DELLA CO ₂ DERIVANTE DA RILASCI ACCIDENTALI.....	90
6.2.1 Scenari di rottura e loro probabilità.....	91
6.2.2 Il rilascio.....	92
6.2.3 Formazione del cratere.....	93
6.2.4 Dispersione in atmosfera.....	93
6.3 COSTI LEGATI AI METODI PER LA RIDUZIONE DEL RISCHIO.....	94
6.3.1 Metodi per la riduzione del rischio.....	94
6.3.2 Implementazione economica della riduzione del rischio.....	96
CONCLUSIONI	99
NOMENCLATURA	103
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	107

Introduzione

Nel corso del ventesimo secolo si è assistito ad un continuo aumento del ricorso all'uso di combustibili fossili, impiegati principalmente nel settore dei trasporti e nella produzione di energia elettrica. L'aumento della richiesta di energia elettrica riscontrato in questi ultimi anni ha fatto proseguire questo trend anche nel ventunesimo secolo.

L'impiego di combustibili fossili comporta la produzione di enormi quantità di anidride carbonica, che è uno dei principali gas ad *effetto serra*. Essi sono responsabili dell'aumento della temperatura media del nostro pianeta. Per il momento si è registrato un incremento di temperatura di $0,5^{\circ}\text{C}$ rispetto al periodo preindustriale ma si stima che tale valore raggiungerà i 6°C entro il 2100 se la quantità di anidride carbonica presente in atmosfera continuerà crescere secondo i ritmi attuali.

Inoltre numerosi studi hanno dimostrato che i combustibili fossili rappresenteranno la principale fonte energetica anche in un futuro prossimo nonostante la crescente diffusione delle fonti di natura rinnovabile.

Questo fatto, unito alla necessità di ridurre sensibilmente le emissioni di gas ad effetto serra, ha portato alla ricerca e allo sviluppo di tecnologie che preservino l'uso dei combustibili fossili ma riducendo il quantitativo di anidride carbonica emessa ad essi associata.

Tra queste la tecnologia più promettente è la catena di *Carbon Capture and Storage* (CCS). Secondo questo approccio la CO_2 prodotta da grandi emettitori, quali centrali elettriche, cementifici e acciaierie, viene catturata e trasportata tramite tubazioni presso idonei siti di stoccaggio geologico.

Allo stato attuale non esistono particolari ostacoli tecnici nell'implementazione di tale tecnologia tuttavia la diffusione di progetti dimostrativi è limitata soltanto ad alcune Nazioni come gli Stati Uniti, la Cina e la Turchia. Nella prima è già esistente una rete di cattura e trasporto della CO_2 per progetti di EOR (*Enhanced Oil Recovery*), di spurgo di pozzi petroliferi in esaurimento che ha quindi finalità non propriamente finalizzate alla riduzione dei gas serra, ma comunque contribuisce a ciò.

Nel continente europeo, ad eccezione di piccole reti localizzate in Norvegia, non esistono progetti su larga scala per l'implementazione di tecniche CCS nonostante recentemente l'Unione Europea si sia schierata per l'avvio di progetti a riguardo. A riguardo esistono

diversi studi, ad esempio il lavoro di Lone et al. (2010) per il Regno Unito o lavori calati nella realtà dei Paesi Bassi, ma nessuno appare sufficientemente esaustivo. Per quanto riguarda il territorio italiano, invece, esistono solo alcuni lavori che si focalizzano su dei particolari casi studio preliminari (Bumb et al 2010).

Il presente lavoro ha come scopo quello di contribuire allo sviluppo di future reti CCS nel territorio della penisola Italiana mediante l'implementazione di un algoritmo di ottimizzazione economica.

A tale scopo si vuole innanzitutto studiare la situazione del nord Italia, indagando quali siano i principali emettitori e le possibili aree di stoccaggio per proporre un'ipotesi preliminare di predisposizione di una rete di raccolta e trasporto della CO₂.

Per poter dunque approfondire uno studio come quello indicato è indispensabile dotarsi di strumento che consentano innanzitutto di pianificare economicamente la predisposizione di una simile rete. Vista la scarsa qualità dei modelli economici esistenti per l'ottimizzazione economica di tubazioni dedicate al trasporto di CO₂, il più completo dei quali è risultato essere quello proposto da un gruppo di ricerca olandese (Knoope et al., 2014), è stato deciso di procedere sviluppando un proprio algoritmo di ottimizzazione economica.

L'algoritmo sviluppato, una volta inseriti i valori relativi a portata di CO₂ trasportata e lunghezza della tubazione, opera minimizzando la funzione obiettivo, che contiene tutte le voci di costo relative alle tubazioni e alle stazioni di pompaggio. Le variabili decisionali dell'ottimizzazione sono il diametro esterno della tubazione e la tipologia di acciaio utilizzato, il numero di stazioni di ripompaggio e la pressione di mandata delle stesse.

Lavori futuri avranno come scopo anche quello di integrare questioni legate alla sicurezza nell'esercizio di questa rete con le valutazioni di natura economica in modo da pianificare una rete ottimizzata sia dal punto di vista economico che della sicurezza.

Questo lavoro si articola in sei distinti capitoli. Il primo è dedicato ad una breve introduzione sul problema dei gas ad effetto serra e sulle politiche internazionali per il governo delle problematiche ambientali su scala globale.

Il successivo è dedicato invece ad una descrizione sommaria della catena CCS con particolare attenzione alla fase di trasporto, oggetto del presente studio.

Il capitolo 3 contiene un'illustrazione dei metodi utilizzati per la stima delle proprietà termodinamiche e di trasporto della CO₂, essenziali per procedere con un corretto approccio al problema posto.

Nel capitolo 4 vengono presentati i risultati dell'indagine conoscitiva applicata al territorio del nord Italia tesa ad individuare le principali sorgenti di anidride carbonica e le possibili zone di stoccaggio. A seguire viene poi proposta una possibile disposizione preliminare della rete di trasporto dell'anidride carbonica.

L'intero capitolo 5 è dedicato alla descrizione del modello sviluppato per l'ottimizzazione economica. Vengono innanzitutto analizzati i modelli attualmente esistenti e ne vengono evidenziate sia le incertezze che le lacune. Successivamente viene analizzato il problema dell'ottimizzazione, partendo dall'indagine delle grandezze che influiscono sulle voci di costo fino alla descrizione dettagliata della logica di lavoro dell'algoritmo. La sezione finale è dedicata alla raccolta delle considerazioni sui risultati forniti dal programma di ottimizzazione.

Per finire, il capitolo 6 è focalizzato sull'analisi qualitativa delle conseguenze derivanti da eventi incidentali che potrebbero colpire la rete CCS. Contiene anche delle considerazioni su come, futuri lavori, potranno completare l'algoritmo presente includendo anche le voci di costo imputabili all'installazione di misure di riduzione del rischio derivante da eventi incidentali.

Capitolo 1

Surriscaldamento globale e politiche per la riduzione dei gas serra

A seguito dell'enorme sviluppo industriale, avvenuto a partire sia dalla rivoluzione industriale che più tardi dalla conclusione della seconda guerra mondiale, si è assistito ad un continuo aumento delle emissioni dei cosiddetti gas ad effetto serra. L'aumento della concentrazione di tali gas nell'atmosfera terrestre sta portando ad un parallelo aumento della temperatura della superficie terrestre, quantificabile allo stato attuale in $0,5^{\circ}\text{C}$ rispetto al periodo preindustriale, ma che si stima arriverà a circa 6°C alla fine di questo secolo. Per questo motivo molte nazioni e numerose organizzazioni sovranazionali si stanno muovendo per cercare di ridurre le emissioni di anidride carbonica, principale gas ad effetto serra, nel tentativo di limitare l'aumento di temperatura e le disastrose conseguenze che tale fenomeno procurerebbe.

1.1 Effetto serra e ruolo dei gas serra

L'effetto serra è un fenomeno atmosferico che naturalmente contribuisce alla regolazione dell'equilibrio termico del pianeta tramite l'azione di alcuni gas, detti appunto gas serra, o, in inglese, *greenhouse gases* (GHG). Grazie alla loro capacità di trattenere parte dell'energia solare, l'atmosfera terrestre risulta parzialmente isolata dagli sbalzi termici che si verificherebbero in loro assenza. Queste sostanze, di origine sia naturale che antropica, sono principalmente il vapore acqueo (H_2O), l'anidride carbonica (CO_2), il metano (CH_4), l'ossido di azoto (N_2O) e l'ozono (O_3). Oltre a queste sono presenti anche altre sostanze di origine esclusivamente antropica, tra le quali, ad esempio, i clorofluorocarburi (CFC).

Tutte queste sostanze risultano invisibili alle radiazioni solari ad onda corta entranti in atmosfera, mentre assorbono le radiazioni infrarosse che sono rimesse dalla superficie terrestre, dall'atmosfera stessa e dalle nuvole. L'energia che tali sostanze assorbono viene poi rimesa in parte verso lo spazio, in verso la superficie terrestre, contribuendo quindi al surriscaldamento dell'atmosfera. Per dare un'idea dell'entità del fenomeno si pensi che senza

l'effetto serra la temperatura media della superficie terrestre risulterebbe inferiore di circa 30°C rispetto a quella attuale (Le Treut *et al.*,2007). In Figura 1.1 si può vedere uno schema semplificato che spiega i meccanismi coinvolti nell'effetto serra.

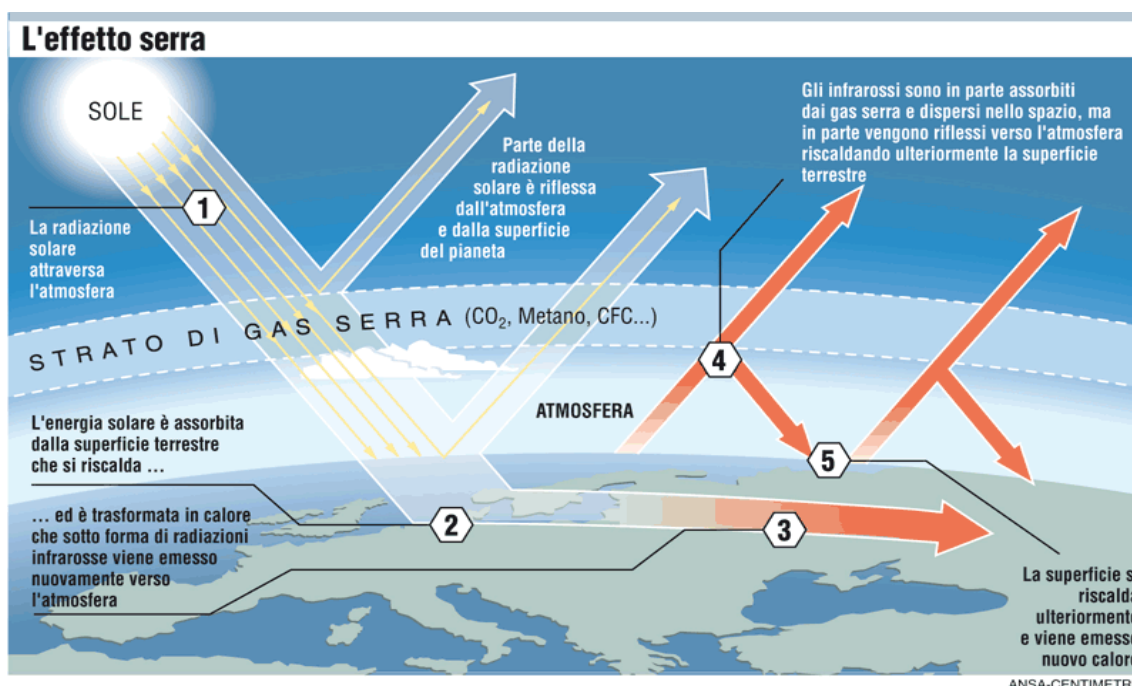


Figura 1.1 Effetto serra: schema semplificato dei meccanismi in esso coinvolti (fonte: ANSA).

Ciascuno dei gas precedentemente menzionati contribuisce in diversa misura all'effetto serra, in funzione delle proprie caratteristiche chimico fisiche, della propria concentrazione e di effetti secondari che esso può provocare in presenza di altre sostanze chimiche. Tali fenomeni sono al momento poco conosciuti e quindi difficilmente quantificabili.

Tabella 1.1 Contributi percentuali dei principali GHG all'effetto serra. La forbice dei risultati è data dal fatto che le stime dei vari studi non sono concordi, ma si trovano quasi tutte all'interno dei range indicati (Kiehl e Trenberth, 2007).

Sostanza	Contributo (%)
Vapor acqueo	36-70%
Anidride carbonica	9-26%
Metano	4-9%
Ozono	3-7%

Per quantificare il contributo di ogni singolo gas serra sono stati fatti numerosi studi. Vista la complessità dell'argomento e le molte variabili in gioco, senza contare che molti meccanismi di questo fenomeno non sono ancora completamente chiari, tali studi forniscono risultati piuttosto diversi. La quasi totalità delle pubblicazioni a riguardo sono però concordi nell'affermare che il maggior contributo percentuale è quello dell'anidride carbonica, seguito dall'anidride carbonica, il metano e infine l'ozono, come indicato da Kiehl e Trenberth (1997). I dati relativi al loro studio sono riportati nella Tabella 1.1.

1.2 Gas serra di origine antropica e surriscaldamento globale

Come già accennato nel paragrafo precedente i gas serra sono sostanze naturalmente presenti in atmosfera che si creano e vengono consumate da moltissimi processi naturali. Anche molte attività umane producono GHG, che sono, nella maggior parte dei casi, immesse direttamente in atmosfera, alterandone i delicati equilibri.

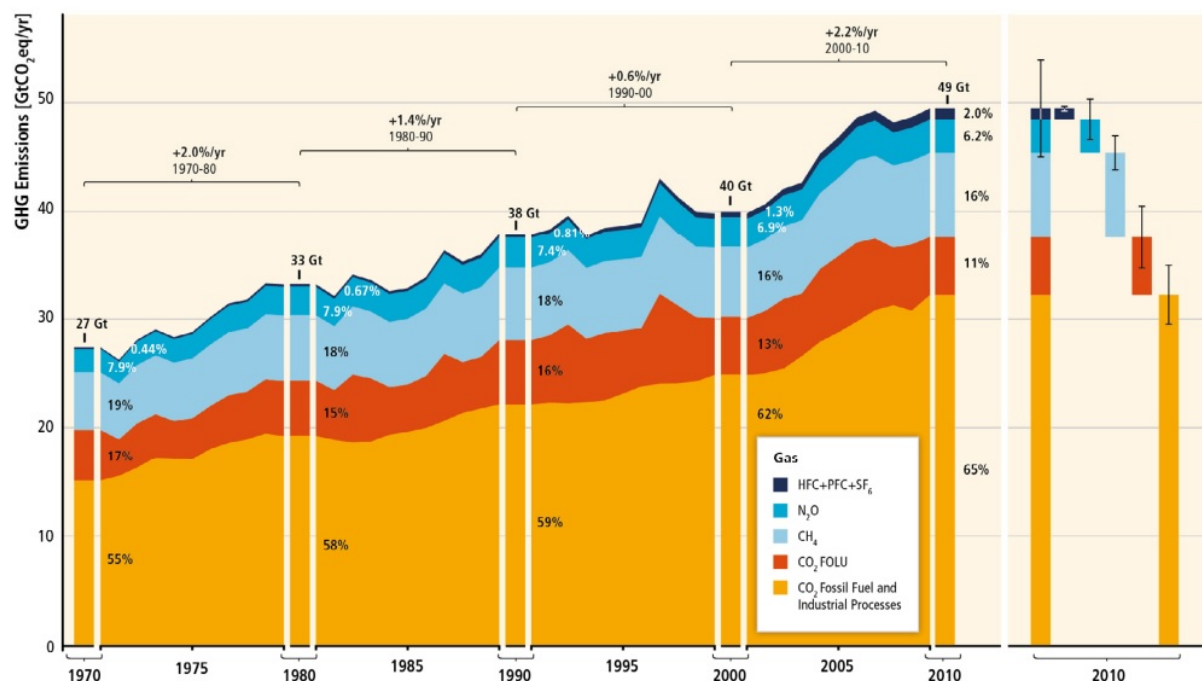


Figura 1.2 Emissioni di GHG totali annue dal 1970 al 2000. I diversi colori rappresentano diversi gas serra, come indicato nella legenda. Ogni sostanza è rappresentata nel grafico come giga tonnellate di CO₂ equivalenti, in modo da poter fare dei confronti su quale sostanza sia più infuente. Sulla destra sono indicate le incertezze dei dati relativi al 2010 (fonte: Historic Emission Database IEA/EDGAR).

Come si può vedere nella Figura 1.2 la quantità di GHG emesse in atmosfera dal 1970 ad oggi è in continua crescita, arrivando nel 2010 a sfiorare la quota di 50Gt di CO₂ equivalenti all'anno. Questa continua immissione di GHG in atmosfera ne sta alterando la composizione e sta dunque compromettendo gli equilibri naturali di formazione e assorbimento di tali sostanze. In particolare, prendendo ad esempio la CO₂ di origine antropica, solo la metà viene riassorbita attraverso processi naturali, legati al mare, al suolo e alla vegetazione mentre la restante si accumula, portando ad un'accelerazione senza precedenti della concentrazione di tale sostanza in atmosfera.

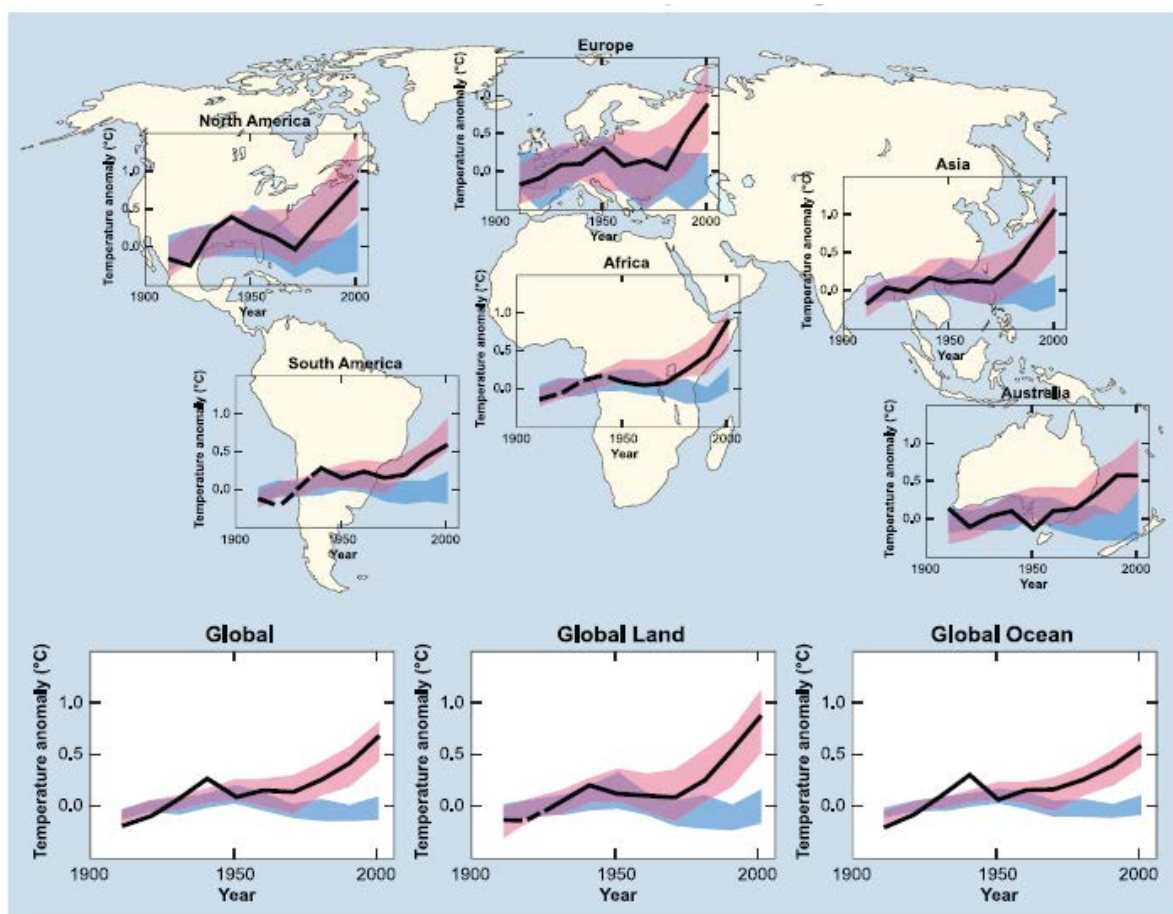


Figura 1.3 Confronto tra variazioni di temperatura superficiale su larga scala con simulazioni di modelli climatici. In nero è indicato l'andamento della temperatura registrata tra il 1901 e il 2005. In blu sono indicati i risultati dei modelli che considerano solamente le fonti di GHG naturali, mentre in rosa sono indicati i risultati dei modelli che considerano sia le fonti naturali che antropiche. Si noti come questi ultimi siano molto più precisi rispetto ai primi (fonte: IPCC (2007) Synthesis Report).

L'aumento della concentrazione di GHG porta, come conseguenza principale, all'innalzamento della temperatura media dell'atmosfera (surriscaldamento globale), e questo

porta a numerose e tragiche conseguenze per l'equilibrio dell'intero pianeta, che verranno riassunte in seguito.

Un aumento considerevole della temperatura media terrestre è già stato rilevato nei decenni passati. Si stima infatti che dagli anni '50 all'inizio degli anni 2000 l'aumento sia stato globalmente di circa $0,5^{\circ}\text{C}$. Se non si avrà una sostanziale diminuzione delle emissioni di GHG, l'aumento di temperatura nel 2100 sarà tra i $3,7^{\circ}\text{C}$ e i $4,8^{\circ}\text{C}$ (IPCC; 2013).

Negli anni sono state mossi molti dubbi a questa serie di teorie, che viene definita di “surriscaldamento globale”. In molti sostengono che tale aumento di temperatura sia da attribuirsi a cause naturali, e che quindi non sia influenzato dalle attività umane. Questa teoria è stata confutata da numerosi studi, alcuni dei quali hanno cercato di simulare l'aumento di temperatura media terrestre considerando prima la quantità di GHG emessa solamente da eventi naturali e successivamente quella emessa sia da eventi naturali che da eventi antropici. I risultati sono riportati nel report IPCC (2007). Come si vede dalla Figura 1.3, che riassume questi studi, i risultati ottenuti dalle simulazioni che consideravano sia i gas serra prodotti dalle attività umane sia quelli da attività naturali hanno approssimato molto bene l'aumento di temperatura osservato negli ultimi decenni. Al contrario considerando solamente i GHG prodotti da eventi naturali si sono viste solamente leggere fluttuazioni di temperatura che non corrispondono assolutamente alla realtà riscontrata.

Come accennato in precedenza l'aumento della temperatura terrestre, strettamente legato all'aumento di GHG di origine antropica accumulati in atmosfera, porta a numerose e disastrose conseguenze. Tali conseguenze sono già osservabili e non potranno che peggiorare nel breve, medio e lungo periodo se non verranno drasticamente ridotte le quantità di GHG immesse in atmosfera. Tali conseguenze, riportate nel report IPCC (2013), si possono osservare a livello di atmosfera, del mare e della superficie terrestre. Per chiarezza vengono riassunte di seguito.

- Stratosfera: diminuzione temperatura, variazione dei vortici polari invernali.
- Troposfera: aumento della temperatura negli strati più bassi, cambiamento nel lungo termine della circolazione atmosferica su larga scala, comprese inversioni di corsia delle correnti a getto, variazione della copertura nuvolosa, aumento della concentrazione di vapore acqueo, variazione della concentrazione di ozono.
- Mari: aumento temperatura degli oceani, incremento della salinità, acidificazione, incremento del livello dei mari.

- Superficie terrestre: aumento della frequenza di giornate calde e diminuzione di giornate fredde, riduzione del numero di giorni in cui si presentano gelate, diminuzione copertura nevosa, degradazione permafrost, riduzione aree e spessore dei ghiacciai (alpini e polari), variazioni su larga scala quantità e intensità delle precipitazioni, aumento della frequenza di eventi atmosferici estremi.

Dopo tali considerazioni è facilmente intuibile l'estrema importanza nell'attivare al più presto delle politiche condivise a livello internazionale che permettano la riduzione della immissione di GHG in atmosfera, così da cercare di attenuare gli enormi cambiamenti climatici che già si stanno osservando in questi ultimi decenni. I governi nazionali e le organizzazioni sovranazionali si stanno già muovendo da diversi anni in questa direzione, anche se non con la giusta celerità e con adeguata incisività, come riportato nel §1.4.

1.3 Ruolo dell'anidride carbonica

Il vapor acqueo è al primo posto nella classifica delle sostanze che danno maggiore contributo all'effetto serra (Tabella 1.1). Quest'ultimo gioca un ruolo particolare: infatti un aumento della temperatura atmosferica implica una maggior evaporazione degli oceani, con conseguente ulteriore formazione di vapore d'acqua. Come è facilmente intuibile, per attenuare il problema del surriscaldamento globale è tecnologicamente impossibile lavorare sulla diminuzione della quantità di vapore acqueo in atmosfera. Motivo per cui una dissertazione di natura tecnica tesa a identificare delle soluzioni di mitigazione in questo senso non ha grande significato.

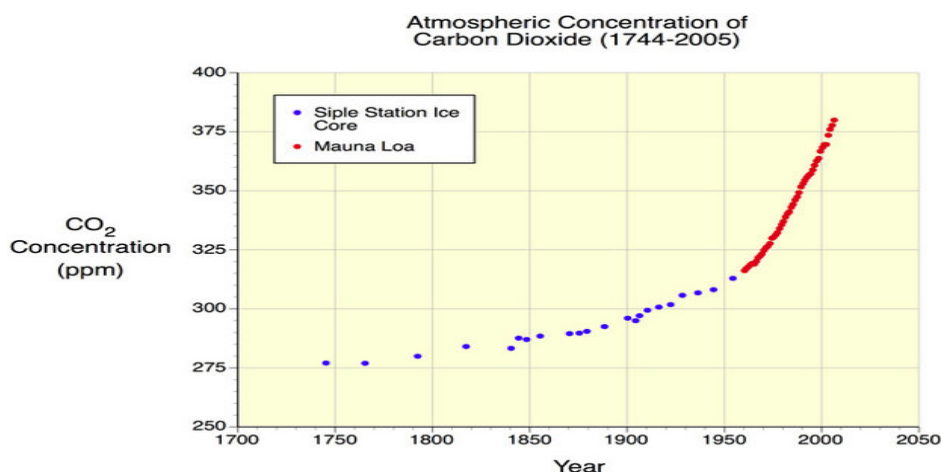


Figura 1.4 Aumento della concentrazione di CO₂ dal 1750 ad oggi. I dati prima del 1950 (punti di colore blu) sono stati ricavati da studi effettuati sui ghiacci polari, mentre i dati successivi (di colore rosso) sono stati raccolti direttamente da strumentazione posta nell'isola di Mauna Loa (Fonte: www.physicalgeography.net).

Al secondo posto si trova l'anidride carbonica. Questa sostanza, come visto, può essere sia di origine naturale che antropica. Viene prodotta principalmente da tutte quelle attività che comportano una combustione, specie di sostanze di derivazione fossile. Prima tra tutte queste attività si trova la produzione di energia elettrica (che ha prodotto il 35% della CO₂ globalmente immessa in atmosfera nel 2010), seguita da attività di allevamento, silvicoltura e altre attività di sfruttamento del territorio (24%), da attività industriali specifiche (21%), dal settore dei trasporti (14%) e infine dalla gestione degli edifici (7%) (IPCC (2014)). Queste attività, che hanno subito una forte crescita a seguito di un rapido sviluppo industriale, hanno portato ad un anomalo aumento della concentrazione di CO₂. In Figura 1.4 si può notare che fino al 1950 c'è stato un aumento lieve e costante, che successivamente si è accentuato in modo anomalo, portando a raggiungere attualmente una concentrazione di CO₂ di circa 380 ppm.

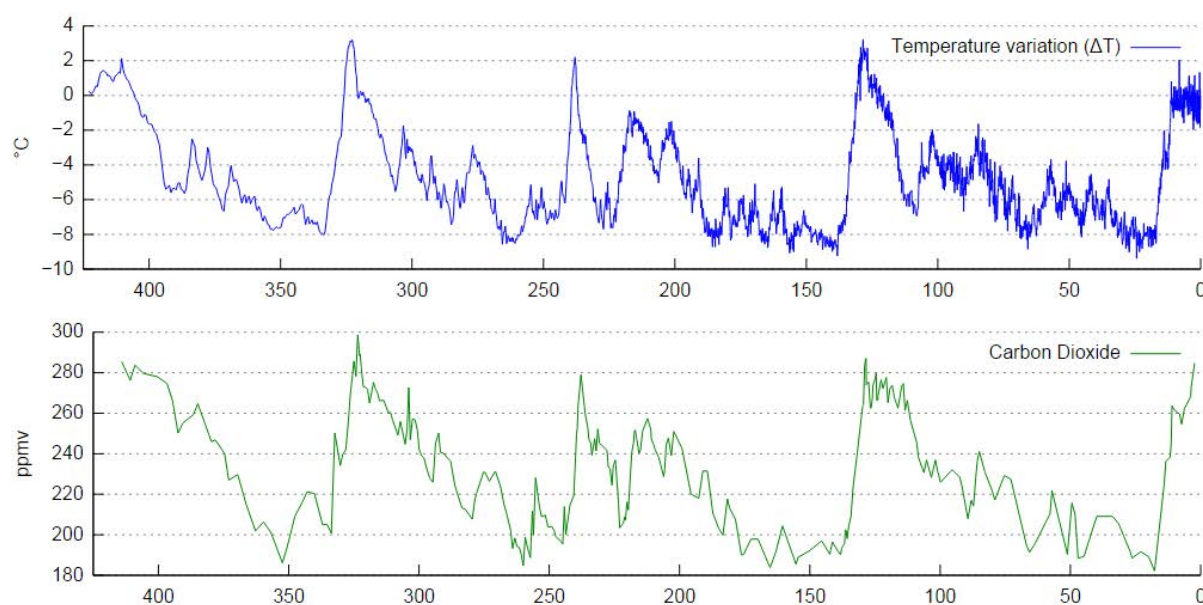


Figura 1.5 Variazione della temperatura media del pianeta negli ultimi quattrocentomila anni (sopra) in confronto con la variazione di concentrazione di anidride carbonica nello stesso periodo (sotto). Si veda che le due curve seguono andamenti simili. I dati sono ricavati da misurazioni effettuate sul ghiacciaio Vostok in antartide (Fonte: www.nature.com).

La correlazione tra la quantità di anidride carbonica presente nell'atmosfera e l'aumento di temperatura è ormai universalmente riconosciuta. Questa stretta correlazione tra i due fenomeni si può osservare in Figura 1.5, che mette a confronto la temperatura dell'atmosfera e la concentrazione dell'anidride carbonica negli ultimi quattrocentomila anni. Si può notare

infatti che per ogni picco di concentrazione di anidride carbonica si ha un corrispondente picco della temperatura media terrestre.

Da queste considerazioni si può capire come per affrontare il problema del surriscaldamento globale sia di fondamentale importanza concentrarsi primariamente sulla diminuzione delle emissioni di anidride carbonica in modo da attenuare questo problema nel modo più rapido ed efficace possibile.

1.4 Politiche internazionali per combattere il surriscaldamento globale

Nel corso degli anni, parallelamente all'accentuarsi del problema del surriscaldamento globale, sono stati sottoscritti numerosi accordi internazionali da parte di molte nazioni e da organizzazioni sovranazionali per cercare di arginare questo problema.

Primo tra tutti l'*United Nation Frameworks Convention on Climate Change* (UNFCCC), che è un trattato negoziato durante l'*United Nation Conference on Environment and Development* (UNCED), conosciuto anche come *Earth Summit*, tenuta a Rio de Janeiro nel giugno del 1992 ed entrato in vigore il 21 marzo 1994. Uno degli obiettivi principali dell'UNFCCC era quello di “raggiungere la stabilizzazione delle concentrazioni dei gas serra in atmosfera ad un livello abbastanza basso per prevenire interferenze antropogeniche dannose per il sistema climatico” (United Nation, 1992). Il trattato di per sé non conteneva nessun obbligo per le nazioni che lo firmarono, ma forniva un quadro normativo che dava gli strumenti per negoziare trattati internazionali, chiamati protocolli, volti a fissare delle limitazioni per gli stati firmatari.

Le parti che hanno ratificato tale accordo si incontrano ogni anno dal 1995 alla *Conferences of Parties* (COP) per valutare i progressi fatti in tema di cambiamento climatico. L'11 dicembre 1997, durante il COP3, fu introdotto il protocollo di Kyoto (United Nation, 1992) che sarebbe entrato in vigore qualora fosse stato firmato dalle nazioni principali emittitrici di gas ad effetto serra. Tale obiettivo venne raggiunto solamente nel novembre del 2004, dopo la ratifica anche da parte della Russia. Ciò dunque posticipò alla fine la data dell'entrata in vigore effettiva del trattato al 16 febbraio 2005. Il protocollo di Kyoto è la conseguenza pratica del trattato UNFCCC, ed esso obbliga le nazioni che l'hanno firmato a ridurre progressivamente le proprie emissioni di anidride carbonica. Esso è basato sul principio delle responsabilità comuni ma differenziate obbligando prima le nazioni più industrializzate e responsabili delle alterazioni a ridurre le emissioni di gas serra Tali paesi avrebbero dovuto

ridurre le emissioni di anidride carbonica del 5,2%, rispetto a quelle registrate nel 1990, entro il 2012. Successivamente la data per il raggiungimento di tale obiettivo fu posticipata poi al 2020.

