

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in
Ingegneria Energetica



**Valutazione tecnico-economica sull'applicazione delle tecnologie
CCS (Carbon Capture and Storage) ad impianti termoelettrici a
carbone.**

Relatore: Prof. Paolo CHIESA

Co-relatore: Ing. Giuseppe GIRARDI

Tesi di Laurea di:

Viviana MARCHITELLI
Matr. 724763

Anno Accademico 2011 – 2012

Ringraziamenti

Ringrazio il Prof. Chiesa e il Prof. Di Maio del Politecnico di Milano per il supporto a questo lavoro di tesi; l'Ing. Girardi per avermi dato l'opportunità di collaborare con la più importante realtà di ricerca italiana quale è ENEA; l'Ing Deiana e l'Ing Bassano per la pazienza, il supporto operativo e il continuo confronto di idee.

Indice Generale

Elenco delle figure.....	4
Elenco delle tabelle.....	6
Acronimi e unità di misura.....	8
Oggetto e scopo del lavoro di tesi.....	9
Sintesi dei risultati ottenuti.....	11
Abstract.....	14
1 Le tecnologie CCS nel contesto globale.....	16
1.1 Il clima sta cambiando.....	16
1.2 Overview della situazione energetica mondiale.....	17
1.3 Trends futuri.....	19
2 La strada verso un uso sostenibile dei combustibili fossili.....	24
2.1 Il carbone: le ragioni di una scelta.....	24
2.2 La generazione elettrica da carbone.....	26
2.2.1 Il ciclo termodinamico degli impianti a vapore.....	26
2.2.2 I principali componenti degli impianti a vapore.....	28
2.2.2.1 La turbina a vapore.....	28
2.2.2.2 Generatore di vapore.....	29
2.2.2.3 Condensatore.....	30
2.2.2.4 Dispositivi di trattamento dei fumi.....	31
2.2.3 Gli impianti con gassificazione (IGCC).....	33
2.2.3.1 Il processo di gassificazione.....	33
2.2.3.2 Recupero termico e depurazione del syngas.....	34
2.2.3.3 L'isola di potenza.....	35
2.2.4 Altri sistemi: i letti fluidi pressurizzati.....	36
3 I sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂.....	38
3.1 Ciclo del carbonio, fonti e usi della CO ₂	38
3.2 Cattura in post-combustione.....	41
3.3 Cattura in pre-combustione.....	46
3.4 Ossicombustione.....	48
3.5 Altre tecniche innovative di separazione della CO ₂	49

3.6	Sistemi di trasporto	50
3.7	Opzioni di storage.....	51
3.7.1	Stoccaggio geologico.....	53
3.7.1.1	Formazioni saline.....	56
3.7.1.2	Reservoirs esausti di olio e gas: EOR ed EGR.....	57
3.7.1.3	Vene carbonifere non utilizzabili: ECBM.....	58
3.7.2	Mineralizzazione.....	59
3.7.3	Stoccaggio nelle profondità oceaniche.....	60
4	Aspetti programmatici e normativi.....	61
4.1	Iniziative e programmi nazionali e internazionali.....	61
4.2	La normativa sullo scambio delle quote di emissione.....	65
4.3	La normativa sullo stoccaggio della CO ₂	67
4.4	Revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia.....	69
4.5	La terza fase del sistema di Emission Trading.....	70
5	Analisi comparativa dei parametri impiegati per la stima dei costi da parte dei principali organismi.....	72
	Considerazioni.....	72
	Confronto.....	73
5.1	DOE Department of Energy	74
5.2	GCCSI Global CCS Institute.....	78
5.3	IEA International Energy Agency.....	83
5.4	ZEP Zero Emission Platform.....	86
5.5	Linee guida europee per la valutazione tecnico-economica delle tecnologie CCS: il Progetto CAESAR.....	88
5.5.1	Impianto Advanced Super Critical a polverino di carbone con e senza cattura.....	89
5.5.2	Impianto IGCC senza cattura.....	94
5.5.3	IGCC con cattura.....	95
5.5.4	Analisi economica delle opzioni di cattura della CO ₂	97
5.5.4.1	Impianto Advanced Super Critical a polverino di carbone con e senza cattura.....	98
5.5.4.2	Impianto IGCC con e senza cattura.....	101
6	Proposta di analisi economico-finanziaria delle tecnologie CCS.....	104
6.1	Scopo dell'analisi.....	104
6.2	Assunzioni.....	105
6.3	Metodologia di valutazione dei costi.....	106
6.3.1	Risultati.....	109

6.4 Metodologia di valutazione attraverso il metodo Monte Carlo.....	117
6.4.1 Il metodo di Monte Carlo.....	118
6.4.2 Metodologia e assunzioni per i casi in esame.....	119
6.4.3 Risultati.....	122
Conclusioni.....	132
Bibliografia.....	134
Allegato A Matlab.....	136
Allegato B Codici implementati in Matlab.....	138

Elenco delle Figure

1.1 Andamento della concentrazione di CO ₂ nel corso dei millenni.....	17
1.2 Andamento del fabbisogno energetico per combustibile.....	18
1.3 Composizione del fabbisogno energetico primario per fonte.....	18
1.4 Composizione del fabbisogno elettrico per fonte.....	19
1.5 Evoluzione della generazione elettrica per fonte.....	19
1.6 Evoluzione della domanda energetica primaria.....	20
1.7 Emissioni di CO ₂ energy related per regione.....	21
1.8 Proiezione dell'impiego dei sistemi CCS per settore.....	22
1.9 Proiezione delle emissioni di CO ₂ in diversi scenari.....	23
2.1 Localizzazione delle principali riserve di combustibili fossili nel mondo.....	25
3.1 Ciclo del carbonio.....	38
3.2 Emissioni antropogeniche per settore e per tipologia di gas serra.....	39
3.3 Maggiori emettitori di CO ₂ nel 2008.....	40
3.4 Emissioni di CO ₂ per settore nel 2008.....	40
3.5 Schema del processo di cattura in post combustione.....	42
3.6 Schema di funzionamento del processo MEA nella cattura post combustione.....	43
3.7 Schematizzazione del processo di rigenerazione del solvente.....	45
3.8 Schema del processo di cattura in pre combustione.....	46
3.9 Schema del processo di cattura in ossicombustione.....	48
3.10 Capacità di stoccaggio geologico globale.....	52
3.11 Densità della CO ₂ all'aumentare della profondità di stoccaggio.....	54
3.12 Configurazione dei diversi siti di stoccaggio.....	55
3.13 Meccanismi che intervengono nello stoccaggio geologico.....	56
5.1 Schema d'impianto di un Advanced Super Critical senza cattura.....	90
5.2 Schema d'impianto di un Advanced Super Critical con cattura.....	91
5.3 Schema d'impianto di un IGCC senza cattura.....	94
5.4 Schema d'impianto di un IGCC con cattura.....	95
6.2 CO ₂ evitata per un ipotetico impianto di generazione.....	108
6.4 Costo di mitigazione per tecnologia e costo medio del combustibile (tasso di sconto del 10%).....	110
6.5 Costo dell'elettricità con cattura per tecnologie e costo medio del combustibile.....	111
6.7 Costo di mitigazione per tecnologie e per alto costo del combustibile.....	112
6.8 Costo dell'elettricità per tecnologia e per alto costo del combustibile.....	112

6.9	Composizione del costo dell'elettricità per USC (con e senza cattura) e per alto costo del combustibile.....	113
6.10	Composizione del costo dell'elettricità per IGCC (con e senza cattura) e per alto costo del combustibile.....	113
6.13	Costo dell'elettricità in funzione del livello di tassazione, per costo medio del combustibile.....	115
6.14	Costo dell'elettricità in funzione del livello di tassazione, per costo alto del combustibile.....	115
6.15	Composizione del costo dell'elettricità per USC (con e senza cattura) e per livello di tassazione.....	116
6.16	Composizione del costo dell'elettricità per IGCC (con e senza cattura) e per livello di tassazione.....	117
6.20	Distribuzione del COE per IGCC con e senza cattura.....	123
6.22	Probabilità cumulata del COE per IGCC con e senza cattura.....	125
6.23	Distribuzione del COE per USC con e senza cattura.....	126
6.25	Probabilità cumulata del COE per USC con e senza cattura.....	128
6.26	Distribuzione del costo di mitigazione per tecnologia.....	129
6.28	Probabilità cumulata del costo di mitigazione per tecnologia.....	131

Elenco delle Tabelle

3.1 Potenzialità di stoccaggio (Fonte: Unione Europea).....	52
3.2 Potenzialità di stoccaggio nazionali (Fonte: Unione Europea).....	52
5.1 Caratterizzazione ambientale di riferimento utilizzata nella metodologia DOE.....	75
5.2 Caratteristiche del carbone Illinois No.6.....	75
5.3 Potere calorifici.....	76
5.4 Proprietà del carbone del Central Appalachia considerato nello studio del GCCSI.....	79
5.5 Contingencies.....	80
5.6 Assunzioni tecnico-economiche dello studio IEA.....	86
5.7 Parametri tecnici di riferimento considerati dallo studio ZEP.....	87
5.8 Composizione dell'aria considerata nello studio CAESAR.....	88
5.9 Composizione del carbone bituminoso Douglas Premium.....	89
5.10 Caratteristiche operative dell'impianto ASC senza cattura considerato....	90
5.11 Condizione dei gas combusti all'ingresso della sezione di cattura.....	92
5.12 Principali parametri del processo di cattura.....	92
5.13 Confronto tra ASC con e senza cattura.....	93
5.14 Performance dell'impianto IGCC senza cattura considerato.....	94
5.15 Performance dell'impianto IGCC con cattura considerato.....	96
5.16 Confronto tra IGCC con e senza cattura.....	96
5.17 Costi indiretti considerati.....	97
5.18 Costi delle altre risorse considerate.....	98
5.19 Costi capitali di un impianto ASC a carbone senza cattura.....	98
5.20 Costi capitali di un impianto ASC a carbone con cattura.....	99
5.21 Composizione dei costi di un impianto di riferimento ad ammine.....	99
5.22 Costi di O&M.....	100
5.23 Sintesi dei risultati tecnico-economici del progetto CAESAR.....	100
5.24 Suddivisione dei costi totali dell'impianto IGCC senza cattura considerato.....	101
5.25 Suddivisione dei costi totali dell'impianto IGCC con cattura considerato.....	102
6.1 Assunzioni.....	105
6.3 Valutazioni tecnico-economiche per costo medio del carbone, tasso di sconto del 10%, senza tassazione.....	110
6.6 Valutazioni economiche per costo alto del carbone, senza tassazione.....	111
6.11 Valutazioni economiche in caso di costo medio del combustibile.....	114
6.12 Valutazioni economiche in caso di alto costo del combustibile.....	114
6.17 Valori medi di Ccap, Co&m,var e HR e relativa varianza per tecnologia.....	121

6.18 Valori medi di DR, a, LF e Ccomb e relativa varianza.....	121
6.19 Valori medi delle emissioni e relativa varianza per tecnologia.....	121
6.21 Indici descrittivi delle distribuzioni di COE per IGCC con e senza cattura.....	124
6.24 Indici descrittivi delle distribuzioni di COE per USC con e senza cattura.....	126
6.27 Indici descrittivi delle distribuzioni del costo di mitigazione per USC con e senza cattura.....	129

Acronimi

ASU Air separation unit
CCS Carbon Capture and Storage
COE Cost of Electricity - costo dell'elettricità
EOR Enhanced Oil Recovery
EPC Engineering, Procurement and Construction
ETS Emission Trading Scheme
FGD Flue Gas Desulphurisation
GCCSI Global CCS Institute
IEA International Energy Agency
IEEE Institute of Electrical and Electronic Engineers
IGCC Integrated Gasification Combined Cycle
IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change
LCOE Levelized Cost of Electricity - costo dell'elettricità livellizzato
MC Mitigation Cost- costo di mitigazione
NETL US DOE National Energy Technology Laboratory
NOAA
O&M Operation and Maintenance
USC Ultra Super Critico
ZEP Zero Emission Platform

Unità di misura

GJ Gigajoule
kW kilowatt
MW megawatt
Atm atmosfere
Kmol kilomoli
kJ kilojoule
MJ Megajoule

Oggetto e scopo del lavoro di tesi

L'applicazione della cattura della CO₂ ad impianti di produzione elettrica rappresenta un processo emergente che, come tutti i sistemi non ancora tecnologicamente e commercialmente maturi, presenta numerose incertezze sia dal punto di vista tecnico sia dal punto di vista economico. Una condizione, questa, accentuata dalla recente crisi finanziaria che ha colpito tutti i Paesi.

Gli scenari energetici elaborati negli ultimi anni hanno evidenziato il ruolo importante delle tecnologie CCS nella riduzione delle emissioni di CO₂ e, quindi, nel processo di mitigazione dei cambiamenti climatici. Nel report "Energy Technology Perspectives" del 2010 l'IEA prevede che entro il 2050 circa il 10 % di riduzione delle emissioni di anidride carbonica sarà dovuto all'introduzione delle CCS nel settore della *power generation*.

Questa analisi si pone l'obiettivo di illustrare i costi associati all'applicazione di tali tecnologie ad impianti termoelettrici a carbone, con riferimento alle metodologie proposte dai principali Istituti internazionali che hanno pubblicato nell'ultimo triennio dati di costo e performance operative.

In particolare è stato effettuato un confronto tra impianti Ultra Super Critici ed impianti di gassificazione integrata sotto opportune condizioni al contorno, utilizzando come parametri di valutazione il costo dell'elettricità e il costo della CO₂ evitata.

I costi presentati in questo studio hanno una natura "generica" e non rappresentano i costi di progetti specifici che possono variare notevolmente in base a fattori *site-specific* come, per esempio, la presenza di particolari forme di regolamentazione ambientale, presenza di un mercato delle emissioni, incentivi finanziari e livello di rischio, ecc...

Il primo capitolo illustra il background ed il quadro generale entro cui i sistemi CCS iniziano a muoversi: la crescente attenzione agli aspetti di sostenibilità ambientale è un driver molto forte all'impiego di risorse fossili in modo "pulito" ed orientato ad un futuro di *zero emissions*. I capitoli 2 e 3, invece, introducono rispettivamente gli impianti termoelettrici a carbone e i sistemi di CCS dal punto di vista strettamente tecnologico, evidenziando quali sono le criticità che dovranno essere affrontate e risolte per l'ottenimento di prestazioni sempre migliori.

Il capitolo 4 offre una panoramica sugli aspetti normativi relativi alle emissioni di CO₂ ed allo stoccaggio; l'introduzione delle tecnologie di cattura della CO₂, infatti, non può prescindere dai vincoli normativi esistenti oggi in Italia. Il capitolo 5 sintetizza e confronta le metodologie applicate da quattro tra i più importanti Istituti internazionali di politica energetica nella determinazione dei costi dei sistemi CCS: il NETL-DOE, il GCCSI, la piattaforma ZEP e l'IEA.

Il capitolo 6, infine, propone una metodologia di valutazione dei costi di cattura della CO₂ prendendo come input alcuni dati estrapolati dalle Organizzazioni sopracitate e facendo alcune considerazioni relative ai vincoli normativi che si prevede possano entrare in vigore. Viene inoltre effettuata un'analisi probabilistica ricorrendo al cosiddetto metodo di Monte Carlo che consente di associare ad ogni parametro in input del modello adottato non un valore deterministico ben preciso bensì una opportuna distribuzione di probabilità. In questo modo, risulta possibile caratterizzare l'incertezza e la variabilità legata ai parametri in output considerati (COE e MC).

Contesto generale e ruolo dell'ENEA

Questo lavoro di tesi si inserisce tra le attività condotte da ENEA nell'ambito del programma "Ricerca di Sistema Elettrico" che prevede una serie di iniziative R&D finalizzate alla riduzione del costo dell'energia elettrica, al miglioramento dell'affidabilità del sistema e della qualità del servizio, alla riduzione dell'impatto sull'ambiente e all'utilizzo razionale delle risorse energetiche del Paese.

Le attività di ricerca e sviluppo, gli obiettivi e gli stanziamenti economici sono definiti attraverso Piani triennali per l'attuazione dei quali il Ministero dello Sviluppo Economico stipula Accordi di Programma (AdP) con ENEA.

In particolare, gli studi sull'utilizzo pulito dei combustibili fossili e sulle tecnologie CCS si pongono come obiettivo la realizzazione di impianti dimostrativi che contribuiscano al superamento delle principali problematiche legate all'applicazione della cattura della CO₂ agli impianti (penalizzazione in termini di costo e di rendimento).

Le attività in quest'area di ricerca hanno portato, tra i vari risultati, alla progettazione e alla realizzazione, presso il centro della Casaccia, di una infrastruttura sperimentale denominata Zecomix che, assieme a quella realizzata presso la Sotacarbo in Sardegna, è stata approvata per l'inserimento nella roadmap italiana delle infrastrutture di ricerca (IR) di interesse pan - europeo. Un altro filone di ricerca si è focalizzato sulla sperimentazione e dimostrazione di sistemi e componenti per un impianto integrato di generazione elettrica da carbone con cattura e sequestro della CO₂ in bacini carboniferi profondi; a tal fine sono stati utilizzati, e adeguati, gli impianti del Centro Ricerche SOTACARBO, compartecipata ENEA detentrica della piattaforma sperimentale di gassificazione del carbone, nel bacino carbonifero del Sulcis.

Sintesi dei risultati ottenuti

Di seguito si riportano sinteticamente i parametri economici principali (costo dell'elettricità e costo di mitigazione) calcolati per le due tipologie impiantistiche maggiormente utilizzate nella generazione a carbone:

- USC: impianto Ultra Super Critico, a polverino di carbone
- IGCC: impianto a ciclo combinato abbinato ad un sistema di gassificazione di carbone che produce syngas usato come combustibile della turbina a gas

in assenza e in presenza di cattura della CO₂. Si rimanda al capitolo 6 per una trattazione più approfondita e per altre considerazioni sulle assunzioni e sulla metodologia applicata.

I calcoli sono stati effettuati assumendo un costo medio e alto del carbone ed ipotizzando anche un'eventuale tassazione delle emissioni di CO₂ in base alla futura normativa.

In assenza di tassazione e con un costo medio del carbone, il COE di un USC con cattura è pari a 0,0749 €/kWh (+ 52 % rispetto al caso base, senza cattura) mentre il COE di un IGCC si attesta sui 0,0806 €/kWh (+ 33 % circa rispetto alla configurazione base). Il costo di mitigazione, invece, nel primo caso è pari a 41,8 €/tCO₂, mentre nel secondo caso è pari a 30 €/tCO₂.

Se fosse applicata una tassazione di 30 €/tCO₂ emessa il COE di un USC con cattura sarebbe di 0,0777 €/kWh, mentre il COE di un impianto con gassificazione sarebbe pari a 0,0833 €/kWh (+ 4 % circa rispetto la caso senza tassazione, per entrambe le tecnologie). In questo caso, il costo della CO₂ evitata per un USC verrebbe abbattuto del 70 % (pari a poco più di 12 €/tCO₂ in valore assoluto), mentre per un IGCC questa voce di costo sarebbe addirittura negativa (-0,03 €/tCO₂), sottolineando il raggiungimento (ed il superamento) del punto di pareggio per cui conviene investire nell'applicazione della CCS piuttosto che pagare un'imposta.

Considerando un costo alto del combustibile, il COE di un USC con cattura sarebbe pari a 0,0808 €/kWh, contro un COE di 0,0864 €/kWh di un IGCC. Il costo della CO₂ evitata sarebbe, rispettivamente, di 44 e 32 €/tCO₂. In assenza di sistemi di cattura il COE di un USC sarebbe pari a 0,0536 €/kWh, mentre il COE di un IGCC si attesterebbe su 0,065 €/kWh.

Ipotizzando la presenza di un imposta sulla CO₂ emessa, il COE di un USC con cattura sarebbe di 0,0836 €/kWh (con un lieve incremento del 3,5 % rispetto al caso che non prevede una tassazione) mentre il COE di un IGCC con cattura sarebbe pari a 0,089 €/kWh (+ 3 % circa rispetto all'assenza di una tassazione).

In questo caso il costo di mitigazione sarebbe pari a 14,7 €/tCO₂ per un USC e 2 €/tCO₂.