Il protocollo di Kyoto fa ricorso anche a meccanismi di mercato chiamati meccanismi flessibili, che permettono di acquisire crediti di emissioni da parte dello stato che ne usufruisce. Lo scopo di questi crediti è quello di massimizzare le riduzioni di emissioni a parità di investimento. Tali meccanismi sono:

- 1) Clean Development Mechanism (CDM): consente ai paesi industrializzati di realizzare progetti in paesi in via di sviluppo (quindi non soggetti a obblighi da parte protocollo di Kyoto), che procurino benefici socio-economici ed ambientali in termini di riduzione dei gas serra. Questi progetti procurano crediti di emissione per i paesi che promuovono tali interventi.
- 2) Joint Implementation (JI): consente ai paesi industrializzati di realizzare progetti di riduzione delle emissioni di gas serra in un altro paese dello stesso gruppo e di utilizzare i crediti derivanti congiuntamente con il paese ospitante.
- 3) Emission Trading (ET): consente lo scambio di crediti di emissione tra paesi industrializzati e ad economia di transizione purché ogni paese rispetti i limiti imposti.

Purtroppo tutti questi accordi non hanno portato ad un effettivo miglioramento della situazione globale. Il motivo principale di questo fallimento è da attribuire al fatto che questi accordi non sono stati firmati dalle nazioni con maggiore responsabilità come gli Stati Uniti, la Cina e l'India, vanificando di fatto gli sforzi fatti per prevenire i problemi determinati dal surriscaldamento globale provocato dalle altre nazioni.

Capitolo 2

Mezzi per la riduzione delle emissioni di CO₂: Carbon Capture and Storage

Per cercare di contenere il “surriscaldamento globale” entro limiti che provochino danni limitati al clima globale si deve intervenire tempestivamente per ridurre le emissioni di anidride carbonica, principale gas ad effetto serra. La maggior parte dei metodi disponibili a tale scopo implicano la riduzione nell'utilizzo dei combustibili fossili. Purtroppo tali combustibili continueranno ad essere utilizzati per molti decenni a venire e dunque tale soluzione risulta attualmente inattuabile. Il Carbon Capture and Storage è uno dei metodi più promettenti che consentano di continuare ad utilizzare i combustibili fossili riducendo però le emissioni di CO₂ in atmosfera derivanti dalla loro combustione.

2.1 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)

L'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) è il foro scientifico istituito dal *World Meteorological Organization* (WMO) e dal *United Nation Environment Programme* (UNEP) nel 1988. Gli scopi dell'IPCC sono:

- 1) Valutare le informazioni scientifiche e socio-economiche disponibili riguardo ai cambiamenti climatici e ai loro impatti.
- 2) Valutare le opzioni disponibili per la mitigazione dei cambiamenti climatici.
- 3) Fornire, su richiesta, consigli scientifici, tecnici e socio-economici alle *Conference of Parties* del UNFCCC, tramite apposite relazioni.

Le relazioni redatte dall'IPCC possono essere considerate quindi i punti di riferimento per chi opera nel campo della lotta ai cambiamenti climatici, in quanto forniscono un esauriente riassunto delle conoscenze più recenti nei vari ambiti di questo ampio argomento. Per questo motivo in questo lavoro di tesi si fa spesso riferimento a queste relazioni. Tale capitolo, in dettaglio, farà riferimento a due relazioni in particolare: IPCC (2005) e IPCC (2005).

La prima di queste relazioni è chiamata “*Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*”. Tale lavoro fornisce un quadro generale dei settori che emettono le maggiori quantità di GHG. Per ognuno di essi fornisce tutte le informazioni disponibili sulle tecniche atte a limitarne l'impatto sul clima, consigliando infine le politiche nazionali e internazionali che si dovrebbero attuare per vedere realizzate a livello pratico tali tecniche.

La seconda relazione si focalizza invece sul cosiddetto Carbon Capture and Storage (CCS), ed è stata stilata a seguito di esplicita richiesta da parte della COP7 (avvenuta nel 2001). Tale documento è composto da nove capitoli che descrivono e riassumono ogni aspetto conosciuto della tecnica CCS, partendo dalle fonti antropiche di anidride carbonica e proseguendo elencando le caratteristiche tecniche della cattura, trasporto e dello stoccaggio della CO₂ oppure nel suo riutilizzo in processi industriali. Tale relazione contiene inoltre le stime dei costi degli impianti di CCS, il loro impatto ambientale oltre a considerazioni riguardanti il rischio, la sicurezza, l'accettazione e i problemi di tipo legale derivanti dalla realizzazione di opere di CCS.

2.2 Tecniche per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica

Il vapore acqueo è il gas ad effetto serra che maggiormente contribuisce al riscaldamento globale, ma è impossibile ridurne la quantità in atmosfera per motivi tecnici (vedi §1.3). L'anidride carbonica, che sarebbe la seconda sostanza più importante (vedi Tabella 1.1), risulta dunque essere quindi il principale gas ad effetto serra su cui è possibile agire per ridurre il problema del surriscaldamento globale. E' indispensabile quindi agire sulla riduzione delle emissioni di questo gas per ottenere risultati più rapidi ed efficaci possibili.

Per cercare di diminuire la concentrazione di anidride carbonica in atmosfera risulta di fondamentale importanza capire quali siano i settori che ne emettono in maggiore quantità. A tale scopo si può osservare la Figura 2.1. Si nota subito che le maggiori emissioni si hanno nel settore della produzione di energia, che nel 2010 ha prodotto il 35% della CO₂ globalmente emessa in atmosfera. Per avere un quadro più completo è importante inoltre individuare l'utilizzatore finale dell'energia elettrica prodotta, in modo tale da poter allocare tali emissioni indirette a quei settori che effettivamente ne fanno uso. Questi sono principalmente il settore industriale e il settore delle costruzioni. Altri settori che producono emissioni dirette sono l'allevamento, la silvicoltura e altre attività di sfruttamento del territorio (che in figura si trovano sotto la sigla AFOLU, 24%), l'industria (21%), i trasporti (14%) e la gestione degli

edifici (7%). Il primo passo da fare per ridurre le emissioni di CO₂ è dunque quello di concentrarsi nel settore che contribuisce maggiormente al problema del surriscaldamento globale, ovvero il comparto della produzione di energia elettrica.

Tale energia viene prodotta in gran parte attraverso l'utilizzo di combustibili fossili ed è per questo che produce una quantità così tanto elevata di anidride carbonica. Le tecniche atte a ridurre le emissioni sono numerose e verranno elencate di seguito.

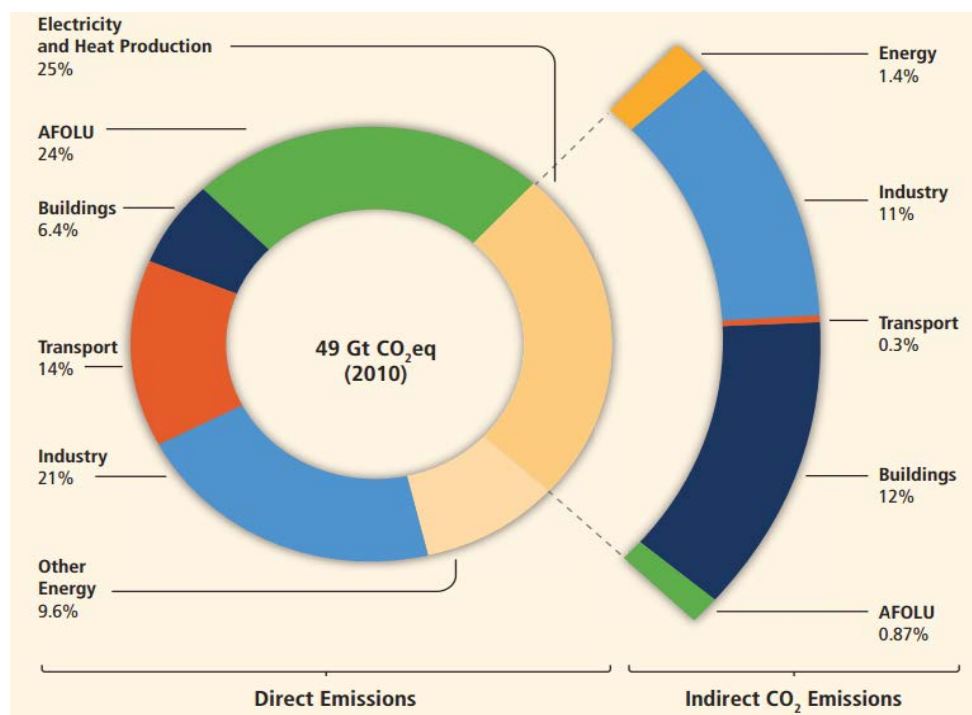


Figura 2.1 Il cerchio a sinistra rappresenta i settori che hanno prodotto maggiori quantità di anidride carbonica nel 2010. Sotto la sigla AFOLU sono incorporati l'allevamento, silvicoltura e altre attività di sfruttamento del territorio. Nel cerchio sono riportate le emissioni dirette, mentre nel semicerchio a sinistra sono indicati i settori di destinazione dell'energia prodotta dalle centrali elettriche, che quindi emettono anidride carbonica indirettamente.

Prima di tutto è necessario ridurre i consumi di energia elettrica aumentando l'efficienza energetica nei settori che maggiormente utilizzano tale risorsa. Questo obiettivo può essere raggiunto, ad esempio, aumentando l'efficienza energetica degli edifici oppure studiando nuovi processi industriali che permettano di utilizzare una minore quantità di energia elettrica a parità di prodotto finito o servizio erogato.

In secondo luogo è possibile agire utilizzando quantità sempre più contenute di combustibili fossili, potenziando ed ottimizzando le centrali elettriche che utilizzano fonti rinnovabili. Altra soluzione sarebbe quella di utilizzare impianti ad energia nucleare. Questo sistema per la

produzione di energia provoca però numerosi rischi a breve e a lungo termine, e la sua efficacia è stata messa in discussione negli ultimi anni.

Le centrali termoelettriche meno efficienti e più inquinanti sono quelle che utilizzano il carbone come combustibile. Convertendo tali impianti all'utilizzo del gas naturale si potrebbe ridurre di molto la quantità di anidride carbonica prodotta.

Per ultimo ma non per questo meno importante, si può ricorrere alla tecnica del Carbon Capture and Storage che permette di recuperare l'anidride carbonica prodotta dalle grandi centrali termoelettriche o dalle grandi industrie e di convogliarla in siti di stoccaggio idonei, evitando quindi che venga emessa in atmosfera.

2.3 Tecnologia Carbon Capture and Storage

L'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili in sostituzione ai combustibili fossili può portare ad una sensibile diminuzione delle emissioni di GHG. Purtroppo queste fonti energetiche alternative non saranno sufficienti a coprire l'intero fabbisogno energetico mondiale nel breve e medio termine, rendendo quindi necessario l'utilizzo combinato di combustibili fossili per la produzione di energia.

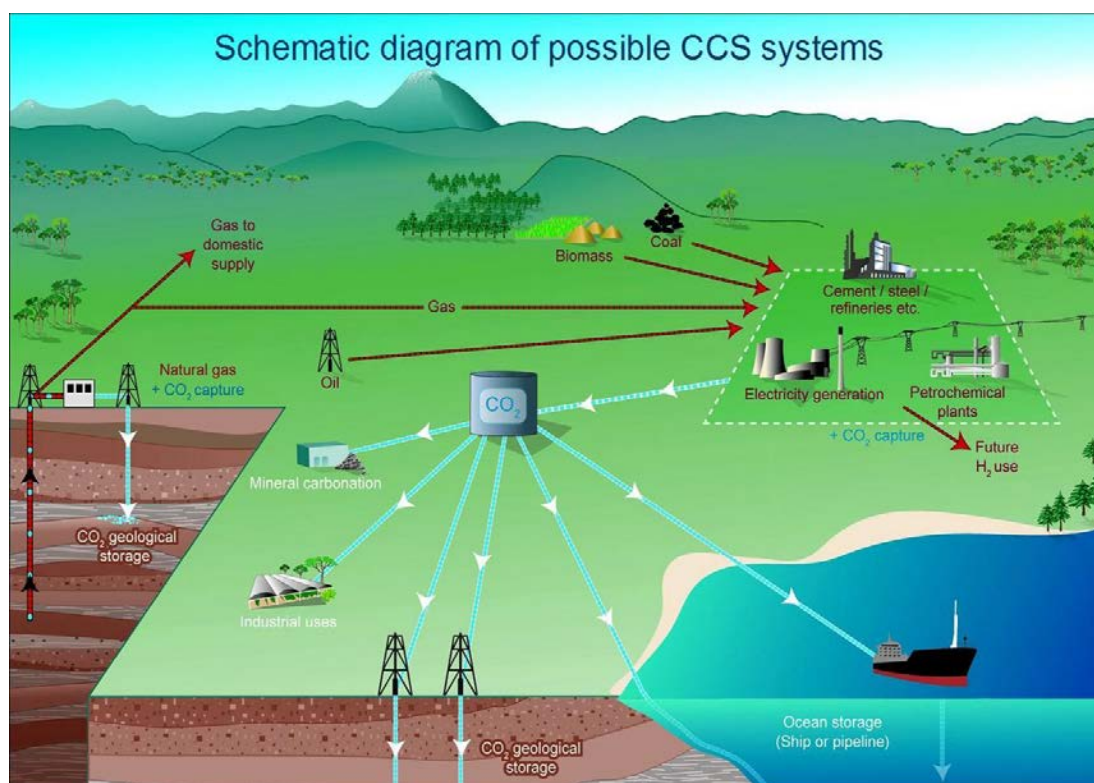


Figura 2.2 Schema semplificato che rappresenta le fasi della tecnologia del carbon capture and storage (fonte: IPCC Special Report on Carbon Dioxide, 2005).

Si rende quindi necessaria l'introduzione di tecnologie che permettano di continuare ad utilizzare tali combustibili nel breve e medio periodo, ma che permettano nel contempo di ridurre notevolmente le relative quantità di GHG emesse.

Una tra le tecnologie più promettenti e più studiate negli ultimi anni è il cosiddetto *carbon capture and storage* (CCS). Tale tecnica consiste nel catturare la CO₂ con apposite apparecchiature direttamente dove essa viene prodotta e di convogliare tale sostanza verso siti di stoccaggio appositi. La Figura 2.2 rappresenta schematicamente queste fasi.

Si noti che, vista la complessità delle apparecchiature che compongono gli impianti di cattura del carbonio, il loro utilizzo è possibile solo quando si ha a che fare con grandi fonti stazionarie di CO₂ come nel caso nelle grandi centrali termoelettriche e in alcune particolari settori industriali (esempio nella produzione del cemento). In tal modo si riescono a contenere i costi rapportati alla quantità di anidride carbonica sequestrata. Nel caso in cui la fonte di CO₂ non sia stazionaria o sia stazionaria ma il quantitativo prodotto sia modesto, la tecnologia CCS risulta inadatta.

2.3.1 Cattura CO₂

La prima fase del CCS è rappresentata dalla cattura della CO₂: l'obiettivo è quello di produrre una corrente di anidride carbonica il più concentrata possibile e ad una pressione elevata, compatibile con il trasporto su medie – lunghe distanze. E' importante che la concentrazione sia elevata in modo che successivamente sia trasportata solamente anidride carbonica, riducendo così i costi di trasporto. Oltre a questo motivo l'anidride carbonica deve essere molto concentrata in modo da evitare che impurezze, come ad esempio l'acqua e l'acido solforico, creino depositi o problemi di corrosione. Anche la pressione è importante che sia elevata principalmente per facilitare la fase successiva di trasporto.

I metodi che si possono utilizzare per la cattura sono tre: la cattura post-combustione, quella pre-combustione e l'ossi-combustione. Tali metodi sono schematizzati in Figura 3.3. Il metodo da utilizzare sarà scelto in base alla tipologia di impianto sul quale verrà installato il sistema di cattura della CO₂ e in base al tipo di combustibile utilizzato.

2.3.1.1 Sistemi di cattura della CO₂ post-combustione

Questa tecnica viene utilizzata in tutti quei casi in cui si abbia combustione diretta di combustibili fossili, come ad esempio nelle centrali termoelettriche. Gli effluenti gassosi della combustione vengono trattati con solventi liquidi, quasi esclusivamente a base di composti di

derivazione amminica, che permettono di allontanare l'anidride carbonica presente. L'azoto invece, che è il principale componente delle correnti gassose trattate, non viene catturato e viene immesso in atmosfera.

Questa tecnologia è particolarmente utile per migliorare impianti già esistenti, allungandone la vita utile, ma ha lo svantaggio di produrre una corrente di anidride carbonica poco concentrata e spesso impura, che dovrà subire quindi ulteriori trattamenti di purificazione e concentrazione.

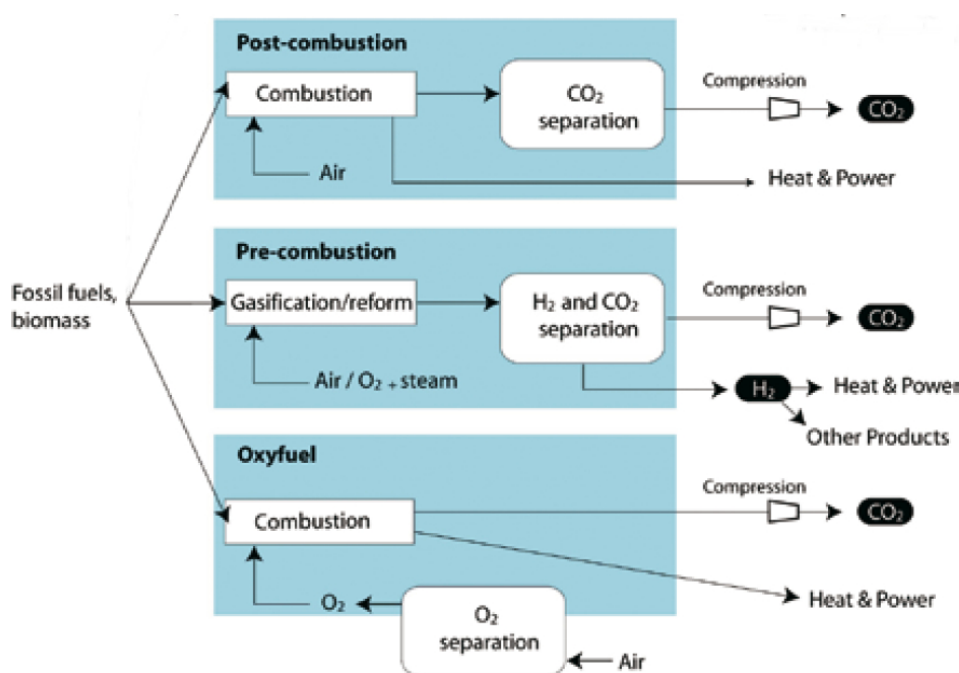


Figura 3.3 Schema dei possibili metodi per la fase di cattura dell'anidride carbonica (fonte: IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage, 2005).

2.3.1.2 Sistemi di cattura della CO₂ pre-combustione

Nei sistemi di pre-combustione il combustibile primario viene fatto reagire con vapore acqueo e aria, oppure ossigeno, al fine di produrre *syngas* (miscela di monossido di carbonio e idrogeno). Per produrre ulteriore idrogeno si fa poi reagire il *syngas* con altro vapore d'acqua. In quest'ultima reazione il monossido di carbonio si ossida producendo dunque anidride carbonica. Successivamente la CO₂ ottenuta viene separata dall'idrogeno- che può essere quindi anche utilizzato come combustibile *carbon-free*.

Questa tecnologia risulta essere molto più complessa della precedente, ma ha il vantaggio di fornire correnti più concentrate e a pressioni in media superiori. Questo comporta numerosi

vantaggi nelle fasi successive del CCS ovvero nel trasporto e nello stoccaggio. Inoltre tale metodo risulta molto flessibile perchè consente di ottenere sia idrogeno che syngas che possono essere utilizzati in molti processi oltre che direttamente come reagenti chimici (ad esempio nella produzione del metanolo).

2.3.2.3 Sistemi di cattura della CO₂ ossi-combustione

In questo particolare procedimento il combustibile fossile viene fatto reagire con ossigeno puro. La combustione avviene in una caldaia ad alta pressione. Questi accorgimenti comportano la produzione di vapor d'acqua e anidride carbonica concentrata, con ridotte concentrazioni di impurità. In tal modo è possibile separare facilmente l'anidride carbonica dall'acqua prima di essere inviata ad un eventuale stoccaggio. Quest'ultimo è il metodo più promettente in termini di efficienza e di opportunità di sviluppo su larga scala rispetto agli altri due visti in precedenza.

Riassumendo, tra i tre metodi di cattura il più promettente è l'ossi-combustione, che permette il recupero di quasi il 100% dell'anidride carbonica prodotta, mentre gli altri due si fermano all'85-95%. Il metodo di pre-combustione risulta invece il più pratico e flessibile, perché consente di adattare alla tecnologia CCS impianti già esistenti aggiungendo solamente un sistema che tratti gli effluenti gassosi che altrimenti sarebbero dispersi direttamente in atmosfera.

2.3.2 Stoccaggio CO₂

Lo stoccaggio dell'anidride carbonica avviene in particolari formazioni geologiche sotterranee che permettono la segregazione della CO₂ sotto la superficie terrestre nel lungo termine.

Altri metodi per lo smaltimento della CO₂ sono attualmente disponibili come la dissoluzione nella stessa negli oceani, tecnica completamente abbandonata per via della conseguente acidificazione delle acque che comporterebbe, oppure il riutilizzo dell'anidride carbonica come materia prima nell'industria, ad esempio per la produzione di metanolo o la produzione di idrocarburi attraverso il processo Fischer-Tropsch. L'anidride carbonica necessaria come materia prima per tali processi risulta però enormemente inferiore rispetto alla quantità che è necessario smaltire quando si utilizza la tecnologia CCS. Questo rende indispensabile l'utilizzo dello stoccaggio in formazioni geologiche profonde.

Questo tipo di stoccaggio viene effettuato tramite l'iniezione della CO₂ nel sottosuolo attraverso pozzi della profondità di alcuni chilometri. Di fondamentale importanza risulta il meccanismo con cui l'anidride carbonica viene intrappolata all'interno delle formazioni rocciose, che dipende dalla loro composizione.

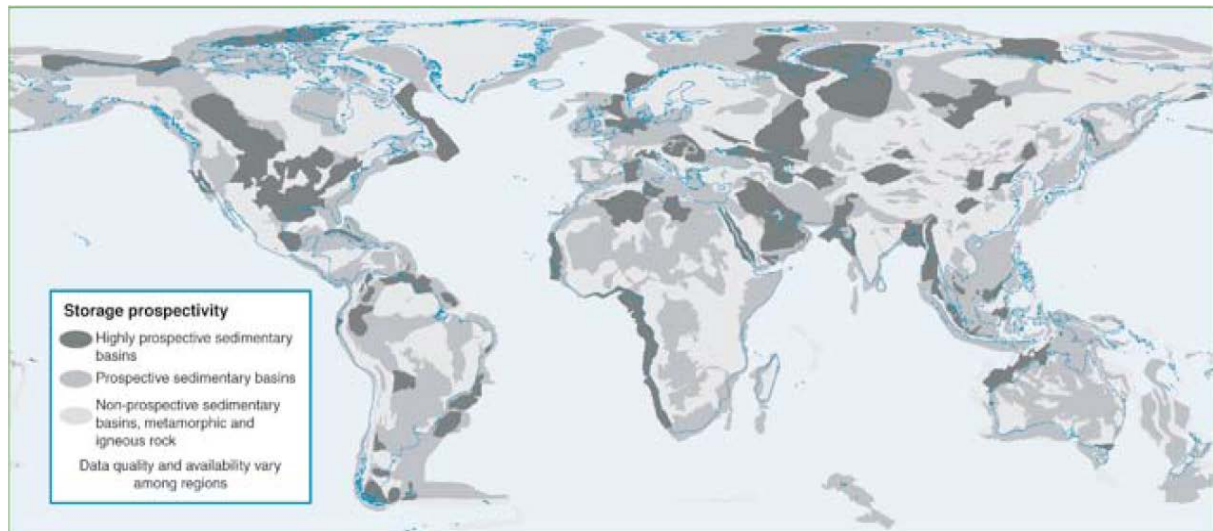


Figura 2.4 Aree adatte allo stoccaggio di CO₂. In grigio scuro le aree adatte allo stoccaggio, in grigio più chiaro le aree potenzialmente adatte. Si noti come moltissime aree si trovino sotto la superficie dei mari e degli oceani, rendendo il trasporto off-shore necessario (fonte: IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage, 2005)

Le formazioni geologiche sotterranee sono formate principalmente da grani di roccia di diverse composizioni e le porosità tra un grano e l'altro sono di solito occupate da fluidi vari, che in maggior parte sono liquidi (ad esempio acqua, idrocarburi), ma che possono essere presenti anche in forma di gas (ad esempio giacimenti di gas naturale). La CO₂ iniettata andrà quindi ad interagire sia con il materiale solido che compone il sottosuolo sia con questi fluidi. L'obiettivo finale è quello di costringere l'anidride carbonica a rimanere segregata per un periodo il più lungo possibile, cercando di evitare fughe che, oltre a rendere inutile tutto il processo di CCS, possono essere molto pericolose. Un esempio delle conseguenze che si possono verificare a seguito di una fuga di anidride carbonica è rappresentata dal caso avvenuto nel 1986 nel lago Nyos in Camerun (Kling et al., 1987), dove a seguito di un rilascio di CO₂ dal sottosuolo morirono 1700 persone. In quel caso però la fuga di gas fu causata da eventi naturali.

I meccanismi di immagazzinamento della CO₂ in strati geologici profondi sono principalmente tre: l'intrappolamento fisico stratigrafico e strutturale, l'intrappolamento fisico idrodinamico e l'intrappolamento geochimico (Mocellin, 2013).

2.3.2.1 Intrappolamento fisico stratigrafico e strutturale

Il primo metodo di intrappolamento dell'anidride carbonica consiste nell'iniettarla al di sotto di strati poco permeabili di roccia, come argille o bacini saliferi. La CO₂, avendo densità inferiore rispetto a ciò che la circonda, tende a risalire in superficie, ma prima di raggiungere la superficie terrestre viene bloccata in trappole naturali che consentono di accoglierla per lungo tempo. Le disomogeneità possono derivare da strati geologici formati da rocce di diversa natura (disomogeneità stratigrafica) o da fratture e tensioni tra i vari corpi rocciosi (disomogeneità strutturali). E' importante in questi casi non superare la massima sovrappressione che indurrebbe possibili fratturazioni e la riattivazione di faglie silenti.

2.3.2.2 Intrappolamento fisico idrodinamico

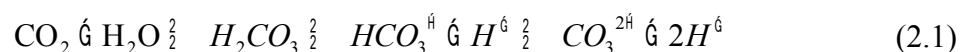
Questo tipo di intrappolamento avviene principalmente nei bacini saliferi dove le cavità tra le masse rocciose sono occupate da liquidi (principalmente acqua). La CO₂ iniettata si mescola con l'acqua presente nelle cavità e tende a migrare verso l'alto, avendo una densità minore. Raggiunta l'estremità superiore del bacino continua a migrare finché non viene catturata come CO₂ di saturazione oppure non incontra trappole naturali.

Questo metodo porta all'introduzione della CO₂ nei cicli sotterranei dell'acqua ma questo non crea particolari problemi in quanto tali cicli si manifestano su scale temporali dell'ordine di alcuni milioni di anni (Bachu, 2000).

2.3.2.3 Intrappolamento geochimico

In questo particolare tipo di intrappolamento l'anidride carbonica interagisce sia con le formazioni rocciose che con l'acqua, aumentando enormemente l'efficacia dello stoccaggio. La scala temporale di attuazione di questi meccanismi però è maggiore rispetto a quella dei meccanismi precedenti.

L'anidride carbonica in particolari condizioni si discioglie in acqua producendo un acido debole, l'acido carbonico, secondo la reazione presente nella formula 2.1 che segue:



La solubilità dell'anidride carbonica cresce al diminuire della temperatura e al diminuire della salinità dell'acqua.

L'acido carbonico così prodotto reagisce con i costituenti basici delle rocce, principalmente carbonati e silicati formando ioni carbonato. Attraverso queste reazioni il carbonio presente

inizialmente nell'anidride carbonica passa dallo stato gassoso allo stato solido fissandosi alle rocce preesistenti.

Questo meccanismo di intrappolamento è molto più lento rispetto agli altri visti finora. Le reazioni tra acido carbonico e rocce basiche può durare da alcuni giorni a centinaia di anni (Gunter, Bachu, Benson, 2004).

Solo alcune aree ben precise hanno caratteristiche geologiche adatte allo stoccaggio della dell'anidride carbonica. In Figura 2.4 è riportato uno schema di queste aree a livello mondiale. La situazione nel nord Italia, zona presa in considerazione in questo lavoro di tesi, verrà considerata nel dettaglio in seguito (Capitolo 4).

2.3.3 Trasporto CO₂

Il punto in cui l'anidride carbonica viene catturata può trovarsi a diversi chilometri di distanza da una zona adatta allo stoccaggio. In questo caso si rende necessario trasportare la CO₂ dal sito di produzione al sito dove verrà iniettata. In alcuni casi può anche capitare che il punto in cui avviene il sequestro sia all'interno di un'area adatta allo stoccaggio, ma che si preferisca comunque di trasportare la CO₂ in un altro luogo. Uno dei motivi è ad esempio l'accettabilità delle zone di stoccaggio da parte della popolazione, che rende necessario iniettare l'anidride carbonica in zone a bassa densità abitativa o ancor meglio in siti di stoccaggio sotto la superficie del mare (*off-shore*).

Il trasporto può avvenire dunque *on-shore*, nel caso in cui la fonte di anidride carbonica e il punto di stoccaggio siano sulla terraferma oppure *off-shore*, nel caso in cui l'area di stoccaggio sia sotto la superficie del mare.

Per quanto riguarda il trasporto *on-shore* le modalità disponibili sono l'utilizzo di pipeline, il trasporto via rotaia, oppure, quando la geografia lo consenta, il trasporto tramite nave tra due porti. Il trasporto su rotaia, pur essendo possibile, non viene preso in considerazione per via dei numerosi svantaggi rispetto al trasporto via pipeline. Quest'ultimo vettore, infatti, permette di trasferire maggiori quantità di CO₂ eliminando inoltre i rischi intrinseci del trasporto su rotaia.

Come si può osservare in Figura 2.5 il trasporto tramite nave può essere economicamente valido in particolari condizioni, come riportato nello studio di Jacobsen *et al.* (2013) ma risulta svantaggioso per numerosi altri aspetti come il consumo di carburante, di acqua di raffreddamento e di elettricità e la quantità di GHG prodotti durante il trasporto. L'unico punto

a vantaggio del trasporto tramite nave è il costo di investimento iniziale che risulta essere dimezzato rispetto all'utilizzo di pipeline. Questo fatto però non basta a compensare gli svantaggi citati. Lo stesso discorso può essere fatto in caso di trasporto *off-shore*, per cui resta sempre vantaggioso il trasporto tramite pipeline rispetto al trasporto tramite nave.

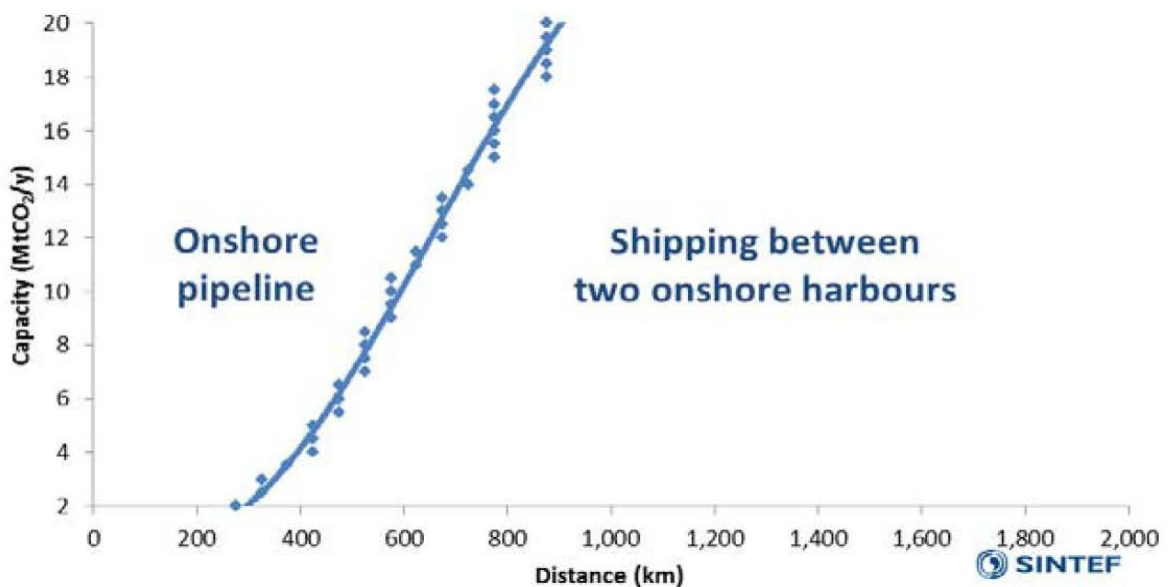


Figura 2.5 Grafico che confronta i costi del trasporto via pipeline con il trasporto tramite navi tra due porti, nel caso quindi che il sito di stoccaggio sia sulla terraferma. La zona a destra rappresenta le condizioni di portata di CO₂ e distanza per cui risulta conveniente il trasporto via nave, la zona di sinistra quella in cui è conveniente il trasporto mediante pipeline. Si noti come il trasporto via nave sia conveniente solo per lunghe distanze, quindi non nel caso dell'Italia. (Fonte: Jacobsen *et al.* (2013).

Il trasporto tramite pipeline risulta essere quindi in ogni caso la soluzione migliore. A livello internazionale esiste una significativa esperienza con il trasporto allo stato gassoso di grandi quantità di CO₂ tramite pipeline ad alta pressione. Questo metodo di trasporto viene utilizzato esclusivamente per la tecnologia EOR (*Enhanced Oil Recovery*) principalmente in nord America, dove esiste una rete di oltre 6000 km di tubazioni costruita a partire dagli anni '70. Nel resoconto redatto da *UK Department of Trade and Industry* (2002) si trova una lista con le caratteristiche delle tubazioni adibite a trasporto di anidride carbonica attualmente esistenti. Il trasporto però di una grande quantità di anidride carbonica, come nella tecnica CCS, deve avvenire obbligatoriamente in fase liquida o allo stato supercritico, in modo da ottimizzare le dimensioni delle tubazioni. In caso la si trasportasse in fase gas le dimensioni delle tubazioni risulterebbero troppo elevate vista la grande quantità da movimentare. Come verrà spiegato nel dettaglio nel §3.2 il punto triplo dell'anidride carbonica si trova a 0,517 MPa e -56,6°C,

mentre il punto critico si trova a 7,38 MPa e 31,05°C (per chiarezza vedere Figura 3.1). Questo comporta che per trasportare la CO₂ in fase liquida sia necessario portarla ad una pressione superiore a 0,517 MPa. Nei casi pratici però la temperatura non è una variabile che può essere controllata, ma dipende dalla temperatura e dalle condizioni ambientali. In questo caso quindi, considerando una temperatura di 15°C, la pressione minima per poter avere la presenza di anidride carbonica in fase liquida sale a 5,09 MPa. Da qui la necessità di lavorare ad alte pressioni.

Come indicato in Koornneef (2012) uno dei gap presenti nello studio di queste tubazioni è rappresentato dall'analisi di sicurezza. Va detto infatti che i rischi connessi alle reti presenti in Nord America sono già naturalmente abbastanza contenuti attraversando nel loro percorso zone poco popolate.

Le principali lacune riguardano principalmente la modellazione dei rilasci accidentali e le frequenze di rottura delle apparecchiature che lavorano con anidride carbonica. Affinché reti di tubazioni di trasporto di anidride carbonica utilizzate all'interno di sistemi di CCS vengano installate anche in zone popolate, come l'intera Europa, è necessario che queste lacune vengano colmate. Molti studi si stanno muovendo in questa direzione, e tra questi anche il presente lavoro di Tesi. Questo lavoro si concentra principalmente sullo sviluppo di un metodo che permetta di ottimizzare dal punto di vista economico le pipeline, trovando il diametro, la pressione, il tipo di materiale e il numero di stazioni di pompaggio ottimali. Inoltre vengono prese anche in considerazione i costi delle opere di prevenzione e mitigazione del rischio.

Capitolo 3

Proprietà termodinamiche della CO₂

In questo capitolo verranno riportate le principali proprietà termodinamiche dell'anidride carbonica. Particolare attenzione verrà riservata alla densità e alla viscosità, proprietà che va stimata con precisione per poter simulare al meglio il comportamento fluidodinamico dell'anidride carbonica. Molto importanti per l'analisi del rischio sono anche le proprietà tossicologiche dell'anidride carbonica.

3.1 Proprietà chimico-fisiche

La molecola di anidride carbonica è composta da due atomi di ossigeno legati ad un atomo centrale di carbonio attraverso due doppi legami covalenti. La molecola è lineare e tale conformazione rende la molecola apolare, anche se la differenza di elettonegatività tra gli atomi di carbonio e ossigeno è elevata. L'atomo centrale di carbonio è presente nel suo massimo numero di ossidazione (4+) inoltre la molecola risulta chimicamente inerte e non infiammabile.

Alle condizioni normali di temperatura e pressione l'anidride carbonica si presenta come un gas incolore e inodore. In certe particolari condizioni risulta essere solubile in acqua, con la quale tende a formare un acido debole, l'acido carbonico.

L'anidride carbonica è uno dei principali componenti dell'atmosfera terrestre, insieme all'azoto, ossigeno, argon e altri composti presenti in minima quantità. Attualmente la sua concentrazione (ottobre 2014) è di 395 ppm⁽¹⁾, ma questo dato è destinato ad aumentare, come già discusso nel §1.3, superando nel breve periodo la quota di 400ppm.

Nella Tabella 3.1 vengono riportate le principali proprietà chimico fisiche della CO₂.

Per comprendere il comportamento dell'anidride carbonica al variare della temperatura e della pressione è utile inoltre consultare un diagramma di fase, come quello riportato in Figura 3.1. Tale diagramma rappresenta le regioni di temperatura e pressione ove sono stabili le varie fasi termodinamiche: gassoso, liquido e solido. Ogni regione è separata da linee, chiamate linee di

cambiamento di fase o saturazione, che rappresentano il luogo dei punti nel quale si ha la transizione tra una fase e l'altra.

Tabella 3.1 Principali caratteristiche chimico- fisiche dell'anidride carbonica (fonte: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry).

Peso molecolare	44,010 kg/kmol
Densità del gas (0 °C, 0.1 MPa)	1,977 kg/m ³
Densità specifica rispetto all'aria	1,53
Calore di formazione	-393,51 kJ/mol
Energia libera di formazione	-394,2 kJ/mol
Cp (gas a 0,1 MPa)	
a 0 °C	0,8277 J/g·K
a 20 °C	0,8459 J/g·K
a 60 °C	0,8833 J/g·K
Temperatura critica	31,04 °C
Pressione critica	7,383 MPa
Densità al punto critico	468 kg/m ³
Temperatura al punto triplo	-56,57 °C
Pressione al punto triplo	0,518 MPa
Calore di fusione	195,82 J/g
Temperatura di sublimazione	-78,92 °C
Pressione di sublimazione	0,9807 MPa
Effetto Joule–Thomson a 101,3 kPa	
a -50 °C	24,130 °C/MPa
a 0 °C	12,900 °C/MPa
a 50 °C	8,950 °C/MPa
Coefficiente di diffusione in aria	
a 0 °C	0,1420 cm ² /s
a 40 °C	0,1772 cm ² /s

Ai tre stati di aggregazione classici (gassoso, liquido, solido) si aggiunge anche lo stato di fluido supercritico, essendo esso facilmente raggiungibile per la CO₂. Tale stato è rappresentato dal fluido che si trova a temperatura e pressione superiori ai valori critici. In queste particolari condizioni di temperatura e pressione il fluido ha proprietà intermedie tra lo

stato liquido e quello gassoso. Il fluido supercritico è infatti caratterizzato da una densità paragonabile a quella di un liquido, mentre la viscosità risulta simile a quella dello stato gassoso. Per la CO₂ il valore di temperatura critica vale $31,04\text{ }^{\circ}\text{C}$, mentre quello di pressione critica $7,383\text{ MPa}$.

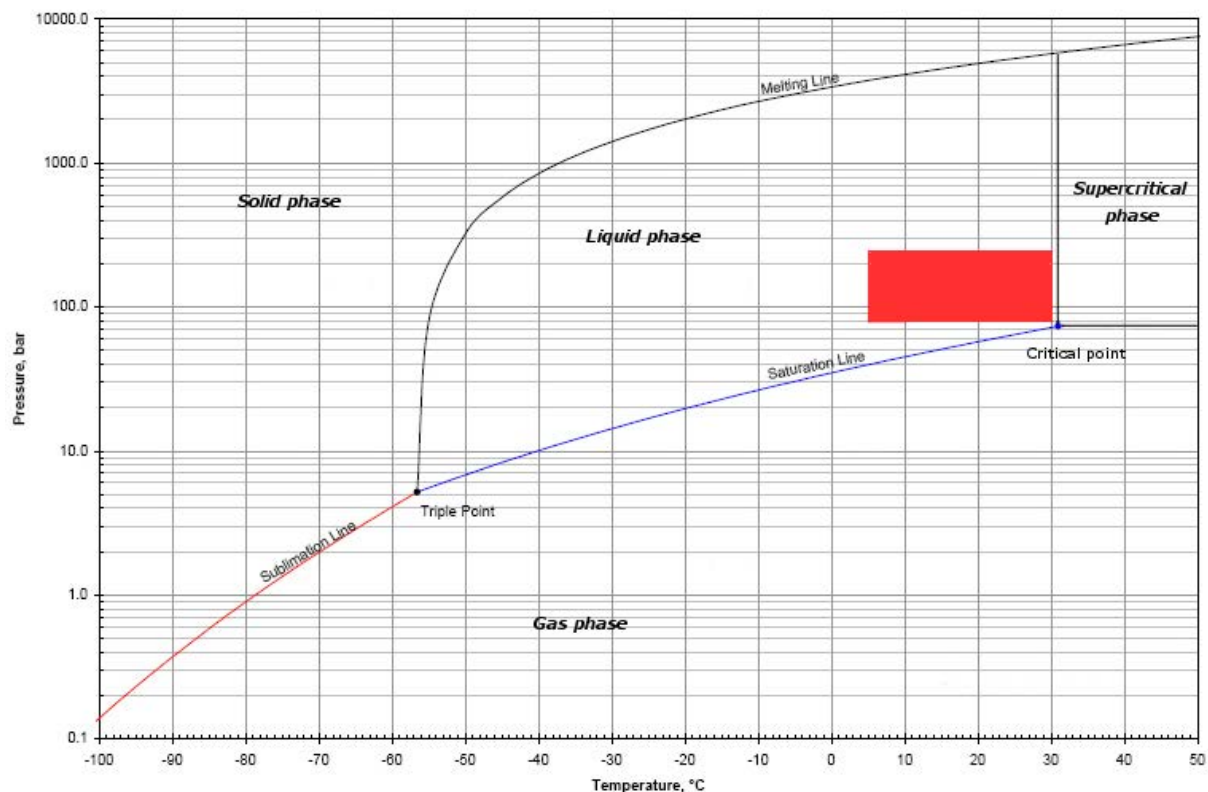


Figura 3.1 Diagramma di fase dell'anidride carbonica. Si noti soprattutto il punto critico ($31,04\text{ }^{\circ}\text{C}$; $7,383\text{ MPa}$) e il punto triplo ($-56,6\text{ }^{\circ}\text{C}$; $0,518\text{ MPa}$). La zona di colore rosso rappresenta le condizioni di temperatura e pressione considerate nel presente lavoro (tra $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $8\text{--}24\text{ MPa}$).

Altro punto importante del diagramma di fase è il punto triplo, che per l'anidride carbonica vale $-56,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $0,518\text{ MPa}$. Solamente in questo particolare punto si ha la coesistenza di tutte e tre le fasi: solida, liquida e gassosa. La pressione al punto triplo riveste particolare importanza a livello pratico perché rappresenta la pressione minima alla quale si ha la formazione della fase liquida. A pressioni inferiori infatti se si raffredda della CO₂ allo stato gassoso si avrà ad un certo punto la formazione diretta della fase solida (che per questa sostanza viene chiamata anche ghiaccio secco), senza che si formi dunque la fase liquida. A pressione atmosferica questa transizione di fase si ha alla temperatura di $-78,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. E' facilmente intuibile che il

ghiaccio secco se lasciato a pressione atmosferica e temperatura ambiente passa direttamente allo stato gassoso, quindi sublima.

Per ottenere anidride carbonica allo stato liquido, partendo dalle condizioni ambientali (15°C ; $0,1\text{MPa}$), è quindi necessario aumentare la pressione almeno sopra $0,518\text{MPa}$, oltre che raffreddare adeguatamente. Se invece si dovesse lavorare a temperatura costante di 15°C per ottenere fase liquida si deve aumentare la pressione oltre $5,09\text{MPa}$.

3.2 Valutazione proprietà chimico fisiche

La valutazione delle proprietà termodinamiche in funzione di pressione e temperatura riveste un ruolo fondamentale nel presente studio. In particolare risulta indispensabile la conoscenza della densità e della viscosità della CO_2 in funzione di temperatura e pressione, che sono essenziali per caratterizzare la fluidodinamica di tale sostanza entro una tubazione. Si sono valutati diversi modelli per il calcolo di queste due proprietà e tra questi si sono utilizzati quelli che hanno fornito i risultati più attendibili, in relazione a modelli già esistenti di comprovata affidabilità⁽²⁾.

Prima di valutare quale tra i modelli termodinamici attualmente disponibili sia il più indicato si deve valutare entro quali intervalli di temperatura e pressione si colloca lo studio in esame.

Tale studio si concentra sul trasporto dell'anidride carbonica per applicazioni CCS. E' dunque di fondamentale importanza che la CO_2 resti sempre in fase liquida. In caso si abbia formazione di fase gassosa all'interno delle tubazioni si avrebbero infatti enormi problemi nelle stazioni di pompaggio (vibrazioni, cavitazione, erosione perdita di efficienza fino ad arrivare a possibili rotture).

Nelle fasi successive del presente studio la temperatura viene valutata tra -5°C e 30°C , mentre la pressione tra 8MPa e 24MPa . L'intervallo di temperatura è dettato dalle condizioni atmosferiche che si possono incontrare nel nord Italia durante il corso dell'anno. La temperatura massima è fissata a 30°C perché la tubazione che si considera in questo lavoro sarà interrata, e quindi meno soggetta all'aumento di temperatura dei mesi estivi. La pressione minima è stata fissata in funzione della temperatura in modo da mantenere la CO_2 allo stato liquido. La pressione massima è stata fissata rifacendosi al precedente studio di Knoope (2014). In questo range l'anidride carbonica si trova dunque sempre allo stato liquido, come riportato in Figura 3.1.

Per fare alcune particolari considerazioni si è considerato il comportamento della CO₂ anche a pressioni inferiori, in particolare fino a 5 MPa, mantenendo però la temperatura costante di 15°C, in modo da mantenere l'anidride carbonica allo stato liquido.

3.2.1 Densità

Per quanto riguarda la densità si è ricorso ad un semplice modello basato su equazione di stato. In seguito è stato verificato che l'errore sui valori ricavati da questo modello rispetto ai valori dei dati sperimentali non influisca troppo sui risultati dello studio. E' stata scelta l'equazione di stato sviluppata da Peng e Robinson (1976). I motivi che hanno portato a scegliere questa equazione risiedono nella sua facilità di implementazione, nel fatto che sia molto conosciuta e utilizzata, oltre al fatto che approssima piuttosto bene la densità dei fluidi. Nel caso in cui le condizioni dovessero avvicinarsi al punto critico, nonostante nessun modello sia attualmente in grado di descrivere bene dinamica all'intorno del punto critico, si è considerata la possibilità di utilizzare il modello di equazione di stato non analitica sviluppato da Span e Wagner (1996).

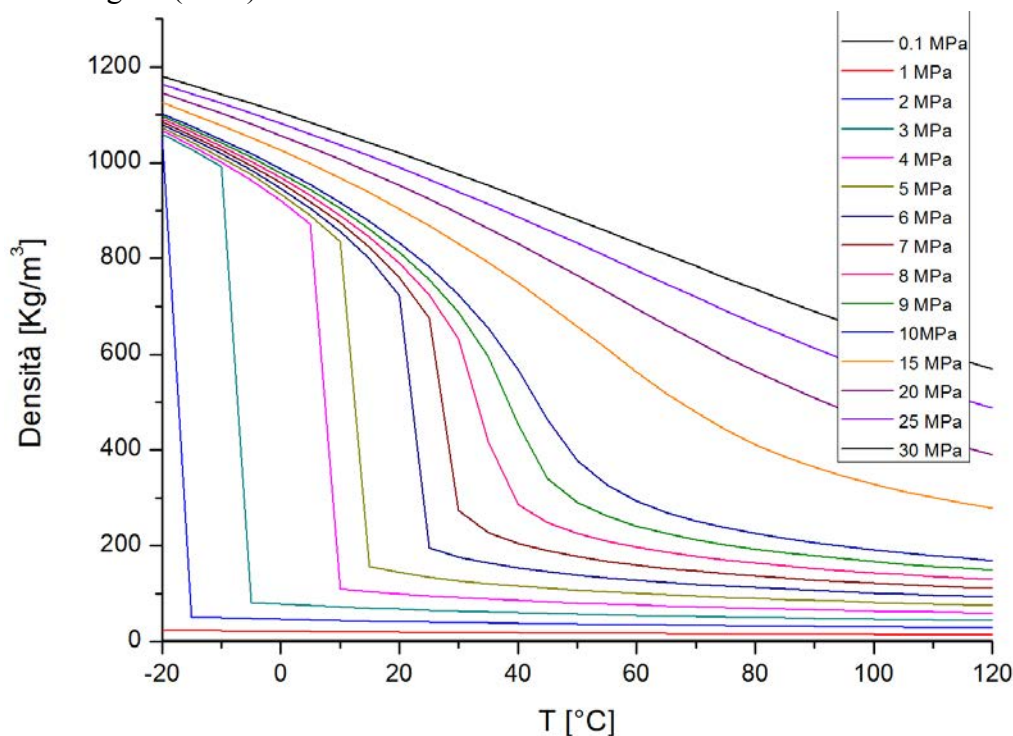


Figura 3.2 Andamento della densità dell'anidride carbonica al variare della temperatura e della pressione calcolata utilizzando l'equazione di stato Peng Robinson.

L'equazione di stato di Peng-Robinson assume la seguente forma:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a(T)}{v(v+b)+b(v-b)} \quad (3.1)$$

Dove P (Pa), rappresenta la pressione, T (K) la temperatura, R (Pa·m³/mol·K) la costante universale dei gas, v (m³/mol) il volume molare specifico.

I termini a e b sono definiti come:

$$a(T) = a_c [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad (3.2)$$

$$b = 0,07780 \frac{RT_c}{P_c} \quad (3.3)$$

dove T_r (-) è la temperatura ridotta, T_c (K) è la temperatura critica e P_c (Pa) è la pressione critica. Infine m , che è funzione del fattore acentrico (ω), e a_c valgono rispettivamente:

$$m = 0,37464 + 1,54226 \omega - 0,26992 \omega^2 \quad (3.4)$$

$$a_c = 0,45724 \frac{(RT_c)^2}{P_c} \quad (3.5)$$

Per l'anidride carbonica, come già detto nel §3.1, la pressione critica vale 7,383MPa, la temperatura critica vale 31,06°C e il fattore acentrico 0,2236.

La risoluzione dell'Equazione 3.1 per poter ricavare il volume molare per una precisa coppia di valori di temperatura e pressione è stata ottenuta con l'implementazione di un opportuno codice di calcolo in ambiente Matlab. In Figura 3.2 sono riportati i valori calcolati.

Come si vedrà in seguito, la temperatura più utilizzata nel seguito di questo lavoro è 15°C. Si è valutato quindi l'errore del modello appena descritto rispetto ai valori di densità dell'anidride carbonica ricavati da altre fonti. In particolare si sono utilizzati i dati forniti dal portale *peacesoftware.de*⁽²⁾. Si è riscontrato che la differenza tra i due metodi è solo di qualche punto percentuale alle pressioni oggetto del presente lavoro. In Tabella 3.2 sono riportati i risultati di tale confronto.

Tabella 3.2 Confronto tra valori di densità ricavati da risoluzione dell'equazione di stato Peng-Robinson e quelli ricavati da PeaceSoftware [13], alla temperatura costante di 15°C e al variare della pressione.

Pressione [MPa]	Densità PeaceSoftware [Kg/m ³]	Densità Peng- Robinson [Kg/m ³]	Differenza %
8	866.5	843.88	2.6
10	889.4	877.2	1.4
12	905.6	904.1	0.2
14	921.8	926.9	0.6
16	935.8	946.7	1.2
18	947.6	964.3	1.8
20	959.4	980.2	2.2
22	968.9	994.6	2.7
24	978.4	1007.9	3.1

3.2.2 Viscosità

Altra proprietà che si deve conoscere con precisione è la viscosità. A differenza della densità per questa grandezza non esistono modelli predittivi che valgano per ampi intervalli di temperatura e pressione in condizioni molto distanti da quelle normali. La scelta del modello da utilizzare è stata dunque più complessa rispetto a quella effettuata per la densità.

Si è fatto riferimento soprattutto ai numerosi modelli nati specificatamente per la CO₂, rispetto a metodi di validità più generale. Questi ultimi infatti necessitano della conoscenza di alcuni parametri relativi alla particolare sostanza, che sono spesso difficilmente reperibili.

Ognuno dei modelli sviluppati per la valutazione della viscosità dell'anidride carbonica vale per uno specifico intervallo di pressione e temperatura. Una lista di alcuni di questi metodi è riportata in Tabella 3.3.

Nel lavoro di Vesovic et al (1990) sono riportati tutti i dati sperimentali noti relativi alle proprietà termodinamiche dell'anidride carbonica, oltre ad una raccolta dei modelli utili a stimare tali proprietà. Questa pubblicazione è molto importante perché contiene i dati sperimentali che vengono utilizzati come riferimento per la stima degli errori dei diversi modelli sviluppati per il calcolo della viscosità.

Tabella 3.3 Lista non esaustiva di alcuni metodi per la valutazione della viscosità specifici per l'anidride carbonica. Sono riportati anche gli intervalli di validità di tali metodi.

Nome modello	Temperatura [K]	Pressione [MPa]
Fenghour-Wakeham (1998)	200÷1000	<300
	1000÷1500	<30
Bahadori (2010)	260÷450	10÷70
Heidaryan (2010)	310÷900	7,5÷101,4
Ouyang (2011)	313÷373	7÷62

I principali modelli sviluppati appositamente per l'anidride carbonica in applicazioni di CCS, sono di Bahadori (2010), Heidaryan (2010) e Ouyang (2011). Questi modelli sono molto accurati, alcuni hanno addirittura un errore inferiore dell'1% rispetto ai dati sperimentali ma valgono per intervalli di temperatura e pressione molto ristretti. Gli intervalli valutati dal presente studio sono $5\div 24\text{MPa}$ per quanto riguarda la pressione e $0\div 35^\circ\text{C}$ per la temperatura. Nessuno dei metodi però sopra citati vale per questi intervalli.

Si è quindi dovuto ricorrere al modello Fenghour e Wakeham (1998), che è una revisione di uno dei modelli pubblicati da Vesovic et al (1990), modificato per dare migliori risultati nella valutazione della viscosità in fase liquida. Questa formulazione è più vecchia e meno precisa rispetto ai modelli citati precedentemente, ma copre un ampio intervallo di utilizzo: da 200K a 1000K per pressioni inferiori a 300MPa , oppure per temperature di $1000\div 1500\text{K}$ per pressioni inferiori a 30MPa .

In tale modello la viscosità viene rappresentata come somma di diversi contributi:

$$\eta(\rho, T) = \eta_0(T) + \Delta\eta(\rho, T) + \Delta\eta_c(\rho, T) \quad , \quad (3.6)$$

dove $\eta(\rho, T)$ è la viscosità, $\eta_0(T)$ è la viscosità al tendere della densità a zero, $\Delta\eta(\rho, T)$ è la viscosità di eccesso e $\Delta\eta_c(\rho, T)$ è la viscosità di eccesso al punto critico. Le grandezze sono espresse in $\mu\text{Pa}\cdot\text{s}$, mentre ρ è espressa in Kg/m^3 e la temperatura in K .

Il primo termine dell'equazione 3.6 è così espresso:

$$\eta_0(T) = \frac{1,00697 T^{0,5}}{\vartheta_\eta(T')} \quad , \quad (3.7)$$

dove:

$$\ln \vartheta_{\eta}(T') = \sum_{i=0}^4 a_i (\ln T')^i, \quad (3.8)$$

$$T' = kT/\varepsilon, \quad (3.9)$$

T' è la temperatura ridotta scalata attraverso il parametro $\varepsilon/k=251,196K$, mentre a_i sono dei coefficienti, i cui valori sono riportati in Tabella 3.4.

Per quanto riguarda il secondo termine dell'Equazione 3.6 si ha:

$$\Delta \eta(\rho, T) = \sum_{i=1}^n b_i(T) \rho^i, \quad (3.10)$$

dove

$$b_i = \sum_{j=1}^m d_{ij} / T^{(j-1)}, \quad (3.11)$$

dove d_{ij} sono dei coefficienti riportati in Tabella 3.4.

Tabella 3.4 Coefficienti a_i e d_{ij} necessari per stimare la viscosità con il metodo Fenghour-Wakeham (1998).

$a_0 = 0.235156$	$d_{11} = 0.4071119 \cdot 10^{-2}$
$a_1 = -0.491266$	$d_{21} = 0.7198037 \cdot 10^{-4}$
$a_2 = 5.211155 \cdot 10^{-2}$	$d_{34} = 0.2411697 \cdot 10^{-16}$
$a_3 = 5.347906 \cdot 10^{-2}$	$d_{81} = 0.2971072 \cdot 10^{-22}$
$a_4 = -1.537102 \cdot 10^{-2}$	$d_{87} = -0.1627888 \cdot 10^{-22}$

Il terzo contributo dell'Equazione 3.6 diventa rilevante solo quando ci si avvicina al punto critico e in particolare per temperature comprese tra 300K e 310K e per densità dell'anidride carbonica comprese tra 300 e 600 Kg/m³. Infatti la temperatura critica vale circa 304K, mentre la densità al punto critico 468Kg/m³. Queste due condizioni insieme non si verificano nelle considerazioni che verranno spiegate di seguito, quindi questo metodo può essere utilizzato senza considerare il termine $\Delta \eta_c(\rho, T)$.

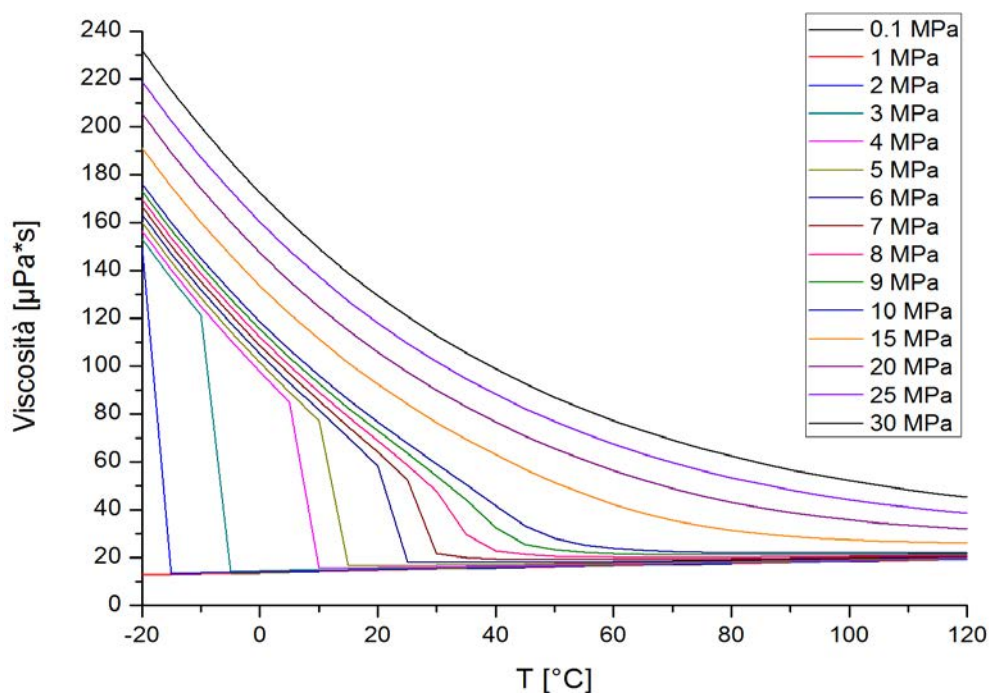


Figura 3.3 Andamento della viscosità dell'anidride carbonica al variare della temperatura e pressione, calcolata tramite utilizzando il metodo Fenghour e Wakeham (1997).

I valori di densità ricavati tramite questo metodo sono riportati in Figura 3.3.

Tabella 3.5 Confronto tra valori di densità ricavati dal modello Fenghour-Wakeham (1998) e quelli ricavati da *peacesoftware.de*⁽²⁾, alla temperatura costante di 15°C e al variare della pressione.

Pressione [MPa]	Viscosità <i>peacesoftware.de</i> [Kg/m ³]	Viscosità Fenghour-Wakeham [Kg/m ³]	Differenza %
8	87.83	78.89	10.2
10	93.17	86.12	7.6
12	97.36	92.61	4.9
14	101.55	98.64	2.9
16	105.35	104.33	1.0
18	108.76	109.76	0.9
20	112.17	114.98	2.5
22	115.16	120.04	4.2
24	118.17	124.96	5.7

Come per la densità anche per la viscosità si sono confrontati i risultati del modello sopra descritto con i dati ricavati da altre fonti⁽¹³⁾, i cui risultati sono riportati in Tabella 3.5. Va notato che rispetto alla densità gli errori sono maggiori, arrivando a superare anche il 10%. Questo errore è piuttosto comune per modelli di stima della viscosità, che sono notoriamente meno precisi dei modelli per densità. In seguito verrà verificato che questo errore sulla stima della viscosità, anche se piuttosto elevato, non influisce in nessun modo sui risultati finali del presente studio.

Capitolo 4

Analisi geografica del Nord Italia

Lo scopo di questo lavoro di Tesi è quello di effettuare uno studio preliminare sulla possibile disposizione di una rete di tubazioni per il trasporto di CO₂ nell'ambito di un progetto di un sistema integrato per CCS nel nord Italia. Tale studio si basa sia su aspetti economici che sull'analisi del rischio. In questo capitolo verrà proposta una prima disposizione delle tubazioni prendendo in considerazione la posizione delle maggiori centrali termoelettriche e le possibili zone di stoccaggio, che servirà come base per sviluppare un lavoro successivo.

4.1 Inquadramento dello studio e stato dell'arte

Il processo di *Carbon Capture and Storage* è composto da tre fasi; cattura, trasporto e confinamento geologico dell'anidride carbonica. Ognuna di queste tre fasi non presenta particolari problemi dal punto di vista tecnologico essendo nella sostanza già note le tecnologie utili ai diversi scopi, ma devono essere accertati i siti ed eseguite analisi tecnico economiche e analisi dei rischi emergenti ad essa connessi.

I sistemi di cattura dell'anidride carbonica (§2.3.1) sono processi relativamente semplici utilizzati da decenni in ambito industriale.

Il trasporto della CO₂ allo stato liquido, se gestito a temperatura e pressione adeguate, risulta anch'esso di pratica realizzazione.

Per finire l'iniezione di anidride carbonica in bacini sotterranei è già largamente utilizzata nella tecnologia *Enhanced Oil Recovery* (EOR), tecnica che prevede l'utilizzo di tale sostanza per spurgare ed aumentare dunque la quantità di greggio estratto nei pozzi petroliferi. Innumerevoli lacune nella conoscenza di alcuni particolari aspetti della tecnologia CCS devono essere colmate prima di poter sviluppare progetti di CCS su larga scala in territori ad alta densità abitativa, come per esempio il Nord Italia. Le principali mancanze possono essere riassunte in quattro punti.

- 1) Quantificazione dell'effettivo contributo che la tecnologia CCS può avere nel mitigare i cambiamenti climatici.
- 2) Stima accurata della capacità dei bacini sotterranei adatti a stoccare l'anidride carbonica in modo sicuro.
- 3) Studi accurati sulla possibile disposizione delle tubazioni di CO₂ in particolari aree geografiche.
- 4) Difficoltà e incertezze nell'effettuare l'analisi del rischio in modo sufficientemente preciso e attendibile. Questa impossibilità è dovuta alla scarsità di dati relativi alle frequenze di rottura di apparecchiature che lavorano con anidride carbonica e alla scarsa precisione di modelli che simulino adeguatamente i rilasci di CO₂ alle condizioni alla quale viene trasportata in applicazioni CCS.

Questo lavoro ha come scopo anche quello di studiare una possibile configurazione per la rete di tubazioni di anidride carbonica in applicazioni CCS nel nord dell'Italia. Tale rete vuole essere studiata sia dal punto di vista economico che dal punto di vista dell'analisi del rischio, in modo da fornire un quadro esaustivo di supporto preliminare ad una sua progettazione. Vista la mole di lavoro necessaria per raggiungere tale obiettivo il presente lavoro fornirà una base di analisi preliminare che dovrà essere poi completata da lavori successivi.

Esistono diversi studi che si muovono in questa direzione anche se nessuno di essi prevede un'ottimizzazione contemporanea dei due aspetti, ovvero di quello economico e da un punto di vista del rischio. Tali studi sono stati utilizzati come punto di riferimento per l'impostazione di questo lavoro.