I risultati sono sinteticamente illustrati di seguito:

		USC	IGCC
COE (€/kWh)	senza CCS	0,0493	0,0607
	con CCS	0,0749	0,0806
	% aumento	52%	33%
MC (€/tCO ₂)		41,82	30

Costo medio del combustibile e assenza di tassazione

		USC	IGCC
COE (€/kWh)	senza CCS	0,0536	0,0651
	con CCS	0,0808	0,0864
	% aumento	51%	32,6%
MC (€/tCO ₂)		44,37	32,12

Costo alto del combustibile e assenza di tassazione

		USC	IGCC
COE (€/kWh)	senza CCS	0,0703	0,0833
	con CCS	0,0777	0,08329
	% aumento	10,64%	0%
MC (€/tCO ₂)		12,21	-0,0367

Costo medio del combustibile e tassazione di 30 €/tCO₂

		USC	IGCC
COE (€/kWh)	senza CCS	0,0746	0,08777
	con CCS	0,0836	0,0891
	% aumento	12,12%	1,5%
MC (€/tCO ₂)		14,76	2,07

Costo alto del combustibile e tassazione di 30 €/tCO₂

L'analisi di Monte Carlo è stata condotta con l'ausilio del software di calcolo Matlab per la generazione di numeri casuali dalle distribuzioni in input. Questo ha permesso di caratterizzare il COE e l'MC in termini di media, mediana e deviazione standard e di confrontare i valori ottenuti a quelli deterministici nel caso di costo medio del combustibile ed assenza di tassazione.

Ne è emersa la conferma che il costo senza cattura è sempre inferiore al costo dell'impianto con cattura. Inoltre il COE delle tecnologie analizzate con il metodo di Monte Carlo è risultato maggiore rispetto ai valori trovati con la formula classica, perché risente delle incertezze associate ai parametri di input

(si va dal 6-14% in più sia per impianti con cattura sia per impianti senza cattura), anche se la tecnologia IGCC presenta un incremento globalmente inferiore rispetto a quella USC.

L'impiego di un modello probabilistico ha consentito di trovare una determinata soglia di costo "discriminante" tra i casi con cattura e quello senza cattura: se al di sotto di tale valore del COE cade la stragrande maggioranza dei casi senza cattura, è anche vero che essa viene superata quasi sempre dai casi con cattura (a dimostrazione del fatto che la forbice tra i casi con/senza cattura è molto ampia sia per IGCC che per USC).

Per quanto riguarda il costo di mitigazione, l'analisi di Monte Carlo ha fatto emergere che il mitigation cost nel caso di un impianto USC è pari a 43 €/t CO₂, sostanzialmente in linea con il 41 € risultanti dall'applicazione della formula di calcolo deterministica introdotta da Tzimas e Peteves. Lo stesso vale per il costo di mitigazione per gli impianti IGCC: 33 €/t contro i 30 €/t trovati applicando la formula del paragrafo 6.2. Questo rappresenta un punto a favore della tecnologia IGCC che, in particolari condizioni, può addirittura presentare un mitigation cost negativo).

Abstract

Energy scenarios developed by many international institutes (primary the International Energy Agency) underline the importance of CCS as an option for reducing greenhouse gas emissions and stabilizing their atmospheric concentrations. The application of Carbon Capture and Storage to power plants and other heavy industrial activities can potentially contribute to about 19 % in CO₂ emissions reduction by 2050 and could also provide a mean to help mitigate global warming. Fossil fuels are expected to play a large part of the energy mix over coming decades, so CCS technologies are considered to have the potential of provide greater energy security, improving the environmental impact and meeting world's broader energy needs.

CCS is in a relatively early phase of development, not yet demonstrated on commercial scale, and, despite his CO₂ reduction potential, there is much uncertainty regarding the costs and risks.

The comparison of the cost data produced in this study with other recently published studies is not straightforward. When comparing the cost, attention has to be paid to the reference conditions/boundary conditions because of their frequent differences among studies. Assumptions on the level of plant integration, reference year, power plant location, CO₂ conditions, etc.. can have a significant impact on the result even though the fundamental data are similar. Without knowledge of the boundary conditions employed in other studies, cost comparisons are meaningless.

The most common method to estimate the cost of carbon sequestration in power plants is the so-called plant-level approach, where the cost of electricity for a plant without carbon sequestration is compared with the cost of electricity for a plant with carbon capture. Despite its shortcomings, the plant-level approach is widely used by most of the research organizations as it can provide an indication of the increase in costs associated with the deployment of carbon sequestration technologies. Another way of presenting the economics of carbon sequestration is to calculate the mitigation cost, in €/t CO₂ avoided.

The cost of electricity and mitigation depend on a number of factors and assumptions. Since there is not an established framework for such techno-economic assessment, the uncertainty and variability of the factors introduce a level of global uncertainty that can be quantified using a probabilistic analysis that incorporate the estimations of uncertainties into the model variables.

To account for parameter uncertainties regarding the economics and, hence, the competitiveness of the CCS technology, we perform a simple Monte Carlo simulation. This analysis involves random sampling from distributions of the

selected parameters and successive runs of the original model. To obtain a good approximation of the output distribution, we run the model for 500 samples.

In this model, input data are presented with some statistical distribution rather than fixed mean values and since we have information only on the range of possible values, but not on their distribution, we draw from a uniform distribution.

If components are statistically independent, system states are determined by sampling from probability functions of each component. The method is very versatile as it is possible to consider different types of probability distributions and it is easier to represent the random behavior of loads.

Capitolo 1

Le tecnologie CCS nel contesto globale

CCS è l'acronimo di Carbon Capture and Sequestration, ovvero tecnologie che prevedono le fasi di:

- cattura della CO₂ laddove viene emessa. Per esempio in impianti di generazione elettrica da combustibili fossili, impianti industriali cosiddetti emission-intensive (produzione di cemento, acciaio, carta, prodotti chimici) ed impianti di riprocessamento di gas naturale o altri combustibili.
- trasporto previa compressione e
- stoccaggio permanente in siti idonei

La nascita di queste tecnologie non è recente, perché vengono impiegate da decenni in numerosi processi industriali (per esempio nell'industria petrolifera per aumentare la produttività dei pozzi in via di esaurimento). La novità, e dunque la criticità, risiede nel fatto che esse non sono state mai applicate in modo integrato su scala commerciale con finalità di riduzione delle emissioni di CO₂, che costituiscono un sottoprodotto inevitabile della combustione di fossili.

1.1 Il clima sta cambiando

Il dibattito su quanto e sul modo in cui le emissioni di CO₂ antropogeniche influenzino il clima è acceso e tutt'altro che risolto. La comunità scientifica continua a interrogarsi sulle relazioni causali tra aumento delle emissioni di CO₂, aumento della temperatura terrestre e cambiamenti climatici (per esempio innalzamento del livello del mare a causa scioglimento dei ghiacciai, riscaldamento e aumento dell'acidificazione delle acque oceaniche)

Ciò che è ormai noto è il costante incremento della concentrazione media di anidride carbonica in atmosfera che è passata da un valore pari a 280 ppm in volume nell'epoca pre-industriale a 387 ppm nel 2009. E questo trend sembra destinato a consolidarsi in assenza di politiche di contenimento appropriate.

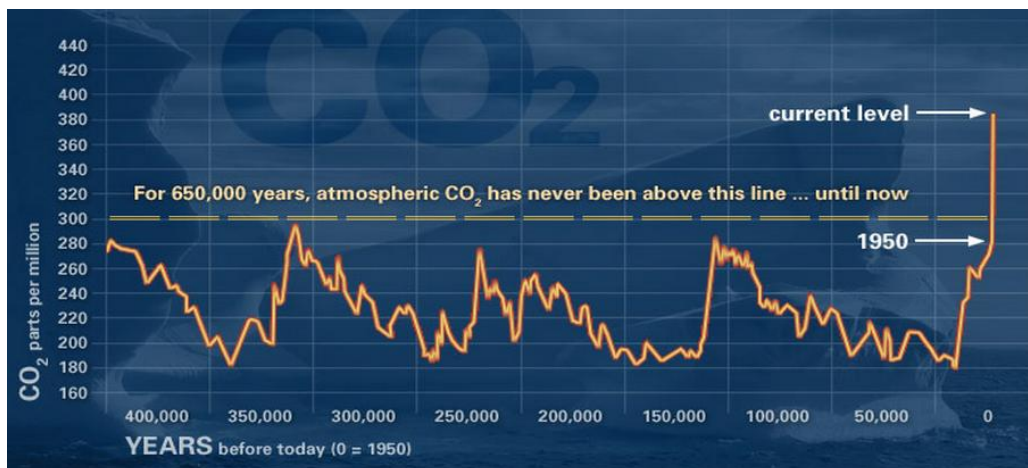


Fig 1.1 Andamento della concentrazione di CO₂ nel corso dei millenni (Fonte: NOAA)

Secondo l'IPCC la crescita esponenziale delle emissioni di CO₂ in atmosfera ha condotto ad un aumento della temperatura media globale compreso tra 0.2 e 0.6 °C dalle fine del 19esimo secolo e, cosa ancor più preoccupante, prevede che entro il 2100 l'innalzamento potrebbe arrivare fino a 5.8 °C.

Sempre l'IPCC ritiene che per prevenire il surriscaldamento globale, limitando l'aumento di temperatura al di sotto dei 2 °C, la concentrazione di CO₂ debba mantenersi al di sotto dei 450 ppm. Un target riconosciuto in occasione della conferenza di Copenhagen del 2009, possibile da raggiungere, ma che impone azioni rapide e mirate.

Le modificazioni climatiche rappresentano un importante *key driver* per lo sviluppo delle tecnologie CCS. La cattura della CO₂ in tal senso possiede grandi potenzialità di riduzione e stabilizzazione delle emissioni nei prossimi 10-20 anni, insieme ad altre tecnologie che possono intervenire sia sul fronte della generazione elettrica sia sul fronte degli usi finali.

1.2 Overview della situazione energetica mondiale

Secondo l'*IEA Key Statistics 2010*, nel 2008 il fabbisogno di energia primaria è stato pari a circa 12200 Mtoe, il doppio rispetto a 30 anni fa.

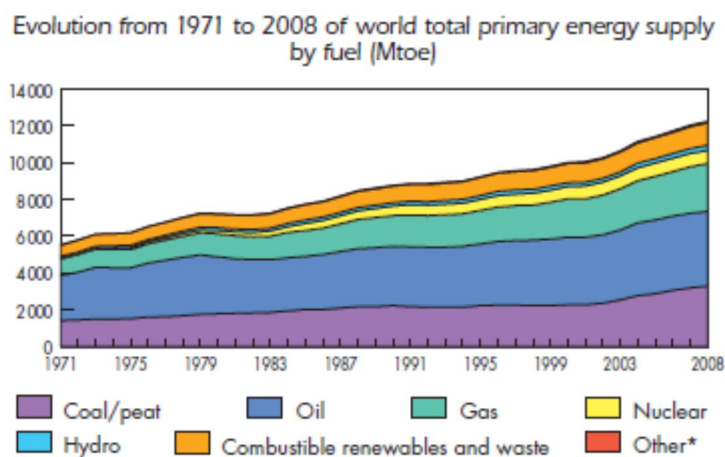


Fig 1.2 Andamento del fabbisogno energetico per combustibile (Fonte: IEA Key Statistics 2010)

Gran parte della domanda di energia è stata coperta grazie al ricorso ai combustibili fossili: 33% dal petrolio (impiegato principalmente per scopi di autotrazione), 27 % dal carbone e 21 % dal gas naturale.

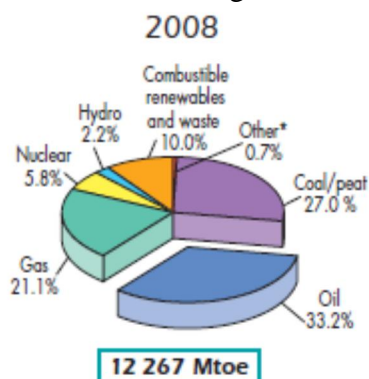


Fig1.3 Composizione del fabbisogno energetico primario per fonte (Fonte: IEA Key Statistics)

Ancora più interessante è l'analisi delle fonti di generazione elettrica. Qui il primato spetta al carbone che contribuisce a produrre il 41 % dell'elettricità nel mondo, seguito da gas naturale (con il 21 %) e dall'idroelettrico con il 16 %.

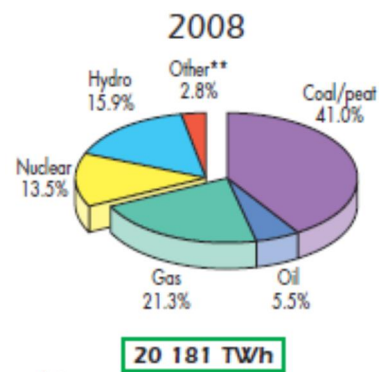


Fig 1.4 Composizione del fabbisogno elettrico per fonte (Fonte: IEA Key Statistics 2010)

Anche in questo caso l'evoluzione del fabbisogno elettrico dagli anni '70 ad oggi è stata notevole, con una domanda che oggi si attesta su livelli 3 volte superiori rispetto al passato.

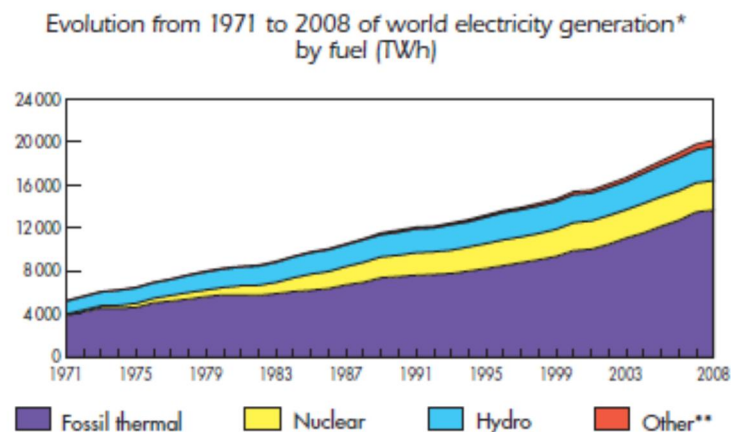


Fig 1.5 Evoluzione della generazione elettrica per fonte (Fonte: IEA Key Statistics 2010)

Questa la situazione nel presente. E il futuro? Cosa ci riserverà?

1.3 Trends futuri

L'IEA, che annualmente elabora in modo dettagliato un overview della situazione energetica mondiale, presenta due scenari: il cosiddetto *Reference Scenario* che mostra l'evoluzione del settore energetico secondo le politiche

esistenti ed il *450 Scenario* che invece prende in considerazione le misure adottate per ridurre la concentrazione dei gas serra in atmosfera a 450 ppm di CO₂ equivalente.

Secondo il Reference Scenario la domanda energetica primaria è destinata a crescere del 40 % nel 2030, con un contributo significativo dei combustibili fossili (pari al 77 %) che restano la fonte dominante. In base a tali proiezioni, il carbone, in particolare, è destinato a coprire il 29 % della domanda primaria nel 2030, trascinato soprattutto dai Paesi asiatici come Cina e India.

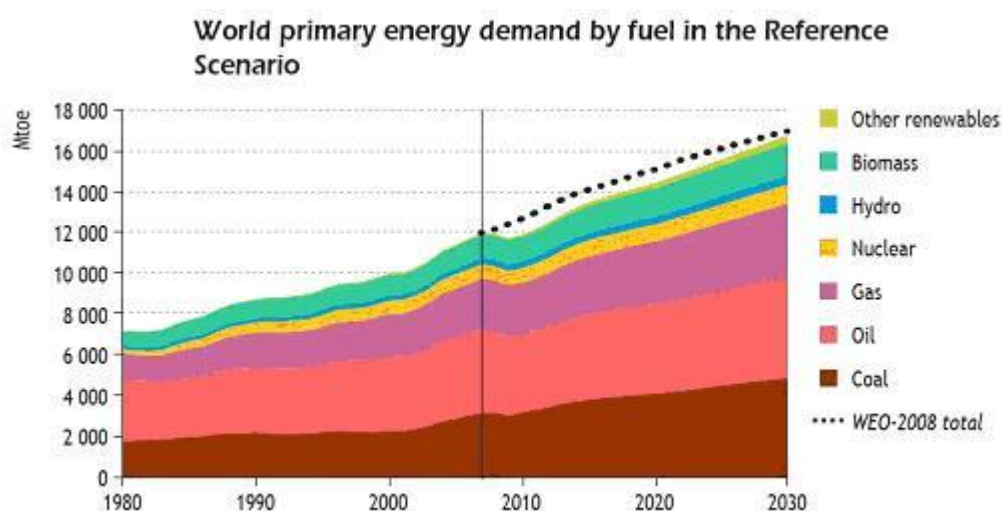


Fig 1.6 Evoluzione della domanda energetica primaria (Fonte: IEA)

Nel mix di generazione elettrica al 2030 il contributo del carbone è destinato a crescere raggiungendo il 44 % (49 % se si considera anche il suo utilizzo per scopi termici). La riprova di questo trend in ascesa è il fatto che nel mondo sono in costruzione 217 GW di capacità a carbone, l'80% dei quali nei Paesi non-OECD. Il carbone rimane dunque la spina dorsale della generazione elettrica globale anche se l'Europa (ed i paesi OECD in generale) assisteranno ad un declino nel suo utilizzo.

Lo scenario di riferimento, se nessuna azione dovesse essere intrapresa per contrastare l'aumento delle emissioni di CO₂, avrebbe profonde implicazioni dal punto di vista ambientale e non sarebbe sostenibile nel lungo termine. Il crescente ricorso ai combustibili fossili, infatti, comporterebbe un aumento delle emissioni¹ del settore energetico del 40% (da 29 Gt nel 2007 a 40 Gt nel 2030) e un aumento della temperatura globale di 6°C, modificando pesantemente l'equilibrio degli ecosistemi.

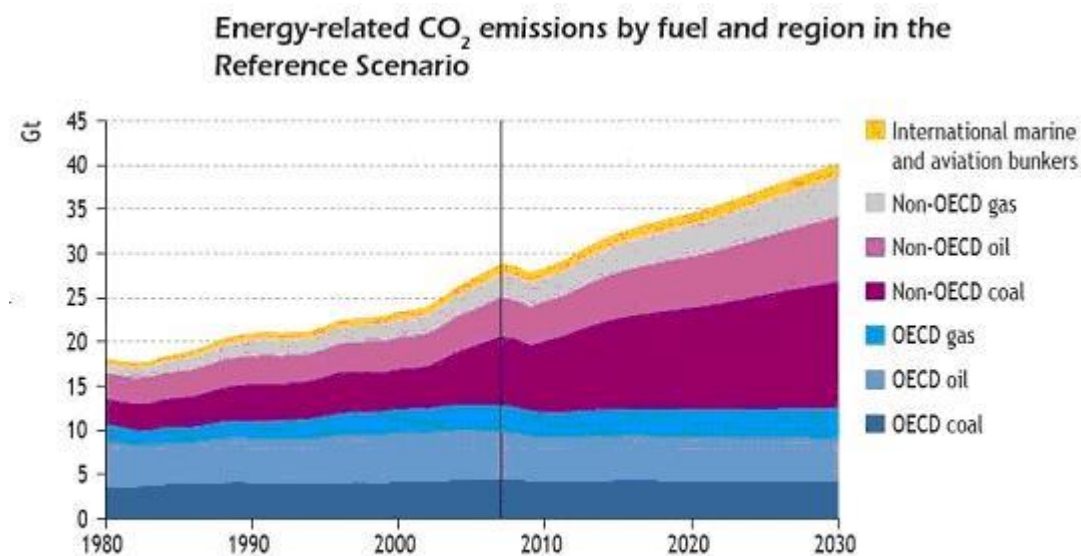


Fig 1.7 Emissioni di CO₂ energy related per regione (Fonte: IEA)

Nota1: 1 ppm di CO₂ in atmosfera corrisponde a 7.7 Gt di CO₂ emessa

Per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni, l'IEA stima che entro il 2050 dovranno essere lanciati circa 3400 progetti globalmente, di cui più di 1000 in ambito industriale. In quest'ambito, l'industria chimica e di processamento del gas rappresentano opzioni di breve-medio termine economicamente più competitive

In termini di potenza, la capacità CCS installata entro il 2050 dovrà essere pari a circa 1140 GW, di cui il 65 % in impianti a carbone, il 30 % in impianti a gas e 5 % in impianti a biomassa.