Uno tra i più completi è il lavoro di Lone et al (2010) che abbozza una possibile rete di tubazioni da predisporre in un'area del Regno Unito. In questo caso però la disposizione delle tubazioni è pianificata solamente a partire da considerazioni di natura economica. Altro punto carente di tale studio è che il trasporto dell'anidride carbonica viene considerato in fase supercritica e non vengono fatte considerazioni riguardo la possibilità del trasporto della stessa in fase liquida o gassosa. Un'analisi completa, infatti, dovrebbe considerare la possibilità di trasportare l'anidride carbonica in fase liquida, supercritica e gassosa, verificandone in ciascun caso la convenienza sia dal punto di vista meramente economico che dei rischi legati alla particolare tipologia di trasporto. A partire da questo lavoro sono state eseguite anche analisi del rischio della rete (Vianello et al., 2014).

Per quanto riguarda la penisola italiana, non esistono studi simili a quello appena descritto per il Regno Unito. Ad oggi, infatti, sono state effettuate soltanto delle valutazioni economiche parziali, come quelle riportate in Bumb et al 2010, riguardo particolari casi studio relativi a ristrette zone geografiche (in particolare Lazio e Sardegna) o specifiche centrali termoelettriche (ad esempio Porto Tolle).

Sempre per l'Italia utile, ma piuttosto approssimato, risulta il lavoro di Caliri e Panei (2010) che pone attenzione, invece, sulle centrali a carbone. Tale studio afferma che applicando la tecnologia CCS alle centrali termoelettriche che utilizzano questo tipo di combustibile fossile le emissioni globali di CO₂ dell'Italia diminuirebbero complessivamente del 10%, evidenziando come la tecnologia CCS possa effettivamente avere un peso rilevante nella lotta locale ai cambiamenti climatici.

Per semplicità in questo lavoro si partirà da un'analisi puramente economica cercando di capire quali siano le caratteristiche ed il percorso che le tubazioni dovranno avere per minimizzare i costi di installazione e di gestione dell'infrastruttura. Successivamente verranno fatte delle considerazioni preliminari riguardanti l'analisi del rischio considerando nel modello economico anche i costi legati alle apparecchiature di sicurezza e mitigazione delle conseguenze derivanti da eventi incidentali.

4.2 Ricerca delle sorgenti di CO₂

Per poter tracciare una ipotetica rete di pipeline per CCS è necessario conoscere la posizione precisa degli emettitori di anidride carbonica. La tecnologia CCS, come detto, è applicabile solamente per fonti stazionarie che producano notevoli quantità di anidride carbonica. Gli unici impianti industriali che producono una quantità sufficientemente elevata di anidride carbonica sono principalmente le grandi centrali termoelettriche, i cementifici e infine gli impianti siderurgici di notevoli dimensioni. Tra queste tre tipologie di emettitori le centrali termoelettriche rivestono il ruolo principale. Volendo dunque mitigare l'aumento di concentrazione di anidride carbonica nel modo più veloce ed efficace possibile si è dunque deciso di partire considerando queste come fonti principali di anidride carbonica.

Inoltre, dato il carattere preliminare dello studio, si è deciso altresì di considerare solamente le centrali termoelettriche che incidono in misura predominante sulle emissioni di CO₂.

Da una ricerca è emerso che i combustibili fossili utilizzati da questi impianti sono il carbone, gli oli combustibili e il gas naturale. Tra questi, il combustibile che produce maggiori quantità

di anidride carbonica, a parità di energia prodotta, è il carbone seguito dagli oli combustibili e per ultimo dal gas naturale. Volendo considerare le centrali che emettono maggiori quantità di CO₂ in assoluto, cioè non rapportato alla quantità di energia prodotta, si è deciso di considerare tutte e tre le tipologie di impianti e non solo quelle a carbone come invece viene fatto in altri lavori (Caliri et al. (2012)).

Le centrali termoelettriche non hanno l'obbligo di fornire dati riguardanti la proprie quantità di CO₂ emessa in atmosfera. Tuttavia tale informazione è indispensabile per poter eseguire dei calcoli sulle quantità da movimentare attraverso un'ipotetica rete CCS. A tale scopo, si sono dovuti quindi considerare tutti i metodi disponibili per la stima di tale valore valutando quale tra i tanti fosse il più attendibile.

Le centrali termoelettriche sono divise in unità, ognuna delle quali produce una frazione dell'energia prodotta globalmente dall'impianto. Alcune di queste unità o addirittura l'intera centrale possono non essere in funzione anche per lunghi periodi e ciò per svariati motivi. Per tale motivo risulta fuorviante stimare l'anidride carbonica prodotta considerando la potenza installata nella centrale termoelettrica.

A parità di energia prodotta e di combustibile usato può infatti accadere che una centrale possa emettere maggiori quantità di anidride carbonica rispetto ad un'altra per via della diversa efficienza tra le due. Risulta quindi errato stimare la quantità di CO₂ in base all'energia prodotta in un dato periodo di tempo.

L'unico modo dunque per stimare la quantità di anidride carbonica emessa da un impianto è quello di basarsi su banche dati che forniscano direttamente questo dato.

Sono stati individuati due database online che forniscono tali valori; Enipedia⁽³⁾ e Carma⁽⁴⁾.

Data la duplicità della fonte, è stato necessario adottare degli accorgimenti onde evitare di dotarsi di informazioni erranee. In primo luogo per alcune centrali i valori di emissioni di CO₂ sono risultati molto diversi tra un database e l'altro. Oltre a questo fatto le informazioni relative ad alcune centrali risultano poco chiari. Ad esempio, per quanto riguarda la centrale di Porto Tolle (RO) il database Carma prevede una stima di 7Mt di CO₂ senza però indicare l'orizzonte temporale. Negli ultimi anni, inoltre, si era ipotizzata per questa centrale a olio combustibile una riconversione a carbone "pulito". Il progetto però è stato abbandonato e attualmente non risultano esserci piani specifici per una sua futura riqualificazione e non è da escludere che sia destinata ad una prossima chiusura definitiva. Il dato presente su Carma risulta quindi essere non attendibile. Altro problema che si è riscontrato nell'utilizzo di questi

database è la mancanza delle fonti relative ai dati presenti.

Tabella 4.1 Quote annuali di emissioni di CO₂ secondo il National Allocation Plan (NAP). Sono riportate le centrali che nel 2008 hanno avuto quote superiori a 1,9 Mt /anno. Oltre a queste sono riportate le centrali di Marghera e di Ravenna, oltre che quella di Porto Tolle.

	Quote 2008 [t _{CO2} /anno]	Quote 2009 [t _{CO2} /anno]	Quote 2010 [t _{CO2} /anno]	Quote 2011 [t _{CO2} /anno]	Quote 2012 [t _{CO2} /anno]	Variazione 2008-2012
Fusina (VE)	4'869'109	4'601'612	4'342'344	4'058'388	3'815'578	-22%
Vado Ligure (SV)	3'365'999	3'184'236	3'006'896	2'816'289	2'647'794	-21%
La Spezia (SP)	2'985'254	2'821'503	2'663'905	2'487'851	2'342'556	-22%
Ostiglia (MN)	2'730'588	2'584'774	2'445'964	2'286'142	2'161'340	-21%
Monfalcone (GO)	2'618'068	2'267'617	2'004'479	1'479'402	1'390'891	-47%
Ravenna (RA)	2'319'575	2'319'575	2'319'575	2'319'575	2'319'575	0%
Ferrera Erbognone (PV)	2'293'061	2'293'061	2'293'061	2'293'061	2'293'061	0%
Castel San Giovanni (PC)	2'280'308	2'176'658	2'073'007	1'969'357	1'865'707	-18%
Sermide (MN)	2'267'557	2'164'486	2'061'416	1'958'345	1'855'274	-18%
Chivasso (TO)	2'096'094	2'000'817	1'905'540	1'810'263	1'714'986	-18%
Marghera Levante (VE)	1'787'480	1'787'480	1'787'480	1'787'480	1'787'480	0%
Porto Corsini (RA)	1'231'514	1'175'536	1'119'558	1'063'581	1'007'603	-18%
Porto Tolle (VE)	1'036'568	725'597	518'284	0	0	-100%
Marghera (VE)	732'255	695'112	657'969	620'825	583'682	-20%
Marghera Azotati (VE)	657'031	727'489	677'784	628'080	578'376	-12%

Per questi motivi si è deciso di utilizzare altri metodi per la stima della quantità di anidride carbonica prodotta dalle centrali termoelettriche al fine di individuare quelle più importanti. E' stato deciso di utilizzare il documento *National Allocation Plan* (NAP) (European Parliament and of the Council, 2003) che è parte integrante dell'*Emission Trading System* in ambito europeo (vedi §1.4). Tale documento indica, per ogni attività industriale, la quantità di anidride carbonica che tale attività è autorizzata ad emettere nel corso di un anno. Da questa lista sono dunque state estratte le centrali termoelettriche italiane che per l'anno 2008 sono

state autorizzate ad emettere più di $2Mt$ di CO_2 all'anno. Nel caso di quella sita a Marghera e a Ravenna tale ricerca è stata estesa considerando anche le centrali termoelettriche di dimensioni inferiori. In questi due poli industriali sono infatti presenti diverse centrali a ridotta distanza l'una dall'altra. Data la vicinanza, inoltre, sono state riunite in un unico punto di emissione. (per approfondimenti fare riferimento a §4.4). I risultati di tale ricerca sono riportati in Tabella 4.1.

In tabella sono stati inseriti anche i dati relativi alla centrale di Porto Tolle. Come accennato in precedenza il futuro di tale centrale è incerto e lo si può apprezzare dai dati forniti da NAP per cui nel 2011 e 2012 la centrale di Porto Tolle risulta inattiva (emissioni pari a 0). Questo ci fa capire come i dati ricavati da tale fonte siano molto più affidabili rispetto a quelli ricavati dai database online Carma ed Enipedia.

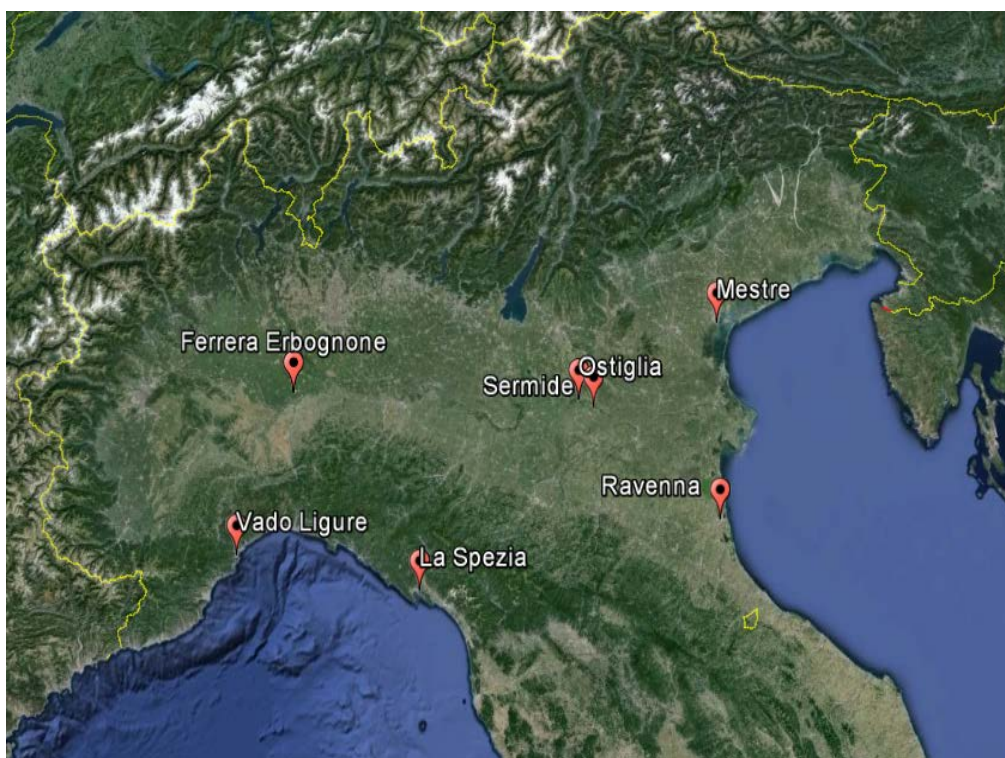


Figura 4.1 Posizione delle 6 centrali termoelettriche che emettono maggiori quantità di CO_2 nel nord Italia. Si noti come la distribuzione sia piuttosto omogenea in tutta la pianura Padana e come siano presenti due centrali di notevoli dimensioni in Liguria, (Vado Ligure e La Spezia).

Per meglio comprendere l'andamento delle emissioni delle varie centrali nel corso degli anni è stata calcolata la variazione percentuale tra l'anno 2008 e l'anno 2012. Come si vede dalla Tabella 4.1 quasi tutte le centrali sono destinate in futuro a produrre sempre meno anidride

carbonica. Questo è dovuto al fatto che il *Trading Emission System*, di cui fa parte il documento *NAP* da cui sono stati ricavati questi dati, ha l'obiettivo di far ridurre le emissioni di CO₂ nell'atmosfera per mitigare il surriscaldamento globale. Per alcune centrali però si notano delle sensibili diminuzioni dovute al fatto che tali impianti sono stati fortemente ridimensionati negli anni come la centrale di Monfalcone (-47%) o addirittura chiusi, come per Porto Tolle (-100%). Negli altri casi non si notano trend in rapido calo e quindi tali impianti si prestano all'analisi oggetto dello studio.

Per l'analisi preliminare che è stata avviata si è deciso di considerare le sei maggiori centrali, la cui posizione è stata individuata su una mappa del nord Italia, riportata in Figura 4.1. Si noti che la distribuzione è piuttosto omogenea, fatto che fa pensare che la rete di tubazioni per il trasporto di CO₂ dovrà essere estesa su gran parte della pianura Padana oltre che in Liguria, dove sono presenti due centrali di notevoli dimensioni, Vado Ligure e La Spezia.

Il fatto che in questi anni si sia assistito al ridimensionamento o chiusura di molte centrali e alla costruzione di altre comporta fa capire che l'analisi degli emettitori di CO₂ deve essere costantemente aggiornata per evitare di incorrere in grossolani errori nel tracciare la configurazione della rete di tubazioni.

4.3 Ricerca zone di stoccaggio

Per poter tracciare una possibile rete di tubazioni per CCS è necessario altresì conoscere le zone adatte allo stoccaggio di CO₂. Come detto esistono vari metodi per lo stoccaggio o la conversione e riutilizzo dell'anidride carbonica catturata dagli emettitori (vedi § 2.3.2). Tra questi il metodo che riveste maggiore importanza è il sequestro geologico per via delle grandi quantità di anidride carbonica che è possibile stoccare adottandolo. In questa trattazione verrà dunque considerato solamente questo particolare tipo di stoccaggio.

A tale scopo si è fatto riferimento al lavoro di Buttinelli et al (2011) che analizza i dati relativi alle perforazioni effettuate sul suolo italiano con l'obiettivo di identificare le aree adatte allo stoccaggio geologico di CO₂.

Tale studio si basa sui dati forniti dal progetto Vi.D.E.P.I.⁽⁵⁾, il quale a sua volta contiene le informazioni fornite da National *Mining Office for Hydrocarbons and Geothermal Energy* (UNIMIG). I dati sono stati organizzati in un database GIS (*Geographic Information System*) dove sono state inserite informazioni sulla stratigrafia e sui fluidi presenti nel sottosuolo, oltre che a informazioni riguardanti le caratteristiche chimico fisiche delle rocce presenti.

Successivamente è stata valutata l'efficienza della roccia di copertura in modo da valutare in che punti le formazioni rocciose sotterranee siano adatte ad ospitare la CO₂ immessa per un sequestro con un orizzonte temporale di lungo termine.

Da queste analisi è risultato che le formazioni rocciose migliori da utilizzare per lo stoccaggio dell'anidride carbonica in Italia siano rappresentate dai bacini saliferi. Tali formazioni hanno infatti caratteristiche chimico fisiche ottimali e si trovano a profondità compatibili con lo stoccaggio di CO₂, cioè tra gli 800m e i 2500m di profondità. Tali aree sono indicate in figura 4.2.

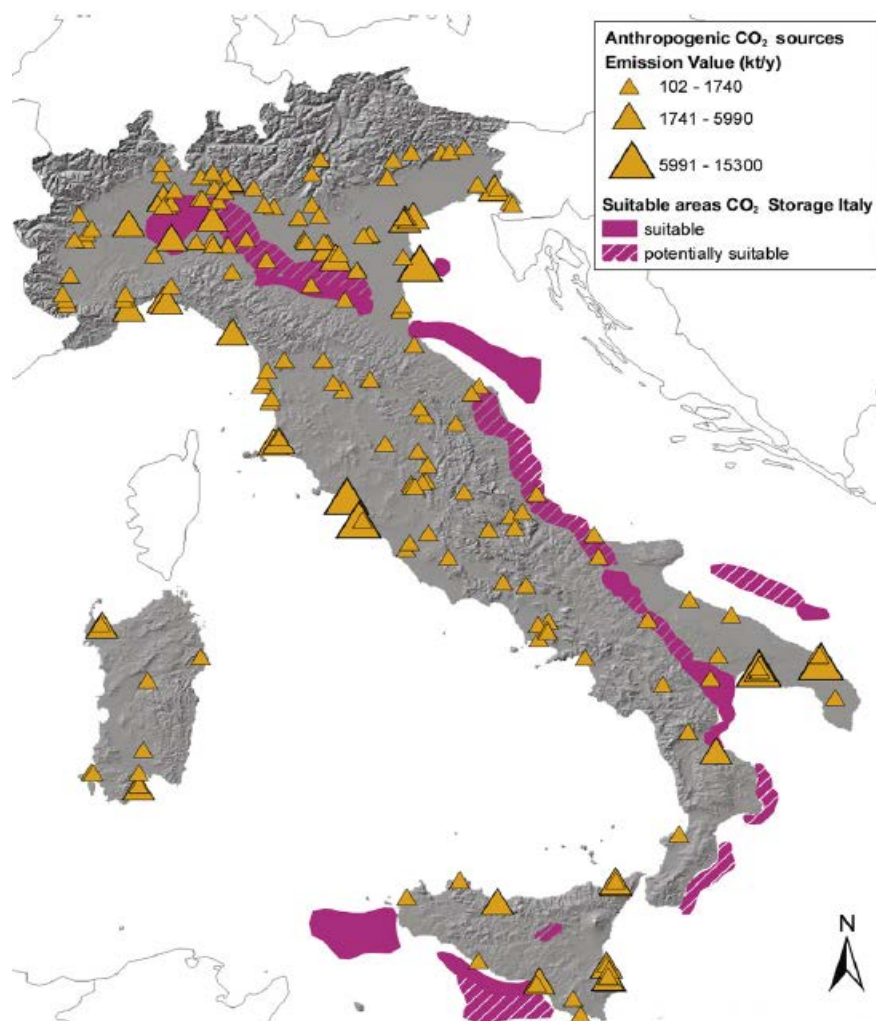


Figura 4.2 Zone adatte o potenzialmente adatte allo stoccaggio geologico di anidride carbonica per applicazioni CCS. Le zone potenzialmente adatte sono tratteggiate. I triangoli gialli rappresentano le principali centrali termoelettriche Italiane e la loro dimensione è in rapporto alla quantità di anidride carbonica che viene emessa. (Fonte: Buttinelli, 2011)

La capacità di individuare gli acquiferi salini profondi o più in generale aree adatte allo stoccaggio geologico di anidride carbonica è influenzata dalla quantità e dalla qualità dei dati

relativi alle trivellazioni. In aree nelle quali tali dati non risultano sufficienti si può solo stimare indirettamente se le condizioni possano essere quelle necessarie allo stoccaggio. Per verificare che tali aree siano effettivamente utilizzabili è necessario effettuare trivellazioni esplorative per studiarne la composizione del sottosuolo. Queste tipologie di zone sono classificabili come aree potenzialmente adatte allo stoccaggio di CO₂ e sono anch'esse indicate in figura 4.2.

Si noti come le aree adatte o potenzialmente adatte presenti nel nord Italia siano tre; una sulla terraferma, nella zona meridionale della pianura Padana, due nel Mar Adriatico, una zona più grande che parte a largo della costa Romagnola e arriva fino all'altezza di Ancona e una di ridotte dimensioni all'altezza della foce del fiume Po. Tra queste aree si pensa che la più adatta sia quella al largo della costa romagnolo-marchigiana.

Per quanto riguarda la zona della pianura Padana essa risulta di difficile gestione essendo in un territorio ad alta densità abitativa. Il problema non è di natura pratica in quanto l'impianto per l'immissione di anidride carbonica nel sottosuolo è di ridotte dimensioni ma di natura sociale in quanto si pensa che la presenza di un tale impianto sia difficilmente accettato dalla popolazione locale.

Purtroppo lo studio di Buttinelli et al (2011) non fornisce dati conclusivi relativi all'effettiva capacità di stoccaggio nelle zone individuate. Esistono diversi modelli che possono stimare tale grandezza, ad esempio quelli presentati da Zhou et al. (2008) oppure da Kopp et al (2009). Tali metodi però sono di difficile applicazione al territorio italiano per via della sua complessità che rende irrisolti alcuni parametri del modello. Studi più approfonditi dovrebbero essere condotti a riguardo. A tal proposito si può citare il lavoro di ENEA (2011) che risulta comunque incompleto e in attesa di verifica e approfondimento. In ogni caso da tale studio risulta che la capacità totale degli acquiferi salini di tutta l'Italia sia quantificabile in *9590 Mt di CO₂*.

4.4 Routing preliminare

La conoscenza della posizione degli emettitori di CO₂ e delle zone di stoccaggio geologico non sono le uniche informazioni necessarie per poter tracciare una possibile mappa di una rete di tubazioni per il trasporto di anidride carbonica in applicazioni CCS. In questo paragrafo verranno analizzate le ulteriori informazioni necessarie allo scopo e verrà fornita una mappa preliminare per il Nord Italia.

Da un punto di vista economico minore è la lunghezza della tubazione minore sarà il suo costo. In prima approssimazione è quindi utile considerare di posizionare le tubazioni lungo la linea retta che collega il punto di emissione a quello di stoccaggio della CO₂. Successivamente va considerata anche l'orografia del territorio cercando quando possibile di evitare zone montuose dove risulterebbe molto più costoso installare la rete di tubazioni. In alcuni casi può capitare di dover scegliere se far passare la tubazione sul fondale marino oppure sulla terraferma.

Osservando la posizione delle maggiori centrali termoelettriche italiane e le zone adatte allo stoccaggio di anidride carbonica, riportate in figura 4.3, si nota che la maggior parte del territorio nel quale verranno installate le tubazioni è pianeggiante, tranne nel caso di La Spezia e Vado Ligure che si trovano oltre la catena montuosa degli Appennini. In prima approssimazione non si sono dunque effettuate valutazioni riguardo l'orografia del territorio.

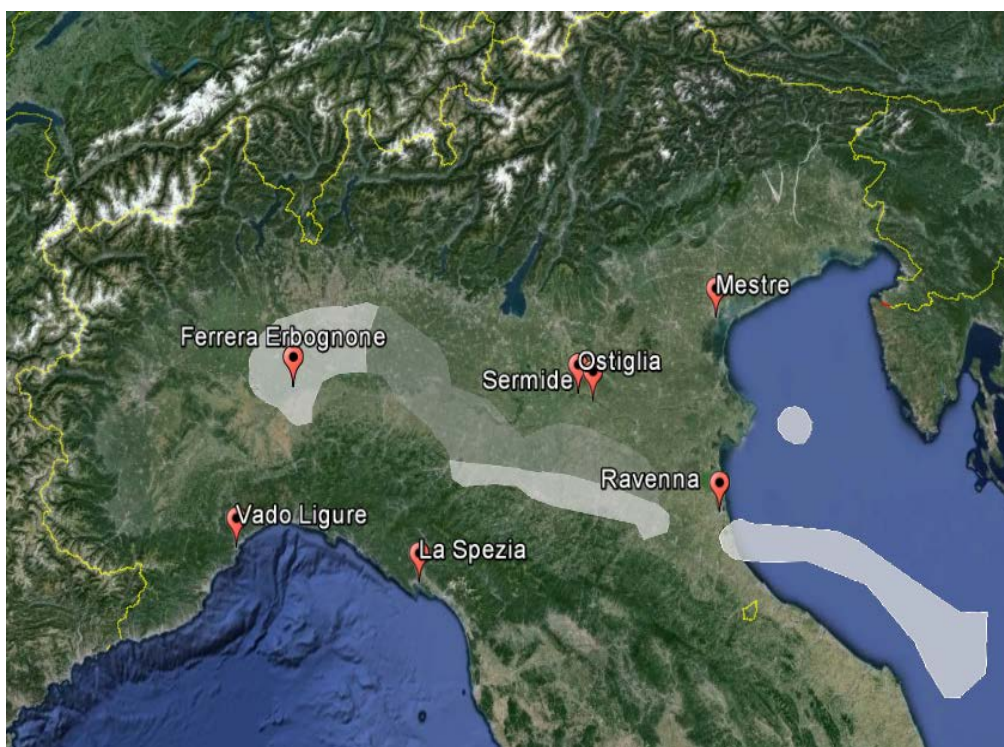


Figura 4.3 Posizione delle principali centrali termoelettriche italiane e delle zone adatte e potenzialmente adatte allo stoccaggio di anidride carbonica per applicazioni CCS. In bianco sono rappresentate le zone adatte, in trasparenza invece le zone potenzialmente adatte.

Nella disporre le tubazioni che compongono una rete si possono seguire due approcci:

- 1) Tubazioni da punto a punto; ogni singola fonte di anidride carbonica viene collegata direttamente con il punto di stoccaggio finale mediante un'unica tubazione.

- 2) Tubazioni principali e secondarie; una tubazione principale attraversa l'area dove sono situati gli emettitori e la collega al punto di stoccaggio. Le centrali termoelettriche verranno collegate tramite rami secondari alla condotta principale di collimazione.

La scelta di un metodo piuttosto che l'altro è dettata da considerazioni economiche e non esiste una scelta univoca. In ogni singolo caso dovrà essere valutato quale sia il metodo più economico prendendo in considerazione il numero e la posizione degli emettitori e l'area di stoccaggio più vicina. In linea generale più sono gli emettitori e minore è la loro distanza dalle zone di stoccaggio e più è probabile che un approccio che preveda un corridoio di collimazione con rami periferici risulti vantaggioso (Knoope et al, 2014). Volendo fare solamente delle considerazioni preliminari riguardo la disposizione delle tubazioni di CO₂ tale aspetto può essere trascurato e delegato a lavori futuri.

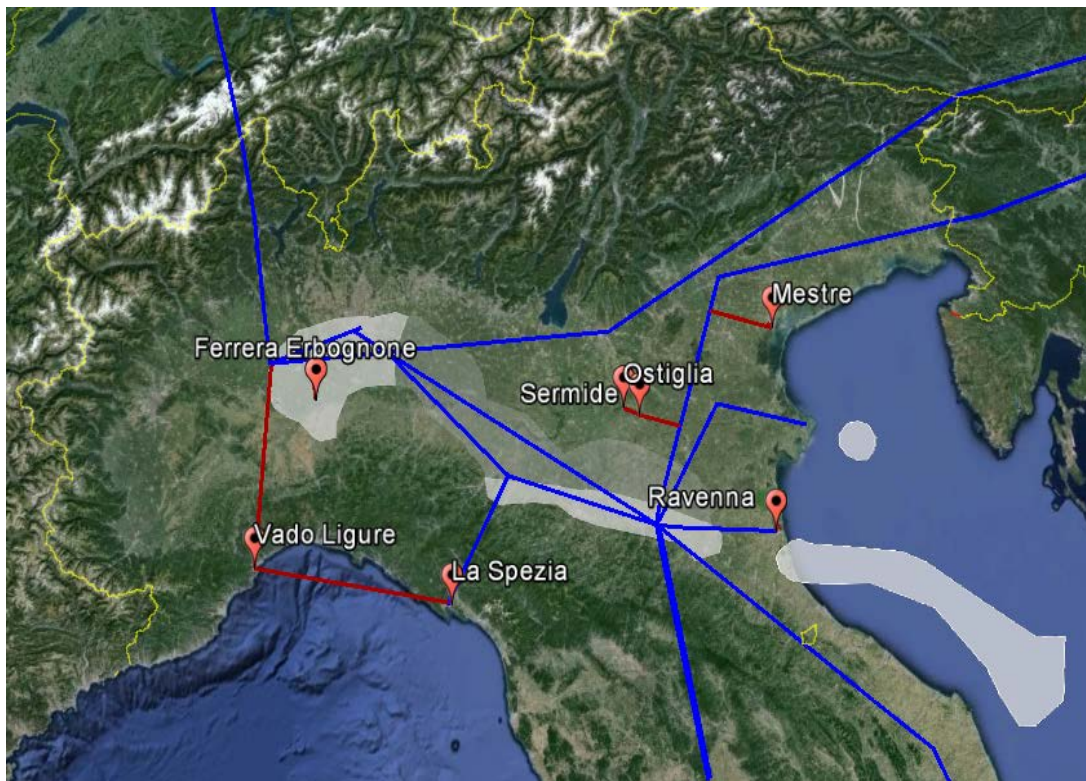


Figura 4.4 Disposizione preliminare di una possibile rete di tubazioni per il trasporto di anidride carbonica per applicazioni CCS. In blu le tubazioni già installate nel territorio nazionale per il trasporto di gas naturale. In rosso i possibili collegamenti tra le centrali termoelettriche in analisi e tale rete di tubazioni.

In questa sede si è deciso di considerare la rete già esistente di tubazioni di trasporto del gas naturale come schema generale per la disposizione delle tubazioni di CO₂. Tale scelta è stata dettata dal fatto che la sistemazione delle tubazioni nei corridoi già presenti per il gas naturale

risulta più semplice ed economica rispetto allo scavo di nuovi corridoi dedicati a pipeline CCS. In questo modo i costi di installazione delle tubazioni risultano più contenuti ma la fattibilità di questa ipotesi dovrà essere verificata da studi successivi.

Il tracciato di queste tubazioni è riportato in Figura 4.4. Le linee blu indicano le tubazioni di gas naturale attualmente esistenti mentre le linee rosse rappresentano i possibili collegamenti tra tale rete e le centrali termoelettriche prese in considerazione in questo studio. Questi collegamenti sono stati tracciati considerando la distanza minima tra la centrale termoelettrica e la tubazione di gas naturale. Si noti come per Ravenna e La Spezia non sia stato necessario tracciare alcun collegamento per via della presenza di tubazioni di gas naturale nelle immediate vicinanze di tali impianti. Per quanto riguarda Vado Ligure sono presi in considerazione due possibili collegamenti, di eguale distanza, uno in direzione Est-Sud Est che passa sul Mar Tirreno e uno in direzione Nord. Si osservi infine come la centrale di Ostiglia si trovi sulla direttrice che collega la centrale di Sermide con la rete di gas naturale. In Tabella 4.2 sono riportati i dati relativi alla lunghezza delle tubazioni di collegamento finora considerate che saranno utili successivamente per formulare delle considerazioni di natura economica.

Tabella 4.2 Lunghezza delle tubazioni che collegano le centrali termoelettriche prese in considerazione nel presente studio e la rete esistente di pipeline di gas naturale e portata di CO₂ da trasportare. I dati relativi alle portate di Ravenna e Marghera sono stati calcolati sommando le emissioni di tutte le centrali elettriche presenti nelle vicinanze dei due centri.

	Portata CO ₂ [Kg/s]	Lunghezza collegamento [Km]
Marghera	215	37
Ostiglia / Sermide	127	36
Ravenna	106	5
Vado Ligure	84	115
La Spezia	74	0
Ferrera Erbognone	73	22

In questo studio preliminare non è stata prevista una tubazione che si colleghi con la zona di stoccaggio geologico della CO₂, non essendo individuabile un punto preciso rispetto ad un altro all'interno di tale area.

Oltre alle considerazioni di natura economica nella progettazione di una rete di tubazioni per il trasporto di anidride carbonica si dovrebbero considerare anche aspetti legati alla sicurezza nell'esercizio. Il trasporto mediante tubazioni di anidride carbonica in fase liquida o supercritica può portare a diverse conseguenze anche piuttosto gravi. Si dovrebbe quindi evitare di disporre le tubazioni di CO₂ nelle vicinanze di zone vulnerabili quali ospedali, aeroporti, strade di grande comunicazione, ferrovie, preferendo aree lontane da zone ad alta densità abitativa. Essendo però in generale la pianura Padana una zona ad elevata densità abitativa lo studio riguardante l'analisi del rischio deve essere effettuato in modo attento ed approfondito- e la disposizione delle tubazioni dovrebbe prendere in considerazione anche questi fattori non basandosi soltanto su considerazioni di natura economica. Tale approfondimento va delegato a studi futuri.

Capitolo 5

Ottimizzazione economica

La mancanza di modelli sufficientemente esaurienti ha portato all'esigenza di sviluppare un nuovo algoritmo per l'ottimizzazione economica di tubazioni per il trasporto di CO₂. In questo capitolo verranno descritte nel dettaglio le tecniche utilizzate per studiare il problema in analisi e per individuare le variabili decisionali per l'ottimizzazione. Successivamente verrà descritto nel dettaglio il funzionamento dell'algoritmo proposto. Infine verranno riportati i risultati della verifica sull'algoritmo proposto e saranno raccolte tutte le considerazioni del caso.

5.1 Stato dell'arte dei modelli economici per trasporto CO₂

La progettazione di una rete di tubazioni per il trasporto di anidride carbonica in applicazioni CCS deve essere effettuata secondo criteri economici. Come per qualsiasi tipo di progettazione si dovrà prendere in considerazione la soluzione che permetta di ottenere il miglior risultato con il minor costo possibile.

Successivamente si dovrà effettuare un'analisi del rischio in modo da verificare se la configurazione economicamente più vantaggiosa abbia un profilo di rischio accettabile dal punto di vista della sicurezza. In caso contrario si dovranno effettuare delle modifiche in modo da rendere il fattore di rischio accettabile.

In questo paragrafo verranno analizzati i metodi di ottimizzazione economica attualmente presenti in letteratura al fine di verificare se sia possibile utilizzarli per il nostro studio applicato al territorio del Nord Italia o se invece si debbano implementare degli algoritmi differenti.

A tal proposito si è preso come riferimento il lavoro di Knoope et al. (2013)^a che prende in considerazione tutti i metodi disponibili per l'ottimizzazione economica di reti per il trasporto di CO₂ analizzandone i risultati e cercando di capire in che modo possano essere migliorati.

I modelli analizzati da Knoope possono essere suddivisi nelle seguenti categorie:

- Modelli di costo lineari (Heddle et al., 2003; ElementEnergy, 2010; Van del Broek et al., 2010);
- Modelli basati sul peso delle tubazioni (Piessens et al., 2008, Gao et al., 2011);
- Modelli basati su equazioni quadratiche (IEA GHG, 2002; Parker, 2004);
- Modello CMU (McCoy e Rubin, 2008);
- Modelli basati sulla portata (Dahowski et al., 2004; Ogden et al., 2004; McCollum and Ogden, 2006; Dahowski et al., 2009; Chandel et al., 2010; Serpa et al., 2011).

Un riassunto delle caratteristiche di ognuno di tali metodi è riportato nei rispettivi studi di cui sopra a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

Le considerazioni effettuate sono molto diverse da un modello all'altro. Per quanto riguarda la pressione di pompaggio iniziale dell'anidride carbonica, ad esempio, si va da un minimo di *11,0 MPa* ad un massimo di *15,2 MPa*. Per alcuni modelli tale valore non è nemmeno specificato. In molti casi anche le caratteristiche meccaniche dell'acciaio utilizzato non sono specificate anche se l'utilizzo di una tipologia di acciaio rispetto ad un'altra può incidere molto sui costi iniziali dell'infrastruttura. Va anche sottolineato che solamente in alcuni modelli sono stati inseriti dei parametri che considerano l'aumento di costo dovuto all'introduzione di apparecchiature di sicurezza per la mitigazione del rischio

Questi sono solo degli esempi delle diverse considerazioni iniziali presenti nei vari modelli. La diversità nelle assunzioni fatte per i vari modelli porta ad un'ampia variabilità nei risultati ottenuti che spesso possono apparire anche contraddittori. Ad esempio per una tubazione di 0,8 m di diametro interno e 25 km di lunghezza i costi calcolati per unità di lunghezza variano tra 0,8-5,5 M€₂₀₁₀/Km. Questa enorme variazione di risultati fa capire come l'assunzione di certe considerazioni iniziali del modello possa portare a risultati completamente diversi.

Non ritenendo esaurienti i metodi sopra descritti è stato sviluppato dagli stessi autori dello studio sopra descritto un modello proprio per l'ottimizzazione economica (Knoope et al., 2013^b) ed una successiva versione migliorata (Knoope et al., 2014). Tale modello tiene in considerazione differenti tipologie di acciaio utilizzato, la pressione di ingresso nella tubazione nonché il suo diametro e infine il numero delle stazioni di ripompaggio. Sempre nello stesso lavoro è tenuto inoltre in considerazione sia il trasporto di anidride carbonica allo stato liquido che gassoso allo scopo di valutarne.

Il lavoro citato è stato utilizzato come base per lo sviluppo di un nuovo modello economico che sia più adatto allo scopo del presente studio. E' stato deciso di utilizzare il lavoro di questi autori perché è risultato essere il più completo attualmente disponibile. Inoltre il meccanismo di funzionamento di tale modello, che verrà descritto nel dettaglio in seguito, permette di sviluppare un algoritmo di base per i calcoli di fluidodinamica più semplici. Successivamente lo stesso modello potrà essere integrato con numerose considerazioni di carattere sia economico che di sicurezza e di analisi del rischio.

5.2 Variabili che incidono sulle voci di costo

Per poter studiare il problema dell'ottimizzazione economica di una rete di tubazioni per il trasporto di CO₂ applicate a progetti di CCS è necessario conoscere nel dettaglio tutte le grandezze che possono influire sui costi complessivi di tale infrastruttura.

Questa analisi è utile per meglio comprendere il problema nella sua completezza in modo da valutare se il modello proposto da Knoope et al (2014) sia adatto allo studio che si sta effettuando sul territorio del nord Italia. In caso contrario tale modello dovrà essere modificato o si dovrà provvedere a sviluppare un nuovo algoritmo. In ogni caso l'analisi delle grandezze che influenzano i costi risulta sempre indispensabile.

5.2.1 Analisi delle variabili

Le variabili che influenzano i costi generali di un qualsiasi progetto sono tutte quelle che in un modo o nell'altro vengono considerate sia in fase progettuale che di esercizio dell'infrastruttura.

Tali grandezze possono essere direttamente legate al progetto come ad esempio nel nostro il diametro e la lunghezza di una tubazione oppure possono essere grandezze di derivazione economica come il tasso di interesse di un prestito o il costo del lavoro. Altre ancora inoltre possono essere legate a fattori ambientali come la temperatura ambientale media di un certo territorio oppure la sua orografia. Esiste insomma una quantità molto grande di variabili che potrebbero influenzare i costi di un determinato progetto senza escludere il fatto che la relazione di tali grandezze con le voci di costo può non essere facilmente individuabile e quindi le grandezze stesse non facilmente identificabili.

In questo capitolo verranno quindi elencati tutti gli aspetti e le variabili che possono influenzare i costi finali per la realizzazione di una rete di tubazioni per il trasporto di CO₂ in

applicazioni CCS. Le variabili sono state raggruppate in diverse sezioni, in modo da semplificare la trattazione e per creare uno schema che permetta di comprendere meglio le relazioni che intercorrono tra una grandezza e l'altra.

In questo paragrafo le grandezze verranno solamente elencate in modo da avere un quadro generale del problema. Alcune di queste variabili non verranno prese in considerazione in questo lavoro per via di alcune semplificazioni che verranno assunte (§5.2.2). Le relazioni che legano le grandezze considerate in questo studio sono riportate in §5.3. Una lista completa di tutte le grandezze descritte nei seguenti paragrafi è invece riportata nella Tabella 5.1 che segue.

Tabella 5.1 Grandezze coinvolte nella progettazione di un possibile tracciato per trasporto CCS. Le considerazioni sono basate su concetti economici e di sicurezza.

Grandezze legate all'ambiente e al territorio		Considerazioni legate al tracciato delle tubazioni
Temperatura CO ₂	T	Distanza sorgente-stoccaggio
Dislivello	Δh	Approccio “punto a punto” contro “tubazione principale-tubazione secondaria”
Grandezze legate alla CO₂ trasportato		
Portata CO ₂	m	Corridoi preferenziali esistenti
Densità	ρ	Zone sensibili da evitare
Viscosità	μ	Orografia del territorio
Grandezze legate all'impianto		Apparecchiature di mitigazione del rischio
Lunghezza tubazione	L	Diametro della tubazione sovradimensionato
Diametro esterno tubazione	OD	Valvole di sezionamento
Diametro interno tubazione	ID	Marker tape
Spessore tubazione	t	Coperture protettive
Tipologia di acciaio utilizzato	X00	Aumento della profondità di interrimento
Pressione		Sorveglianza delle tubazioni e stazioni di pompaggio
Pressione di mandata della pompa	P_{in}	Variabili economiche Vedi Tabella 5.3
Pressione alla fine della tubazione	P_{out}	
Numero stazioni di ri-pompaggio	N_{pump}	

5.2.1.1 Grandezze legate all'ambiente e al territorio

La valutazione delle caratteristiche del territorio e del clima nel quale verranno installate le apparecchiature per il trasporto di CO₂ risulta di primario interesse.

Per prima cosa è importante conoscere l'orografia del territorio in quanto le differenze di altezza tra un punto e l'altro della tubazione ricoprono un importante ruolo nel calcolo della fluidodinamica nonché della potenza da erogare in fase di pompaggio. In particolare è importante conoscere la differenza di altezza (Δh) tra il punto di pompaggio dell'anidride carbonica e il punto finale di trasferimento del fluido.

Per quanto riguarda i fattori climatici il più importante è la temperatura ambientale (T) che influisce sulla temperatura della CO₂ all'interno della tubazione e quindi sulla sua viscosità e densità. Tali grandezze, come spiegato poco oltre, sono essenziali nella descrizione del moto all'interno della tubazione. Va sottolineato che le tubazioni sono in genere interrato quindi è importante conoscere la temperatura del sottosuolo piuttosto che la temperatura ambientale dell'aria.

5.2.1.2 Proprietà del fluido

Le proprietà termodinamiche del fluido che si devono conoscere per poter caratterizzare la fluidodinamica dell'anidride carbonica all'interno della tubazione sono la sua densità (ρ) e la viscosità (μ). In particolare si dovranno stimare con precisione tali proprietà al variare della temperatura e della pressione.

Per il calcolo della densità si è utilizzata l'equazione di stato di Peng-Robinson (vedi § 3.2.1) mentre per la viscosità si è utilizzato il modello Fenchour-Wakeham (vedi § 3.2.2).

Se non diversamente specificato, la temperatura fissata per il calcolo di tali proprietà è di 15°C mentre la pressione è di 8MPa, ovvero la pressione minima a cui si potrà trovare la CO₂. È stato scelto questo valore perché permette di mantenere la CO₂ all'interno della tubazione allo stato liquido. In questo modo si avrà un approccio conservativo. Per capire il motivo per cui sono stati fissati questi valori si riporta al § 5.3.

5.2.1.3 Grandezze relative all'impianto

Ogni tratto di tubazione che compone la rete deve essere adeguatamente progettato per poter trasportare una determinata portata massiva di anidride carbonica (m), che dipende dalla quantità di CO₂ catturata nelle varie centrali termoelettriche e dalla disposizione delle tubazioni nel territorio italiano. Come già descritto, l'indagine conoscitiva sui siti sorgente di emissione è fondamentale per caratterizzare correttamente queste quantità.

Le tubazioni possono essere realizzate con diverse qualità di acciaio che avranno caratteristiche meccaniche e costi differenti. In Tabella 5.2 sono riportati i vari tipi di acciaio disponibili in commercio e adatti al contatto con anidride carbonica. Essi vengono considerati in questo studio. Sono riportate le due caratteristiche principali ovvero la tensione di snervamento ed il costo.

Con acciai con una tensione di snervamento maggiore si possono realizzare tubazioni di spessore inferiore e dunque di peso più contenuto ma il costo di tali materiali è alto. Dunque l'equilibrio tra questi due aspetti va attentamente analizzato ed è pertanto inserito nell'algoritmo di ottimizzazione. In base alla tipologia di acciaio che si pensa possa essere maggiormente utilizzata nei prossimi anni in Tabella 5.2 è riportata anche la presunta disponibilità sul mercato di tali materiali nel breve, medio e lungo periodo. Attualmente gli acciai più utilizzati sono quelli da X42 a X80, mentre si pensa che nel medio termine gli acciai più utilizzati saranno gli X90 e X100 mentre nel lungo periodo X120.

Tabella 5.2 Tipi di acciaio considerati in questo studio e principali caratteristiche.

Tipo acciaio (US standard)	Tipo acciaio (EU standard)	Tensione di snervamento (MPa)	Costo (€2010/Kg)	Disponibilità
X 42	S275M	275	1,17	Breve termine
X 52	S355M	355	1,2	Breve termine
X 65	S460M	460	1,37	Breve termine
X 70	S500QL	500	1,49	Breve termine
X 80	S550QL	550	1,51	Breve termine
X 90	S620QL	620	1,53	Medio termine
X 100	S690QL	690	1,54	Medio termine
X 120	S890QL	890	1,79	Lungo termine

Oltre al tipo di acciaio altre grandezze fondamentali sono quelle legate alle dimensioni della tubazione ovvero la lunghezza (L), il diametro interno (ID) e quello esterno (OD) da cui deriva anche lo spessore (t). La scelta del diametro esterno della tubazione è legato alle misure standard esistenti in commercio dunque la scelta ottimale non può ammettere qualsiasi valore di misura standard bensì quelle reperibili sul mercato. In tale studio sono state

considerate le seguenti: 0,11 - 0,17 - 0,22 - 0,32 - 0,41 - 0,51 - 0,61 - 0,76 - 0,91 - 1,07 - 1,22m così come riportato nel lavoro di Knoope *at al.* (2014).

In applicazioni CCS l'anidride carbonica in fase gas catturata dalle grandi sorgenti viene compressa e raffreddata in modo da portarla in fase densa e successivamente viene pompata per vincere le perdite di carico e gli eventuali dislivelli indotti della rete idraulica. Dato che le tubazioni di anidride carbonica nel nord Italia saranno lunghe fino a qualche centinaio di chilometri si dovranno prevedere delle stazioni di pompaggio lungo la linea in modo da fornire la prevalenza sufficiente a vincere le perdite di carico di una tubazione così lunga. Le variabili che influenzano i costi sono dunque la pressione di pompaggio dell'anidride carbonica supposta uguale dopo ogni stazione di pompaggio (P_{ing}) e la pressione alla fine della tubazione (P_{out}) oltreché il numero di stazioni di pompaggio da sistemare lungo la linea (N_{pump}).

5.2.1.4 Grandezze legate al tracciato della rete

Come già discusso nel §4.4 la disposizione delle tubazioni di anidride carbonica è influenzato da diversi fattori che possono essere così riassunti:

- Distanza della sorgente di anidride carbonica dal punto di stoccaggio;
- Scelta dell'approccio “da punto a punto” o “tubazioni primarie e secondarie”;
- Esistenza di corridoi preferenziali, come nel caso di corridoi già esistenti di tubazioni di gas naturale;
- Presenza di aree sensibili da evitare, quali centri abitati, grandi arterie di comunicazione (strade, ferrovie) e altre;
- Orografia del territorio.

La scelta della disposizione delle tubazioni nel territorio italiano deve essere fatta secondo principi economici e di sicurezza e tale approccio influenzerà molto il costo finale della rete.

5.2.1.5 Apparecchiature per la mitigazione del rischio

Come accennato nel §4.4 la rottura accidentale di una tubazione di anidride carbonica porta al rilascio di grandi quantità di tale sostanza ad una elevata pressione. Il rischio legato a questi eventi accidentali dovrà essere preso in considerazione e nel caso tale valore superasse la soglia di rischio accettabile dovranno essere prese in considerazione misure per la prevenzione e la mitigazione delle conseguenze dell'evento accidentale.

Alcune misure sono riportate di seguito (Medina et al., 2012):

- Installazione di tubazioni con spessore maggiorato;
- Inserimento di valvole di sezionamento che sezionando il percorso permettono la fuoriuscita di quantitativi limitati di anidride carbonica in caso di rottura accidentale lungo il percorso;
- Installazione di marker tape che segnalano la presenza di tubazioni interrato, specie durante delicate fasi di scavo;
- Interramento a profondità maggiori della tubazione;
- Coperture protettive poste al di sopra della tubazione per proteggerla da urti e collisione da agenti esterni;
- Sorveglianza della tubazione e delle stazioni di pompaggio;
- Adozione di misure atte alla prevenzione di danni strutturali indotti da eventi sismici e naturali di grossa entità.

L'adozione di queste misure per la mitigazione e la gestione del rischio legato all'installazione di una rete per il trasporto di CO₂ influirà sui costi finali della rete giacché ciascuno degli elementi sopra citati potrà contribuire alle voci di costo.

5.2.1.6 Variabili di natura economiche

Per il calcolo del costo totale di un impianto si devono fare numerose considerazioni di carattere economico. In questo lavoro tali assunzioni sono state ricavate dal lavoro di Knoope et al. (2014) e vengono riportate in Tabella 5.3.

Tabella 5.3 Assunzioni di natura economica. La sigla O&M (operation and maintenance) rappresenta i costi di esercizio e manutenzione. (fonte: Knoope et al. 2014).

Parametro	Unità di misura	Valore
Vita utile della tubazione	Anni	50
Vita utile stazioni di pompaggio	Anni	25
Tasso di interesse	%	10
Ore di attività	ore/anno	8760
O&M stazioni di pompaggio	%	4
O&M tubazioni	%	1,5
Costo elettricità	€/m ²	100

5.2.2 Semplificazioni adottate

Vista la complessità dell'argomento affrontato nel presente studio si è adottato un metodo di lavoro che consista nel partire da un tipo di analisi molto semplice per poi via via approfondire lo studio aggiungendo nuovi elementi che permettano di incrementare il grado di precisione e affidabilità. Questo tipo di approccio è stato adottato già nell'analisi geografica del nord Italia (Capitolo 4) e verrà impiegato anche nello sviluppo del modello economico per l'ottimizzazione della rete di tubazioni per il trasporto di anidride carbonica.

In particolare si vuole partire con l'analisi economica di un unico tratto di tubazione lasciando a studi successivi lo studio dell'intera rete italiana anche nel dettaglio. Le variabili dovute al posizionamento della tubazione (§ 5.2.1.5) non verranno quindi prese in considerazione.

Per quanto riguarda le variabili legate all'ambiente e al territorio si può notare che la maggior parte delle centrali termoelettriche considerate in questo studio sono posizionate nella pianura Padana tranne che per i casi di Vado Ligure e La Spezia (Figura 4.3). Per questo motivo l'influenza dell'orografia nei costi non verrà presa in considerazione e si immaginerà di avere un territorio completamente pianeggiante ($\Delta h=0$).

E' stata inoltre fissata la temperatura dell'anidride carbonica all'interno della tubazione a 15°C . Questa considerazione deriva dal fatto che le tubazioni sono interrato e quindi meno soggette alle variazioni di temperatura che si hanno nell'atmosfera (Mazzocco, 2014). Si dovrà verificare successivamente se tale approssimazione sia corretta o se si debba inserire all'interno del modello una trattazione più approfondita riguardo lo scambio di calore lungo la tubazione.

L'inevitabile presenza di impurezze nel flusso di anidride carbonica influenza la risposta del materiale della tubazione all'esposizione al fluido.. Per semplicità questo fatto non è considerato in questa trattazione e pertanto il fluido verrà assunto come anidride carbonica pura monocomponente.

Dato il carattere preliminare dello studio gli accorgimenti atti a mitigare i rischi (§ 5.2.1.5) non vengono considerati a questo livello, in quanto si vuole effettuare una analisi puramente economica lasciando l'analisi sulla sicurezza e i costi associati all'adozione di queste apparecchiature di mitigazione a studi successivi.

Alla luce di queste semplificazioni il numero di variabili che influenzano i costi delle tubazioni è notevolmente ridotto e vengono riportate in Tabella 5.4 che segue.

Tabella 5.4 Variabili che influenzano i costi restanti dopo l'adozione delle semplificazioni descritte nel § 5.2.2.

Variabile	Sigla	Variabile	Sigla
Portata di CO ₂ da trasportare	m	Pressione di mandata della pompa	P_m
Lunghezza tubazione	L	Pressione alla fine della tubazione	P_{out}
Temperatura CO ₂	T	Numero di stazioni di pompaggio	N_{pump}
Densità CO ₂	ρ	Diametro interno della tubazione	ID
Viscosità CO ₂	μ	Diametro esterno della tubazione	OD
Tipologia di acciaio	X00	Spessore della tubazione	t

5.3 Ricerca delle variabili indipendenti

Individuate le grandezze che influenzano i costi della rete di tubazioni ed formulate determinate ipotesi si procede con la loro analisi. Lo scopo di tale studio è quello di individuare le relazioni che intercorrono tra le varie grandezze e i loro possibili vincoli. In questo modo è possibile individuare le variabili indipendenti che dovranno essere manipolate per eseguire l'ottimizzazione economica della tubazione per il trasporto di CO₂.

Per prima cosa si considerano la portata di anidride carbonica m e la lunghezza della tubazione L . La portata della tubazione dipende dalla quantità di CO₂ che viene catturata ad ogni sorgente di emissione ed è quindi fissata. Anche la lunghezza della tubazione è una grandezza fissata in quanto lo scopo iniziale di questo lavoro è quello di fornire una ottimizzazione economica di un tratto di tubazione mentre come già specificato l'ottimizzazione dell'intera rete nel nord Italia è destinata a studi successivi.

Per quanto riguarda le proprietà termodinamiche dell'anidride carbonica, ovvero densità e viscosità, esse sono state assunte funzione della temperatura e della pressione all'interno della tubazione.

La temperatura è fissata a 15°C (§ 5.2.2) mentre la pressione varia da un valore massimo in corrispondenza della mandata della stazione di pompaggio (P_{ing}) ad un minimo alla fine della tubazione (P_{out}).

La pressione minima deve essere fissata in modo tale che all'interno della tubazione non si abbia mai la formazione di fase gassosa che comporterebbe numerosi problemi alle

apparecchiature di pompaggio quali perdita di rendimento, cavitazione, vibrazioni e anche rotture.

La pressione di saturazione dell'anidride carbonica a 15°C è pari a $5,09 \text{ MPa}$ mentre la pressione al punto critico è di $7,38 \text{ MPa}$. Si è deciso, in prima approssimazione, di considerare quindi una pressione minima all'interno della tubazione di $8,0 \text{ MPa}$ in modo da scongiurare la formazione di aeriforme anche nel caso in cui la temperatura salga fino a raggiungere quella del punto critico, ovvero $31,06^{\circ}\text{C}$. Nel caso la temperatura dovesse aumentare ulteriormente si avrebbe comunque il passaggio dallo stato liquido allo stato supercritico. In questo caso non si avrebbero infatti comunque problemi alle pompe, dato che la densità della fase supercritica è paragonabile a quella del liquido. Le perdite di carico tuttavia diminuirebbero enormemente per via della ridotta viscosità della fase supercritica rispetto a quella liquida. In tal modo l'impianto di pompaggio potrebbe risultare sovradimensionato rispetto alle richieste native ma continuerebbe a funzionare senza particolari problemi di carattere tecnico.

La pressione massima ovvero la pressione di mandata delle stazioni di pompaggio (P_{out}) risulta invece essere una variabile indipendente per l'ottimizzazione. Altra variabile indipendente risulta essere il numero di stazioni di ripompaggio presenti lungo la tubazione che è strettamente legato alla pressione di mandata delle pompe e alla lunghezza della tubazione come verrà spiegato meglio in seguito.

La tipologia di acciaio con cui verrà costruita la tubazione influenzerà lo spessore della tubazione stessa e dunque i costi. Tale variabile risulta essere una variabile indipendente per l'ottimizzazione economica.

Per finire si noti come le dimensioni della tubazioni diametro esterno (OD), diametro interno (ID) e spessore (t), siano legate tra loro dalla relazione geometrica:

$$OD = ID + 2 \cdot t \quad , \quad (5.1)$$

e lo spessore della tubazione può essere calcolato tramite:

$$t = \frac{OD \cdot MAOP}{2 \cdot S \cdot F} + CA \quad , \quad (5.2)$$

dove $MAOP$ (MPa) (maximum allowable operation pressure) è la massima pressione di esercizio massima della tubazione che viene cautelativamente aumentata del 10%, S (MPa) è

la tensione di snervamento del particolare acciaio, F (-) è un fattore di progettazione che tiene conto della densità abitativa del terreno su cui la tubazione viene installata che vale 0,72 mentre CA (m) è un fattore che tiene conto della corrosione della tubazione e per la CO_2 vale 0,001 m .

A partire da queste formule è evidente come lo spessore della tubazione è una variabile dipendente mentre una grandezza tra il diametro esterno OD e quello interno ID risultano variabili indipendenti. Se ad esempio venisse scelta come variabile decisionale OD , la variabile ID diventerebbe dipendente e viceversa.

Le variabili decisionali per l'ottimizzazione economica della tubazione per il trasporto di anidride carbonica sono pertanto;

- Diametro esterno OD ;
- Tipo di acciaio;
- Pressione di pompaggio P_{ing} ;
- Numero di stazioni di pompaggio N_{pump} .

Una volta inseriti i dati relativi a portata di anidride carbonica da trasportare e lunghezza della tubazione l'obiettivo del programma per l'ottimizzazione economica sarà quello di fornire i valori diametro esterno, pressione di pompaggio, numero di stazioni di pompaggio e tipologia di acciaio che permettano di minimizzare i costi della tubazione stessa.

5.4 Costi relativi al trasporto di CO_2 mediante tubazioni in pressione

Il problema che stiamo affrontando è un'ottimizzazione multivariabile le cui variabili decisionali sono il diametro esterno della tubazione, la tipologia di acciaio utilizzato, la pressione di pompaggio e il numero di stazioni di pompaggio. Si vuole costruire un ottimizzatore che attraverso la modifica di tali variabili decisionali permetta di giungere ad un set di valori di dette variabili corrispondente ad un ottimo da punto di vista economico.

A questo punto si deve quindi procedere con la costruzione della funzione obiettivo che sarà legata ai costi del trasporto.

I costi vengono ripartiti in costi legati alle tubazioni e in quelli legati alle stazioni di pompaggio. I costi relativi alla compressione iniziale dell'anidride carbonica e quindi alla sua liquefazione, non vengono considerati in questa trattazione, in quanto sono costi fissi legati solamente alla quantità di anidride carbonica da trattare e dunque indipendenti dalla

configurazione adottata per la rete per il trasporto di CO₂. Tutte le formule utilizzate per il calcolo dei costi sono state ricavate da Knoope *et al.* (2014).

5.4.1 Costi relativi alla tubazione

La prima voce relativa alla tubazione è quella del costo del materiale $C_{material}$ (€) che viene calcolato con la seguente formula:

$$C_{material} = t \cdot \pi \cdot (OD - t) \cdot L \cdot \rho_{steel} \cdot C_{steel} \quad , \quad (5.3)$$

dove t (m) è lo spessore della tubazione, OD (m) è il diametro esterno della tubazione, L (m) è la sua lunghezza, ρ_{steel} (kg/m³) è la densità dell'acciaio e vale 7900 Kg/m³, C_{steel} (€/Kg) è il costo dell'acciaio utilizzato che è riportato in Tabella 5.2.

Il costo della manodopera necessaria per i lavori di posa della tubazione è formulabile invece nel modo che segue:

$$C_{labor} = C_{area} \cdot OD \cdot L \quad , \quad (5.4)$$

dove C_{labor} (€) è il costo della manodopera necessaria all'installazione, C_{area} (€/m²) è la stima del costo della manodopera per metro quadro di sezione longitudinale di tubo che è stata fissata a 825 €/m² (Knoope *et al.*, 2014).

A queste due voci si devono sommare anche i costi per l'acquisizione dei diritti di passaggio della tubazione che sono:

$$C_{rightofway} = C_{long} \cdot L \quad , \quad (5.5)$$

dove $C_{rightofway}$ (€) è il costo dei diritti di passaggio, C_{long} (€/m) rappresenta il costo dei diritti di passaggio per unità di lunghezza di tubazione che sono fissati in 83 €/m (Knoope *et al.*, 2014), L (m) è la lunghezza della tubazione.

Per finire si aggiungono i costi vari ed eventuali stimabili come frazione di quelli sopra discussi:

$$C_{miscellaneous} = 0,25 \cdot (C_{material} + C_{labor}) \quad , \quad (5.6)$$

dove $C_{miscellaneous}$ (€) rappresenta i costi vari ed eventuali legati all'installazione della tubazione, $C_{material}$ (€) è il costo dell'acciaio e C_{labor} (€) è il costo della manodopera necessaria

all'installazione.

Per la costruzione della funzione obiettivo è necessario altresì ricavare i costi di investimento, i costi di esercizio e quelli di manutenzione relativi alla tubazione. I primi si calcolano sommando le voci di costo appena descritte mentre i costi di esercizio e manutenzione ammontano ogni anno all'1,5% dei costi di investimento della tubazione. Si ha dunque che:

$$I_{pipe} = C_{material} + C_{labor} + C_{rightofway} + C_{miscellaneous} \quad , \quad (5.7)$$

$$OM_{pipe} = 0,015 \cdot I_{pipe} \quad , \quad (5.8)$$

dove I_{pipe} (€) è il costo di investimento delle tubazioni, $C_{material}$, C_{labor} , $C_{rightofway}$, $C_{miscellaneous}$ (€) sono i costi relativi al materiale, alla manodopera, ai diritti di passaggio e i costi vari ed eventuali e OM_{pump} (€/anno) sono i costi di gestione e manutenzione.

5.4.2 Costi relativi alle stazioni di pompaggio

I costi relativi alle stazioni di pompaggio si possono suddividere in costi di installazione e dell'energia consumata. Per prima cosa si dovrà calcolare l'energia necessaria per azionare le pompe che viene calcolata con la seguente formula;

$$W_{pump} = \dot{m} \cdot \frac{P_{ing} - P_{out}}{\eta_{pump} \cdot \rho} \quad , \quad (5.9)$$

dove W_{pump} (MW_e) indica il consumo elettrico di ogni singola stazione di pompaggio, \dot{m} (Kg/s) indica la portata di CO_2 da trasportare, η_{pump} (-) rappresenta il rendimento dell'apparecchiatura di pompaggio ed è fissato a 75% mentre ρ (Kg/m^3) è la densità della CO_2 .

Come discusso in precedenza, anche in questo caso si dovranno calcolare i costi di investimento, i costi di gestione e manutenzione e i costi legati al consumo energetico che saranno in seguito utilizzati per la costruzione della funzione obiettivo.

Per quanto riguarda i costi relativi al consumo energetico, essi si calcolano secondo la seguente (5.10):

$$EC_{pump} = W_{pump} \cdot (N_{pump} + 1) \cdot h \cdot E_{cost} \quad , \quad (5.10)$$

dove EC_{pump} (€/anno) è il costo dell'energia consumata in un anno dalle stazioni di pompaggio, W_{pump} (MW_e) è il consumo di energia di ogni singola stazione di pompaggio,

N_{pump+1} (-) è il numero di stazioni di ripompaggio più la stazione di pompaggio iniziale, h (h/anno) è il numero di ore di funzionamento annuale delle pompe e vale 8760 h/anno, E_{cost} (€/MWh) è il costo dell'energia che viene stimato essere pari a 100 €/MWh (vedi Tabella 5.3). Per il calcolo del costo di investimento relativo alle stazioni di pompaggio va stimato il numero di pompe necessario in ogni stazione di pompaggio. La capacità massima di una pompa per il trasporto di CO₂ è di 2,0 MW_e dunque per calcolare il numero di pompe necessarie per ogni stazione di pompaggio basta quindi utilizzare:

$$n = \frac{W_{pump}}{2 MW_e} \quad (5.11)$$

dove n (-) è il numero di pompe e W_{pump} (MW_e) è il consumo energetico di una singola stazione di pompaggio. Il risultato di tale calcolo dovrà essere arrotondato per eccesso onde evitare di dotare l'infrastruttura di un numero non sufficiente di apparecchiature per la movimentazione del fluido.

Per calcolare i costi di investimento per tutte le stazioni di pompaggio si utilizza una formula che inglobi il concetto di economia di scala e dunque contenente dei fattori legati all'andamento dei costi al crescere delle dimensioni caratteristiche dell'unità studiata. In questo lavoro è stata utilizzata la formula (5.12) che segue;

$$I_{pump} = (74,3 \cdot (W_{pump} \cdot 10^3)^{0,58} \cdot n^{0,9}) \cdot 10^3 \cdot (N_{pumps} + 1) \quad (5.12)$$

dove n (-) è il numero di pompe e W_{pump} (MW_e) è il consumo energetico di una singola stazione di pompaggio. Il risultato di tale calcolo dovrà essere arrotondato per eccesso onde evitare di dotare l'infrastruttura di un numero non sufficiente di apparecchiature per la movimentazione del fluido.

Per calcolare i costi di investimento per tutte le stazioni di pompaggio si utilizza una formula che inglobi il concetto di economia di scala e dunque contenente dei fattori legati all'andamento dei costi al crescere delle dimensioni caratteristiche dell'unità studiata. In questo lavoro è stata utilizzata la formula (5.12) che segue;

$$OM_{pump} = 0,04 \cdot I_{pump} \quad (5.13)$$

dove OM_{pump} (€/anno) sono i costi di gestione e manutenzione delle stazioni di pompaggio e I_{pump} (€) sono i costi di investimento.

5.4.3 Funzione obiettivo: somma dei costi normalizzati

La funzione obiettivo di cui va ricercato l'ottimo deve contenere al suo interno tutte le voci di costo descritte nei precedenti paragrafi ovvero i costi di investimento, i costi di gestione e i costi dell'energia relativi sia alla tubazione che alle stazioni di pompaggio.