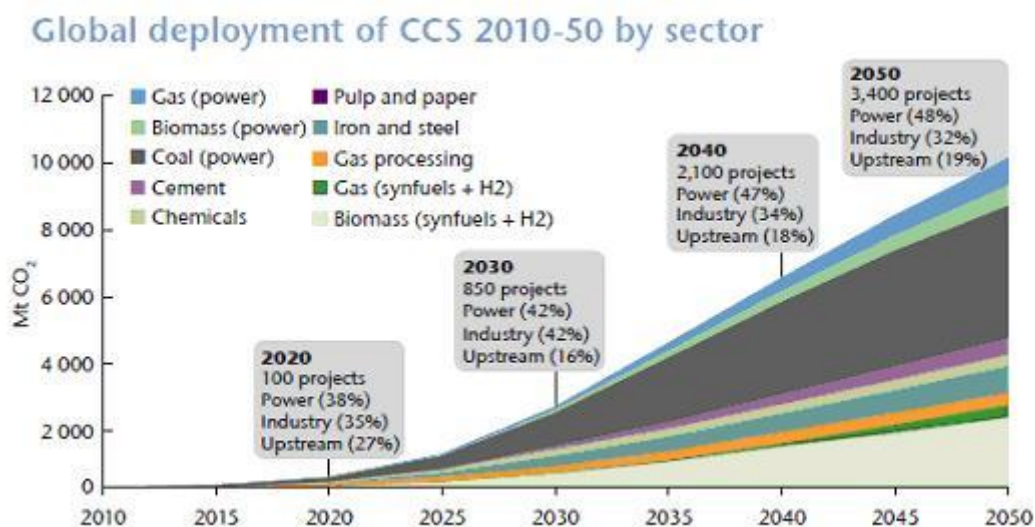


Fig 1.8 Proiezione dell'impiego dei sistemi CCS per settore (Fonte: IEA)

Il settore energetico, che produce l'84 % delle emissioni globali di CO₂, si pone certamente come settore trainante del cambiamento di prospettiva a cui il mondo sta assistendo oggi. L'attenzione verso l'ambiente, la sfida posta dal cambiamento climatico e la necessità di garantire energia a condizioni economicamente competitive apre la strada a diverse soluzioni che comprendono una serie di opzioni tecnologiche di importanza strategica.

L'approccio alla problematica del contenimento delle emissioni di CO₂ deve essere multilaterale e contemplare allo stesso tempo: cattura della CO₂, ricorso all'energia nucleare, ricorso alle fonti rinnovabili ed efficienza energetica nei processi industriali e negli usi finali.

L'IEA ha stabilito una *roadmap* in cui analizza il portfolio tecnologico necessario alla mitigazione delle emissioni di gas serra. Lo scenario BLUE Map, che comprende strategie finalizzate al dimezzamento delle emissioni di gas serra entro il 2050, prevede che le CCS possano contribuire per 1/5 alla riduzione complessiva delle emissioni di gas serra.

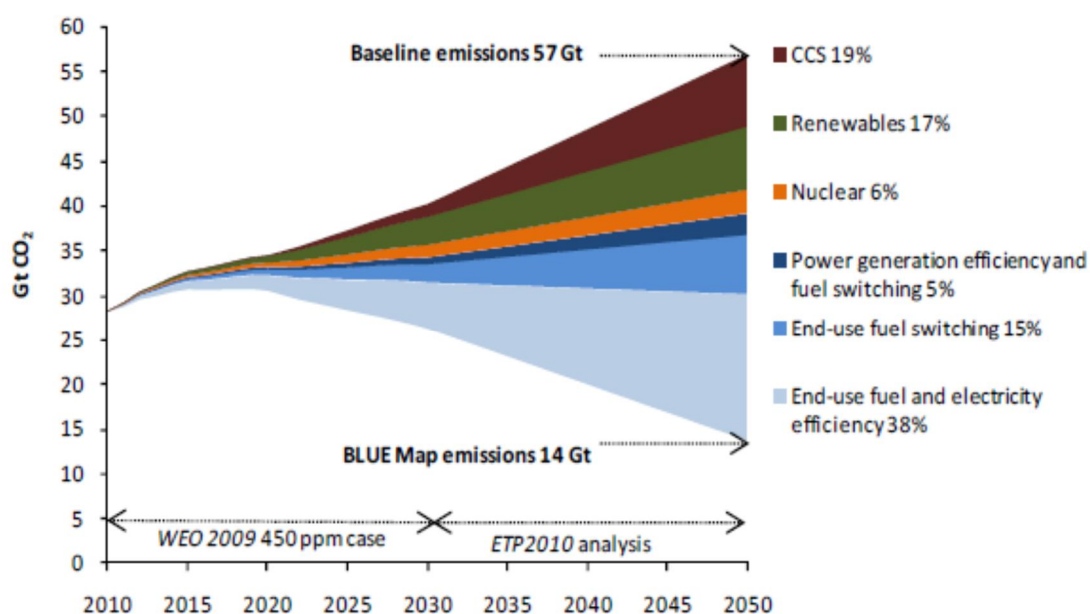


Fig 1.9 Proiezione delle emissioni di CO₂ in diversi scenari (Fonte: IEA Clean Energy Progress Report, 2011)

A conferma dell'importanza delle tecnologie CCS, lo scenario BLUE MAP, inoltre, mostra che se queste non fossero impiegate, il costo totale per conseguire gli obiettivi di riduzione delle emissioni aumenterebbe del 70 %.

Capitolo 2

La strada verso un uso sostenibile dei combustibili fossili

2.1 Il carbone: le ragioni di una scelta

Il carbone è il combustibile fossile più diffuso e meglio distribuito al mondo; esso, infatti, è presente in aree diverse da quelle in cui sono concentrati gli idrocarburi (Paesi politicamente instabili) e per tale ragione è considerata la fonte meno soggetta a rischi dal punto di vista della vulnerabilità degli approvvigionamenti e meno esposta alle perturbazioni geopolitiche e di mercato.

Il mercato del carbone, tanto a causa della distribuzione geografica delle riserve, quanto, soprattutto, a causa della struttura della sua industria completamente diversa da quella degli idrocarburi, è sostanzialmente indipendente dal mercato del petrolio e del gas. Questi fattori, unitamente alla pronunciata concorrenza tra i produttori e all'affidabilità delle infrastrutture di estrazione e di trasporto, garantiscono una stabilità di offerta impensabile per gli idrocarburi.

L'immagine seguente mostra che la disponibilità del carbone, contrariamente a quella degli idrocarburi non è concentrata in pochi Paesi come il Medio Oriente e la Russia.

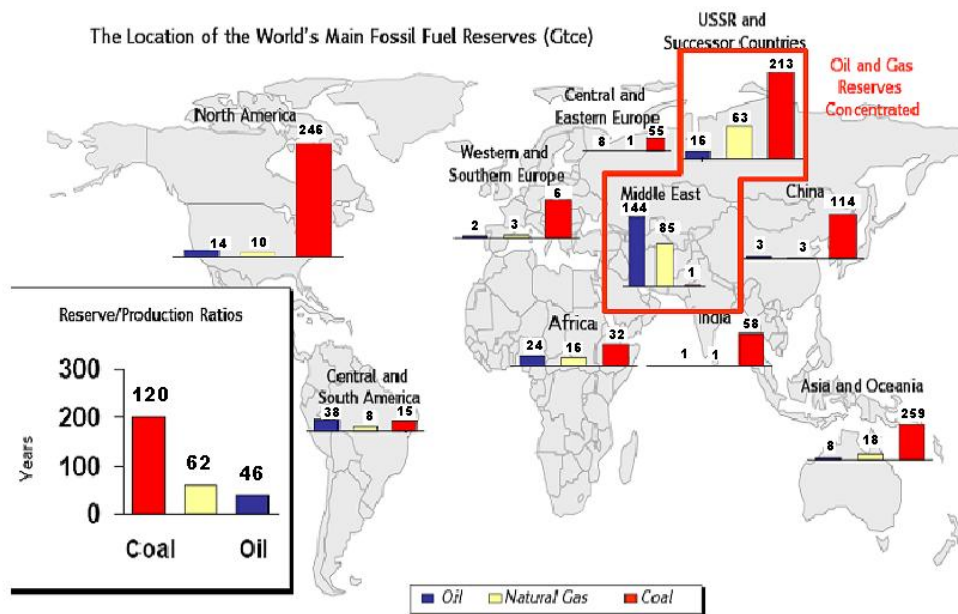


Fig 2.1 Localizzazione delle principali riserve di combustibili fossili nel mondo (Fonte: BP 2009)

La BP stima che le riserve provate di carbone saranno disponibili per i prossimi 120 anni, contro i 40 del petrolio e i 62 del gas naturale.

Il carbone, inoltre, rappresenta una fonte economicamente competitiva, meno soggetta alla volatilità di prezzo rispetto al gas e al petrolio, su cui si basa il mix energetico dei Paesi più sviluppati.

I vantaggi legati all'impiego del carbone (abbondanza, sicurezza degli approvvigionamenti, ecc..) non hanno diminuito il loro peso nel tempo e continuano a decretare il successo di questo combustibile come 'ponte' verso un futuro caratterizzato dalla presenza di rinnovabili e dalla penetrazione dell'idrogeno come vettore energetico. Il carbone, infatti, dovrebbe rappresentare uno degli elementi fondanti del portfolio energetico di un'economia moderna, sostenuta dalla crescita di competenze tecnologiche adeguate, ed è proprio in tal senso che le tecnologie CCS costituiscono una soluzione nel medio-lungo termine per tutti quei processi che comportano emissioni di CO₂.

Il potenziale delle Clean Coal Technologies nel raggiungimento di elevati standard di performance ambientali in unione con i metodi di cattura e sequestro

della CO₂ è la chiave per perseguire gli obiettivi di *zero-emissions* nel prossimo futuro.

2.2 La generazione elettrica da carbone

Le tecnologie di conversione del carbone in energia elettrica sono principalmente due: impianti a polverino di carbone ed impianti IGCC, che possiedono delle sostanziali differenze rispetto agli impianti di generazione convenzionali.

2.2.1 Il ciclo termodinamico degli impianti a vapore

Le centrali a carbone che si basano su cicli a vapore d'acqua sono le protagoniste indiscusse nella produzione di elettricità. A seconda delle condizioni termodinamiche del vapore (temperatura e pressione) è possibile distinguere tra differenti tipologie di cicli, a cui corrisponde un livello crescente di efficienza:

- cicli sub-critici ($p < 165$ bar e $T < 540$ °C)
- cicli super-critici SC (p circa 250 bar; T circa 560 °C)
- cicli ultra-supercritici USC (p circa 280 bar; $T > 600$ °C)

Le moderne centrali a carbone che si basano su cicli supercritici hanno rendimenti compresi tra 39 e 46 % (calcolati su base PCI): in esse generalmente il vapore raggiunge pressioni comprese tra 240 e 300 bar e temperature maggiori di 600 °C. In un futuro non troppo lontano, tuttavia, si potranno raggiungere p e T rispettivamente intorno ai 350 bar/750°C impiegando materiali particolarmente sofisticati come le super-leghe d'acciaio a base di nickel che consentono l'ottenimento di rendimenti superiori (intorno al 50 %).

Un impianto a vapore consiste in un insieme di macchine che trasformano in lavoro meccanico l'energia di un fluido di lavoro (acqua) che viene portato allo stato di vapore grazie all'energia termica derivante dalla combustione di fossili (in questo caso carbone). Esso è schematizzabile essenzialmente attraverso una massa d'acqua che viene:

1. compressa da una pompa fino alla pressione di funzionamento del generatore di vapore
2. riscaldata e portata fino alle condizioni di saturazione all'interno di un generatore di vapore.

3. fatta espandere in una turbina a vapore collegata ad un generatore elettrico
4. riportata allo stato liquido, facendo condensare il vapore scaricato dalla turbina a pressione costante

Attraverso i componenti sopra elencati l'acqua descrive un ciclo termodinamico (chiamato ciclo Rankine) in cui il calore somministrato dal generatore di vapore (che rappresenta la sorgente a temperatura superiore) viene sottratto dal condensatore (che rappresenta la sorgente a temperatura inferiore). La differenza, in virtù del primo principio della termodinamica, coincide con il lavoro prodotto dalla turbina in cui avviene l'espansione del vapore. Durante la trasformazione che avviene all'interno del generatore di vapore il calore viene introdotto nel ciclo in parte a temperatura variabile durante il riscaldamento del liquido, in parte a temperatura costante durante il cambiamento di stato in vapore.

Il limite principale che presenta questo ciclo, nella sua forma più semplice, è che il calore- derivante dalla combustione del combustibile - necessario per riscaldare il liquido viene introdotto nel ciclo ad una temperatura media piuttosto bassa, influenzandone negativamente il rendimento. Le prestazioni di un ciclo termodinamico, infatti, dipendono, oltre che dalle prestazioni dei singoli componenti meccanici, dai parametri operativi che descrivono la forma del ciclo, ovvero dalla temperatura massima del ciclo, dalla pressione massima e minima, dagli spillamenti rigenerativi e dai surriscaldamenti.

Per aumentare la temperatura di introduzione del calore nel ciclo si opera una serie di surriscaldamenti (eventualmente ripetuti) del vapore, che hanno come effetto aggiuntivo la riduzione della presenza di liquido in turbina. Una tale modifica del ciclo prevede che il vapore subisca una prima espansione nel cosiddetto stadio di alta pressione della turbina e che venga inviato nuovamente nel generatore, dove avviene un ulteriore surriscaldamento. A questo punto, il vapore viene immesso nello stadio a bassa pressione della turbina per l'espansione finale fino alla pressione di condensazione. All'aumentare del numero di risurriscaldamenti il processo complessivo approssima una trasformazione isoterma alla massima temperatura del ciclo, riducendo quindi le irreversibilità dovute agli scambi di calore che avvengono sotto differenze di temperatura finite. Questo comporta un aumento del rendimento termico, ma anche l'introduzione di sezioni dell'impianto operanti in condizioni di notevole stress termico, più costose. Si rende necessario, quindi, il ricorso a materiali avanzati resistenti ad alta temperatura che sono una prerogativa dei cicli più avanzati, supercritici e ultra-supercritici, come ricordato precedentemente.

L'aumento della pressione massima del ciclo corrisponde ad un aumento della temperatura media alla quale il calore viene somministrato all'acqua e quindi comporta anch'esso un miglioramento del rendimento. Tuttavia l'effetto prodotto dall'aumento della pressione in caldaia è quello di aumentare il contenuto di liquido all'uscita della turbina, che può essere limitato dal ricorso al risurriscaldamento. Valori elevati di pressione, tuttavia, implicano un dimensionamento meccanico più accurato delle parti interessate (fasci tubieri e collettori del generatore di vapore, valvole...) perché gli organi in pressione possiedono uno spessore maggiore e, dunque, un peso e un costo più elevati.

La diminuzione della pressione del ciclo (ovvero della pressione di condensazione) contribuisce ad aumentare il lavoro netto prodotto e ha un effetto benefico sul rendimento. Il valore della pressione all'interno del condensatore è determinato dalla disponibilità del mezzo refrigerante (tipicamente acqua di mare a bassa temperatura che giustifica la localizzazione degli impianti a vapore lungo le coste). Il limite inferiore alla pressione di condensazione, infatti, è la pressione di saturazione corrispondente alla temperatura del pozzo freddo a cui deve essere ceduto il calore.

Un'altra pratica per migliorare il rendimento di un ciclo Rankine è quella di effettuare degli spillamenti rigenerativi per riscaldare l'acqua di alimento uscente dalla pompa, prima che entri nel generatore di vapore. L'idea, infatti, è quella di estrarre (in gergo tecnico "spillare") vapore dalla turbina in vari punti per riscaldare l'acqua all'interno di dispositivi (rigeneratori) senza ricorrere al calore "pregiato" prodotto dalla combustione del combustibile. Il vapore spillato si trova ad una pressione corrispondente alla temperatura a cui si vuole riscaldare il liquido (in realtà leggermente superiore). In questo modo è possibile ottenere uno scambio termico meno irreversibile, dal momento che il calore di condensazione del vapore spillato viene utilizzato nuovamente nel ciclo anziché perso al condensatore.

2.2.2 I principali componenti degli impianti a vapore

2.2.2.1 Turbina a vapore

La turbina a vapore è il componente dove avviene la conversione dell'energia termica del vapore in energia meccanica utilizzata per azionare generatori elettrici o altre macchine operatrici. Essa è costituita da una successione di condotti fissi e condotti rotanti attraversati da un fluido (tipicamente acqua) che, espandendosi, esercita un lavoro sulle pareti dei condotti mobili.

Il progetto e il dimensionamento di una turbina a vapore sono operazioni molto complesse, perché si tratta di ottimizzare una serie di parametri (velocità di rotazione, numero di giri, diametro, rapporti di espansione, ecc...) al fine di ottenere opportuni salti entalpici per ogni stadio, in grado di sfruttare e di elaborare al meglio tutta l'energia fornita dal vapore.

La variazione di portata volumetrica del vapore è così notevole, da imporre l'adozione di un numero di stadi molto elevato (30 – 40 e anche più) e di prevedere una suddivisione del flusso di vapore a media o bassa pressione su due, quattro o sei turbine poste in parallelo ma calettate sullo stesso albero.

Nell'ultimo decennio la tecnologia delle turbine a vapore, ampiamente consolidata a partire dagli anni '60, ha fatto notevoli progressi. Gli avanzamenti hanno riguardato soprattutto l'aumento dell'altezza delle pale di bassa pressione (per ridurre le perdite cinetiche allo scarico), l'aumento del rendimento degli stadi di media ed alta pressione e nel disegno di forme di pale sempre più innovative.

2.2.2.2 Generatore di vapore

I generatori di vapore (altrimenti detti caldaie) delle grandi centrali supercritiche sono dispositivi di grandi dimensioni (possono raggiungere i 70 m di altezza) dove si avviene la combustione e il trasferimento del calore dai gas combustibili ad una massa d'acqua nelle sue fasi di riscaldamento del liquido, di evaporazione e di surriscaldamento del vapore.

L'idea alla base del funzionamento di questo componente è quella di recuperare e utilizzare in modo efficace il calore posseduto dai gas combustibili, tanto più pregiato quanto più alta è la loro temperatura (i gas combustibili in uscita dalla zona di combustione hanno un elevato contenuto exergetico).

Nel generatore di vapore si trova una camera di combustione, dotata di bruciatori, in cui il combustibile reagisce con l'aria comburente precedentemente riscaldata da uno scambiatore rigenerativo (generalmente di tipo Ljungstrom) per aumentarne il flusso termico associato e, dunque, il rendimento energetico del generatore stesso. Nella camera di combustione si sviluppa una fiamma che irraggia le pareti del generatore rivestite di numerosissime tubazioni dove scorre l'acqua in transizione di fase. L'acqua viene alimentata in parallelo su tutti i tubi, alla fine dei quali si trova un

collettore dove si raccoglie il vapore (soluzione che presenta alcune criticità dovute ad eventuali picchi di temperatura non facilmente controllabili).

Quando i gas, che si trovano ad una temperatura intorno ai 1000 °C, abbandonano la zona di combustione incontrano i *surriscaldatori*, ovvero una serie di scambiatori di calore dove il vapore aumenta ulteriormente la sua temperatura. Successivamente i gas combusti, ormai a temperature intorno ai 400-450 °C, subiscono un ulteriore raffreddamento nel cosiddetto *economizzatore* dove l'acqua di alimentazione viene portata a condizioni di imminente evaporazione. A questo punto i fumi non sono più in grado di cedere calore al ciclo e quindi vengono impiegati per riscaldare 'gratuitamente' l'aria comburente.

Quando si opera in condizioni sub-critiche (per esempio nelle caldaie a recupero dei cicli combinati), all'uscita dall'economizzatore l'acqua entra nella parte della caldaia deputata alla generazione di vapore, cioè nell'*evaporatore*. Questa sezione presenta un corpo cilindrico in cui avviene la separazione tra il liquido e il vapore, successivamente indirizzato ai surriscaldatori. Il vantaggio è che si evita la possibilità di pericolosi surriscaldamenti localizzati, essendo il sistema ad una temperatura pari a quella di evaporazione.