Si è deciso di normalizzare i costi come indicato in Knoope et al (2014). La funzione obiettivo è definita pertanto come segue:

$$LC = \frac{CRF_{pump} \cdot I_{pump} + CRF_{pipe} \cdot I_{pipe} + OM_{pump} + OM_{pipe} + EC_{pump}}{\dot{m} \cdot H \cdot 3,6}, \quad (5.14)$$

$$CRF = \frac{r}{1 - (1+r)^{-z}}, \quad (5.15)$$

dove LC (€/tonnCO₂) è il costo dell'installazione per il trasporto di CO₂ normalizzato su unità di massa di CO₂ trasportata, I_{pump} e I_{pipe} (€) sono i costi di investimento delle stazioni di pompaggio e delle tubazioni, OM_{pump} e OM_{pipe} (€/anno) sono i costi di gestione e manutenzione delle stazioni di pompaggio e delle tubazioni, EC_{pump} (€/anno) sono i costi dell'energia elettrica necessaria per il pompaggio, \dot{m} (Kg/s) rappresenta la portata di CO₂ trasportata, H (h/anno) rappresenta le ore di esercizio della linea in un anno e vale 8760 h/anno, CRF_{pump} e CRF_{pipe} (l/anno) sono i fattori di recupero del capitale per le stazioni di pompaggio e per le tubazioni e vengono calcolati con la formula (5.13), dove r (%) rappresenta il tasso di sconto che vale il 10% sia per le tubazioni che per le stazioni di pompaggio mentre z (anni) rappresenta la vita utile, pari a 25 anni per le pompe e 50 anni per le tubazioni.

5.5 Costruzione dell'algorithmo di ottimizzazione

Lo scopo del programma per l'ottimizzazione è quello di fornire la configurazione della tubazione e delle stazioni di pompaggio ottimale dal punto di vista economico ovvero quella caratterizzata dai minori costi di investimento e di gestione.

La funzione obiettivo LC (5.14) dell'ottimizzazione è stata descritta nel dettaglio al § 5.4.3, e rappresenta la somma dei costi delle tubazioni e delle stazioni di pompaggio normalizzate per tonnellata di CO₂ trasportata.

Le variabili che influenzano i costi sono state invece descritte nel § 5.2. Successivamente sono state eseguite delle semplificazioni (§ 5.2.2) che hanno permesso di eliminare alcune di

queste variabili individuando quelle più importanti. Infine tra queste variabili (Tabella 5.4) sono state discriminate quelle dipendenti da quelle indipendenti (§ 5.3). Queste ultime sono:

- Diametro esterno OD ;
- Tipo di acciaio;
- Pressione di pompaggio P_{ing} ;
- Numero di stazioni di ri-pompaggio N_{pump} .

che rappresentano le variabili decisionali dell'ottimizzazione.

Modificando i valori delle variabili decisionali appena menzionate l'ottimizzazione permette di trovare il valore di ciascuna di esse in modo da ottenere il minimo della funzione obiettivo LC.

Questo problema è stato affrontato da Knoope et al. (2014), il cui lavoro è stato utilizzato come base per lo studio approfondito dell'ottimizzazione. Tale indagine è poi proseguita con lo sviluppo di un nuovo algoritmo dal momento che sono stati riscontrati alcuni problemi e lacune nell'algoritmo sviluppato nel lavoro citato.

5.5.1 Problemi nella caratterizzazione delle dimensioni della tubazione

Per poter effettuare l'ottimizzazione economica della tubazione bisogna per prima cosa caratterizzare la tubazione, calcolandone tutte le grandezze relative alla fluidodinamica.

La portata dell'anidride carbonica (m) e la lunghezza della tubazione (L) sono fissate in quanto dipendono dalla quantità di CO_2 prodotta dalla centrale termoelettrica in esame e dalla sua distanza dal punto di stoccaggio.

Anche le proprietà termodinamiche dell'anidride carbonica sono note (§ 5.2.1.2) così come il valore della rugosità del particolare materiale della tubazione (ϵ), che vale $5 \cdot 10^{-5} m$ per ogni tipologia di acciaio utilizzato.

Per finire anche la pressione alla fine della tubazione (P_{out}) è nota perché fissata a $8 MPa$ (vedi § 5.3). Per quanto riguarda la pressione di mandata della pompa (P_{ing}) tale grandezza risulterà dal processo di ottimizzazione essendo una grandezza decisionale.. Stesso discorso vale per il numero di stazioni di ripompaggio (N_{pump}).

Per il calcolo della fluidodinamica della tubazione si utilizzano le seguenti equazioni:

$$\dot{m} = v \frac{ID^2}{4} \rho \quad , \quad (5.16)$$

$$Re = \frac{\rho \cdot ID \cdot v}{\mu} \quad , \quad (5.17)$$

$$1/\sqrt{f} = 1,8 \cdot \log \left[\left(\frac{\varepsilon}{ID \cdot 3,7} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{Re} \right] \quad , \quad (5.18)$$

$$PdC = f \frac{L}{ID} \frac{\rho \cdot v^2}{2} \quad , \quad (5.19)$$

$$PdC = \frac{(P_{ing} - P_{out}) \cdot (N_{pump} + 1)}{L} \quad , \quad (5.20)$$

dove m (Kg/s) è la portata di CO₂, v (m/s) è la velocità del fluido all'interno della tubazione, ID (m) è il diametro interno della tubazione, Re (-) è il numero di Reynolds, ρ (Kg/m³) è la densità della CO₂, μ (Pa·s) è la sua viscosità, f (-) è il fattore di attrito valutato secondo la correlazione di Darcy-Weisbach, ε (m) è la rugosità del tubo e vale $5 \cdot 10^{-5}$ m, PdC (Pa/m) sono le perdite di carico lungo la tubazione, P_{in} (Pa) è la pressione di mandata delle pompe, P_{out} (Pa) è la pressione alla fine della tubazione ed N_{pump} (-) è il numero delle stazioni di pompaggio.

Si noti che il numero di equazioni che compongono il sistema matematico (5.16 – 20) in analisi è uguale al numero di incognite, ovvero ID , v , Re , f , ΔP e quindi apparentemente il sistema risulta risolvibile.

Alle formule sopra riportate vanno aggiunte anche quelle che legano il diametro esterno, quello interno e lo spessore della tubazione. Per comodità di lettura viene riscritta anche la formula (5.2) per il calcolo dello spessore della tubazione.

$$ID = OD - 2t \quad , \quad (5.21)$$

$$t = \frac{OD \cdot MAOP}{2 \cdot S \cdot F} + CA \quad , \quad (5.22)$$

dove OD (m) è il diametro esterno, ID (m) è il diametro interno e t (m) è lo spessore della tubazione, $MAOP$ (MPa) (maximum allowable operation pressure) è la massima pressione di esercizio massima della tubazione, aumentata del 10%, S (MPa) è la tensione di snervamento dell'acciaio, F (-) è un fattore di progettazione che tiene conto della densità abitativa del terreno su cui la tubazione viene installata che vale 0,72, CA (m) è un fattore che tiene conto della corrosione della tubazione, e per la CO₂ vale 0,001m.

Le formule (5.21) e (5.22) si aggiungono alle (5.16), (5.17), (5.18), (5.19) e (5.20) creando un sistema di sette equazioni. Il numero di incognite passa invece da cinque a sei, perché l'unica nuova incognita introdotta da queste due equazioni è lo spessore della tubazione (t).

Un sistema con numero di equazioni maggiore rispetto al numero di incognite è solo in alcuni particolari casi determinato, mentre nei restanti è impossibile. Si deve quindi fare in modo che il programma di ottimizzazione fissi le variabili decisionali in modo che il sistema risulti risolvibile.

5.5.2 Sviluppo nuovo algoritmo

Come descritto nel precedente paragrafo per ottenere i risultati desiderati si deve risolvere un sistema di sette equazioni in sei incognite e ciò porta alla necessità di sviluppare un particolare algoritmo che permetta di rendere tale sistema risolvibile.

Un algoritmo di questo tipo è stato proposto da Knoope et al. (2014). Nell'utilizzo di questo algoritmo sono emersi notevoli problemi dovuti principalmente alla difficile comprensione di alcuni passaggi dell'algoritmo stesso che non sono stati riportati in modo sufficientemente chiaro ed approfondito nella pubblicazione disponibile. Si è cercato di completare tali passaggi, cercando di rendere utilizzabile l'algoritmo ma con scarsi risultati. Infatti l'implementazione dello stesso mediante linguaggio Matlab è stata accompagnata da seri problemi di convergenza che sarebbero stati superati soltanto stravolgendo nella sostanza il metodo risolutivo.

Si è dunque deciso di procedere con lo sviluppo di un nuovo algoritmo per l'ottimizzazione economica che permetta di risolvere il problema sopra descritto nel modo più semplice e lineare possibile.

Tale algoritmo verrà descritto nel dettaglio in seguito. Per agevolare la spiegazione della logica di questo algoritmo si è deciso di dividerlo in due sezioni principali.

La prima parte costituisce il nucleo centrale dell'algoritmo. Essa permette, fissata la portata di CO₂ trasportata, la lunghezza della tubazione e alcuni valori di tentativo per le quattro variabili decisionali (diametro esterno OD , tipologia di acciaio, pressione di mandata P_{ing} e numero di stazioni di pompaggio N_{pump}) di calcolare tutti i dati relativi all'aspetto fluidodinamico del flusso entro la tubazione. Questa parte dell'algoritmo è schematizzata in Figura 5.1.

L'algorithmo prevede innanzitutto di fissare dei valori di tentativo per le quattro variabili decisionali e a partire da questi valori fornisce una stima delle perdite di carico ricorrendo a due metodi distinti ovvero tramite le formule (5.19 – 20). Procede poi calcolando la differenza tra queste due perdite di carico ΔPdC , definita come segue:

$$\Delta PdC = PdC_1 - PdC_2 \quad , \quad (5.23)$$

dove ΔPdC (Pa/m) è la differenza tra i valori delle perdite di carico calcolati tramite i due diversi metodi, PdC_1 (Pa/m) sono le perdite di carico calcolate tramite la (5.19) mentre PdC_2 (Pa/m) è calcolata tramite la (5.20).

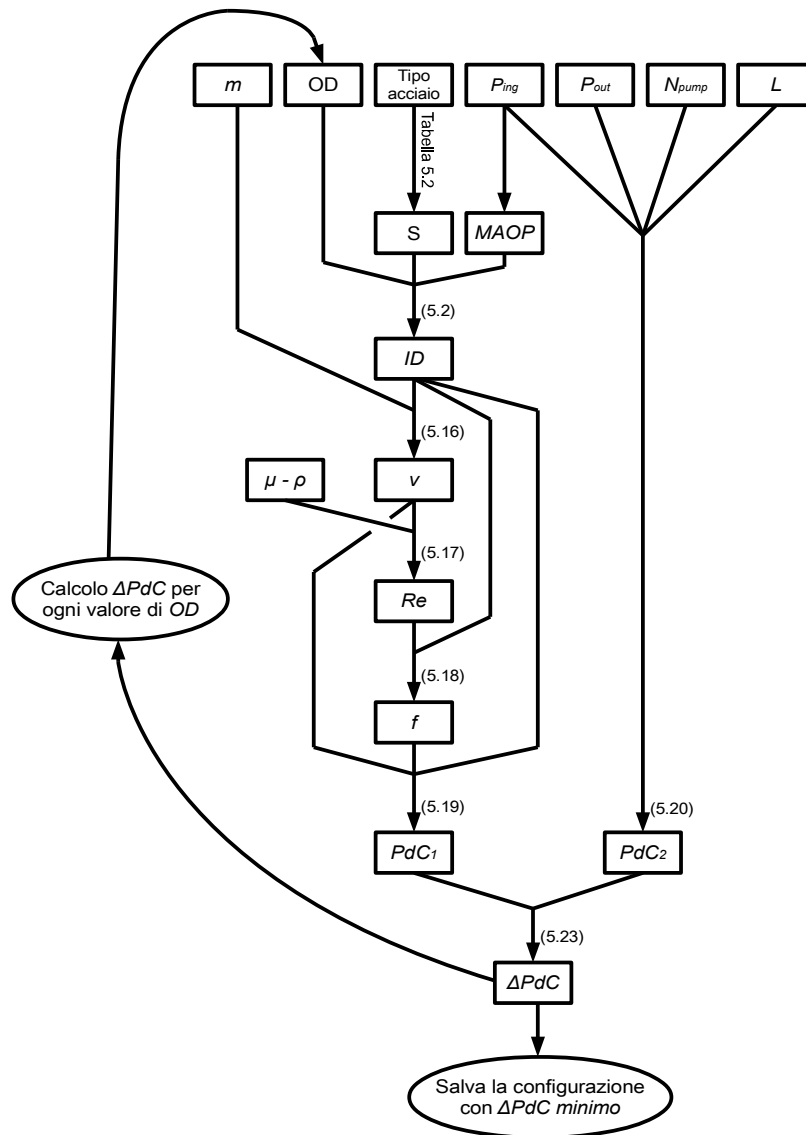


Figura 5.1 Schema del nucleo centrale dell'algorithmo di ottimizzazione. Nei riquadri sono indicate le variabili. Le frecce rappresentano i calcoli eseguiti dal programma di ottimizzazione. Tra parentesi è specificato il numero della formula utilizzata.

Facendo variare il diametro esterno della tubazione OD , le perdite di carico PdC_l assumono differenti valori.

L'algoritmo calcola quindi il valore di ΔPdC per ognuno dei diametri esterni disponibili in commercio (vedi § 5.2.1.3) e salva la configurazione avente i costi minori. In questo modo si fissa la variabile diametro esterno OD per una determinata combinazione delle altre tre variabili decisionali, ovvero la qualità dell'acciaio utilizzato, la pressione di mandata delle stazioni di pompaggio (P_{ing}) e il numero di tali stazioni (N_{pump}).

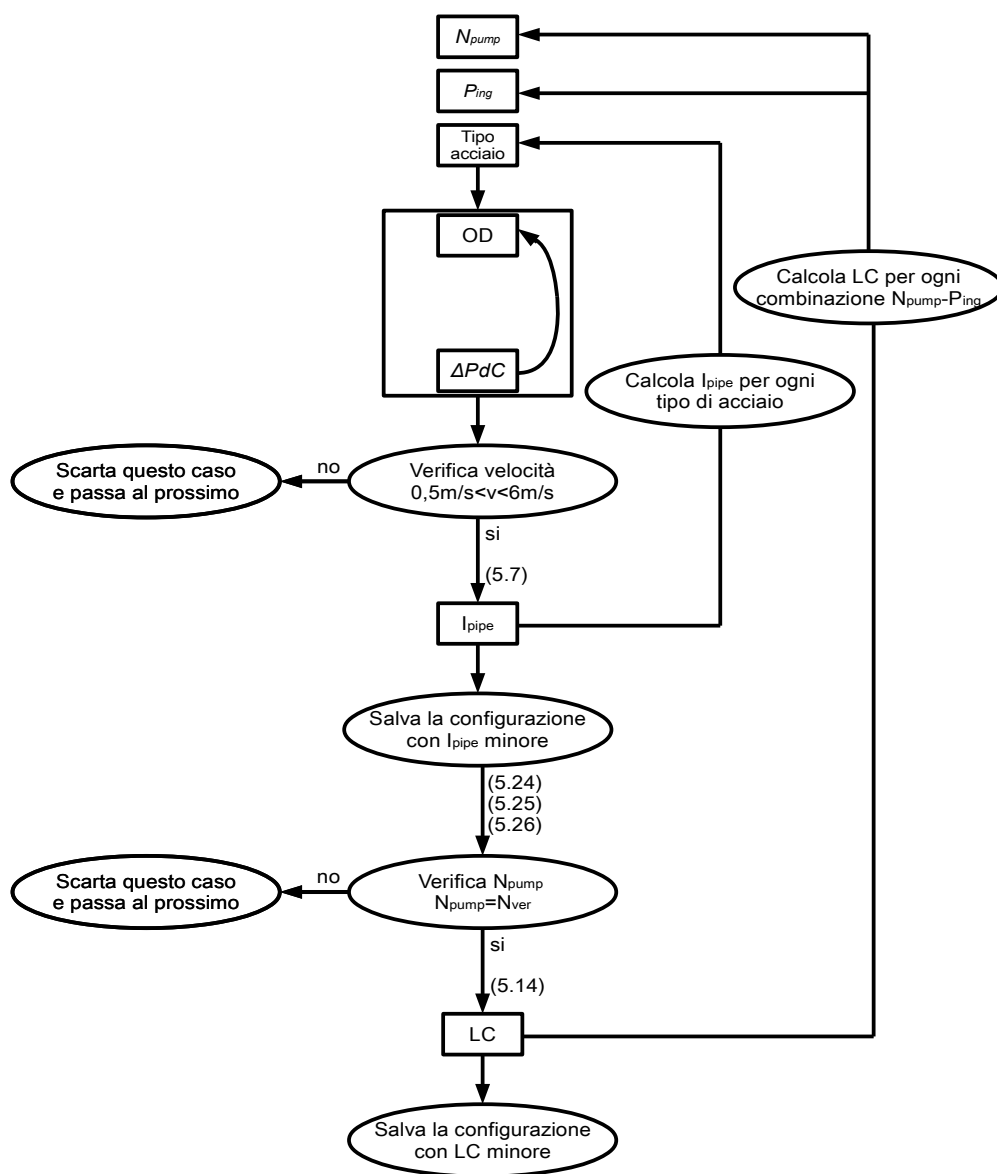


Figura 5.2 Schema dell'algoritmo sviluppato. Tale schema va integrato con quello riportato in Figura 5.1. Sono riportati i calcoli principali, le verifiche e le scelte fatte dall'ottimizzatore.

La seconda parte dell'algoritmo, schematizzata invece in figura 5.2, utilizza la prima parte dell'algoritmo appena descritta per il calcolo delle grandezze relative alla fluidodinamica. In seguito verifica che la velocità del fluido sia compresa tra $0,5 \text{ m/s}$ e 6 m/s e nel caso non fosse all'interno di questo intervallo il caso in esame viene scartato. La velocità deve essere minore di 6 m/s per evitare erosione, vibrazioni e danni alle tubazioni e maggiore di $0,5 \text{ m/s}$ per garantire che il fluido scorra all'interno della tubazione senza particolari problematiche.

Viene quindi calcolato il costo relativo alle tubazioni I_{pipe} (Formula 5.7) per ogni tipologia di acciaio disponibile (vedi Tabella 5.2). A questo punto l'ottimizzatore seleziona la tipologia di acciaio che consente di ottenere i costi minori.

Prima di procedere con il calcolo della funzione obiettivo LC si effettua un ulteriore controllo. I costi normalizzati dell'installazione (LC) dovranno essere calcolati per ogni combinazione possibile di stazioni di pompaggio (N_{pump}) e pressione di mandata (P_{ing}). Questi due valori però sono tra loro dipendenti. Infatti aumentando la pressione di mandata della stazione di pompaggio il numero di stazioni richiesto diminuirà e viceversa. La scelta delle combinazioni di P_{ing} e N_{pump} viene fatta dal programma di ottimizzazione in modo automatico coprendo tutte le possibili combinazioni, alcune delle quali non saranno però praticamente realizzabili. Un esempio è il caso in cui la pressione di pompaggio sia troppo bassa per il numero di stazioni di pompaggio selezionate. Si dovrà quindi procedere con una verifica che consenta di capire se la combinazione scelta sia effettivamente realizzabile o meno. Va ricordata la necessità di mantenere la pressione entro la tubazione oltre una certa soglia in modo da scongiurare la formazione di fase aeriforme che indurrebbe seri problemi sia dal punto di vista dell'esercizio che della sicurezza dell'infrastruttura.

In relazione a quanto appena descritto, le formule utilizzate vengono riportate di seguito:

$$PdC_{act} = \frac{8 \cdot f \cdot m^2}{\pi \cdot \rho \cdot ID^5} \quad , \quad (5.24)$$

$$L_{pump} = \frac{P_{ing} - P_{out}}{PdC_{act}} \quad , \quad (5.25)$$

$$N_{ver} = \frac{L}{L_{pump}} \quad , \quad (5.26)$$

dove PdC_{act} (Pa/m) sono le perdite di carico reali lungo la tubazione, L_{pump} (m) è la massima distanza che può intercorrere tra due stazioni di pompaggio, P_{ing} (Pa) è la pressione di

mandata della stazione di pompaggio, P_{out} (Pa) è la pressione alla fine della tubazione e N_{ver} (-) è il numero di stazioni di pompaggio necessarie che verrà arrotondato per eccesso all'intero più vicino.

Il numero di stazioni di ripompaggio necessarie N_{ver} viene confrontato con il numero di stazioni di pompaggio selezionate dall'ottimizzatore N_{pump} e qualora i due valori fossero diversi la combinazione viene scartata e si procede con la verifica della successiva.

A questo punto è possibile calcolare la funzione obiettivo LC tramite la Formula 5.14 per ogni combinazione di N_{pump} e P_{ing} .

La pressione viene fatta variare da 9 MPa fino a 24 MPa ad intervalli di 1 MPa. Il valore minimo è stato scelto perché rappresenta il primo valore intero dopo la pressione minima nella tubazione (corrispondente a 8 MPa). La pressione massima è stata fissata a 24 MPa in riferimento al lavoro di Knoope *et al.* (2014), salvo poi verificare che questo valore massimo sia sufficientemente elevato per le considerazioni già formulate. Non è da escludere, infatti, che la pressione corrispondente al minore costo complessivo, sia superiore a 24 MPa.

Per quanto riguarda la scelta dei valori massimi e minimi delle stazioni di ripompaggio, le considerazioni sono state basate analogamente sullo studio degli stessi autori, nel quale il range proposto varia da un minimo di 0 ad un massimo di 10 unità di ripompaggio.

Per finire, dopo l'esecuzione di questi calcoli, il programma di ottimizzazione restituirà all'utente i valori relativi alla configurazione che permette di ottenere i minori costi di pompaggio e delle tubazioni.

5.6 Verifica dei risultati dell'ottimizzazione e considerazioni finali

Come già ampiamente discusso, l'obiettivo di questo lavoro risiede nella formulazione di un algoritmo che ottimizzi economicamente l'installazione di una rete di trasporto per CCS. Tale algoritmo (§ 5.5.2) è stato implementato usufruendo del linguaggio *Matlab*.

In questa sezione verranno discussi i principali risultati ottenuti dall'applicazione di suddetto modello. Inizialmente sono state eseguite delle verifiche con lo scopo di accertare se le assunzioni adottate avessero o meno compromesso i risultati delle simulazioni. A scopo chiarificatore, le assunzioni da verificare riguardano principalmente i punti che seguono:

- Modelli utilizzati per il calcolo della densità e della viscosità (§ 5.6.1);
- Temperatura all'interno della tubazione fissata a 15°C (§ 5.6.2);

- Pressione minima all'interno della tubazione fissata a 8MPa (§ 5.6.3).

Successivamente i risultati del programma di ottimizzazione sono stati confrontati con quelli dell'ottimizzatore proposto nel lavoro di Knoope *et al.* (2014) (vedi § 5.6.4.1).

La verifica del corretto funzionamento dell'algoritmo è inoltre anche stata pesata sullo studio dell'andamento della funzione obiettivo LC (§ 5.6.4.2).

Per finire è stata studiata l'influenza che la lunghezza della tubazione ha sui costi normalizzati su unità di massa per il trasporto della CO₂ (§ 5.6.5).

5.6.1 Analisi di sensitività sui modelli per la stima della viscosità e della densità

Per il calcolo della densità è stata utilizzata l'equazione di stato di Peng-Robinson (vedi § 3.2.1) mentre per la viscosità il modello Fenghour-Wakeham (vedi § 3.2.2).

I risultati ottenuti con questi due modelli sono stati confrontati con i dati forniti dal portale *peacesoftware.de* alla temperatura fissa di 15°C e al variare della pressione nel range da 8MPa a 24MPa. I risultati di questo confronto sono riportati in tabella 3.2 per la densità e in tabella 3.5 per la viscosità.

Tabella 5.4 Risultati dell'analisi di sensitività su densità e viscosità.

Densità [Kg/m ³]	Variazione %	LC [€/tCO ₂]	Variazione %	Viscosità [Pa*s]	Variazione %	LC [€/tCO ₂]
970,4	15	2,187	-4,2	9,07E-5	15	2,283
945,2	12	2,249	-1,5	8,84E-5	12	2,283
919,8	9	2,257	-1,1	8,60E-5	9	2,283
894,5	6	2,265	-0,8	8,36E-5	6	2,283
869,2	3	2,274	-0,4	8,13E-5	3	2,283
843,9	0	2,283	0,0	7,89E-5	0	2,283
818,6	-3	2,293	0,4	7,65E-5	-3	2,283
793,3	-6	2,367	3,7	7,42E-5	-6	2,283
767,9	-9	2,382	4,3	7,18E-5	-9	2,283
742,6	-12	2,412	5,7	6,94E-5	-12	2,283
717,3	-15	2,428	6,4	6,71E-5	-15	2,283

Si nota per la densità come la differenza percentuale massima tra risultati ottenuti da questo studio e i dati contenuti nel portale *peacesoftware.de* ammonti al 3,1%, crescendo nel caso della viscosità a 10,2%.

Data questa variabilità nei risultati è stato deciso di eseguire l'analisi di sensitività considerando tali grandezze variabili tra il -15% e il +15% rispetto ai valori ricavati dai modelli utilizzati in questo studio.

I risultati di tale analisi sono riportati in Tabella 5.4.

Per quanto riguarda la densità si noti come, nonostante i valori di densità siano stati fatti variare in modo sensibile, i risultati forniti dall'algoritmo di ottimizzazione vari di pochi punti percentuali. Al variare della viscosità, invece, pare non vi siano sostanziali variazioni nel risultato finale fornito dall'ottimizzazione.

Questo significa che i modelli utilizzati per il calcolo delle proprietà dell'anidride carbonica sono adeguati per lo studio che si sta effettuando. Più in dettaglio significa che, nel range termodinamico associato a tale studio, i metodi di stima delle proprietà termodinamiche non distribuiscono errori sostanziali nei risultati finali. Non va dimenticato, tuttavia, che la verifica dell'attendibilità dei risultati forniti dai modelli termodinamici impiegati sia essenziale quando vengono costruiti e poi applicati modelli che ricorrano a grandezze di natura termodinamica o le cui variabili principali siano molto sensibili alla temperatura o alla pressione. Questo specie per l'anidride carbonica dal momento che attualmente non sono ancora disponibili modelli termodinamici pienamente precisi per la stima delle sue proprietà termodinamiche.

5.6.2 Analisi di sensitività sulla temperatura

La temperatura all'interno della tubazione è stata fissata pari a 15°C dal momento che l'interramento in un ambiente pressoché isolante, come il suolo, dovrebbe deprimere gli scambi termici e dunque limitare le variazioni di temperatura (§ 5.2.2).

Per supportare tale assunzione, è stato deciso dunque di effettuare un'analisi di sensitività sulla temperatura facendola variare tra -5°C e 30°C . I risultati di tale azione sono riportati in Figura 5.3.

Come si vede dalla Figura 5.3 la sensibilità dei costi per unità di massa di CO_2 e di lunghezza al variare della temperatura è molto contenuta. La temperatura infatti influenza solamente le proprietà termodinamiche dell'anidride carbonica, ovvero densità e viscosità, e la variazione di tali proprietà incide in minima parte sui costi, come precedentemente dimostrato nel §5.6.1. Pertanto l'assunzione di costanza nella temperatura all'interno della tubazione pare adeguata, non influenzando i risultati.

Da questo grafico si può inoltre notare come i costi di trasporto normalizzati diminuiscono in modo sensibile al crescere della portata trasportata. Tale andamento è rilevabile in maniera sostanziale fino a circa 400 Kg/s. Per portate superiori i costi normalizzati proseguono nella diminuzione ma in modo molto meno accentuato.

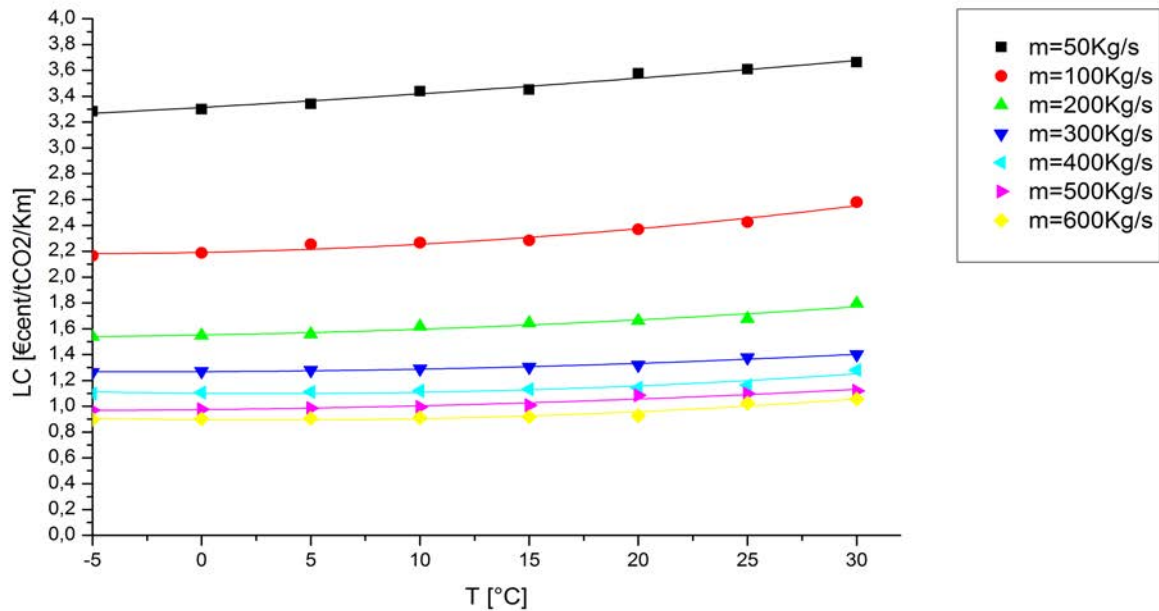


Figura 5.3 Risultati dell'analisi di sensitività sulla temperatura. I costi sono stati normalizzati per tonnellata di CO₂ trasportata e per chilometro di tubazione. I risultati si riferiscono al caso in cui la lunghezza della tubazione sia di 100Km, mentre la portata di anidride carbonica trasportata è stata fatta variare come indicato nella legenda.

La portata di anidride carbonica influenza infatti sia il diametro della tubazione e quindi i costi relativi alla tubazione, sia i costi relativi alle stazioni di pompaggio. Questi ultimi in particolare sono composti dai costi di investimento iniziale e dai costi dell'energia elettrica necessaria per il funzionamento delle pompe. Il costo dell'energia varia in modo lineare con la portata di anidride carbonica (vedere le Formule 5.9 e 5.10) mentre per quanto riguarda il costo di investimento si ha il criterio basato su un'economia di scala (vedi Formula 5.12). Un andamento come quello mostrato in figura, anche se non direttamente stimabile a partire dalle formule, deriva da un bilanciamento dei contributi che tendono ad incrementare i costi con quelli, specialmente basati sulle considerazioni di economia di scala, che tendono invece a contrarli.

5.6.3 Variazione della pressione minima P_{out}

Per evitare la formazione di anidride carbonica allo stato gassoso all'interno della tubazione è stata fissata la pressione minima ammissibile all'interno della tubazione P_{out} pari a 8 MPa (vedi §5.3).

La pressione di saturazione dell'anidride carbonica a 15°C, ovvero alla temperatura a cui si considera corrispondente a quella interna alla tubazione, è pari a 5,09 MPa. Si può dunque pensare di diminuire la pressione minima ammessa da 8 MPa a 5,5 MPa, pressione che eviterebbe comunque la formazione di fase gassosa nella tubazione. In tal senso, si può diminuire altresì la pressione minima di mandata delle stazioni di pompaggio portandola da 9 MPa a 6 MPa. I risultati ottenuti dall'algoritmo applicando queste variazioni sono riportate in Tabella 5.5.

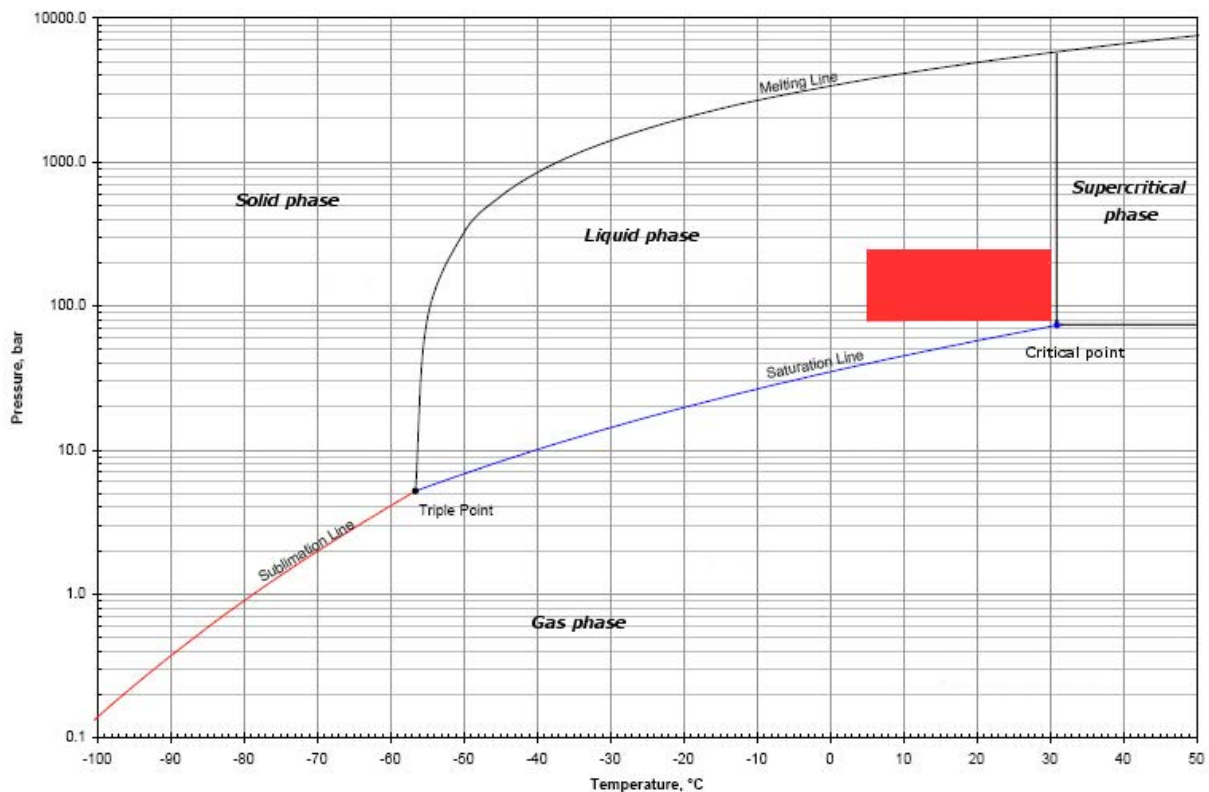


Figura 5.4 Diagramma di fase dell'anidride carbonica. Si noti soprattutto il punto critico (31,04 °C; 7,383 MPa) e il punto triplo (-56,6°C; 0,518 MPa). La zona di colore rosso rappresenta le condizioni di temperatura e pressione considerate nel presente lavoro (tra -5°C e 30°C, 8-24MPa).