I generatori di vapore delle grandi centrali termoelettriche, che possono essere disposti in diversi modi nell'impianto, possono raggiungere rendimenti dell'ordine del 94-95 %.

2.2.2.3 Condensatore

È un organo di scambio termico dove vapore scaricato dalla turbina viene condensato in modo da poterlo riutilizzare nel ciclo.

I condensatori di una centrale a vapore devono smaltire in ambiente una notevole quantità di calore, pari o poco più della potenza elettrica della centrale: ciò impone la disponibilità di grandi quantità di fluido (tipicamente acqua di mare o di un fiume) che sottragga calore al vapore condensante.

Le tipologie di condensatori utilizzate sono:

1. Condensatori acqua-vapore, di gran lunga i più frequenti, in cui l'acqua prelevata da un fiume o dal mare viene utilizzata per raffreddare il vapore uscente dalla turbina e poi reimpressa nel suo bacino naturale a temperatura più alta (maggiore di circa 10 °C).
2. Condensatori aria-vapore (detti "a secco"), in caso di mancanza di un bacino idrico, raffreddati ad aria, che però presentano notevoli consumi per far circolare l'aria e problemi di ingombro. L'aria, infatti, presenta caratteristiche di scambio termico peggiori rispetto all'acqua (a pari velocità

e diametri di passaggio l'aria presenta un coefficiente convettivo 500 volte inferiore rispetto a quello dell'aria).

3. Torri evaporative, che si pongono a metà strada tra le soluzioni precedenti perché riducono i consumi d'acqua rispetto ai sistemi aperti e consentono notevoli risparmi rispetto ai condensatori a secco (le portate d'aria in gioco sono di gran lunga inferiori). Qui, si realizza uno scambio tra l'aria ambiente e acqua a sua volta precedentemente riscaldata in un altro condensatore (del tipo 1, per esempio). Nelle torri evaporative l'aria che entra lambisce controcorrente l'acqua (finemente nebulizzata) in un processo di scambio termico, ma anche di massa dato che i due fluidi non sono fisicamente separati. Al termine di questo processo l'aria si riscalda ed aumenta la sua umidità relativa, prossima al 100%, mentre l'acqua si raffredda e si raccoglie in basso, dove viene miscelata con altra acqua (detta di reintegro) per compensare quella che è evaporata nella torre. La circolazione dell'aria può essere forzata o naturale: nel primo caso si verificano notevoli consumi di potenza a causa dell'introduzione di ventilatori, mentre nel secondo caso esistono problematiche di impatto visivo dovute all'altezza delle torri (che possono arrivare fino a 100 m).

2.2.2.4 Dispositivi di trattamento dei fumi

Le moderne centrali a carbone dispongono di apparecchiature atte al contenimento delle emissioni di inquinanti gassosi, che sono principalmente ossidi di azoto, ossidi di zolfo (SO_2 e SO_3) e particolato. Esse sono localizzate lungo una cosiddetta linea di trattamento prima che i gas combusti raggiungano il camino e vengano disperse ad alta quota.

Rimozione di NO_x

Gli NO_x possono essere rimossi sia attraverso metodi primari, che ne prevencono la formazione in sede di combustione (per esempio riducendo la concentrazione di ossigeno in prossimità della fiamma e riducendo la temperatura di equilibrio della fiamma), sia attraverso metodi secondari che invece prevedono l'abbattimento direttamente dai fumi.

La rimozione secondaria avviene grazie ad un processo noto come Selective Catalytic Reduction (SCR) che si basa sull'iniezione di una soluzione di ammoniaca su una griglia metallica (o ceramica) attraversata dai fumi di combustione, in presenza di opportuni catalizzatori (per esempio pentossido di vanadio o triossido di tungsteno).

Le reazioni chimiche avvengono con un'alta efficienza tra temperature comprese tra 300-380 °C, motivo per cui l'SCR è generalmente collocato

immediatamente all'uscita dell'economizzatore, anche se il catalizzatore risente della presenza di polveri e dell' SO_2 (che si ossida ad SO_3 , il quale, a sua volta, reagisce con l'ammoniaca formando solfati di ammonio).

Il sistema SCR è presente anche nelle turbine a gas: la differenza è che nel caso del carbone gli aspetti di erosione, sporco e ostruzione del componente meccanico in questione sono più gravosi, visto che si opera con gas combustibili particolarmente "sporchi".

Rimozione di SO_x

Per gli ossidi di azoto non esistono metodi primari di abbattimento. La tecnologia che copre quasi interamente le applicazioni è quella indicata come Flue Gas Desulfurization (FGD) in cui i fumi di combustione reagiscono con soluzioni acquose di calcare (sorbente), a temperatura ambiente, per formare gesso o solfato di calcio idrato.

La tecnologia FGD è in grado di rimuovere gli SO_x con un'efficienza del 95 %, condizionata dall'eccesso di sorbente che interviene. Per questo motivo il rapporto Ca/S viene mantenuto a valori superiori all'unità (1.1 – 1.2).

Rimozione del particolato

La rimozione del particolato avviene ricorrendo a due tecnologie:

1. precipitatori elettrostatici (ESP) in cui i gas combustibili vengono fatti passare attraverso due piastre metalliche ai quali è applicata una tensione. Il campo elettrico presente carica negativamente le particelle solide che migrano sull'elettrodo positivo, depositandosi prima di essere raccolte ed evacuate. Gli ESP operano a temperature intorno ai 200 °C e la loro capacità di rimozione è maggiore del 99.9 % per le polveri non particolarmente sottili come il PM_{10} . Si tratta di sistemi con costi di investimento importanti, ma di elevata affidabilità.
2. filtri a manica (FF: fabric filters), ovvero delle "sacche" realizzate in materiale avanzato (come per esempio teflon rinforzato da fibre di vetro) che funzionano come una sorta di "setaccio" separando le particelle presenti nel gas combustibile. I fabric filters operano a temperature inferiori ai 150 °C e sono in grado di rimuovere anche particolato molto fine (come il PM_1) con un'efficienza del 99.5 %, anche se presentano un'affidabilità inferiore rispetto agli ESP.

2.2.3 Gli impianti con gassificazione (IGCC)

Negli impianti IGCC, a monte di un ciclo combinato vi è una sezione dell'impianto dove viene svolto un processo di gassificazione. Questo passaggio "intermedio" permette di superare il limite più grave delle turbine a gas, ovvero la necessità di operare con un combustibile 'pulito' che non generi fenomeni di corrosione e sporcamento dei delicati organi interni della macchina (palettatura, condotti...).

Gli impianti IGCC non hanno ancora raggiunto piena maturità commerciale a causa della loro complessità e dei maggiori costi rispetto alle tecnologie convenzionali, ma è indubbio che siano l'unica tecnologia in grado di risolvere brillantemente i problemi ambientali legati alla presenza di zolfo nei combustibili (l'efficienza di rimozione dei composti solforati supera il 99 %)

Esistono diversi impianti IGCC su scala dimostrativa, il più grande dei quali (300 MWe netti) a Puertollano, che suscitano molto interesse perché si prestano all'applicazione delle tecnologie di cattura della CO₂ e di produzione dell'idrogeno.

2.2.3.1 Il processo di gassificazione

La gassificazione del carbone, utilizzata a livello industriale sin dalla prima metà dell'800, consiste in una serie di reazioni molto complesse che convertono il combustibile solido in un gas (syngas) ricco di CO e idrogeno. Si tratta di far reagire il carbone in presenza di un ossidante (ossigeno puro al 95 %) e di acqua/vapore che fungono da moderatori della temperatura e di apportatori di idrogeno (si veda la reazione di gassificazione indicata di seguito). Alla fine del processo si ottiene un syngas ad alta temperatura (> 1300 °C) e residui solidi (ceneri).

Le reazioni più importanti che avvengono sono:

combustione parziale	$C + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow CO + 110.6 \text{ kJ/mol}$
combustione totale	$C + O_2 \rightarrow CO_2 + 393.7 \text{ kJ/mol}$
gassificazione	$C + H_2O \rightarrow CO + H_2 - 131.4 \text{ kJ/mol}$
water gas shift	$CO + H_2 \rightarrow CO_2 + H_2 + 41.2 \text{ kJ/mol}$
metanazione	$CO + 3 H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O + 206.4 \text{ kJ/mol}$

Esistono diverse configurazioni di gassificatori: a letto fisso (in cui non c'è necessità di raffreddare il syngas poiché viene prodotto a temperature basse), a letto fluido (che consentono una buona rimozione dello zolfo con l'aggiunta di sorbente nel letto) e a letto trascinato (che operano in difetto di ossigeno). La seconda e la terza tipologia permettono l'ottenimento di syngas ad alta temperatura, rispettivamente pari a 800-900°C e 1200-1400 °C, importante per l'apporto energetico al ciclo di potenza.

2.2.3.2 Recupero termico e depurazione del syngas

Il recupero del calore derivante dal raffreddamento del syngas in uscita dal gassificatore costituisce un input importante per il ciclo di potenza, influenzando le prestazioni dell'intero impianto. Non solo, perché per una efficiente rimozione degli elementi inquinanti è necessario portare il gas di sintesi a temperature ambiente.

Con riferimento ai gassificatori a flusso trascinato, esistono diversi sistemi di raffreddamento del syngas:

- con syngas coolers radiativi (che portano il gas da 1200-1400 °C a circa 900 °C) seguiti da syngas coolers convettivi (che portano il gas da 900 °C a 250-300 °C), che producono vapore ad alta pressione in modo molto efficiente.
- con quench (spegnimento) del syngas effettuato iniettando acqua fino a che esso non si porta a temperature intorno a 900-1000 °C. Segue uno scambiatore convettivo che produce vapore ad alta pressione.
- con quench effettuato ricircolando syngas già raffreddato a cui segue uno scambiatore convettivo che produce vapore ad alta pressione.
- con quench completo del syngas con acqua fino alle condizioni di saturazione (circa 250 °C). Il vapore così generato è a bassa pressione (circa 10-20 bar). Questa opzione non prevede l'utilizzo di scambiatori, con notevole diminuzione dei costi di investimento ed aumento dell'affidabilità.

I dispositivi di filtraggio e pulizia del syngas sono disposti sia a monte che a valle dei syngas coolers. Nel primo caso vengono impiegati cicloni che lavorano a secco per rimuovere le particelle solide di maggiori dimensioni, mentre nel secondo intervengono scrubbers che effettuano un lavaggio con acqua rimuovendo polveri, composti azotati e metalli alcalini in modo molto efficiente.

Particolarmente importante è la sezione dell'impianto dedicata alla rimozione dei gas acidi, in particolar modo dell'H₂S, che viene separato a temperatura ambiente mediante un processo di assorbimento in reagenti chimici o in solventi fisici. La soluzione ricca di H₂S viene poi rigenerata rilasciando il gas acido in una corrente di vapore e indirizzando l'H₂S verso un impianto Claus per la produzione di zolfo elementare. Attualmente molti sforzi sono rivolti allo sviluppo di sistemi di desolforazione a caldo (HGCU – Hot Gas Clean Up), che andrebbero a superare il limite imposto dalle operazioni di desolforazione, cioè quello di lavorare a temperatura ambiente. Le tecnologie HGCU consentirebbero di semplificare l'impianto, con vantaggi dal punto di vista del rendimento, ma al momento non sono disponibili nemmeno su scala industriale.

2.2.3.3 L'isola di potenza

La sezione di potenza è concettualmente simile ad un ciclo combinato a gas naturale, con la differenza che in questo caso è il syngas ad alimentare la turbina a gas e che nella turbina a vapore del ciclo sottoposto vi è un apporto di vapore aggiuntivo derivante dal recupero termico del syngas.

Ci sono comunque problematiche specifiche relative all'impiego di syngas nelle normali TG, ottimizzate per il funzionamento con gas naturale. Il gas di sintesi, infatti, possiede un PCI inferiore rispetto al gas naturale, quindi la sua portata massica è di gran lunga superiore (fino a 10 volte) a pari potenza termica sviluppata. Un aumento di portata del combustibile comporterebbe un proporzionale aumento della potenza dell'intero turbogas (20-30 %), ma, a causa di un aumento della pressione richiesta all'ingresso della turbina, potrebbe avere conseguenze sul compressore.

Qualora la gassificazione avvenisse in aria, la portata di syngas risulterebbe notevolmente incrementata dall'azoto introdotto nel sistema. Questo ne diminuirebbe il PCI e sposterebbe la produzione di potenza verso la sezione a vapore (grande portata di syngas da raffreddare significa grandi flussi di vapore), meno efficiente di quella a gas.

L'impianto di frazionamento dell'aria, necessario alla produzione di ossigeno quasi puro che alimenta il gassificatore, assorbe circa il 10 % della potenza totale dell'impianto, una frazione importante che complica ulteriormente il disegno e la gestione di un impianto IGCC, ponendo diverse problematiche di integrazione con la turbina a gas.

Il rendimento netto degli IGCC è compreso tra il 40-42 %, con buone possibilità future di raggiungere il 46-48 %, valori paragonabili a quelli previsti per la tecnologia USC. Ad oggi, quindi, non si può parlare di superiorità termodinamica degli impianti IGCC. La vera superiorità degli IGCC sta nelle ottime prestazioni ambientali dal punto di vista delle emissioni e nella possibilità di guidare la transizione verso un sistema elettrico *low-carbon*, che vede nella cattura della CO₂ e nella produzione di idrogeno i suoi punti di forza.

2.2.4 Altri sistemi: i letti fluidi pressurizzati

I letti fluidi pressurizzati (PFBC - pressurized fluid bed combustion) rappresentano un'altra tipologia di impianti in fase di sviluppo nell'ambito delle clean coal technologies. Questi sistemi, alternativi ai metodi tradizionali di combustione in caldaia, trovano applicazione soprattutto nel caso di combustibili di 'scarsa qualità', ovvero con scarsa densità energetica, con elevato contenuto d'acqua o di altri elementi indesiderati come ceneri e zolfo. Nei PFBC, infatti, è possibile utilizzare i più svariati combustibili senza trattamenti preliminari poichè i tempi di residenza nella zona di combustione sono superiori di ordini di grandezza rispetto a quelli registrati in caldaia.

La combustione a letto fluido consiste nel distribuire il combustibile in un 'letto' (dov'è presente del materiale inerte a base di calcio) mantenuto fluido da una corrente d'aria comburente che circola con una certa velocità. Il letto fluido non è adiabatico, in quanto per controllare la sua temperatura (intorno a 800-900 °C) viene effettuata un'asportazione di calore che serve a produrre vapore.

L'impianto consta dei seguenti dispositivi: una turbina a gas che produce energia dall'espansione dei gas combusti prodotti nel letto, una caldaia a recupero in grado di raffreddare i gas combusti da 850 °C a 100-150 °C, cicloni che separano le particelle solide trascinate dal flusso gassoso e le ricircolano nel letto e filtri per il particolato più fine.

I rendimenti sono molto simili a quelli di centrali a vapore con le stesse condizioni di temperatura e pressione del vapore: il miglioramento dei PFBC passa dunque non tanto attraverso l'evoluzione delle turbine a gas, quanto attraverso un avanzamento delle condizioni sul lato vapore (dipende dalla resistenza dei materiali alle alte temperature).

Per superare i limiti delle tecnologie IGCC e PFBC sono in fase di studio (non esistono impianti dimostrativi) sistemi 'ibridi', che alcuni definiscono letti fluidi di seconda generazione: si tratta di operare una gassificazione 'parziale' del

carbone e bruciare il residuo ricco di carbonio che ne deriva (cioè il char) in un letto fluido.

Capitolo 3

I sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂

3.1 Ciclo del carbonio, fonti e usi della CO₂

La CO₂ in condizioni atmosferiche è un gas costituito da due degli elementi chimici più comuni sulla Terra, il carbonio e l'ossigeno. Essa costituisce circa lo 0.04 % dell'aria che respiriamo ed è fondamentale per la vita degli esseri viventi, essendo parte di un complesso ciclo di processi naturali che nel corso dei millenni hanno reso stabili i livelli di concentrazione di CO₂ in atmosfera.

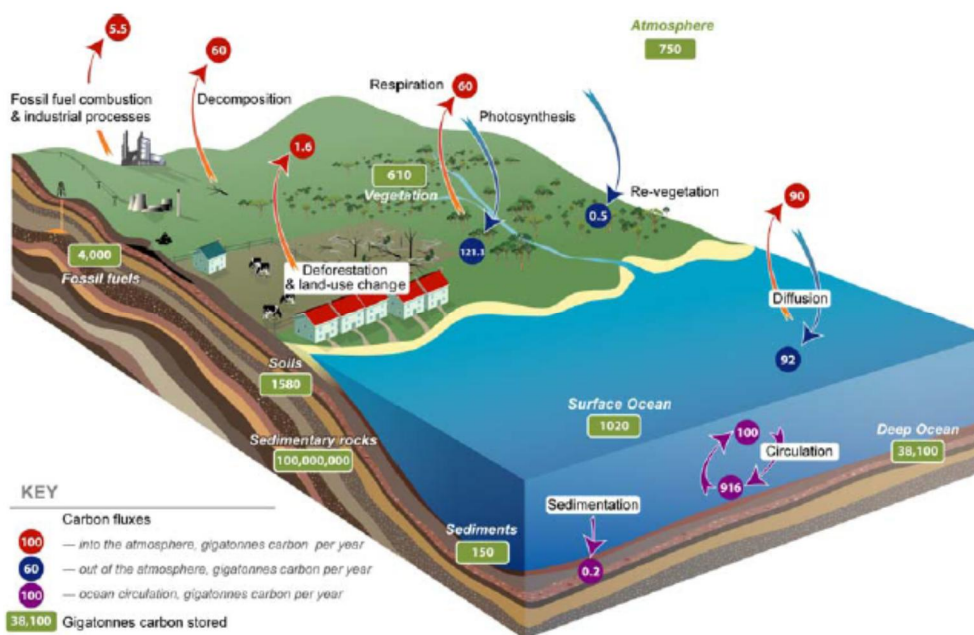
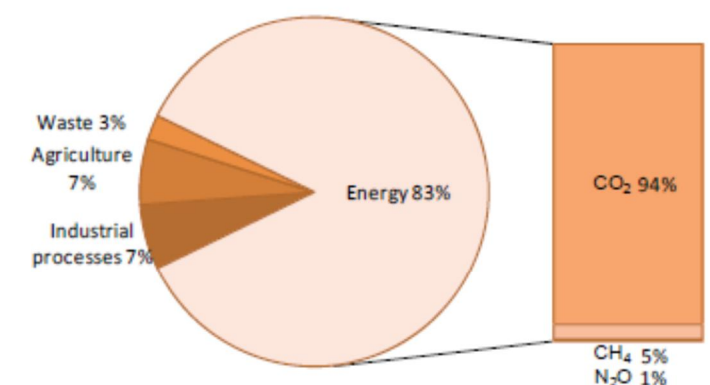


Fig 3.1 Ciclo del carbonio (Fonte: IEA Geologic Storage of Carbon Dioxide – Staying safely underground 2008)

Questo delicato equilibrio rischia di essere rotto da alcune attività umane (principalmente utilizzo di fossili nei processi industriali e cambiamento di utilizzo dei terreni) che, nonostante il minore contributo rispetto ai flussi naturali, rischiano comunque di compromettere i fenomeni di scambio di carbonio tra terra/atmosfera/oceani.

La CO2 è un gas serra (predominante in termini di emissioni rispetto agli altri), ovvero “intrappola” il calore del sole rendendo possibili le condizioni di sviluppo della vita sulla Terra.

Il settore energetico pesa per l'83 % sulle emissioni antropogeniche di gas serra (il settore comprende la produzione, la trasformazione, consumo di tutte le forme di *commodities* energetiche e le *fugitive emissions*) :



* Based on Annex I data for 2008; without Land Use, Land-Use Change and Forestry, and with Solvent Use included in Industrial Processes.

Source: UNFCCC.