Si osserva come in nessun caso, variando secondo questa logica la pressione minima ammessa e quella di mandata delle stazioni di pompaggio, si ottengano variazioni sensibili nei costi. Il valore della funzione obiettivo LC, infatti, conserva pressoché invariato il suo valore.

Arco temporale	Tipo terreno	Portata CO ₂ [Kg/s]	Lunghezza tubazione [Km]	CONDIZIONI		RISULTATI OTTIMIZZAZIONE							
				Pout [MPa]	Ping minima [MPa]	OD ottimale [m]	ID [m]	Ping ottimale [MPa]	Npump ottimale	PdC [Pa/m]	v [m/s]	Tipo di acciaio	LC [€/tCO ₂]
Breve	Bassa pop.	100	100	8	9	0,320	0,306	13	0	48	1,61	X80	2,28
				5,5	9	0,320	0,308	11	0	50	1,72	X80	2,29
				5,5	6	0,320	0,310	8	1	48	1,69	X80	2,26
Medio	Bassa pop.	100	100	8	9	0,320	0,308	13	0	46	1,59	X100	2,24
				5,5	9	0,320	0,310	11	0	48	1,69	X100	2,24
				5,5	6	0,320	0,312	8	1	47	1,67	X100	2,21
Lungo	Bassa pop.	100	100	8	9	0,320	0,310	13	0	45	1,57	X120	2,23
				5,5	9	0,320	0,310	11	0	48	1,69	X120	2,23
				5,5	6	0,320	0,312	8	1	47	1,67	X120	2,21
Breve	Bassa pop.	150	100	8	9	0,410	0,394	11	0	29	1,46	X70	1,84
				5,5	9	0,410	0,396	9	0	31	1,56	X80	1,85
				5,5	6	0,410	0,400	7	1	29	1,53	X80	1,76
Breve	Bassa pop.	250	100	8	9	0,510	0,492	11	0	25	1,56	X80	1,42
				5,5	9	0,510	0,494	9	0	27	1,67	X80	1,44
				5,5	6	0,510	0,498	7	1	26	1,64	X80	1,37
Breve	Bassa pop.	500	100	8	9	0,610	0,590	10	1	40	2,17	X80	1,01
				5,5	9	0,610	0,590	10	0	43	2,34	X80	1,01
				5,5	6	0,760	0,744	6	2	13	1,47	X80	0,98
Breve	Alta pop.	100	100	8	9	0,320	0,306	9	4	48	1,61	X80	2,45
				5,5	9	0,320	0,302	12	0	55	1,78	X70	2,51
				5,5	6	0,320	0,308	7	3	50	1,72	X70	2,47
Breve	Alta pop.	150	100	8	9	0,410	0,392	9	2	30	1,47	X80	1,95
				5,5	9	0,410	0,392	9	0	32	1,59	X80	1,94
				5,5	6	0,410	0,398	6	5	30	1,54	X80	1,90
Breve	Alta pop.	500	100	8	9	0,610	0,586	9	4	41	2,2	X80	1,16
				5,5	9	0,610	0,580	11	0	47	2,42	X80	1,35
				5,5	6	0,760	0,736	6	2	14	1,5	X80	1,06

Tabella 5.5 Risultati di ottimizzazione economica ottenuti tramite l'utilizzo del nuovo algoritmo, al variare delle condizioni di pressione.

In ogni caso va detto che la scelta dei valori per queste grandezze è faccenda delicata dato che una diminuzione della pressione minima ammessa a $5,5 \text{ MPa}$ può comportare la liberazione di fase aeriforme entro l'infrastruttura qualora la temperatura dovesse superare i $15 \text{ }^\circ\text{C}$ (vedere figura 5.4). Questo specie in periodi stagionali caratterizzati da elevate temperature o comunque in sezioni dell'infrastruttura che potrebbero essere direttamente esposti all'insolazione o a sbalzi termici come in corrispondenza di stazioni di monitoraggio e misura dei parametri operativi che necessariamente dovranno essere sistemate fuori dal suolo.

L'aumento del rischio di formazione di fase aeriforme unito al fatto che non si avrebbero sensibili diminuzioni nei costi rende di fatto inutile una diminuzione della pressione ammessa all'interno della tubazione. La pressione fissata inizialmente di 8 MPa risulta quindi ragionevole.

5.6.4 Confronto dei risultati del nuovo algoritmo con quelli dell'algoritmo di Knoope et al.

I risultati ottenuti dall'utilizzo del programma di ottimizzazione sviluppato sono stati confrontati con quelli derivanti dal lavoro di Knoope *et al.* (2014).

Il confronto è stato eseguito per ciascuno dei casi studio proposti dagli stessi autori e i risultati sono riportati in Tabella 5.6.

Si nota come i risultati ottenuti dai due algoritmi di ottimizzazione siano compatibili.

Innanzitutto per quanto riguarda la stima dei diametri esterni ottimali (OD), essa fornisce risultati praticamente identici utilizzando uno o l'altro algoritmo. Anche le combinazioni basate sul numero di stazioni di pompaggio e sulla pressione di mandata delle pompe danno risultati completamente paragonabili.

Una differenza degna di nota emerge quando viene modificato il fattore F della (5.2). Tale grandezza tiene in considerazione l'eventualità che il tracciato possa transitare in un'area caratterizzata da alta densità abitativa. Assumendo un valore pari a $F = 0,5$, i risultati legati alle combinazioni di stazione di pompaggio e pressione di mandata delle pompe risultano variabili e in funzione del particolare algoritmo adottato. I costi complessivi, comunque, risultano simili. Si può affermare che questo parametro F inglobi in se alcune considerazioni legate all'analisi del rischio e alla sicurezza dal momento che l'assegnazione di un certo suo valore agisce variando lo spessore della tubazione. Lo spessore delle tubazioni, legato alla resistenza

Arco temporale	Tipo terreno	Portata CO ₂ [Kg/s]	Lunghezza tubazione [Km]	ALGORITMO UTILIZZATO	CONDIZIONI		RISULTATI OTTIMIZZAZIONE							
					Pout [MPa]	Ping minima [MPa]	OD ottimale [m]	ID [m]	Ping ottimale [MPa]	Npump ottimale	PdC [Pa/m]	v [m/s]	Tipo di acciaio	LC [€/tCO ₂]
Breve	Bassa pop.	100	100	KNOOPE	8	9	0,320		13	0	44		X80	1,91
				NUOVO ALGOTIMO	8	9	0,320	0,306	13	0	48	1,61	X80	2,28
Medio	Bassa pop.	100	100	KNOOPE	8	9	0,320		12	1	42		X100	1,87
				NUOVO ALGOTIMO	8	9	0,320	0,308	13	0	46	1,59	X100	2,24
Lungo	Bassa pop.	100	100	KNOOPE	8	9	0,320		12	1	40		X120	1,84
				NUOVO ALGOTIMO	8	9	0,320	0,310	13	0	45	1,57	X120	2,23
Breve	Bassa pop.	150	100	KNOOPE	8	9	0,410		11	0	29		X80	1,57
				NUOVO ALGOTIMO	8	9	0,410	0,394	11	0	29	1,46	X70	1,84
Breve	Bassa pop.	250	100	KNOOPE	8	9	0,510		11	0	25		X80	1,20
				NUOVO ALGOTIMO	8	9	0,510	0,492	11	0	25	1,56	X80	1,42
Breve	Bassa pop.	500	100	KNOOPE	8	9	0,610		10	1	38		X80	0,84
				NUOVO ALGOTIMO	8	9	0,610	0,590	10	1	40	2,17	X80	1,01
Breve	Alta pop.	100	100	KNOOPE	8	9	0,320		13	0	48		X80	2,05
				NUOVO ALGOTIMO	8	9	0,320	0,306	9	4	48	1,61	X80	2,45
Breve	Alta pop.	150	100	KNOOPE	8	9	0,410		11	1	31		X80	1,71
				NUOVO ALGOTIMO	8	9	0,410	0,392	9	2	30	1,47	X80	1,95
Breve	Alta pop.	500	100	KNOOPE	8	9	0,610		10	2	41		X80	0,95
				NUOVO ALGOTIMO	8	9	0,610	0,586	9	4	41	2,20	X80	1,16

Tabella 5.6 Confronto tra i risultati ottenuti utilizzando il programma di ottimizzazione economica sviluppato da Knoope et al (2014) e quelli ottenuti con il nuovo algoritmo di ottimizzazione.

complessiva dell'infrastruttura ad urti ed interferenze esterne, aumenterà qualora si supponga di sistemare parte della rete in una zona vulnerabile ovvero caratterizzata da elevata densità abitativa e/o dalla presenza di strutture delicate.

Come già discusso, questi aspetti legati alla sicurezza dovranno essere approfonditi in studi successivi, tesi anche a chiarire in modo più preciso l'incidenza di questi elementi sulle scelte operative da attuare nella sistemazione della tubazione. Per quanto riguarda i costi ottimizzati (LC), entrambi gli algoritmi forniscono risultati simili. In particolare il nuovo algoritmo sviluppato nel presente lavoro tende a sovrastimare leggermente questo valore rispetto all'algoritmo originale. L'aumento dei costi tuttavia non manifesta irregolarità particolari e risulta costante in tutti i casi studio analizzati.

5.6.5 Analisi della funzione obiettivo

Il programma di ottimizzazione opera fornendo il valore delle quattro variabili decisionali che rendono minimo il valore della funzione obiettivo.

In altre parole, una volta inseriti i valori relativi alla lunghezza della tubazione (L) e alla portata di anidride carbonica (m), restituisce quelli legati al diametro esterno della tubazione (OD), alla tipologia di acciaio da impiegare, alla pressione di mandata delle pompe (P_{ing}) da preferire e al numero di stazioni di pompaggio (N_{pump}) che rendono minimo il costo normalizzato LC dell'infrastruttura.

Va sottolineato come l'utilizzo del programma di ottimizzazione non renda possibile l'analisi del modo in cui le diverse grandezze decisionali influenzino i costi finali, in quanto i valori restituiti sono solamente quelli finali e ottimizzati. Per tale motivo si è deciso di studiare l'andamento della funzione obiettivo, che è riportato in figura 5.5.

L'analisi è stata svolta considerando un caso studio in cui la lunghezza della tubazione sia pari a $100Km$ e la portata di anidride carbonica trasportata sia pari a $100 Kg/s$. Sono stati scelti questi due valori perché compatibili con i dati ricavati dall'analisi geografica svolta nel Capitolo 4 e dunque facilmente adattabili alla reale situazione indagata.

Il particolare andamento dei punti, a parità di diametro esterno che emerge dalla figura 5.5 è legato al fatto che il sistema è regolato da un'altra variabile ovvero anche dal numero di stazioni di pompaggio che in questo grafico però non è evidenziata. Per meglio comprendere questo andamento si rimanda alla figura 5.6 che segue, nella quale l'andamento è parametrizzato nel numero di stazioni di pompaggio (N_{pump}) sistemate lungo la linea.

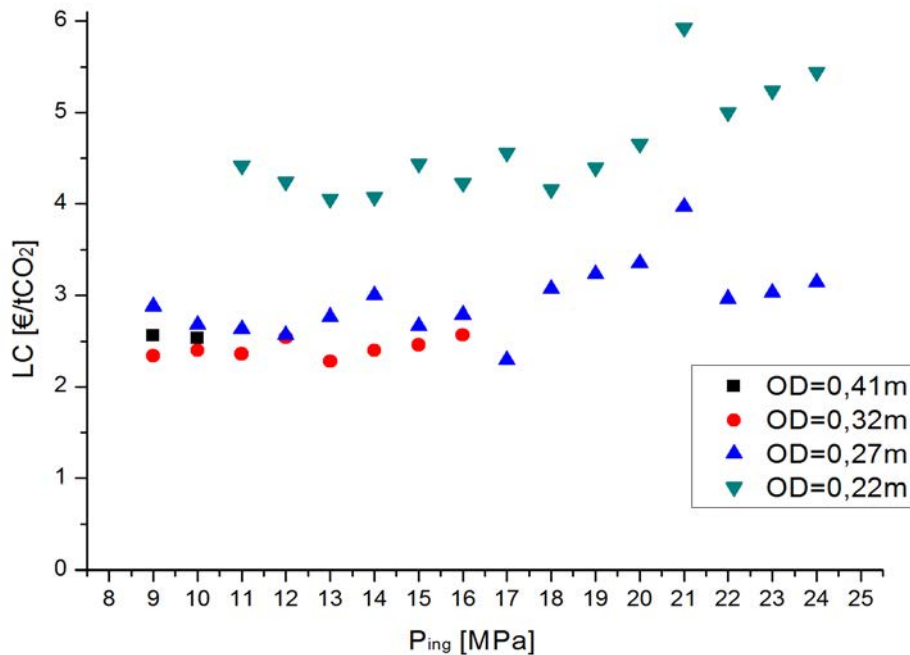


Figura 5.5 Andamento della funzione obiettivo LC in funzione della pressione in ingresso e del diametro esterno, nel caso in cui $L=100\text{Km}$ e $m=100\text{Kg/s}$. Il particolare andamento dei punti a pari diametro esterno è dovuto al fatto che esiste un'altra variabile, ovvero il numero di stazioni di pompaggio, che in questo grafico non è evidenziata.

La figura 5.6 rende visibili delle discontinuità nell'andamento della funzione obiettivo parametrizzata nel diametro esterno della tubazione. Queste sono dovute infatti al passaggio da un certo numero di stazioni di pompaggio ad un altro. In figura 5.6 si possono infatti osservare gli andamenti regolari che si hanno quando invece N_{pump} rimane costante.

In particolare si può notare che l'aumento della pressione comporta una diminuzione del numero necessario di stazioni di ripompaggio. Infatti se la pressione di mandata delle pompe è maggiore l'anidride carbonica avrà la possibilità di vincere perdite di carico superiori lungo il suo percorso, raggiungendo una distanza superiore rispetto alla posizione dalla stazione. Si noti inoltre che a parità di numero di stazioni di ripompaggio i costi minori si hanno quando la pressione è minore. In questo caso infatti un aumento del valore di pressione fa incrementare sia i costi della tubazione che quelli di pompaggio senza però portare ad alcun vantaggio dal momento che lo stesso liquido potrebbe vincere gli attriti anche a pressioni inferiori.

Si osservi innanzitutto come per pressioni superiori a 18 MPa i costi aumentino di molto. Il limite superiore imposto alla pressione massima della tubazione di 24 MPa risulta dunque adeguato.

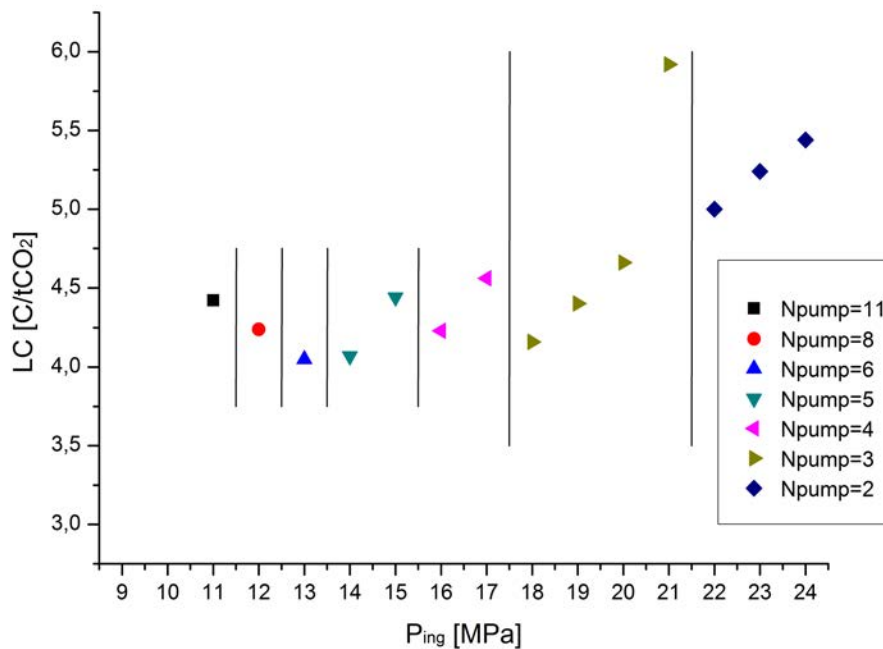


Figura 5.6 Andamento della funzione obiettivo per $L=100$ Km, $m=100$ Kg/s, nel caso in cui il diametro interno sia pari a $0,22$ m. E' stata evidenziata anche la variabile numero di stazioni di pompaggio N_{pump} , che in Figura 5.4 non era invece presente.

Osservando quindi la figura 5.5 e l'andamento dei punti caratterizzati da diametro esterno pari a $0,32$ m si può ricavare un'altra importante considerazione. Infatti, nel caso in cui il diametro sia pari a $0,32$ m i costi variano di poco al mutare del numero di stazioni di pompaggio e della pressione. Si osservi inoltre come i costi siano sempre inferiori rispetto a quelli che si avrebbero indagando tutti gli altri casi a diametro differente.

In questo particolare caso studio, assunta la movimentazione per 100 km di 100 kg/s di anidride, appare economicamente vantaggiosa la scelta di un diametro esterno pari a $0,32$ m. La scelta del numero di stazioni di pompaggio e della pressione di pompaggio risultano di secondaria importanza dato il loro peso più contenuto sulle dinamiche complessive dei costi. Riassumendo queste considerazioni si può dunque affermare che la variabile che influisce maggiormente sui costi è rappresentata dal diametro esterno della tubazione mentre assume un ruolo di secondaria importanza sia la scelta del numero di stazioni di pompaggio che della pressione ottimale.

5.6.6 Influenza della lunghezza della tubazione

Nel §5.6.2 si è discusso di come varino i costi del trasporto della CO₂ al variare della temperatura all'interno della tubazione e al variare della portata.

In figura 5.6 è riportato un grafico simile nel quale viene fatta variare, oltre alla temperatura, anche la lunghezza della tubazione. La portata rimane fissa e pari a 100 kg/s.

I costi riportati in Tabella 5.6 sono normalizzati per chilometro di lunghezza della tubazione e per tonnellata di anidride carbonica trasportata. Si osservi come per lunghezze superiori a 20Km i costi normalizzati della tubazione siano pressoché costanti, di poco superiori ai 2€cent/tCO₂/Km.

Per distanze inferiori a 20Km, però, i costi normalizzati sono invece superiori. L'andamento irregolare che si può osservare nel caso in cui la lunghezza sia di 5Km e 10Km può essere spiegato evidenziando nuovamente il fatto che in tale figura non viene mostrata l'incidenza della variabile N_{pump} , come già discusso in §5.6.4.

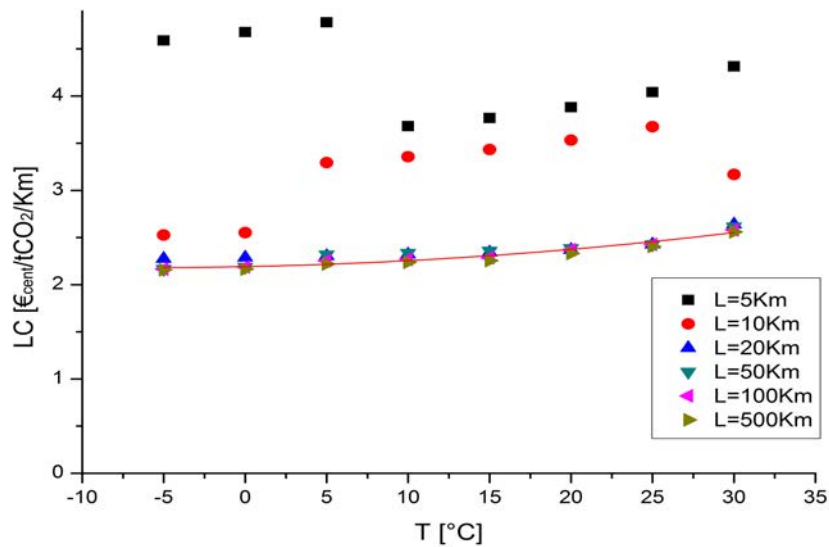


Figura 5.6 Andamento dei costi normalizzati in funzione della temperatura al variare della lunghezza della tubazione. La portata di anidride carbonica è fissata in 100Kg/s. Si noti come per tubazioni di lunghezza superiore a 20Km i costi normalizzati siano pressoché identici.

Capitolo 6

La prevenzione e la mitigazione dei rischi connessi alla rete CCS

Questo ultimo capitolo è dedicato ad un'analisi qualitativa di massima sui sistemi di protezione e prevenzione da eventi incidentali applicabili ad una rete di trasporto per CCS. Questa servirà come punto di partenza per sviluppi futuri tesi a completare l'algoritmo di ottimizzazione economica inserendo anche le valutazioni sui costi dei sistemi di mitigazione dei rischi.

6.1 Proprietà tossicologiche della CO₂

Come normale costituente dell'atmosfera la CO₂ è presente a basse concentrazioni, attualmente intorno alle 390ppm (Ottobre 2014) e viene considerata innocua. Inoltre non presenta alcuna caratteristica di infiammabilità.

In condizioni normali la CO₂ ha una densità pari a circa 1,5 volte quella dell'aria pertanto ha la tendenza a stratificare occupando i livelli più vicini al suolo. A seguito di un rilascio accidentale di questa sostanza, essa tenderebbe in particolare a sostare in depressioni ed avvallamenti del terreno dovuti alla particolare orografia locale. Per questo motivo, nonostante sia caratterizzata da un profilo tossico abbastanza contenuto, può generare situazioni potenzialmente anche molto pericolose poiché in corrispondenza di particolari strutture orografiche, la sua concentrazione potrebbe raggiungere picchi anche estremamente elevati.

La pericolosità, poi, aumenta dato che la CO₂ è una gas incolore e insapore. E qualora la sua concentrazione non superi una determinata soglia (già incompatibile con la sosta prolungata di un organismo umano) è anche inodore e dunque del tutto irrilevabile.

Il contatto dunque che si potrebbe avere con la CO₂ in momenti successivi ad un suo rilascio accidentale da un'infrastruttura CCS, potrebbe comportare serio pericolo poiché un bersaglio

espostovi potrebbe incorrere in asfissia, sordità per effetto del forte rumore connesso al rilascio e sintomi connessi all'esposizione ad un agente avente bassa temperatura (Jarrel et al., 2002).

6.1.1 Effetti dell'esposizione alla CO₂

Come visto, in condizioni normali, la concentrazione atmosferica di CO₂ si attesta sullo 0,039% e dunque ben al di sotto delle soglie di tossicità sia cronica che acuta. La maggior parte delle persone con normale funzionalità cardiovascolare, polmonare e neurologica può tollerare un'esposizione fino a 0,5 – 1,5 % CO₂ per qualche ora senza manifestare particolari sintomi.

Gli effetti negativi derivanti dall'inalazione di alte concentrazioni di CO₂ si possono manifestare sulla salute umana secondo modalità differenti e che dipendono dalla durata dell'esposizione.

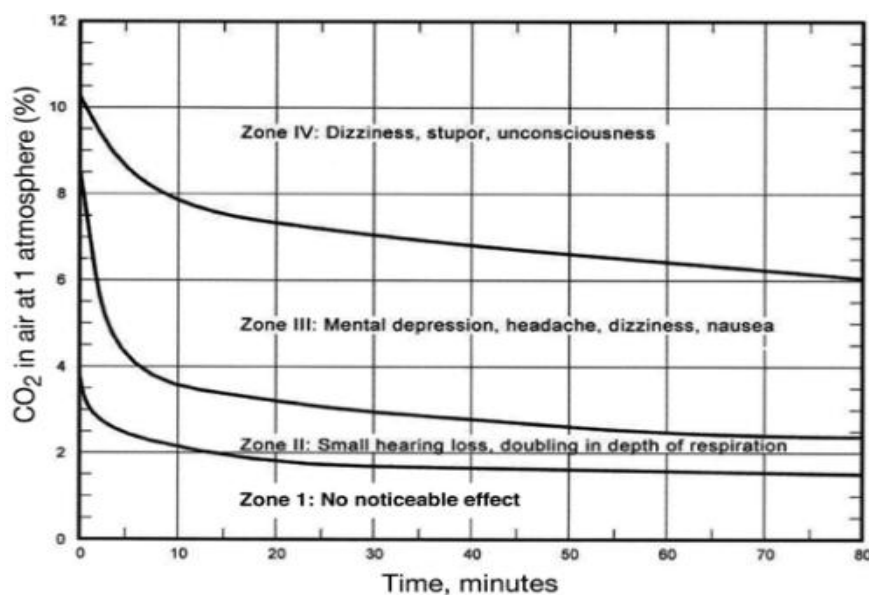


Figura 6.1. Effetto sul corpo umano dell'esposizione alla CO₂ (fonte Fuller et al., 1966).

Va sottolineato, in primo luogo, che elevate concentrazioni di CO₂ portano alla riduzione percentuale della quantità di O₂ inalato. Il limite minimo di ossigeno necessario per garantire la sopravvivenza di un individuo umano deve essere almeno del 16%.

Inoltre, per concentrazioni di CO₂ superiori a quelle tollerabili, la stessa può entrare nel corpo ed essere dunque trasportata dal sangue. Gli effetti fisiologici negativi si manifestano generalmente in modo più rapido e grave rispetto a quelli connessi per la sola carenza di

ossigeno. Al crescere della pressione parziale della CO₂ nel sangue aumenta anche la concentrazione di ioni idrogeno e bicarbonato che determinano acidosi respiratoria e mutano il grado di pH del sangue.

L'impatto negativo di un'elevata concentrazione di CO₂ sull'organismo umano dipende dalla concentrazione e dalla durata dell'esposizione ovvero sia dalla dose assunta da un determinato bersaglio. Il grafico seguente mette in evidenza questo fatto.

6.1.2 Esposizione acuta alla CO₂

Gli effetti negativi derivanti dell'esposizione alla CO₂ crescono all'aumentare sia della concentrazione che della durata del contatto. Nel caso di fuoriuscita accidentale l'esposizione sarà di tipo acuto ovvero ad alte concentrazioni di CO₂ anche per brevi periodi di tempo. Per questo motivo non viene presa in considerazione in questa trattazione l'esposizione cronica.

La CO₂ inoltre è estremamente solubile nei fluidi contenuti nei tessuti (è mediamente 20 volte più solubile dell'ossigeno) pertanto comporta effetti molto rapidi sia sul sistema respiratorio che nervoso.

Tabella 2.5. Limiti di esposizione acuta alla CO₂. (Ridgway, 2007).

% CO₂	Durata dell'esposizione	Effetto
27,9	25 s	Stato di incoscienza, spasmo muscolare
30	1 min	Asfissia letale
17	35 min	Stato di incoscienza
10 con 21 % di O ₂	15 – 22 min	Agitazione, confusione
7,5	15 min	Accelerazione della respirazione, mal di testa, vertigini, sudorazione, distorsione della percezione visiva, olfattiva e uditiva, irritazione, disorientamento
6	5 – 8 min	Cambiamento reversibile della percezione visiva e olfattiva
6	16 min	Accelerazione della respirazione e del battito cardiaco, dispnea, mal di testa, sudorazione
6	6 – 8 min	Lievi cambiamenti nel battito cardiaco
3,5 – 6	6 – 10 min	Modifica reversibile della soglia uditiva
3,9	30 min	Mal di testa
3,5	60 min	Incremento del flusso sanguigno cerebrale, dispnea
2,8	30 min	Dolori intercostali, dispnea

Agisce sia da stimolante che da agente deprimente del SNC (sistema nervoso centrale) e a livelli superiori al 16 – 17 % determina convulsioni, incoscienza e la morte in pochi secondi. In alcuni studi del NIOSH (*National Institute for Occupational Safety and Health*) lo stato di incoscienza è stato accertato per concentrazioni superiori al 10% e per tempi di esposizione che superano i 10 – 20 minuti. Per esposizioni a 10 – 15 %, per periodi di 1 minuto, sono stati confermati sintomi di irritazione oculare, dilatazione delle pupille ed irrequietezza. Il valore di soglia olfattivo si attesta su concentrazioni pari a 3 – 8 %. L'effetto narcotico, invece, si manifesta per concentrazioni superiori al 30 % ed è estremamente rapido. Già a livelli superiori all'1%, invece, la CO₂ comporta un'accelerazione nel ritmo respiratorio mentre se supera l'8% determina iperventilazione. Oltre, è correlata a livelli crescenti di acidosi respiratoria.

I dati appena descritti sono riportati in Tabella 6.2.

6.2 Rischi legati alla dispersione della CO₂ derivante da rilasci accidentali

Nella sua forma più semplice il rischio viene definito come il prodotto tra la probabilità di accadimento di un certo evento incidentale e la magnitudo ad esso associata, ovvero l'intensità.

In generale, per procedere con un'operazione di *risk assessment* ovvero di quantificazione di questo rischio, è necessario inizialmente determinare i diversi scenari di guasto.

Ad ognuno di essi viene attribuita una certa probabilità di accadimento basata su serie storiche di dati, informazioni derivanti da database o su assunzioni, qualora i dati non siano disponibili. Nel caso delle infrastrutture CCS l'esperienza maturata è talmente ridotta che, ad oggi, per procedere a queste stime si ricorre spesso ai dati relativi alle pipeline di trasporto del gas naturale.

Il secondo passo consiste nella stima degli effetti (conseguenze) derivanti dal particolare scenario incidentale considerato. Nel caso della rete di trasporto CCS i principali scenari incidentali sono i seguenti:

- rottura della tubazione con formazione di un cratere qualora interrata
- dispersione di anidride carbonica allo stato gassoso
- eventuale formazione di un banco di ghiaccio secco derivante dal raffreddamento dell'anidride carbonica

- danni indotti dal contatto di altre apparecchiature con un getto/rilascio a basse temperature (effetto domino).

Con riferimento al territorio circostante l'infrastruttura, dei precedenti il scenario principale è rappresentato sicuramente dalla dispersione atmosferica dell'anidride carbonica. L'esposizione dei residenti locali a tale dispersione viene modellata stimando la concentrazione di CO₂ in un certo punto e in un determinato intervallo di tempo mediante opportuni modelli di dispersione o simulazioni al CFD. Un approccio basato su funzioni di Probit consente poi di legare l'esposizione all'agente con l'effetto sulla mortalità umana.

Queste informazioni consentono di disegnare le curve di rischio individuale e, nota la densità della popolazione presente, anche quella del rischio sociale fornendo una valutazione del numero di bersagli esposti e che potrebbero subire danno a seguito dell'esposizione all'agente.

6.2.1 Scenari di rottura e loro probabilità

Solitamente, quando si studiano gli scenari di rottura di una pipeline ne vengono considerate due tipologie: la rottura puntuale e quella catastrofica ("a ghigliottina"). La rottura è causata prevalentemente da interferenze di terza parte, da fenomeni corrosivi, da difetti nei materiali, da movimenti del suolo anche indotti da eventi naturali o da errore umano.

Molte valutazioni sulla probabilità di accadimento di un evento incidentale fanno uso di dati provenienti da incidenti su tubazioni di gas naturale anche se sono abbastanza differenti da quelle per il trasporto della CO₂. Inoltre i dati storici sugli eventi di rottura di pipeline di CO₂ sono molto limitati dato il breve orizzonte temporale trascorso dalla messa in esercizio di queste poche infrastrutture.

Oltre a questo fatto la maggior parte dei dati forniti riguardanti le frequenze di rottura si riferiscono a tubazioni poste in posizione sopraelevata rispetto al suolo, condizione tipica negli impianti produttivi piuttosto che nei sistemi di trasporto. In molti casi tuttavia, come nel caso delle pipeline per il trasporto della CO₂, parte della rete è interrata anche appunto per motivi di sicurezza.

La determinazione delle frequenze di rottura risulta dunque essere affetta da estese lacune e uno studio in tal senso necessiterà un approfondimento.

Per quanto riguarda gli scenari di rottura di una tubazione interrata, come verrà spiegato poco oltre, soltanto rotture di natura catastrofica o da fori molto grandi riescono a smuovere il suolo

sovrastante. Per rotture puntuali piccole, invece, si verificherebbe soltanto una fuoriuscita di anidride carbonica nel suolo, assunto come mezzo poroso, che può solidificare formando ghiaccio secco e poi sublimare. Parte della sostanza solidificata potrebbe anche ostruire il foro di rilascio.

Nel caso si manifesti una rottura tale da compromettere la copertura della tubazione, si avrebbe un flusso di anidride carbonica da entrambi i tronchi di tubazione derivanti dal collasso.

La valutazione delle conseguenze di un rilascio da tubazione interrata spesso ricorre ad una modellazione in quadranti così come suggerita dall'International Association of Oil and Gas Producers (OGP, 2010), a cui si rimanda per ulteriori dettagli. Tale metodo viene schematizzato in figura 3.7.

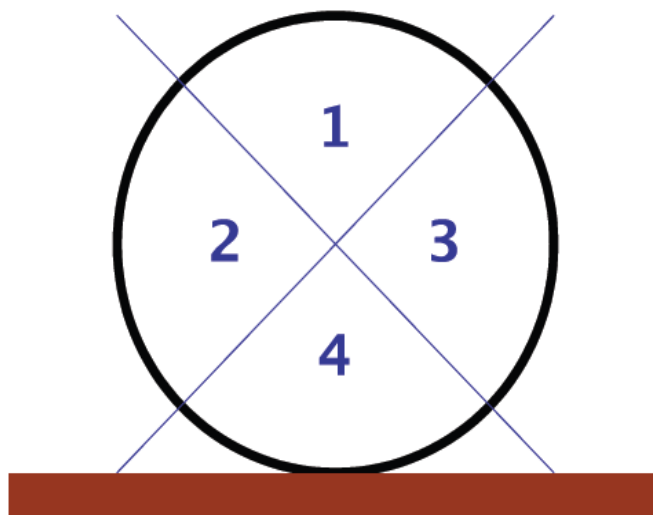


Figura 3.7. Modellazione secondo quadranti di un rilascio da tubazione interrata.

6.2.2 Il rilascio

La definizione del fenomeno fisico che segue ad un rilascio è uno momento critico nell'analisi del rischio. Spesso la natura degli eventi è molto complessa ma la valutazione dovrebbe considerare almeno le dimensioni e l'aspetto della sorgente di rilascio, l'ammontare di massa rilasciata, la velocità e la direzione del rilascio nonché lo stato termodinamico delle sostanze coinvolte. La modellazione del rilascio e la quantificazione delle grandezze termodinamiche è fondamentale poiché quanto rilasciato costituisce la sorgente per la successiva dispersione in

atmosfera della sostanza.

Nel caso di rottura di tubazioni per il trasporto di CO₂ in fase liquida si ha una dispersione trifase ovvero con sostanza allo stato gassoso, liquido e solido. La CO₂ rilasciata in fase liquida infatti, a seguito della diminuzione di pressione in parte evapora istantaneamente. La repentina diminuzione di pressione comporta inoltre una diminuzione della temperatura, che, una volta scesa al di sotto dei -78,5°C porta alla formazione di ghiaccio secco.

Una volta concluso il rilascio, sotto certe condizioni si può assistere anche alla formazione di un banco di ghiaccio secco la cui sublimazione rappresenta una sorgente di dispersione differita nel tempo, che acquista rilevanza anche ore o giorni dopo il momento del rilascio.

Analogamente al discorso fatto per il reperimento delle frequenze di rischio, anche nel caso della modellazione del rilascio e della dispersione esistono delle lacune da approfondire poiché i modelli attualmente disponibili non riescono a predire in maniera precisa i meccanismi coinvolti in questi fenomeni.

6.2.3 Formazione del cratere

La formazione di un foro di grandi dimensioni o la rottura a ghigliottina determinano una depressurizzazione del tronco di tubazione coinvolto dalla rottura.

Nel caso in cui la tubazione sia anche interrata, il suolo che la sovrasta viene smosso determinando la formazione di un cratere. La sua forma e la sua dimensione si presume abbiano un'influenza sulla dinamica del rilascio ovvero sulla direzione e la velocità del getto.

6.2.4 Dispersione in atmosfera

L'anidride carbonica è un gas pesante rispetto all'aria dunque, in caso di rilascio e dispersione, la nube che si forma tende a stratificare e a disperdersi secondo meccanismi diversi da una comune nube di sostanza neutra. La dispersione è pertanto analoga, ad esempio, a quella di gas metano a bassa temperatura.

Per questo motivo un parametro importante nella modellazione della dispersione considera la differenza tra la densità della CO₂ rilasciata e quella dell'aria (ad esempio ricorrendo al numero adimensionale di Richardson). Questa grandezza, infatti, determina se la nube si sposta come gas denso o in modo passivo. In generale, un piccolo rilascio di CO₂ in un campo di vento molto intenso o un rilascio in un'area molto estesa possono essere considerati

di tipo passivo.

Il fenomeno dispersivo risente fortemente sia della modalità che dalla durata del rilascio. Inoltre sia la topografia locale che le condizioni atmosferiche (vento, temperatura, irraggiamento, quota) incidono in maniera critica sul moto e sulla dinamica della nube.

Per questi motivi in condizioni atmosferiche stabili, le nubi di gas vengono disperse più rapidamente dalla turbolenza locale piuttosto che dalla forza del vento. Inoltre, se i gas sono densi, il profilo verticale è fortemente stratificato portando ad un annullamento degli effetti di mescolamento turbolento (Britter, 1989) e incrementando i rischi negli strati più vicini al suolo e dunque maggiormente legati alla presenza di un possibile bersaglio umano.

6.3 Costi legati ai metodi per la riduzione del rischio

Qualora il profilo di rischio sia superiore ad un'arbitraria soglia di accettabilità, sarà necessario adottare delle misure tese alla sua riduzione.

La grandezza rischio, come visto, è composta dal prodotto tra la magnitudo associata ad un evento incidentale e la sua probabilità di accadimento. Un rischio elevato si ha dunque sia nel caso in cui ci sia una elevata magnitudo ma una frequenza bassa, come nel caso contrario, in cui si possano verificare eventi incidentali con una frequenza elevata ma con magnitudo ridotta.

Il contenimento del rischio dunque può essere attuato mediante l'adozione di misure mitigative (per ridurre la magnitudo) o preventive (per ridurre la frequenza di accadimento).

Per quanto riguarda i rilasci di anidride carbonica da tubazioni esistono diverse misure per la riduzione del rischio, sia di tipo preventivo che mitigativo, che verranno descritte nel seguito.

6.3.1 Metodi per la riduzione del rischio

Come già accennato nel §5.2.1.5 esistono diversi metodi per la riduzione del rischio associato al trasporto di CO₂ mediante tubazioni.

La scelta del percorso delle tubazioni riveste un ruolo fondamentale nel determinare il rischio sociale legato all'infrastruttura di trasporto della CO₂. Il rischio sociale viene infatti calcolato prendendo in considerazione l'esposizione alla CO₂ dei residenti locali in caso di rottura della tubazione ed è quindi fortemente influenzato dal numero di bersagli presenti nell'area in cui le tubazioni andranno installate. La scelta di aree a bassa densità abitativa, quando possibile, può portare quindi ad una sensibile riduzione del rischio sociale. Ciò significa, come peraltro già

accennato, che lo studio attento del percorso di una rete di CO₂ è fondamentale non solo per contenere i costi ma anche per contenere i profili di rischio connessi all'esercizio della rete.

La scelta del percorso è importante anche per quanto riguarda la frequenza di rottura delle tubazioni causata da eventi naturali (quali movimenti del terreno a seguito di eventi franosi o sismici, inondazioni o maremoti). Scegliere opportune zone riparate e sicure può senz'altro ridurre la frequenza di rottura e quindi, indirettamente, anche il rischio sociale.

Come indicato nel §4.4 la scelta adottata in questo studio per quanto riguarda la disposizione delle tubazioni di CO₂ nel nord Italia è stata fatta sulla base dei corridoi di tubazioni già esistenti per il trasporto di gas naturale. Nonostante si tratti di uno studio preliminare che richiederà senza dubbio ulteriore approfondimento, non va dimenticato che tale scelta potrebbe essere alla pari ragionevole dal momento che per detti corridoi sono già state svolte in passato le procedure di *risk assessment* e di analisi di fattibilità economica. Essi dunque risultano in linea di massima già ottimizzati sia secondo una prospettiva economica che di contenimento dei profili di rischio.

Proseguendo, l'adozione di particolari accorgimenti nella posa delle tubazioni può ridurre notevolmente le frequenze di rottura. Innanzitutto la posa di tubazioni con elevato spessore permette di evitare che la tubazione si rompa in caso di urti o collisioni di ridotta portata. Tale soluzione però richiederà altresì un'analisi di fattibilità economica dato che un maggiore spessore incide sul peso delle tubazioni e dunque sul loro costo.

L'interramento ad elevate profondità (2-2,5m rispetto ai classici 1-1,5m) o l'installazione di coperture protettive permette di proteggere la tubazione da urti e collisioni indotti da eventi esterni. L'installazione di *marker tape* (segnalatori visivi) infine porta chi dovesse operare nelle vicinanze di tubazioni interrate a prestare maggiore attenzione, riducendo dunque la possibilità di interferire in maniera dannosa con la tubazione stessa.

La misura mitigativa più efficiente è la predisposizione di alcune valvole di sezionamento lungo la rete. Nel caso di rottura di una sezione di tubazione il sistema di monitoraggio rileverebbe un profilo anomalo della pressione e comanderebbe la chiusura delle valvole di blocco. In tal modo verrebbe scaricato in atmosfera soltanto il quantitativo delimitato nel volume sezionato dalle valvole. In caso di loro assenza e nel peggiore dei casi, si avrebbe la fuoriuscita di tutta l'anidride carbonica presente nella sezione che si estende dal punto di rottura fino al punto di pompaggio a monte.

Alcuni lavori in questo senso hanno già mostrato che la pianificazione attenta della disposizione delle valvole di sezionamento potrebbe sensibilmente ridurre gli effetti connessi alla dispersione atmosferica della sostanza trasportata nella pipeline.

6.3.2 Implementazione economica della riduzione del rischio

L'adozione delle misure preventive o mitigative per la riduzione del rischio associato a rilascio di CO₂ a seguito di un evento incidentale viste nel §6.3.1 influenza sicuramente i costi dell'installazione stessa.

Si deve però tenere in considerazione che il verificarsi di un evento incidentale comporta anch'esso dei costi, legati ad esempio alla bonifica del territorio, alla ricostruzione delle apparecchiature danneggiate e ai risarcimenti per gli eventuali danni subiti da persone e cose. Secondo questo approccio si può quindi affermare che è possibile effettuare una valutazione economica che permetta di ottimizzare i costi legati alle misure per la riduzione del rischio e i costi associati al verificarsi di un evento incidentale.

A tal proposito si fa riferimento al lavoro di Medina *et al.* (2012), che propone un metodo per implementare questa ottimizzazione economica nel caso di tubazioni per il trasporto di greggio di petrolio. Gli autori considerano solamente il costo delle valvole di blocco e il costo della bonifica a seguito di un rilascio di petrolio. La funzione obiettivo assume la forma (6.1) che segue:

$$Tc = C_E + C_C \quad , \quad (6.1)$$

dove T_C (€/anno) è la funzione obiettivo dell'ottimizzazione, che è composta dalla somma di C_E (€/anno) ovvero i costi delle valvole di blocco e C_C (€/anno) che rappresenta i costi di bonifica del terreno contaminato a seguito della fuoriuscita di greggio.

Questo approccio può essere utilizzato anche nel caso di reti di trasporto della CO₂. In questo caso non si utilizzerebbero i costi di bonifica poiché l'anidride carbonica non determina un danno ambientale da necessitare poi una successiva bonifica come nel caso di sversamento di greggio. Potrebbero inoltre essere considerati i costi sociali relativi ai rimborsi per danni su persone o cose oltre che una stima dei costi per la riparazione del danno procurato dall'evento accidentale sull'infrastruttura stessa.

Volendo approfondire questi aspetti in lavori futuri, sarà necessario stimare prima di tutto le diverse voci di costi legate all'implementazione dei diversi metodi di riduzione del rischio

citati nel paragrafo § 6.3.1. Una volta formulate le diverse correlazioni, potranno poi essere integrate nell'algoritmo proposto nel capitolo 5 allo scopo di fornire all'utenza un algoritmo che ottimizzi il percorso della rete CCS sia dal punto di vista economico che della riduzione del rischio connesso agli eventi incidentali che potrebbero interessarla.

Conclusioni

Il presente lavoro ha avuto come scopo quello di contribuire allo sviluppo futuro di reti di tubazioni per il trasporto dell'anidride carbonica nell'ambito di progetti CCS nel territorio della penisola Italiana mediante l'implementazione di un algoritmo di ottimizzazione economica.

A tale scopo è stata proposta innanzitutto un'ipotesi di predisposizione geografica nella Pianura Padana della rete di distribuzione dell'anidride carbonica basata su un'indagine conoscitiva dei principali emettitori di questo inquinante e sulle possibili zone di stoccaggio. L'analisi degli emettitori è stata effettuata basandosi sui dati forniti dal *National Allocation Plan* (NAP) che è parte integrante dell'*Emission Trading System* in ambito europeo. E' stato scelto di considerare solamente gli emettitori che producessero una quantità di anidride carbonica superiore a 2 milioni di tonnellate all'anno ovvero quelli più rilevanti. Per quanto riguarda l'individuazione delle zone di stoccaggio l'analisi è stata basata su una particolare fonte (Buttinelli *et al.*, 2011) che elabora dei dati ricavati con prospezioni geologiche con l'obiettivo di identificare le aree adatte allo stoccaggio geologico di CO₂.

Relativamente alla distribuzione geografica della rete è stata utilizzata come base quella già esistente per il gas naturale dato che il suo percorso è frutto già di un'ottimizzazione economica e dal punto di vista della sicurezza nell'esercizio. La rete per la CO₂ è stata dunque anche completata collegando gli emettitori con questa rete già esistente.

Tale analisi ha carattere preliminare dunque studi futuri dovranno analizzare localmente la fattibilità di questa soluzione.

Un'analisi dei modelli di ottimizzazione economica di reti di tubazione attualmente esistenti ha mostrato che i diversi algoritmi proposti manifestano lacune anche sostanziali e comunque non sono applicabili al caso italiano.

Il modello più completo è risultato essere quello sviluppato da un gruppo di ricerca olandese (Knoope *et al.*, 2014). Nel cercare di interpretare questo algoritmo sono emersi però notevoli problemi dovuti principalmente alla difficile comprensione di certi passaggi logici poco chiari dell'algoritmo.

Tale ostacolo è stato superato proponendo un nuovo algoritmo che, a partire da dati relativi alla portata di CO₂ da movimentare e alla lunghezza della tubazione richiesta, minimizza una

certa funzione economica obiettivo contenente le voci di costo connesse a questo tipo di infrastruttura.

Lo studio approfondito di tutte le variabili influenti sulle voci di costo ha consentito di inglobarle nel modello secondo sei blocchi: grandezze legate all'ambiente e al territorio, proprietà del fluido movimentato, grandezze connesse all'infrastruttura, al tracciato della rete, voci relative all'introduzione di sistemi di mitigazione del rischio e ovviamente variabili di natura economica.

In questa prima fase di un progetto più ampio, l'algoritmo sviluppato consente solamente un'ottimizzazione dal punto economico tralasciando, almeno quantitativamente, questioni legate alla sicurezza. La sua forma, però, consentirà in futuro un'agevole integrazione dei fattori trascurati.

Le proprietà termodinamiche della CO_2 sono state valutate con opportuni modelli termodinamici. Per il calcolo della densità si è utilizzata l'equazione di stato di Peng-Robinson mentre per la viscosità si è utilizzato il modello Fenghour-Wakeham. Entrambi sono caratterizzati da un certo grado di incertezza insito nelle ipotesi alla base dei modelli termodinamici ma un'analisi di sensibilità a queste grandezze ha circoscritto la propagazione di errori.

Tutte le variabili individuate sono state studiate per poter dunque ricavare quelle decisionali per l'ottimizzazione ovvero il diametro esterno della tubazione (OD) e la tipologia di acciaio utilizzato, il numero di stazioni di pompaggio (N_{pump}) e la pressione di mandata delle stesse (P_{ing}). L'algoritmo valuta i costi relativi a tutte le possibili combinazioni di queste quattro variabili decisionali, selezionando la combinazione ottimale con i costi minori.

Delle verifiche sono state eseguite con lo scopo di accertare se le assunzioni adottate avessero potuto o meno compromettere i risultati delle simulazioni. Le principali assunzioni riguardano i modelli utilizzati per il calcolo della viscosità e della densità della CO_2 , la temperatura all'interno della tubazione che è stata fissata pari a $15^\circ C$ e la pressione minima ammessa all'interno della tubazione, fissata in $8MPa$. È stato verificato che tutte queste assunzioni sono corrette.

Per meglio comprendere il funzionamento dell'algoritmo è stata altresì analizzata la funzione obiettivo. I risultati hanno mostrato che la grandezza maggiormente influente sui costi del progetto è il diametro della tubazione mentre la scelta del numero di stazioni di pompaggio e della pressione di mandata riveste un ruolo meno importante.

E' stato riscontrato inoltre che per lunghezze superiori ai 20 Km i costi della tubazione normalizzati sulla lunghezza della tubazione e sulla portata di CO₂ sono praticamente costanti, non risentendo sensibilmente di una variazione sulla lunghezza del tratto ottimizzato.

Studi futuri dovranno completare l'algoritmo inserendo anche le voci di costo connesse alla sicurezza e ai dispositivi di protezione da eventi incidentali che possono essere adottati. Sarà necessario innanzitutto implementare dei metodi di stima di queste voci di costo e selezionare quali, tra le soluzioni proposte, sia quella maggiormente adatta sia dal punto di vista economico che dell'efficacia nella protezione.

Tale approccio consentirà di progettare una rete ottimizzata sia dal punto di economico che della sicurezza, inglobando anche quelle questioni relative ai costi e alla fattibilità nell'inserire lungo la linea dispositivi di prevenzione e protezione da eventi incidentali.

Nomenclatura

a	=	parametro della Peng Robinson [-]
a_c	=	parametro della Peng Robinson [-]
a_i	=	coefficienti del modello Fenghour Wakeham [-]
b	=	parametro della Peng Robinson [-]
b_i	=	coefficienti del modello Fenghour Wakeham [-]
CA	=	fattore di corrosione della tubazione [m]
C_{area}	=	stima del costo della manodopera normalizzato [€/m ²]
C_C	=	costi di bonifica del terreno contaminato normalizzati [€/anno]
C_E	=	costi delle valvole di blocco normalizzati [€/anno]
C_{labor}	=	costo della manodopera [€]
C_{long}	=	costo dei diritti di passaggio per unità di lunghezza di tubazione [€/m]
$C_{material}$	=	costo del materiale [€]
$C_{miscellaneous}$	=	costi vari ed eventuali legati all'installazione della tubazione [€]
CRF_{pipe}	=	fattore di recupero del capitale per le tubazioni [1/anno]
CRF_{pump}	=	fattore di recupero del capitale per le stazioni di pompaggio [1/anno]
$C_{rightofway}$	=	costo dei diritti di passaggio [€]
C_{steel}	=	costo dell'acciaio [€/Kg]
EC_{pump}	=	costo dell'energia consumata dalle stazioni di pompaggio [€/anno]
f	=	fattore di attrito secondo di Darcy-Weisbach [-]
F	=	fattore di progettazione [-]
ID	=	diametro interno tubazione [m]
I_{pipe}	=	costo di investimento delle tubazioni [€]
I_{pump}	=	costo di investimento delle stazioni di pompaggio [€]
H	=	ore di esercizio della linea in un anno [h/anno]
Δh	=	dislivello [m]
L	=	lunghezza tubazione [m]
LC	=	costo normalizzati dell'installazione, nonché funzione obiettivo dell'algoritmo di ottimizzazione [€/tonnCO ₂]
L_{pump}	=	massima distanza che può intercorrere tra due stazioni di pompaggio [m]
m	=	portata di anidride carbonica [kg/s]

$MAOP$	=	maximum allowable operation pressure [MPa]
n	=	il numero di pompe in una stazione di pompaggio [-]
N_{pump}	=	numero di stazioni di ripompaggio [-]
N_{ver}	=	numero di stazioni di pompaggio necessarie [-]
OD	=	diametro esterno della tubazione [m]
OM_{pipe}	=	costi di gestione e manutenzione delle tubazioni [€/anno]
OM_{pump}	=	costi di gestione e manutenzione delle stazioni di pompaggio [€/anno]
P	=	pressione generica [Pa]
P_c	=	pressione critica [Pa]
PdC	=	perdite di carico lungo la tubazione [Pa/m]
ΔPdC	=	differenza tra i valori delle perdite di carico [Pa/m]
PdC_{act}	=	perdite di carico reali lungo la tubazione [Pa/m]
P_{ing}	=	pressione di mandata delle stazioni di pompaggio [Pa]
P_{out}	=	pressione alla fine della tubazione corrispondente alla pressione minima ammessa nella tubazione [Pa]
R	=	costante universale dei gas [$\text{Pa}\cdot\text{m}^3/\text{mol}\cdot\text{K}$]
Re	=	numero di Reynolds [-]
S	=	tensione di snervamento dell'acciaio [MPa]
T	=	temperatura [K]
t	=	spessore tubazione [m]
T_c	=	temperatura critica [K]
T_r	=	temperatura ridotta [K]
v	=	velocità del fluido all'interno della tubazione [m/s]
W_{pump}	=	consumo elettrico di ogni singola stazione di pompaggio [MW_e]
z	=	vita utile delle apparecchiature [anni]

LETTERE GRECHE

$\Delta\eta$	=	viscosità di eccesso [$\text{Pa}\cdot\text{s}$]
$\Delta\eta_c$	=	viscosità di eccesso al punto critico [$\text{Pa}\cdot\text{s}$]
ε	=	rugosità del tubo [m]
η	=	viscosità [$\text{Pa}\cdot\text{s}$]
η_0	=	viscosità al tendere della densità a zero [$\text{Pa}\cdot\text{s}$]

η_{pump}	=	rendimento delle pompe [-]
ρ	=	densità [kg/m ³]
ρ_{steel}	=	densità dell'acciaio [kg/m ³]
ω	=	Fattore acentrico [-]

ACRONIMI

CDM	=	Clean Development Mechanism
CCS	=	Carbon Capture and Storage
COP	=	Conferences of Parties
ET	=	Emission Trading
EOR	=	Enhanced Oil Recovery
GHG	=	Greenhouse Gases
GIS	=	Geographic Information System
IPCC	=	Intergovernmental Panel on Climate Change
JI	=	Joint Implementation
NAP	=	National Allocation Plan
NIOSH	=	National Institute for Occupational Safety and Health
ppm	=	parti per milione
UNCED	=	United Nation Conference on Environment and Development
UNEP	=	United Nation Environment Programme
UNFCCC	=	United Nation Frameworks Convention on Climate Change
UNIMIG	=	National Mining Office for Hydrocarbons and Geothermal Energy
WMO	=	Metereological Organization

Riferimenti bibliografici

- Bachu, S. (2000). Sequestration of CO₂ in Geological Media: Criteria and Approach for Site Selection in Response to Climate Change. *Energy Conversion and Management*, 41(9), 953 – 970.
- Bahadori A., Vuthaluru H. B. (2010). Predictive tool for an accurate estimation of carbon dioxide transport properties. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 4 (2010). 532-536.
- Britter, R.E. (1989). Atmospheric Dispersion of Dense Gases. *Annu. Rev. Fluid Mec*, **21**, 317 – 344.
- Bumb, Quattrocchi, Desideri, Arcioni (2009). Cost optimized CO₂ pipeline transportation grid: a case study from Italian industries. *World Academy of Science, Engineering and Technology*, **3**, 138-145.
- Buttinelli, Procesi, Cantucci, Quattrocchi, Boschi (2011). The geo-database of caprock quality and deep saline aquifers distribution for geological storage of CO₂ in Italy. *Energy*, **36**, 2968-2983.
- Caliri A., Panei L. (2012). Potenzialità delle tecnologie di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica nell'industria italiana. Rivista “*Energia, Ambiente e Innovazione*”, **2/2012**, pp37-42.
- Chandel, M.K., Pratson, L.F., Williams, E. (2010). Potential economies of scale in CO₂ transport through use of a trunk pipeline. *Energy Conversion and Management*, **51**, 2825–2834.
- Dahowski, R.T., Dooley, J.J., Davidson, C.L., Bachu, S., Gupta, N. (2004). A CO₂ storage supply curve for North America. *PNWD-3471*, 1–92.
- Dahowski, R.T., Li, X., Davidson, C.L., Wei, N., Dooley, J.J. (2009). Regional opportunities for carbon dioxide capture and storage in China. A comprehensive CO₂ storage cost curve and analysis of the potential for large scale carbon dioxide capture and storage in the people's Republic of China. *Prepared for the U.S. Department of Energy. PNNL-19091*, 1–85.
- ElementEnergy (2010). CO₂ pipeline infrastructure: An analysis of global challenges and opportunities. *Final report for IEA Greenhouse Gas Programme*, 1–134.

- ENEA (2011), Analisi Comparata delle potenzialità di confinamento della CO₂ per via geologia e mineralogica all'interno del bacino minerario del Sulcis, *Ricerca di Sistema Elettrico*.
- European Parliament and of the Council (2003), Directive 2003/87/EC. 13 October 2003, Official Journal L 275, 25/10/2003 P. 0032 – 0046, 2003.
- Fenghour, Wakeham, Vesovic (1998). The viscosity of carbon dioxide. *J. Phys. Chem. Ref. Data*, 27, No. 1, 31-44.
- Fuller, E.N., P.D. Schettler, Giddings, J.C. (1966). *Ind. Eng. Chem.*, **58**(5):18.
- Gao, L., Fang, M., Li, H., Hetland, J. (2011). Cost analysis of CO₂ transportation: case study in China. *Energy Procedia*, **4**, 5974–5981.
- Gunter, W.D., Bachu, S., Benson, S. (2004). The Role of Hydrogeological and Geochemical Trapping in Sedimentary Basins for Secure Geological Storage for Carbon Dioxide. *Geological Storage of Carbon Dioxide: Technology*. S. Baines and R.H. Worden (eds.). Special Publication of Geological Society, London, UK. Special Publication 233, 129 – 145.
- Heddle, G., Herzog, H., Klett, M., 2003. The economics of CO₂ storage. *MIT LFEE*, **3**, 1–115.
- Heidaryan E., Hatami T., Rahimi M., Moghads J. (2010). Viscosity of pure carbon dioxide at supercritical region: Measurement and correlation approach. *Journal of Supercritical Fluids* **56**. 144-151.
- IEA GHG (2002). Pipeline transmission of CO₂ and energy. Transmission study report. *PH4/6*, 1–140.
- IPCC (2005): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.
- IPCC (2007). Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, p6.

- IPCC (2013). Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, p130.
- IPCC (2014). Summary for Policymakers, In: Climate Change 2014, Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, p8.
- Jarrel, P.M., Fox C.E., Stein M.H., Webb S.L. (2002). CO₂ flood environmental, health and safety planning, *Monograph 22 of Practical Aspects of CO₂ flooding*, chap. 9, Society of Petroleum Engineers, Richardson (U.S.A.).
- Jakobsen J. P., Roussanaly S., Mølnvik M. J., Tangen G. (2013). A standardized approach to multi-criteria assessment of CCS chains. *Energy Procedia* **37**, 2765-2774.
- Kiehl, Trenberth (1997). Earth's annual global mean energy budget. *Bulletin of the American Meteorological Society*, **78** (2), pp 197-208.
- Kling George W. et al. (1987). The 1986 Lake Nyos Gas Disaster in Cameroon. *West Africa in Science*, vol. 236, n° 4798, pp. 169–175.
- Knoope M.M.J., Guijt W., Ramírez A., Faaij A.P.C. (2014). Improved cost models for optimizing CO₂ pipeline configurations for point-to-point pipelines and simple networks. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **22**, 25-46.
- Knoope M.M.J., Ramírez A., Faaij A.P.C (2013)^a. A state-of-the-art review of techno-economic models predicting the costs of CO₂ pipeline transport. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **16**, 241-270.
- Knoope M.M.J., Ramírez A., Faaij A.P.C (2013)^b. Economic optimization of CO₂ pipeline configurations. *Energy procedia*, **37**, 3105-3112.

- Knoope, Guijt, Ramírez, A.P.C., Faaij (2014). Improved cost models for optimizing CO₂ pipeline configurations for point-to-point pipelines and simple networks. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **22**,25-46.
- Koornneef J., Ramirez A., Turkenburg W., Faaij A. (2012). The environmental impact and risk assessment of CO₂ capture, transport and storage - An evaluation of the knowledge base. *Progress in Energy and Combustion Science*, 38, p. 62-86.
- Kopp A, Class H, Helmig R (2009). Investigations on CO₂ storage capacity in saline aquifers- Part 2: estimation of storage capacity coefficients. *International Journal of Greenhouse and Gas Control*. **3**. pp277-287.
- Le Treut, H., R. Somerville, U. Cubasch, Y. Ding, C. Mauritzen, A. Mokssit, T. Peterson and M. Prather (2007). Historical Overview of Climate Change. In: *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, p97.
- Lone S., Cockerill T., Macchietto S. (2010). The techno-economics of a phased approach to developing a UK carbon dioxide pipeline network. *J. Pipeline Eng.*, **9**, pp. 223-234.
- Mazzocco M. (2014). Applicazione di metodologie di analisi del Rischio al trasporto di CO₂ per tecnologia CCS: simulazione di rilasci accidentali. *Tesi di Laurea in Ingegneria Chimica*, DIPIC, Università di Padova.
- McCollum, D.L., Ogden, J.M. (2006). Techno-economic models for carbon dioxide compression, transport, and storage & Correlations for estimating carbon dioxide density and viscosity. *UCD-ITS-RR-06-14*, 1–87.
- McCoy, S.T., Rubin, E.S. (2008). An engineering-economic model for pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **2**, 219–229.
- Medina H., Arnaldos J., Casal J., Bonvicini S., Cozzani V. (2012). Risk-based optimization of the design of on-shore pipeline shutdown systems. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, **25**, 489-493.

- Mocellin P. (2013). Modellazione del rilascio e della ricaduta al suolo di CO₂ da pipeline per carbon capture and storage. *Tesi di Laurea in Ingegneria Chimica*, DIPIC, Università di Padova.
- Ogden, J.M., Yang, C., Johnson, N., Ni, J., Johnson, J. (2004). Conceptual design of optimized fossil energy systems with capture and sequestration of carbon dioxide. Final report. *DE-FC26-02NT41623*, 1–191.
- OGP (2010). Risk Assessment Data Directory: Consequence Modelling. *International of Oil and Gas Producers*. Report no. 434 – 7. London UK.
- Ouyang, L. (2011). New Correlations for Predicting the Density and Viscosity of Supercritical Carbon Dioxide under Conditions Expected in Carbon Capture and Sequestration Operations. *The Open Petroleum Eng. Journal*, **4**, 13-21.
- Parker, N. (2004). Using natural gas transmission pipeline costs to estimate hydrogen pipeline costs. *UCD-ITS-RR-04-35*, 1–85.
- Peng Ding-Yu, Robinson D. B.(1976). A New Two-Constant Equation of State. *Ind. Eng. Chem., Fundam.*, **15**(1), 59-64.
- Piessens, K., Laenen, B., Nijs, W., Mathieu, P., Baele, J.M., et al. (2008). Policy Support System for Carbon Capture and Storage. *SD/CP/04A*, 1–269.
- Ridgway, P. (2007). Summary Derivation of Provisional SLOT and SLOD DTLs for CO₂, *HSE Internal Paper*.
- Serpa, J., Morbee, J., Tzimas, E. (2011). Technical and economic characteristics of a CO₂ transmission pipeline infrastructure. *JRC62502*, 1–43.
- Span, R., Wagner, W. (1996). A new equation of state for CO₂ covering the fluid region from the triple – point temperature to 1100 K at pressures up to 800 MPa, *Journal of Phys. Chem. Data*, **25**(6), 1509 – 1596.
- UK Department of Trade and Industry (2002) Carbon Capture and Storage, report of DTI international Technology Service Mission to the USA and Canada, Advanced Power Generation Technology Forum.
- United Nations (1992). United Nations Framework Convention on Climate Change. Art. 2.
- United Nation (1998). Kyoto protocol to the united nations framework convention on climate change.

- Van den Broek, M., Ramírez, A., Groenenberg, H., Neele, F., Viebahn, P., Turkenburg, W., Faaij, A. (2010). Feasibility of storing CO₂ in the Utsira formation as part of a long term Dutch CCS strategy: An evaluation based on a GIS/MARKAL toolbox. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **4**, 351–366.
- Vesovic, V., Wakeham, W.A., Olchoway, G.A., Sengers, J.T., Watson, R., and Millet, J. (1990). J. Phys. Chem. Ref. Data, **19**:763.
- Vianello C., Macchietto S., Maschio G. (2014). Risk assessment of Carbon Dioxide pipeline network for Carbon Capture and Storage. *Journal off Greenhouse Gas Control*.
- Zhou Q, Birkholzer JT, Tsang CF, Rutqvist J (2008). A method for quick assessment of CO₂ storage capacity in closed and semi-closed saline formations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. **2**. pp 626-639.

Siti web

- (1) <http://co2now.org/>
- (2) http://www.peacesoftware.de/einigewerte/co2_e.html
- (3) http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Portal:Power_Plants
- (4) <http://carma.org/>
- (5) <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/videpi/>