Fig 3.2 Emissioni antropogeniche per settore e per tipologia di gas serra (Fonte: IEA CO2 emissions from fuel combustion – Highlights, 2010)

Tra il 2007 e il 2008 le emissioni globali di CO2 sono aumentate del 1.5 % (0.4 Gt in termini assoluti), ma con sostanziali differenze tra Paesi sviluppati e Paesi in via di sviluppo. Se da un lato i primi hanno diminuito le emissioni del 2 %, infatti, i secondi le hanno incrementate del 6 %, sorpassandoli nella classifica dei maggiori emettitori. Questo trend è stato sostenuto principalmente dal maggior ricorso al carbone delle economie emergenti come Cina e India, dove esistono consistenti riserve di carbone e dove l'industria *energy-intensive* sta rapidamente crescendo.

I Paesi maggiori emettitori di CO2 nel 2008 sono stati i seguenti:

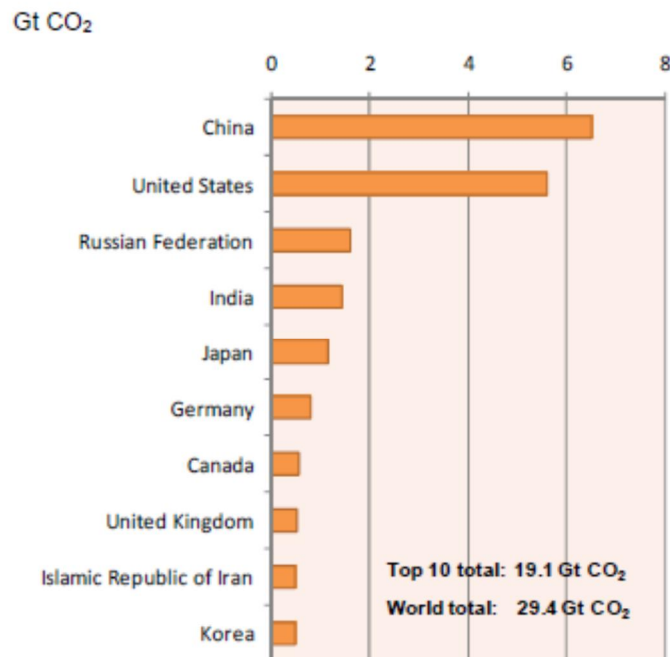
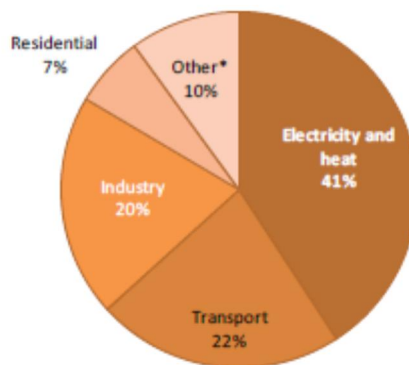


Fig 3.3 Maggiori emettitori di CO₂ nel 2008 (Fonte: IEA CO₂ Emission from fuel combustion highlights, 2010)

Due settori, in particolare, hanno contribuito alla produzione di CO₂ nel 2008: la generazione di elettricità/calore e i trasporti, con una quota relativa pari a 41% e 22 % rispettivamente. Seguono il settore industriale e quello residenziale.



* Other includes commercial/public services, agriculture/forestry, fishing, energy industries other than electricity and heat generation, and other emissions not specified elsewhere.

Fig 3.4 Emissioni di CO₂ per settore nel 2008 (Fonte: IEA CO₂ Emission from fuel combustion highlights, 2010)

In quest'ottica di strettissimo legame tra disponibilità di energia (in qualsiasi forma per qualsiasi uso) e lotta ai cambiamenti climatici, le tecnologie CCS rappresentano la via principale per porre un freno alle emissioni. Il loro potenziale di abbattimento, infatti, pari a circa 3.6 Gt/anno al 2030 (secondo elaborazioni McKinsey/Vattenfall), può garantire i presupposti di un futuro sostenibile sia dal punto di vista energetico che ambientale.

Attualmente il potenziale delle tecnologie CCS non è stato ancora pienamente realizzato nonostante la stringente necessità di contrastare gli effetti dei cambiamenti climatici. La ragione sta nel fatto che il valore "commerciale" dei progetti (strettamente legato al valore della CO2 intesa come commodity) è insufficiente a compensare i rischi e coprire i costi. Non è un caso che i progetti di cattura e sequestro della CO2 siano stati associati ad operazioni di EOR, essendo un metodo per aumentare la produttività degli idrocarburi in grado di azzerare i costi di cattura e stoccaggio.

Gli utilizzi pratici della CO2 sono molti. Per esempio nell'industria chimica, alimentare (produzione di bevande gassate), elettronica, nel trattamento dei rifiuti, nella produzione della carta e nel settore della refrigerazione; ma la quantità di CO2 richiesta in questi processi è di gran lunga inferiore alle quantità emesse in fase di combustione. Con le operazioni di EOR, invece, è possibile utilizzare quantitativi consistenti di CO2, provvedendo contemporaneamente alla sua sequestrazione definitiva (vedi paragrafo successivo su EOR).

3.2 Cattura in post-combustione

Questa tipologia di cattura è largamente impiegata nell'industria chimica di processo e, in linea di principio, può trovare applicazione anche nella produzione del cemento, acciaio e alluminio.

La cattura in post-combustione, come dice la parola stessa, avviene separando la CO2 dai gas combustibili a valle del processo di combustione, come mostra sinteticamente lo schema in basso:

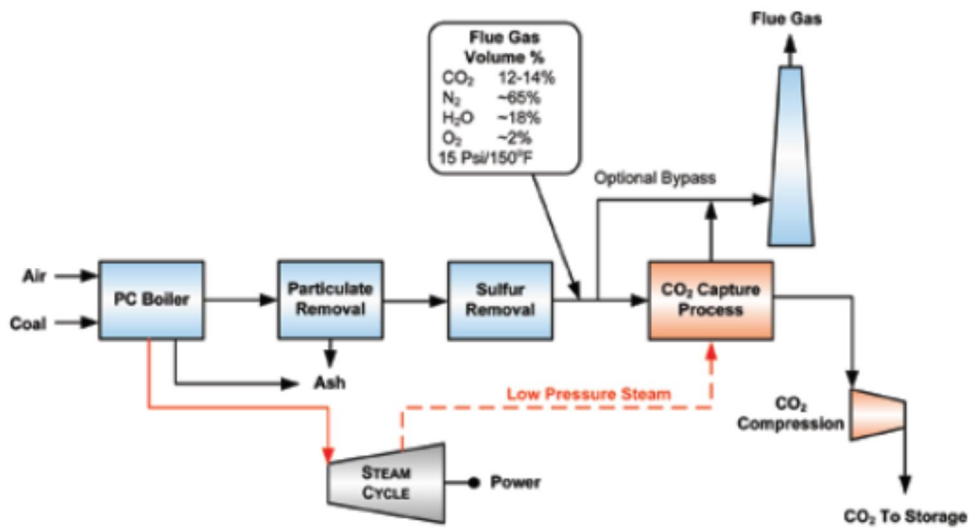


Fig 3.5 Schema del processo di cattura in post combustione (Fonte: DOE/NETL Carbon Dioxide Capture and Storage RD&D Roadmap, 2010)

In impianti di questo tipo, che possono impiegare qualsiasi tipologia di fossile, la sezione di cattura è situata dopo la linea di trattamento fumi e prevede l'assorbimento chimico della CO₂ con alcanolammine ¹.

Il reattore dove avviene la separazione della CO₂ (denominato scrubber) richiede l'estrazione di una consistente quantità di vapore a bassa pressione dalla turbina per rigenerare le ammine e per liberare la CO₂ pura. Questa fase, però, diminuisce l'output elettrico dell'impianto. La perdita di efficienza si aggira, infatti, intorno all'8-14 %.

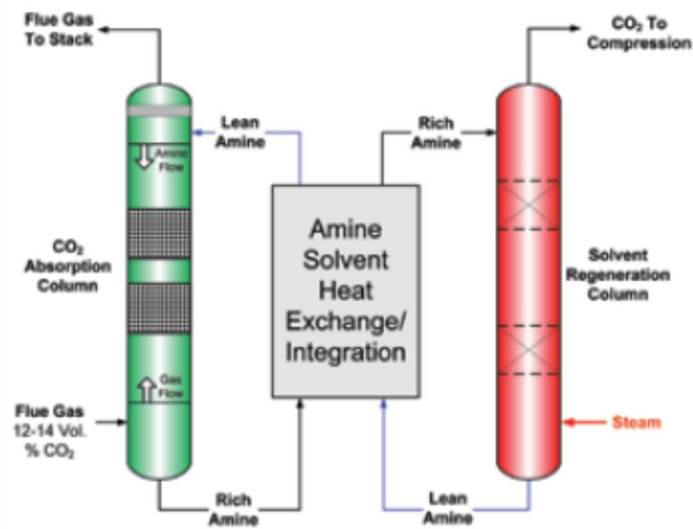


Fig 3.6 Schema di funzionamento del processo MEA nella cattura post combustione (Fonte: DOE/NETL Carbon Dioxide Capture and Storage RD&D Roadmap, 2010)

Dopo che i gas combustivi vengono puliti, entrano in un reattore di assorbimento e fluiscono controcorrente rispetto alla soluzione MEA (monoetanolammina) con cui la CO₂ reagisce producendo composti intermedi, ovvero carbammati. Quando la soluzione si arricchisce in CO₂ viene inviata in un secondo reattore dove subisce un riscaldamento in seguito al quale si ha la separazione del flusso e la rigenerazione delle ammine (che poi vengono impiegate nel ciclo successivo). A questo punto la CO₂ uscente dalla colonna viene raffreddata, deumidificata, compressa ed inviata alle infrastrutture di trasporto per raggiungere i siti di stoccaggio.

In generale per produrre un flusso concentrato di CO₂ a 1.7 atm sono necessari circa 3600 – 6980 kJ per kg di CO₂ sottoforma di vapore a bassa pressione per rigenerare il solvente

La tecnologia che impiega le ammine è considerata lo stato dell'arte della cattura in post-combustione, ma esistono altre opzioni, meno consolidate, come per esempio l'utilizzo di sorbenti solidi (zeoliti o carboni attivi) o di membrane. Nel primo caso si alternano cicli di pressurizzazione/depressurizzazione per far adsorbire la CO₂ sul letto di solidi e successivamente rigenerarli alla pressione atmosferica. Nel secondo caso si impiegano membrane di separazione che possono essere costituite da materiali inorganici porosi, metalli non porosi (per esempio il palladio), polimeri o zeoliti. Esse vengono generalmente poste in

serie per migliorare l'efficienza complessiva del processo, aumentando però la complessità del sistema, il costo ed il consumo energetico.

Per risolvere il problema legato agli alti consumi energetici che si registrano in fase di desorbimento utilizzando le ammine, nel 2006 è stato sperimentato un altro sistema di cattura in post combustione. Il processo prevede l'assorbimento di CO₂ a bassa temperatura (0-20 °C) impiegando chilled ammonia come solvente. I gas combusti vengono prima raffreddati e, successivamente, processati in una colonna di assorbimento che opera a pressione quasi ambiente e con modalità simili a quelle con cui avviene la cattura con ammine. Le basse temperature in gioco hanno il vantaggio di ridurre le perdite di ammonia per evaporazione e di favorire lo scambio di massa tra le due correnti. La corrente ricca di CO₂ lascia l'assorbitore sottoforma di slurry e, prima di essere pompata al desorbitore, passa attraverso uno scambiatore di calore che la porta a temperature comprese tra 50-120 °C. La pressione, invece, è compresa tra 2-136 atm. In queste condizioni avviene la separazione di CO₂ che, nonostante sia un processo endotermico come quello che coinvolge le ammine, permette di limitare i consumi per la compressione poiché la corrente di CO₂ quasi pura in uscita è già pressurizzata. Di seguito, la schematizzazione del processo:

Nota 1: Le alcanolammine reagenti chimici debolmente basici che reagiscono con i gas acidi (in questo caso CO₂) nella colonna di assorbimento per formare Sali acido-basici. Esse presentano due importanti proprietà chimiche: il gruppo amminico è responsabile della scarsa reattività della base e consente la rigenerazione termica del sale; mentre il gruppo OH aumenta la solubilità in acqua e abbassa la pressione di vapore rispetto all'ammina di partenza. La reazione tra CO₂ e alcanolammine è esotermica.

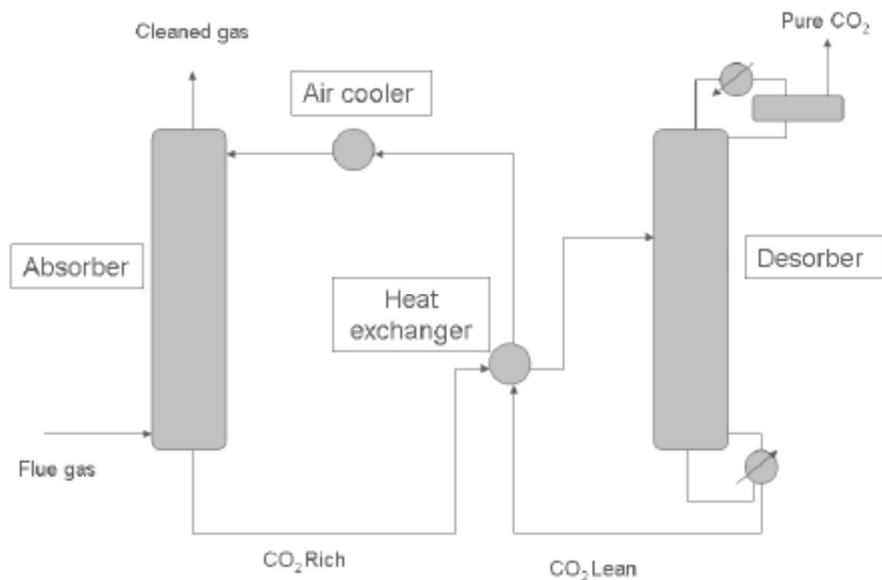


Fig 3.7 Schematizzazione del processo di rigenerazione del solvente

I sistemi di post-combustione hanno già raggiunto un buon livello di maturità commerciale in virtù dell'esperienza acquisita nel settore petrolifero e nel trattamento upstream del gas naturale, tuttavia presentano criticità non del tutto risolte, oggetto di studio e ricerca:

- volumi consistenti di gas combustibili da trattare (circa 56 600 m³ al minuto per un impianto da 550 MWe) che rendono problematica l'applicazione in caso di retrofitting di impianti esistenti. La combustione effettuata in aria, infatti, comporta la presenza di azoto nei gas combustibili.
- diluizione della CO₂ nei gas combustibili (12-14 % in volume per DOE__2-25 % per IEA) che penalizzano ulteriormente gli impianti a gas naturale dove la concentrazione di CO₂ nei fumi è minore.
- gas combustibili si trovano a pressione atmosferica
- la presenza di tracce di impurità (PM, SO₂, NO_x, ecc..) nei fumi comporta la perdita di efficienza del processo di separazione
- la necessità di comprimere il flusso di CO₂ catturata fino alla pressione di ingresso nelle pipelines di trasporto richiede grosse quantità di energia elettrica per alimentare gli ausiliari.
- Perdite del solvente e trattamento degli altri rifiuti di cattura

3.3 Cattura in pre-combustione

La cattura in pre-combustione avviene operando una sorta di “decarbonizzazione” del combustibile fossile prima della fase di combustione vera e propria. Viene infatti applicata al syngas derivante dalla gassificazione del carbone e/o della biomassa o nei processi di reforming del metano.

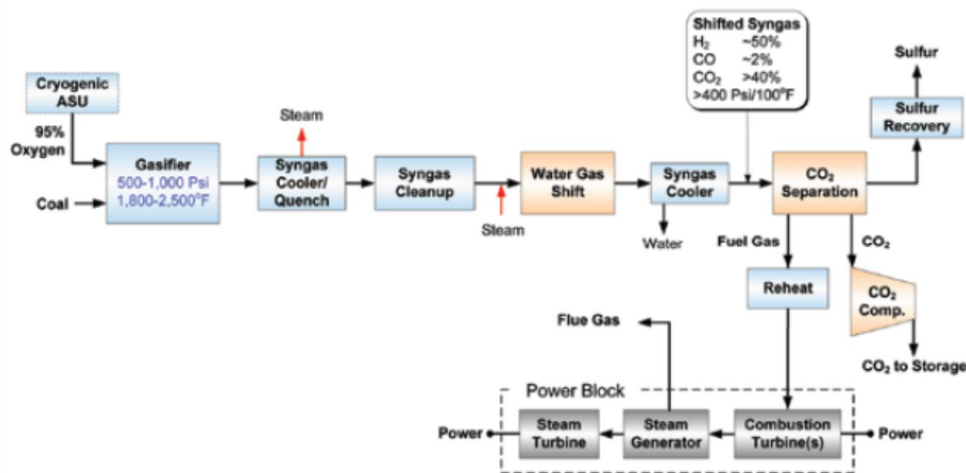
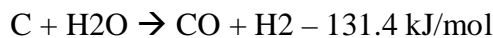
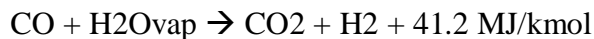


Fig 3.8 Schema del processo di cattura in pre combustione (Fonte: DOE/NETL Carbon Dioxide Capture and Storage RD&D Roadmap, 2010)

Il carbone viene inizialmente alimentato in un gassificatore ad alta pressione insieme ad ossigeno e vapore, dando luogo alla seguente (ma non unica) reazione chimica:



Il syngas così prodotto viene ulteriormente processato in un reattore di Water Gas Shift che converte il CO in CO₂ aumentando la concentrazione di idrogeno, secondo la seguente modalità:



La CO₂ quindi viene separata, compressa e condotta negli idonei siti di stoccaggio, mentre la restante parte di gas, molto ricca in idrogeno, può

alimentare un ciclo combinato per la produzione di elettricità o può essere indirizzata verso utilizzi alternativi (trazione, fuel cells, ecc..).

La cattura in pre-combustione, applicata principalmente agli impianti IGCC, impiega solventi fisici che catturano la CO₂ dal syngas con consumi energetici inferiori rispetto alla post-combustione. Esistono diversi processi per la cattura applicabili agli IGCC, come per esempio il processo Selexol, a base di glicoli, e il processo Rectisol, a base di metanolo.

Il processo Selexol utilizza miscele di dimetiletere e polietilenglicole, non tossiche e non corrosive, e opera l'assorbimento fisico a pressioni di 20 ÷ 30 bar. La rigenerazione è problematica in presenza di composti solforati, in quanto non è possibile desorbirli a pressione atmosferica. È quindi preferibile effettuare preliminarmente la desolforazione.

Nel processo Rectisol si effettua invece un lavaggio ad alta pressione (50 bar) ed a bassa temperatura, per separare selettivamente i flussi di l'anidride carbonica e di idrogeno solforato H₂S.

In generale, il processo di assorbimento fisico è favorito dall'elevata pressione parziale della CO₂ contenuta nel syngas (circa 10 bar) e necessita di una quantità di calore inferiore per la generazione del solvente rispetto all'assorbimento chimico, perché l'operazione di stripping a vapore non si rende più necessaria.

La cattura in pre-combustione implica una riformulazione globale del design dell'impianto e non è applicabile in retrofit, anche se molti elementi tecnologici sono stati testati con successo in applicazioni industriali.

Questa sistema di cattura appare interessante poiché i prodotti principali dell'intero processo sono idrogeno ed elettricità, due vettori energetici derivanti dall'applicazione del concetto di poligenerazione e che aprono prospettive nuove dal punto di vista della sostenibilità ambientale. Uno degli elementi di novità sta proprio nella combustione di idrogeno nelle turbine a gas, su cui attualmente si stanno concentrando gli sforzi di diversi costruttori.

Le tecniche di pre-combustione possono essere anche applicate al gas naturale. In questo caso si operano reazioni di ossidazione parziale e di steam reforming, con successivo assorbimento della CO₂ secondo modalità del tutto analoghe a quelle degli IGCC. Le differenze stanno nel fatto che per gli impianti a gas naturale la pressione operativa non è molto elevata (perché il reforming è termo dinamicamente sfavorito dall'aumento di pressione) e quindi si richiede

l'adozione di processi di assorbimento chimico per separare la CO₂ (più dispendiosi dal punto di vista della potenza termica richiesta). Inoltre (aspetto non trascurabile anche al fine di una valutazione economica globale), la concentrazione di CO₂ è molto inferiore rispetto al caso del carbone dato il contenuto inferiore di carbonio.

Sebbene la cattura in pre-combustione riduce la penalizzazione energetica perché si opera in pressione (questo significa minori portate e minori volumi a cui corrispondono minori costi di impianto), esistono comunque aspetti che presentano notevoli margini di miglioramento. Per esempio la sezione di separazione dell'aria (ASU) e l'aumento della disponibilità dell'impianto in termini di ore di funzionamento.

Operando con questa tecnologia è possibile catturare sottoforma di CO₂ circa il 90% del carbonio contenuto nel combustibile.

3.4 Ossicombustione

L'ossi-combustione di fossili è un'opzione alternativa alla cattura in post-combustione per impianti a polverino di carbone nuovi o esistenti, che possiede un potenziale di cattura della CO₂ quasi del 100%. Essa presenta possibilità di applicazione a centrali a combustione esterna senza variazione del ciclo di potenza (cosa più difficile per cicli a combustione interna perché si richiederebbe lo sviluppo di turbomacchine appositamente progettate).

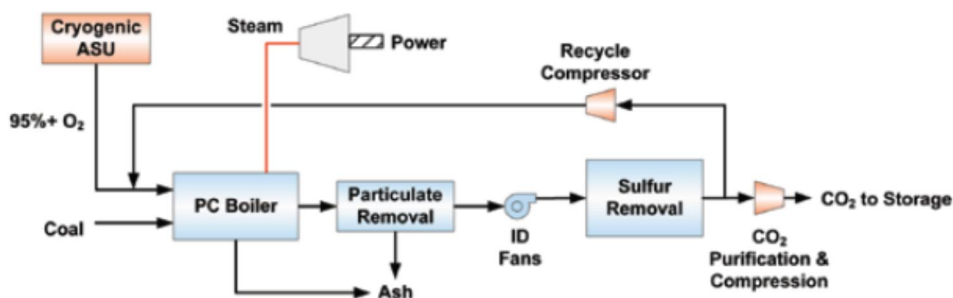


Fig 3.9 Schema del processo di cattura in ossicombustione (Fonte: DOE/NETL Carbon Dioxide Capture and Storage RD&D Roadmap, 2010)

In questo caso, infatti, il carbone viene bruciato in un ambiente ricco di ossigeno o in ossigeno puro da cui si ottengono gas esausti con un'altissima

concentrazione di CO₂ (anche del 60 %), facilmente separabile, e di vapore acqueo. Il ricircolo di gas combustibili (che può arrivare anche al 70-80 %) viene effettuato per controllare le altissime temperature associate alla combustione in ossigeno. Successivamente, per ottenere il flusso di CO₂ quasi puro, si procede facendo condensare il vapore e purificando il gas, senza l'impiego di processi di separazione per via chimica.

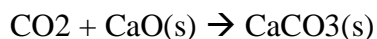
Negli impianti a combustione in ossigeno il camino è virtualmente assente ed è possibile ottenere il totale abbattimento di tutti gli inquinanti normati (la CO e gli NO_x, se pure presenti,)

L'ossi-combustione è applicabile a qualsiasi configurazione della caldaia, essendo le fasi di start-up, carico e shutdown simili a quelle di un impianto convenzionale. Tuttavia l'appealing di tale tecnologia è limitato dai notevoli consumi energetici associati alla sezione di separazione criogenica dell'aria e alla mancanza di esperienza di esercizio su larga scala. L'ossi-combustione a scopi di generazione elettrica è stata dimostrata solo su scala inferiore a 10 MWe.

3.5 Altre tecniche innovative di separazione della CO₂

Esistono diverse tecniche innovative, oltre a quelle già analizzate, per ottenere una corrente di CO₂ quasi pura in uscita dal ciclo di potenza. In sintesi esse sono:

1. solventi avanzati quali, per esempio, chilled ammonia (vedi paragrafo di cattura in post-combustione)
2. membrane per la separazione di ossigeno e idrogeno, rispettivamente studiate per la cattura in ossicombustione e la cattura in pre-combustione.
3. cattura di CO₂ tramite reazione con ossido di calcio. Il processo si basa sulla reazione esotermica di carbonatazione tra CO₂ e CaO solido:



che si svolge a T= 600-700 °C e consente il recupero di calore in un ciclo a vapore sottoposto. Alcuni studi hanno stimato rendimenti elettrici netti superiori rispetto ad impianti dotati di cattura con ammine o di ossicombustione.

4. Sorption Enhanced Water Gas Shift. Si tratta di catturare la CO₂ all'interno del reattore di water gas shift per favorire l'avanzamento della reazione. La CO₂ viene catturata per adsorbimento ad alta temperatura su un particolare materiale (K₂CO₃ promoted hydrocalcite).
5. integrazione di processi di gassificazione con impianti di potenza basati su fuel cells. In questi impianti il syngas viene depurato, raffreddato ed inviato ad un sistema di celle a combustibile che effettua la conversione diretta dell'energia chimica in essa contenuta in energia elettrica, sostituendo così il ciclo termodinamico. Le tipologie di celle a combustibile che si prestano maggiormente a tale applicazione sono quelle a ossidi solidi SOFC e quelle a carbonati fusi MCFC, più vicine alla commercializzazione su ampia scala.
6. Chemical Looping Combustion, una "variante" dell'ossicombustione, in cui non avviene il contatto diretto tra il combustibile e l'aria in quanto il trasferimento di ossigeno al combustibile avviene attraverso un ossido di metallo. Il processo avviene in 2 step: nel primo reattore il combustibile è ossidato grazie alla reazione con un ossido metallico solido (portatore d'ossigeno e, per tale motivo, definito carrier), producendo CO₂ e H₂O. Nel secondo reattore il solido ridotto viene ri-ossidato in presenza di aria. I metalli attualmente investigati per la Chemical Looping Combustion sono ferro, nickel, rame e manganese. Il vantaggio di questo processo, oltre alla maggiore concentrazione di CO₂ nei prodotti di reazione, consiste nella possibilità di evitare il ricorso all'ASU perché la separazione di CO₂ avviene durante la combustione. Questa tipologia di combustione è ancora in fase sperimentale.

3.6 Sistemi di trasporto

Il trasporto della CO₂ dai siti di cattura ai siti di stoccaggio rappresenta una fase non molto critica dal punto di vista tecnico-ingegneristico. Le infrastrutture di trasporto sono già una realtà, essendo state sviluppate per le operazioni di EOR e per altri usi industriali, come per esempio nell'industria alimentare. Tuttavia, anche in questo caso, per rispondere ai target di riduzione delle emissioni globali di gas serra, la rete deve essere estesa ben oltre l'attuale dimensione.

Una volta separata, la CO₂ deve essere portata alle condizioni di fluido supercritico attraverso un processo di compressione e solo successivamente trasportata principalmente attraverso condotti, ma anche navi e mezzi su gomma, in caso di quantitativi ridotti e su brevi distanze.

Attualmente la rete più estesa si trova negli USA e in Canada per una lunghezza totale di circa 2500 km, in grado di trasportare fino a 50 milioni di tonnellate di CO2 generata annualmente da fonti naturali e antropogeniche. Queste pipelines sono esercite da molti decenni e l'esperienza acquisita nelle operazioni di EOR rende meno gravoso il problema della sicurezza.

La natura e l'estensione delle infrastrutture di trasporto della CO2 dipendono da molti fattori, non per ultimo il costo di acquisizione dei permessi (la cosiddetta servitù di passaggio). L'aspetto normativo, infatti, incide profondamente su questioni di ordine tecnico, riguardanti per esempio le specifiche di purezza della CO2 immessa o la classificazione della CO2 come rifiuto. Si ricorda, a tal proposito, che la convenzione sulla prevenzione dell'inquinamento marino e la convenzione OSPAR sono state emendate per consentire il trasporto e lo stoccaggio della CO2..

3.7 Opzioni di storage

L'iniezione sotterranea di CO2, sebbene praticata da decenni su piccola scala nell'industria petrolifera, necessita di ulteriore indagine ed approfondimento perché gli ingenti quantitativi di anidride carbonica in gioco pongono serie problematiche di valutazione dettagliata delle capacità di stoccaggio, di sicurezza e di 'public acceptance'.

Le opzioni individuate per confinare in modo permanente la CO2 sono:

1. Stoccaggio geologico (in formazioni saline profonde, pozzi esausti di petrolio e gas, vene carbonifere inutilizzabili)
2. Mineralizzazione
3. Stoccaggio nelle profondità oceaniche

Esse sono oggetto di attente operazioni di monitoraggio, dalle prime fasi di selezione del sito fino alla chiusura del pozzo di iniezione

La seguente illustrazione mostra la capacità di stoccaggio globale teorica (si noti come il confinamento geologico rappresenti ad oggi l'unica opzione realmente attuabile):

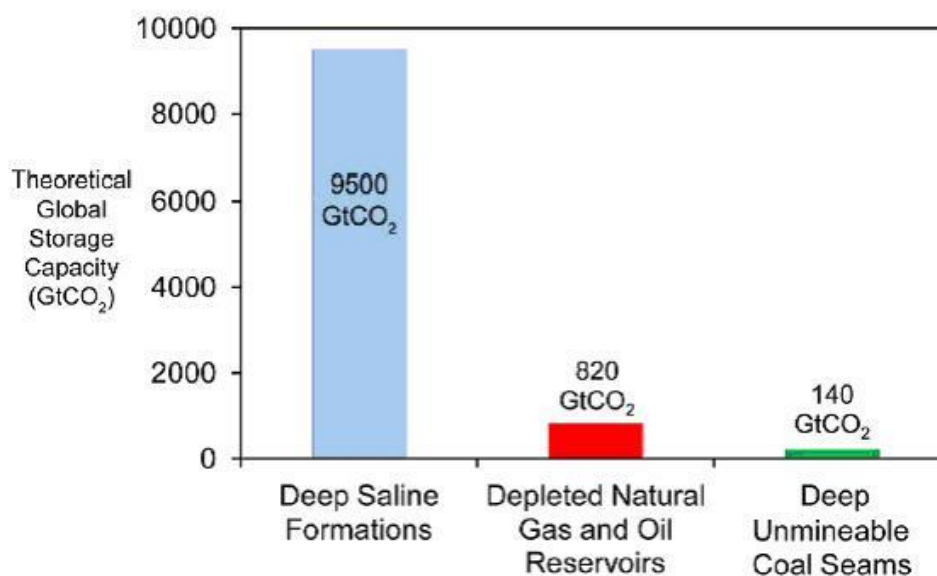


Fig 3.10 Capacità di stoccaggio geologico globale (Fonte: The Global Energy Technology Strategy Program: Carbon Dioxide Capture and Geological Storage: A Core Element of a Global Technology Strategy to Address Climate Change, 2006).

Questa stima è coerente con quella proposta da uno studio dell'IPCC:

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

Tab 3.1 Potenzialità di stoccaggio (Fonte: Unione Europea)

Si tenga presente che tale stima rappresenta un'indicazione di massima del potenziale di stoccaggio, con un ampio margine di incertezza e con l'inglobamento di opzioni non economicamente conveniente.

Per quanto riguarda l'Italia, le potenzialità di stoccaggio sono le seguenti (elaborazione UE):

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

Tab 3.2 Potenzialità di stoccaggio nazionali (Fonte: Unione Europea)

3.7.1 Stoccaggio geologico

La maggior parte del carbonio coinvolto nel ciclo naturale è presente all'interno di formazioni geologiche, per esempio intrappolato nei minerali, negli idrocarburi o dissolto in acqua. Le caratteristiche della CO₂, erroneamente ritenuta una sostanza tossica ed inquinante, ne fanno un prodotto affine alle proprietà geologiche delle rocce stesse e quindi idoneo allo stoccaggio per un tempo pressoché illimitato (nell'ordine di milioni di anni). Stoccando la CO₂ nel sottosuolo, infatti, si ricorre allo stesso processo naturale che ha intrappolato CO₂, gas naturale e petrolio per milioni di anni. Si tratta, infatti, di 'inviare' al sottosuolo il carbonio in forma ossidata (CO₂) dopo che è stato combusto partendo dalla sua forma ridotta (CH₄, petrolio e carbone).

Numerose sono le ricerche condotte in questo ambito per validare i modelli di valutazione della capacità di stoccaggio, per stimare i rischi sanitari ed ambientali associati all'operazione, per analizzare la caratterizzazione dei siti interessati (presenza di faglie, rischio sismico, attività vulcanica) e per effettuare un appropriato monitoraggio che scongiuri eventuali fuoriuscite di CO₂. I progetti avviati in varie parti del mondo, pertanto, mirano a sviluppare "best practices" e "standard" necessari per la definizione di un appropriato quadro normativo in grado di regolamentare molti aspetti dello stoccaggio geologico (scelta del sito, controllo a breve e lungo termine, responsabilità, ecc...).

Lo stoccaggio geologico implica l'iniezione di CO₂ a profondità sotterranee maggiori di 800 m, dove l'anidride carbonica si trova in condizioni supercritiche (31.1 °C e 7.38 MPa) e possiede una densità 500-600 volte maggiore di quella in corrispondenza della superficie (può raggiungere densità maggiori di 700 kg/m³).

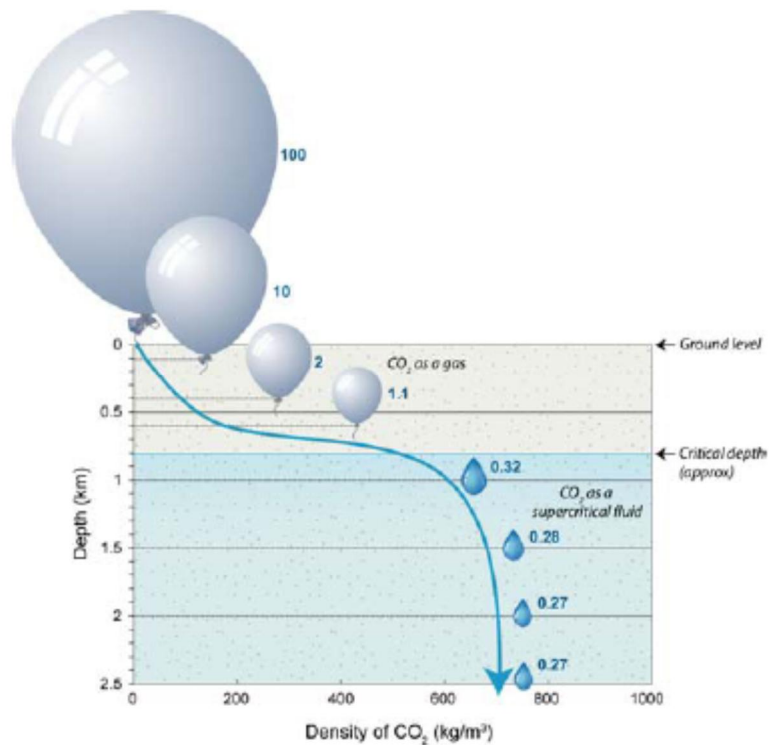


Fig 3.11 Densità della CO₂ all'aumentare della profondità di stoccaggio (Fonte:IEA GHG, Geologic Storage of Carbon Dioxide: staying safely underground, 2008).

L'immagine seguente mostra che in corrispondenza di un punto di iniezione all'interno di uno strato ben definito da proprietà di porosità e permeabilità ¹, esiste uno strato superiore (caprock) impermeabile che impedisce alla CO₂ di migrare verso l'alto.

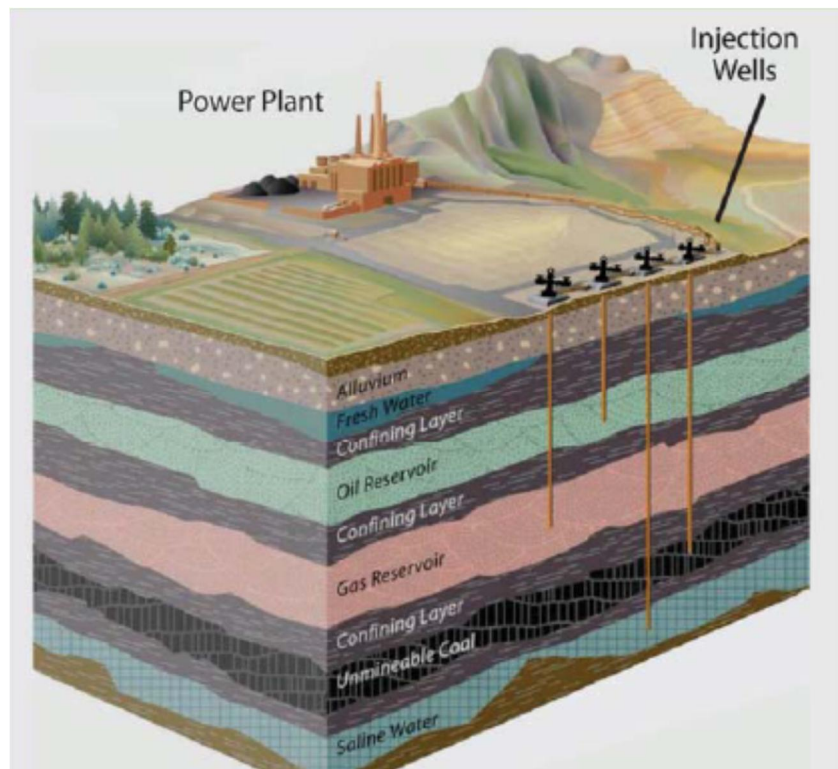


Fig 3.12 Configurazione dei diversi siti di stoccaggio (Fonte: CSLF, Adattamento di un'illustrazione dell'Energy and Geoscience Institute, University of Utah)

Nota 1: la permeabilità indica la capacità di una roccia di farsi attraversare da un fluido.

Una volta immessa nel sottosuolo, intervengono diversi meccanismi di intrappolamento della CO₂, a seconda delle proprietà fisico-chimiche e della configurazione della formazione interessata. Con il passare del tempo la sicurezza associata a questi processi aumenta ulteriormente grazie a tre meccanismi naturali.

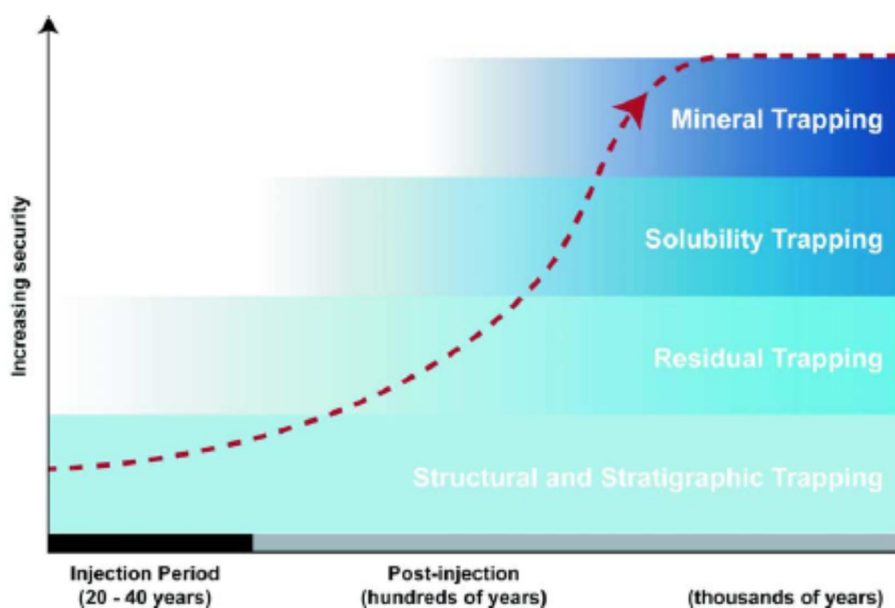


Fig 3.13 Meccanismi che intervengono nello stoccaggio geologico (Fonte: IEA GHG, Geologic Storage of Carbon Dioxide: staying safely underground, 2008).

Il primo, detto intrappolamento residuo, è dovuto alla pressione dell'acqua presente nei pori della roccia che letteralmente immobilizza la CO₂ iniettata; il secondo, detto intrappolamento per dissoluzione, si basa sulla dissoluzione della CO₂ nell'acqua salina circostante; l'ultimo, l'intrappolamento per mineralizzazione, avviene quando parte dell'acqua arricchita con CO₂ (e quindi più pesante) precipita sul fondo del deposito formando minerali come quelli che si incontrano nel calcare.

3.7.1.1 Formazioni saline

Le formazioni saline sono costituite da rocce porose, molto profonde, che contengono acqua ricca di sali minerali e per tale motivo inutilizzabile. Esse possiedono le maggiori potenzialità di stoccaggio, essendo largamente diffuse sulla terra e mettendo a disposizione volumi consistenti in grado di stoccare decenni di emissioni.

La CO₂ iniettata negli acquiferi salini va ad aggiungersi ai fluidi già contenuti nella roccia, si dissolve nell'acqua e dà luogo a reazioni chimiche con le rocce circostanti.

Il progetto Sleipner (Norvegia) è stato il primo ad essere lanciato nel 1996 per dimostrare la fattibilità dello stoccaggio di CO₂ negli acquiferi salini a scopo di mitigazione delle emissioni. Annualmente vengono iniettate 1 milioni di tonnellate di CO₂ ad una profondità di 1000 m al di sotto del livello del mare. Altri progetti di questo tipo, su larga scala, sono stati portati avanti ponendo massima attenzione alla fase di monitoraggio post-iniezione:

- In Salah (Algeria) dove dal 2004 vengono iniettate 1,2 milioni di tonnellate all'anno a 1800 m di profondità
- Snohvit, nel mare Barents, dove dal 2009 vengono iniettate 700 mila tonnellate di CO₂ a 2500 m di profondità

3.7.1.2 Reservoirs esausti di olio e gas

I reservoirs di olio e gas sono un substrato alle formazioni saline ed hanno configurazioni simili. Qui, la CO₂ va a riempire i pori delle rocce dove per milioni di anni sono stati presenti gas e olio ed è proprio per tale ragione che le infrastrutture e i modelli previsionali del comportamento dei fluidi usati dall'industria petrolifera vengono applicati con successo anche al caso della CO₂.

Particolare attenzione viene rivolta alla valutazione dell'integrità dei pozzi per evitare che eventuali danneggiamenti subiti durante le fasi di esplorazione e di produzione possano rappresentare delle "vie di fuga" della CO₂.

L'iniezione della CO₂ nei reservoirs di olio e gas è frequentemente praticata per incrementare la produttività di pozzi, contribuendo ad ammortizzare il costo dello stoccaggio.

EOR

La vita di un pozzo di petrolio passa attraverso una serie di fasi caratterizzate da una progressiva diminuzione della produttività, a cui si fa fronte mediante delle tecniche che consentono di incrementare l'efficienza delle operazioni di estrazione. Tali operazioni prendono il nome di Enhanced Oil Recovery (EOR) e contribuiscono all'estrazione delle frazioni medio-leggere dell'olio residuo. Esistono diverse tecniche di EOR. Quella effettuata con CO₂, che realizza uno spiazzamento di tipo miscibile, impiega CO₂ in condizioni supercritiche per favorire il flusso del greggio nei pozzi in via di esaurimento. In condizioni di giacimento la CO₂, di per sé, non è miscibile con l'olio. Tuttavia, a pressioni e temperature supercritiche, la CO₂ possiede le caratteristiche di un gas, ma la

densità di un liquido e quindi si miscela con il greggio, diminuendone la viscosità.

Questa tecnica è praticata da più di 40 anni e negli USA, dove viene prodotto il 94 % del petrolio estratto ricorrendo all'EOR, vengono iniettati sottosuolo più di 48 milioni di tonnellate all'anno di CO₂ per tale scopo. Qui, precisamente a Weyburn, a partire del 2000, vengono annualmente iniettate circa 3 milioni di tonnellate di CO₂, prodotte da un impianto di gassificazione nel Nord Dakota e trasportate attraverso una condotta lunga 330 km. Grazie a questa tecnica si potranno recuperare ulteriori 122 milioni di barili in 20-25 anni, che corrispondono ad un incremento del 34% della produzione del bacino petrolifero di Weyburn.

EGR

La filosofia alla base dell'Enhanced Gas Recovery (EGR) è la stessa dell'EOR, perché si tratta di iniettare la CO₂ nei reservoirs di gas naturale con finalità di aumento della produzione attraverso la pressurizzazione del sito. La principale differenza sta nel fatto che i giacimenti di gas esauriti possiedono una maggiore capacità di stoccaggio dovuta alle maggiori dimensioni e un recovery factor ¹ più alto (compreso tra 25-65 %, ma talvolta anche > 80 %), contro un valore < 5 % nel caso dell'olio.

All'interno dei pozzi, la CO₂ fluisce grazie al gradiente di pressione esistente (la pressione di iniezione è molto maggiore di quella esistente nel pozzo), si espande ed essendo più densa tende a fluire verso il basso "spostando" il metano presente nella formazione.

3.7.1.3 Vene carbonifere non utilizzabili: ECBM

Le vene carbonifere profonde tali per cui l'estrazione non risulta economicamente conveniente o tecnicamente fattibile possono rappresentare un'opzione di stoccaggio della CO₂. L'anidride carbonica, infatti, penetra nei micropori del carbone e si lega stabilmente, producendo gas metano utilizzabile come combustibile.

Questa tecnica viene indicata come Enhanced Coal Bed Methane ed essendo ancora in fase sperimentale necessita di ulteriori studi ed approfondimenti. Le

Nota 1: è il rapporto tra la quantità finale di idrocarburo presente e la quantità totale esistente in origine.

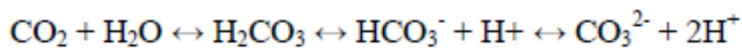
criticità di questa forma di stoccaggio risiede nel fatto che, a profondità maggiori di 1000 m, la permeabilità degli strati di carbone interessati è variabile e talvolta così bassa da richiedere più pozzi di iniezione o persino la frantumazione della formazione stessa, con il rischio di rottura del caprock e migrazione della CO₂ verso altri strati.

L'ECBM rappresenta un'opzione di interesse per lo stoccaggio della CO₂ nel bacino del Sulcis, in particolare nella parte meridionale che non può essere sfruttata con metodi minerari. Uno studio preliminare ha valutato una capacità di immagazzinamento di circa 70 Mt nel carbone. Ulteriori valutazioni sono in corso per analizzare e definire le caratteristiche del sito con un maggiore livello di dettaglio.

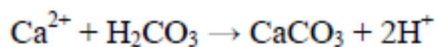
3.7.2 Mineralizzazione

Questa opzione di stoccaggio si basa sulla reazione chimica (chiamata mineral trapping) tra la CO₂ iniettata e i minerali delle rocce circostanti per formare i corrispondenti carbonati, ovvero forme caratterizzate da una maggiore stabilità.

La dissoluzione della CO₂ in acqua forma l'acido carbonico (H₂CO₃), un acido debole, secondo la reazione:



L'acido carbonico successivamente può reagire con il calcio, il magnesio e il ferro contenuto in alcune specie minerali (come argille, miche, chloriti e feldspati) per formare carbonati come la calcite. Una possibile reazione chimica è la seguente:



Lo stoccaggio minerale rappresenta un sistema per fissare la CO₂ in modo permanente. Le ricerche in questo campo vertono sull'aumento del *carbonation rate*, per rendere più veloce un processo naturale che, in condizioni normali, avviene nell'arco di millenni.

3.7.3 Stoccaggio nelle profondità oceaniche

Questa opzione contempla la possibilità di dissolvere la CO₂ negli strati più profondi degli oceani o di concentrarla in forme idrate. Non è attualmente un metodo investigato. La principale problematica ambientale sta nell'aumento di acidità nel punto di iniezione della CO₂ in virtù della quale l'Organizzazione Marittima Internazionale non permette tale sistema di stoccaggio, consentendo, invece, esclusivamente lo stoccaggio geologico nelle formazioni al di sotto del fondo marino.

Capitolo 4

Aspetti programmatici e normativi

4.1 Iniziative e programmi nazionali e internazionali

Sono numerose le iniziative internazionali che si propongono di studiare ed analizzare la funzionalità dei sistemi di cattura della CO₂, al fine di accelerarne l'introduzione e la commercializzazione a costi sostenibili.

A livello Europeo, nel 2009 è stato lanciato l'European Energy Programme for Recovery (EEPR) che finanzia progetti nel settore elettrico e del gas e che ha stanziato 1 miliardo di euro per il sostegno di 6 progetti in tutta Europa (tra cui la riconversione della centrale Enel di Porto Tolle) con l'obiettivo di condividere le esperienze, i risultati più significativi e i progressi ottenuti dalle sperimentazioni in corso. Per incoraggiare e facilitare questo processo, inoltre, è nato il CCS Demonstration Network per accrescere la conoscenza pubblica delle iniziative riguardanti la cattura della CO₂ e facilitare lo scambio di informazioni tra tutti gli stakeholder coinvolti.

I sei progetti selezionati dal l'EEPR sono:

1. Hatfield, UK

L'obiettivo è dimostrare la fattibilità di un impianto IGCC di 900 MW con un'efficienza di cattura del 91%. L'infrastruttura di trasporto della CO₂ è concepita come una serie di condotti "multi-user" che in futuro potrebbero accogliere CO₂ proveniente da altre fonti. Si prevede che nel bacino di stoccaggio di Hatfield potranno essere immesse più di 5 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno.

2. Rotterdam, Olanda

Qui si punta a dimostrare l'applicazione della cattura in post combustione ad un impianto di 250 MW a carbone in grado di catturare il 90% della CO₂ prodotta (circa 4 mila tonnellate al giorno). Lo stoccaggio è previsto presso un reservoir off-shore di gas situato a 25 km dall'impianto in grado di contenere circa 1.1 milioni di tonnellate di anidride carbonica all'anno.

3. Compostilla, Spagna

L'impianto spagnolo utilizza un impianto a letto circolato con cattura della CO₂ in ossi-combustione. Il primo step prevede un impianto a carbone

pilota di 30 MW, che sarà applicato su una scala dimostrativa di 323 MW entro la fine del 2015. La CO₂ catturata (con un'efficienza del 91%) sarà stoccata in un acquifero salino.

4. Porto Tolle, Italia

Unico progetto italiano a ricevere i finanziamenti previsti dal fondo EEPR, la centrale Enel sarà equipaggiata da un sistema di cattura post-combustione inizialmente dimostrato su 250 MW. Infatti, nell'ambito dei lavori di riconversione a carbone delle unità 1, 2 e 3 (ciascuna di 660 MW) di Porto Tolle, verrà realizzato nell'area attualmente occupata dall'unità 4, un impianto di cattura che tratterà circa il 40% dei fumi in uscita dalla adiacente unità 3 (equivalenti a circa 250 MW, per l'appunto)

La CO₂ catturata con un'efficienza maggiore del 90% sarà iniettata in un acquifero salino, in grado di stoccare 1 milione di tonnellate all'anno.

5. Janschwalde, Germania

Il progetto tedesco intende dimostrare sia la cattura in ossi-combustione che la cattura in post-combustione. L'impianto dimostrativo di 300 MW sarà integrato ad un impianto a lignite e produrrà 1,7 milioni di tonnellate di CO₂ liquefatta destinata ad essere stoccata in un reservoir esaurito di gas oppure in un acquifero salino, 2 opzioni tutt'ora in fase di investigazione.

6. Bełchatow, Polonia

Qui si sperimenta l'applicazione delle tecnologie CCS in post-combustione su una scala di 260 MW che sarà parte di un impianto supercritico a lignite già esistente. La CO₂ prodotta dalla centrale di Bełchatow starà inviata ad un acquifero salino in grado di accogliere 1.8 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno.

ZEP

A livello Europeo la piattaforma tecnologica ZEP (Zero Emission Platform), a cui partecipa anche l'ENEA, supporta le tecnologie CCS in quanto strumenti chiave nella lotta contro il cambiamento climatico. Tra i membri ZEP si annoverano utilities elettriche, compagnie petrolifere, società di ingegneria, personalità del mondo scientifico ed accademico e organizzazioni non governative che si occupano di ambiente con la finalità comune di rendere disponibili in Europa questi sistemi entro il 2020, promuovendone lo sviluppo e l'impiego diffuso oltre il 2020.

Quattro Task Forces, tra cui quella Tecnologica, sono state messe in campo per definire un quadro comune alla base della valutazione dei costi di tutta la filiera CCS e per individuare le priorità di carattere politico-normativo.

EERA (European Energy Research Alliance) CCS Joint Programme

È un network che coinvolge più di 30 Membri appartenenti a 12 Paesi, strutturato in 2 programmi che riguardano la cattura e lo stoccaggio della CO₂. L'obiettivo è quello di sviluppare un efficiente design di integrazione delle tecnologie CCS non soltanto nel settore elettrico, ma anche industriale, garantendo un limitato impatto ambientale e lo studio delle problematiche relative alla sicurezza.

GCCSI (Global CCS Institute)

Lanciato nel 2009 dal governo australiano, raccoglie organismi governativi, industria, istituti di ricerca e si prefigge di accelerare lo sviluppo delle tecnologie CCS attraverso:

- la raccolta, l'analisi e la validazione dei risultati delle sperimentazioni in atto per colmare le lacune informative
- il sostegno di politiche "low carbon", domestiche ed internazionali
- il finanziamento di progetti su larga scala per identificare le barriere allo sviluppo e all'integrazione di tali tecnologie

Le attività del GCCSI, che è un organismo indipendente, prevedono l'organizzazione di workshops, gruppi tematici di discussione ed incontri periodici per favorire l'accesso all'expertise generata.

Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)

È un iniziativa internazionale nell'ambito dei cambiamenti climatici che si focalizza principalmente sullo sviluppo di tecnologie economicamente competitive per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO₂.

Il CSLF è nato nel 2003 per stabilire un contesto comune di cooperazione internazionale per identificare e facilitare l'introduzione delle tecnologie CCS.

Le attività del CSLF, che si pone come un vero e proprio catalizzatore di iniziative, hanno condotto a:

- definire criteri oggettivi di selezione dei siti
- introdurre una metodologia di valutazione della capacità di stoccaggio
- definire alcuni aspetti impattanti di natura normativa e legale

- elaborare raccomandazioni sulle opportunità di breve termine delle CCS per i politici in sede di G8 con la collaborazione dell'IEA
- organizzare workshops nei Paesi in via di sviluppo su tematiche tecnologiche
- identificare gli ostacoli principali
- sviluppare strategie per migliorare la percezione pubblica
- pubblicare periodicamente una roadmap tecnologica

Il Forum è costituito da 25 Membri, compreso 24 Paesi e la Comunità Europea, rappresentando circa il 60 % della popolazione mondiale.

L'ENEA assicura il supporto tecnico specialistico al Ministero dello Sviluppo Economico, membro italiano di CSLF, e rappresenta l'Italia nel Technical Group che ha il compito di aggiornare i progressi dei gruppi che collaborano con il CSLF ed elabora le linee di indirizzo da fornire al Policy Group. Nell'ambito del Forum sono attualmente in corso numerosi progetti, tra cui 2 che vedono ENEA protagonista: ZECOMIX (Coal gasification for hydrogen and power generation with CO2 separation) e COHYGEN (Singas da carbone per la produzione di combustibili puliti in particolare idrogeno), sviluppato da SOTACARBO (partecipata ENEA) e Ansaldo e finanziato dal MiUR nell'ambito della legge 297, e per i quali è stata chiesta dal CSLF la costituzione di un partenariato internazionale.

IEA

L'unità dell'International Energy Agency che si occupa di CCS svolge un'attività di analisi tecnico-economica, normativa, legale e politica anche nei Paesi che non sono membri IEA. La struttura lavora in stretto contatto con il GCCSI e il CSLF attraverso iniziative multilaterali che mirano a stimolare il dialogo con i governi, l'industria, le università e altri importanti stakeholders. L'IEA nel 1991 ha anche lanciato un programma (IEA Greenhouse Gas R&D Programme) di collaborazione internazionale per gestire l'attività di ricerca e sviluppo nel campo della mitigazione dei gas serra derivanti da impianti di combustione fossile.

DOE - Carbon Sequestration Regional Partnerships

È un network di 7 Partnerships regionali creato dal DOE (Department of Energy) nel 2003 per stimolare lo sviluppo, le infrastrutture e un'opportuna regolamentazione di implementazione delle tecnologie CCS su larga scala negli Stati Uniti. Queste partnerships coinvolgono regioni che rappresentano il 97%

delle emissioni CO₂ da carbone, il 97 % delle emissioni industriali ed essenzialmente i siti di sequestro geologico potenzialmente sfruttabili su tutto il territorio statunitense

La prima fase del programma si è concentrata sulla caratterizzazione del potenziale di stoccaggio del territorio ed ha condotto alla pubblicazione del “Carbon Sequestration Atlas of the United States and Canada”, aggiornato nel 2010, mentre la seconda fase è stata incentrata su test di stoccaggio geologico su piccola scala.

Nella terza fase, tutt’ora in corso, le Partnerships regionali stanno lavorando per implementare progetti di sequestro geologico su larga scala, al fine di dimostrare la fattibilità di iniezioni sotterranee negli USA e in alcune aree del Canada. Questi test andranno a validare i dati esistenti sulla capacità delle formazioni saline, studiare l’eterogeneità dei reservoirs, controllare il ‘destino’ della CO₂ iniettata attraverso reti avanzate di monitoraggio e, soprattutto, dimostrare che i risultati ottenuti sono realmente rappresentativi della conformazione geologica regionale e che possono garantire lo stoccaggio delle emissioni per i prossimi 100 anni.

Lo studio dell’applicazione delle tecnologie CCS al settore industriale è svolto attraverso 3 progetti (in Texas, Illinois e Louisiana) selezionati nel 2009, che hanno ricevuto un finanziamento complessivo di 1.4 miliardi di dollari. In aggiunta a questi, altri 7 progetti mirano a studiare metodi innovativi di conversione della CO₂ catturata da impianti industriali in prodotti quali, per esempio, plastica, cemento e fertilizzanti, mostrando così che la CO₂ non rappresenta uno scarto ma una materia prima utile per la produzione di sottoprodotti, una commodity in grado di contribuire (a sua volta) alla riduzione delle emissioni laddove non sia possibile stoccarla.

4.2 La normativa sullo scambio delle quote di emissione

Nel 2003 con la Direttiva 87 il Parlamento Europeo ha istituito un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas serra nella Comunità con l’obiettivo di favorire le riduzioni delle emissioni di tali gas in modo efficiente anche dal punto di vista economico.

Nel 2009 tale direttiva è stata oggetto di revisione e modifiche per perfezionare il sistema vigente. Nella Direttiva 2009/29/CE, infatti, viene introdotto il principio di necessità di riduzione nelle emissioni di gas “dal *punto di vista scientifico per evitare cambiamenti climatici pericolosi*”, e non soltanto in base a criteri di costo e di efficienza economica. La presente Direttiva, inoltre,

contiene disposizioni per l'attuazione di un impegno di riduzione maggiore del 20% (fino al 30 %) previa approvazione da parte della Comunità di un accordo internazionale sui cambiamenti climatici, pienamente condiviso dai Paesi sviluppati e dai Paesi in via di sviluppo economicamente più avanzati.

Secondo quanto indicato dalla nuova Direttiva, per rispettare l'impegno a ridurre le emissioni di gas serra almeno del 20% rispetto ai livelli del 1990, le quote di emissione assegnate agli impianti che rientrano nel sistema comunitario dovrebbero essere, nel 2020, inferiori del 21% rispetto ai livelli di emissione registrati per tali impianti nel 2005. Viene infatti previsto, attraverso la riscrittura dell'articolo 9 della 2003/87/CE, che il quantitativo comunitario di quote rilasciate ogni anno a partire dal 2013 diminuisca in maniera lineare.

Per l'acquisto delle quote di emissione la nuova direttiva prevede un sistema di aste i cui proventi (almeno il 50 %) andranno a finanziare interventi di riduzione delle emissioni e di adattamento al cambiamento climatico. In particolare, il nuovo articolo 10 della Direttiva stabilisce che a partire dal 2013 gli Stati membri mettano all'asta tutte le quote che non sono assegnate gratuitamente in base al quantitativo determinato dalla Commissione secondo la seguente articolazione percentuale:

- l' 88% delle quote totali messe all'asta è distribuito tra gli Stati membri in base alla percentuale di emissioni verificate per il 2005 o tra il 2005-2007
- il 10% delle quote totali messe all'asta è distribuito tra alcuni Stati membri all'insegna della solidarietà, incrementando di una determinata quantità le quote messe all'asta dai suddetti Stati.
- il 2 % delle quote totali messe all'asta è distribuito tra gli Stati membri le cui emissioni di gas serra nel 2005 erano inferiori almeno del 20 % rispetto alle emissioni nell'anno di riferimento secondo quanto stabilito nell'ambito del Protocollo di Kyoto.

La nuova Direttiva ritiene opportuno vietare l'assegnazione gratuita di quote per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ perché l'incentivo ad utilizzare questa tecnologia sta nel fatto che non è necessario restituire le quote per le emissioni stoccate. Essa chiarisce inoltre che fino al 31 Dicembre 2015 sono disponibili fino a 300 milioni di quote di riserva per i nuovi entranti nel sistema ETS per favorire la costruzione e l'avviamento di un massimo di 12 progetti dimostrativi su scala commerciale relativi alla cattura e allo stoccaggio di CO₂ e tecnologie innovative per le energie rinnovabili nel territorio dell'Unione.

Una novità sta nell'allargamento del sistema ETS a settori industriali, come per esempio, produttori di alluminio e ammoniaca e nell'inclusione di altri 2 gas oltre la CO₂ (protossido di azoto N₂O e fluorocarburi PFC).

Entro il 30 settembre 2011 gli Stati membri pubblicheranno e trasmetteranno alla Commissione l'elenco degli impianti che ricadono nell'ambito di applicazione della presente direttiva e le quote eventualmente assegnate a titolo gratuito a ciascuno dei suddetti impianti.

Il termine per il recepimento delle disposizioni della direttiva 2009/29/CE è fissato al 31 dicembre 2012.

4.3 La normativa sullo stoccaggio della CO₂

L'impiego sempre più esteso della tecnologia CCS pone delle problematiche di carattere giuridico e normativo legate alla regolarizzazione dell'impiego di queste tecnologie in modo omogeneo nei vari Paesi che stanno intraprendendo questa strada.

Lo stoccaggio della CO₂, in particolare, necessita di una regolamentazione chiara e condivisa dalle parti in gioco perché più esposto a problematiche di public acceptance da parte delle comunità locali e di responsabilità in materia di proprietà intellettuale e di accesso alle infrastrutture.

Molti Paesi hanno predisposto (o stanno predisponendo) un quadro legale e normativo per la CCS. Anche se Australia, Unione Europea, Regno Unito e USA sono storicamente all'avanguardia in questo campo, più recentemente molti altri Paesi si stanno dotando di strumenti normativi e di regolazione, come, ad esempio, Svizzera, Nuova Zelanda, Corea e Sud Africa. La competenza giuridica e normativa nei vari Stati, tuttavia, assume allocazione diversificata.

L'Unione Europea ha emanato il 23 aprile del 2009 la Direttiva numero 31 sullo stoccaggio geologico della CO₂, che deve essere recepita dagli Stati Membri entro il 25 Giugno 2011.

Dichiarato che la CCS rappresenta una tecnologia ponte che potrà contribuire a mitigare i cambiamenti climatici attraverso lo stoccaggio di 7 milioni di tonnellate di CO₂ potenzialmente attuabile entro il 2020, la Direttiva 2009/31/CE si propone di sviluppare un quadro economico e normativo atto ad eliminare gli ostacoli giuridici ancora esistenti e di attuare una CCS

ambientalmente sicura, applicata a centrali a combustibili fossili o ad altri importanti insediamenti industriali.

Il documento di lavoro della Commissione Europea che accompagna la Direttiva EU valuta che, senza la CCS, i costi del conseguimento di una riduzione in Europa del 30% dei gas serra nel 2030 senza la CCS potrebbe essere del 40% superiori. Il mancato avvio della CCS avrebbe notevoli impatti negativi sulla capacità dell'Europa di soddisfare il limite dei 2 °C, sulla competitività, ma anche sull'occupazione e avrebbe un impatto leggermente negativo anche sulla sicurezza dell'approvvigionamento.

La normativa, emanata in base ad una dettagliata valutazione eseguita da un apposito gruppo di studio, si applica a siti di stoccaggio con una capacità complessiva superiore a 100.000 ton di CO₂ e fissa obblighi e criteri per i soggetti coinvolti (il gestore del sito, Autorità competente dello Stato Membro) ed i rapporti fra l'Autorità e la Commissione Europea. Essa tocca tutte le fasi del ciclo di stoccaggio, sia dal punto di vista tecnico che autorizzativo: dalla fase di esplorazione e individuazione del sito, alla chiusura dei pozzi ed oltre, dato che fino a trenta anni dopo la chiusura del sito possano essere effettuate continue operazioni di monitoraggio. La Direttiva, infatti, ha come obiettivo uno "stoccaggio geologico ambientalmente sicuro di CO₂" ed un "confinamento permanente di CO₂ in modo da prevenire e, qualora ciò non sia possibile, eliminare il più possibile gli effetti negativi e qualsiasi rischio per l'ambiente e la salute umana" (Articolo 1, Comma 2).

Altre tematiche affrontate dalla Direttiva sono il meccanismo finanziario, e l'accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio da parte di soggetti terzi, in un'ottica di concorrenza nel libero mercato.

Un altro aspetto importante riguarda il rapporto fra uno Stato Membro e la Commissione. La Direttiva lascia ampi spazi decisionali agli Stati Membri, una volta definito il quadro di riferimento in cui operare. Chiede però un'informativa puntuale sulle varie fasi operative e su alcuni aspetti si riserva di esprimere un parere, che, pur se non vincolante, richiede una spiegazione da parte dello Stato Membro in questione.

L'Italia con il D.Lgs. 14 settembre 2011, n. 162, entrato in vigore il 5 ottobre 2011, ha trasposto nell'ordinamento nazionale la direttiva comunitaria che regola le attività legate allo stoccaggio sotterraneo dell'anidride carbonica proveniente dalle attività industriali e dalle centrali di produzione di energia

elettrica mediante combustibili fossili. Tale decreto indica le modalità, i criteri di scelta dei siti, i limiti e le norme di protezione e di monitoraggio. Con questo atto l'Italia, che ha già avviato sperimentazioni per iniziativa di ENEL, ENEA ed ENI, ha inaugurato una fase di sviluppo tecnologico che potrà contribuire a nuove soluzioni industriali per la diffusione della CCS nel Paese e sui mercati internazionali. Il primo sito di stoccaggio sorgerà a Porto Tolle, nei pressi della centrale Enel rientrando nel programma comunitario di sostegno European Energy Programme for Recovery (EEPR) e del programma NER 300. L'iniziativa NER 300, prevista dalla Direttiva 2003/87/CE, ha destinato 300 milioni di quote CO₂, prelevate dalla riserva "Nuovi Entranti" del periodo 2013 – 2020, al finanziamento di progetti nel campo della cattura e stoccaggio del carbonio e delle tecnologie innovative nel campo delle fonti rinnovabili, selezionati sulla base di un apposito bando di gara, tra le iniziative individuate dagli Stati Membri dell'Unione Europea.

4.4 Revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia.

A partire dal 2003 nella Comunità Europea è in vigore una direttiva che stabilisce delle aliquote minime per i prodotti utilizzati a fini di riscaldamento, l'elettricità e i carburanti per motori. Questa direttiva, concepita per evitare distorsioni della concorrenza nel settore energetico del mercato interno, è attualmente oggetto di revisione da parte dell'UE soprattutto a causa della sua incompatibilità con il campo d'applicazione del sistema di Emission Trading. La nuova direttiva, che sarà applicata a partire dal 2013, punta a favorire un'economia low-emission caratterizzata da una maggiore efficienza energetica e da comportamenti più rispettosi dell'ambiente, anche alla luce della problematica relativa ai cambiamenti climatici.

Le aliquote oggi vigenti per i prodotti energetici sono basate sul volume e non sul contenuto energetico (espresso in €/GJ). Questo genera una concorrenza sleale tra le fonti energetiche perché impone una minore fiscale maggiore per alcune risorse, a discapito di altre. È il caso, per esempio, delle rinnovabili che risultano essere più gravate rispetto al carbone o del biodiesel che è tassato come il diesel (il carburante che intende sostituire). In questo modo un GJ di energia sarà tassato indipendentemente dal prodotto che lo genera.

La nuova norma, inoltre, intende creare un quadro regolatorio unitario in materia di tassazione delle emissioni di CO₂ che, in alcuni Stati membri, sono già oggetto di imposte nazionali. Una diversa interpretazione della stessa materia, infatti, potrebbe comportare il rischio di una doppia imposizione per le

imprese che operano oltre i confini nazionali e creare ostacoli e distorsioni nel mercato interno.

In particolare, verrà attribuito un prezzo alla CO₂ emessa dai settori che non rientrano nel sistema ETS (trasporti, piccole imprese, agricoltura, ecc..) direttamente proporzionale alla quantità di emissioni rilasciate da ciascun carburante. Tale aliquota minima (pari a 20 €/t CO₂) non sarà applicata alle fonti rinnovabili e riguarderà i piccoli impianti di produzione elettrica che, per la loro dimensione, non sono assoggettati al sistema ETS.

Le imposte sui prodotti energetici saranno costituite da due componenti: una relativa all'emissione di CO₂ e l'altra relativa al contenuto energetico. In particolare quest'ultima si applicherà a tutti i carburanti impiegati nei trasporti (paria a 9.6 €/GJ per i carburanti per motori) ed ai combustibili per riscaldamento (pari a 0.15 €/GJ). Ogni Stato membro potrà applicare un'aliquota superiore al livello minimo stabilito in sede comunitaria e decidere se aumentare una delle 2 componenti, a seconda del proprio regime fiscale.

L'aliquota minima relativa al contenuto energetico sarà adeguata ogni 3 anni in base al tasso d'inflazione di fondo (cioè quello applicato a tutti i prodotti tranne a generi alimentari e all'energia), mentre l'aliquota minima relativa alla CO₂ sarà rivista regolarmente ed adeguata all'andamento del prezzo della CO₂ nel sistema ETS.

La revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia, che va ad integrare la terza fase del sistema di Emission Trading (2013-2020), verrà introdotta in modo graduale per permettere agli Stati Membri di adeguarsi al nuovo regime e di allinearsi completamente entro il 2023.

4.5 La terza fase del sistema di Emission Trading

L'ETS (Emission Trading Scheme) è un sistema di scambio di quote di emissioni dei cosiddetti gas serra per i membri UE e consente a un Paese industrializzato di vendere ad un altro i diritti in eccesso che derivano da una riduzione delle proprie emissioni oltre la soglia sulla quale si è impegnato in base al protocollo di Kyoto.

La direttiva 2009/29/CE ha portato un cambiamento sostanziale nel criterio di assegnazione dei permessi di emissione nell'ambito dell'ETS. Nella terza fase, che andrà dal 2013 al 2020, il criterio allocativo principale sarà costituito dalla vendita tramite meccanismo d'asta (*auctioning*). Al settore elettrico, quindi, non verrà assegnato più alcun permesso a titolo gratuito (tranne per alcuni impianti

cogenerativi), ma dovrà essere acquistato dallo Stato ciò che lo Stato conferiva gratuitamente, sostenendone di conseguenza tutti i costi. Al contrario i settori maggiormente esposti al rischio di rilocalizzazione (come per esempio quello manifatturiero) continueranno a beneficiare di quote gratuite calcolate in base a benchmark europei.

Si stima che al prezzo corrente della CO₂, mediamente pari a 17€/ton, la vendita all'asta di oltre 1 miliardo di permessi dovrebbe comportare solo nel 2013 entrate pubbliche a livello comunitario pari ad almeno 17 miliardi di euro. Entrate che saranno successivamente ripartite tra i diversi Stati Membri in base a quanto stabilito nell' art. 10(2) della Direttiva. In particolare, all'Italia corrisponderà il 9,42% del totale dei permessi vendibili ad asta (stimati pari a 94 milioni), e dei rispettivi proventi. L'asta dei permessi di emissione dovrebbe garantire in Europa nel periodo 2013-2020 un'entrata complessiva di 150-190 miliardi di euro, che potrebbe diventare 200-310 miliardi qualora il target emissivo europeo venisse abbassato (si parla di una riduzione del 30 % delle emissioni al 2020 che comporterebbe un raddoppio del prezzo della CO₂ sul mercato) e il tetto ETS passasse dal -21% rispetto al 2005 al -36%.

Le incertezze regolatorie che caratterizzano la terza fase dell'Emission Trading, a meno di due anni dal suo avvio, riguardano soprattutto le dinamiche dei mercati energetici difficilmente prevedibili, dalla politica climatica dell'Europa da cui dipenderà il target emissivo al 2020, la quantità di permessi all'asta e il relativo prezzo (al diminuire del tetto dei permessi il prezzo della CO₂ aumenta), con ripercussioni sul prezzo dell'elettricità.

Inoltre, le analisi economiche effettuate sull'impatto che un inasprimento del target avrebbe sull'economia europea non riflettono ancora l'impatto che una possibile moratoria del nucleare, a seguito della tragedia di Fukushima, potrebbe avere sulle emissioni di anidride carbonica, a causa di un maggior utilizzo di fonti fossili per la produzione elettrica. In ogni caso è da attendersi un aumento del prezzo delle quote di CO₂ e di conseguenza del prezzo dell'elettricità in Europa, ma in caso di incremento è difficile che questi costi addizionali possano essere compensati interamente dal ritorno sugli investimenti in tecnologie low carbon.

Alla luce di tutto questo, è opinione di molti operatori che questo clima di instabilità rende difficile l'adozione di strategie di investimento di lungo periodo.

Capitolo 5

Analisi comparativa dei parametri impiegati per la stima dei costi dai principali organismi

Considerazioni

Il tentativo di condurre un confronto tra le metodologie impiegate dai maggiori istituti internazionali per la stima dei costi associati all'introduzione delle tecnologie CCS si è scontrato con una serie di difficoltà oggettive che non hanno consentito di ridurre il grado di incertezza sulle valutazioni dell'economia globale dei processi considerati.

Nonostante gli studi intrapresi sulle tecnologie CCS, sia di carattere tecnico che economico, siano numerosi è possibile notare che essi:

- non sono aggiornati
- non forniscono una stima comprensiva ed accurata sui rischi che il settore industriale deve affrontare nel corso dello sviluppo delle tecnologie CCS
- non seguono una metodologia standardizzata per modellizzare i costi delle CCS per gli impianti di generazione elettrica e per gli impianti industriali (produzione del cemento, dell'acciaio, dei fertilizzanti, ecc..)
- non consentono di effettuare un confronto trasversale per le diverse aree geografiche del mondo
- non presentano dati relativi ai Paesi non-OECD, nonostante gli scenari energetici prevedono che lo sviluppo delle CCS in questi Paesi supererà il livello dei Paesi OECD. Date le grandi potenzialità nelle suddette aree, si pone la necessità di ampliare gli studi con l'analisi di retrofit di impianti fossili dotati di cattura della CO₂.

Tali criticità non permettono lo sviluppo di una metodologia comune, trasparente e condivisa. Nonostante molti studi utilizzino un approccio concettualmente simile tra loro nella stima dei costi di cattura e delle performance, molto spesso le metodologie specifiche, la terminologia impiegata e le assunzioni chiave differiscono in modo consistente.

Le stime indicate dai vari istituti internazionali sono generiche e forniscono una primissima indicazione del costo medio di implementazione della cattura della CO₂ per i primi sistemi commerciali, ma non danno indicazione sulle eventuali differenze di costo in presenza di specificità locali e progettuali.

Confronto

La presente analisi si è concentrata su quattro istituti internazionali: il NETL/DOE, il GCCSI, l'IEA e la piattaforma ZEP, organizzazioni di fama internazionale che garantiscono un punto di vista oggettivo ed imparziale nell'elaborazione degli scenari energetici di cui le tecnologie CCS fanno parte. Dalla documentazione consultata è possibile porre in evidenza le differenze e le analogie delle assunzioni fatte dagli istituti considerati e, dunque, della metodologia impiegata, sebbene questa operazione non possa dirsi definitiva ed esaustiva ai fini di un inquadramento globale della problematica di valutazione dei costi delle CCS.

È apparsa subito evidente la vicinanza tra le metodologie utilizzate dal NETL/DOE e dal GCCSI, sia nell'impostazione generale sia nel livello di approfondimento e di dettaglio fornito per le assunzioni scelte. Il GCCSI applica lo stesso valore di *contingencies* del NETL al costo capitale dei componenti impiantistici. Entrambi, inoltre, considerano come combustibile lo stesso carbone bituminoso. Per quanto riguarda la formulazione del costo dell'elettricità, sia il NETL che il GCCSI valutano tale parametro "livellizzato" su tutta la vita operativa dell'impianto attraverso dei fattori di "livellizzazione" calcolati seguendo la stessa logica. Tutti gli istituti considerano come parametri di valutazione il costo dell'elettricità ed il costo della CO₂ evitata, sebbene con qualche differenza nella formulazione. Sostanzialmente nel calcolo del COE vengono considerati i costi di investimento, i costi fissi e i costi variabili. Nel caso dell'IEA vengono anche considerati i costi associati ad un eventuale tassazione della CO₂ (ipotesi molto probabile data la crescente sensibilità verso questa problematica, soprattutto in Europa) ed i costi di dismissione dell'impianto, che invece non compaiono nelle formule di calcolo del DOE e del GCCSI.

A proposito della vita operativa degli impianti, l'IEA pone la vita utile pari a 40 anni (così come ZEP), mentre il NETL e il GCCSI assumono questo parametro pari a 30 anni per gli impianti a carbone.

L'IEA e il GCCSI ipotizzano un periodo di costruzione di 4 anni, contro i 5 preventivati dal NETL. Però mentre l'IEA non considera gli interessi maturati durante la fase di costruzione, il GCCSI li ingloba nella propria analisi finanziaria.

I tassi di sconto applicati sono pari all'8.81% per il GCCSI, al 9% per ZEP e pari al 10% per l'IEA, che appare fare una valutazione più "conservativa", attribuendo un livello di rischio maggiore all'implementazione della CCS.

L'anno di riferimento cambia a seconda degli studi: il NETL considera il 2007 come anno base, il GCCSI e ZEP il 2009, mentre l'IEA conduce un'analisi più aggiornata ponendo come riferimento l'anno 2010. E lo fa impiegando gli indici

di costo tratti dal magazine Chemical Engineering per riportare i dati all'anno di riferimento scelto, così come il GCCSI.

Una differenza tra gli studi esaminati sta nella valutazione degli *owner's costs*. Essi infatti vengono indicati su basi di costo differenti. Il GCCSI li considera come percentuale della somma del costo capitale dell'impianto e del costo di stoccaggio, il NETL come percentuale del Total Plant Cost (somma dei costi EPC e delle *contingencies*), mentre ZEP come funzione dei soli costi EPC.

Per quanto concerne la localizzazione degli impianti, soltanto il GCCSI elabora ed include nella propria trattazione il cosiddetto fattore di localizzazione, che tiene conto del sito di costruzione e che ha un impatto rilevante soprattutto sul costo del lavoro.

Si evidenziano anche le diversità dei costi per l'approvvigionamento del combustibile; la stima dell'IEA è quella più alta con 3.6 \$/GJ, seguono il GCCSI con 2.91 \$/GJ e il NETL con un costo del carbone pari a 1.55 \$/GJ. La piattaforma europea ZEP, invece, fornisce una 'forchetta' di valori di costo basso, medio e alto rispettivamente pari a 2 €/GJ, 2.4 €/GJ e 2.9 €/GJ, valori che appaiono comunque in linea con quelli forniti dal GCCSI.

5.1 DOE Department of Energy

Il NETL, che fa parte del dipartimento dell'energia statunitense DOE, propone una metodologia di valutazione dei costi di impianti di produzione elettrica che consente un confronto tra differenti tecnologie, su base comune. Essa può essere applicata non solo ad impianti di potenza ma anche altre tipologie, per esempio *coal to liquid*, produzione di syngas, produzione di idrogeno, ecc..

La metodologia impiegata in questo studio parte dallo sviluppo di bilanci di massa ed energia per ogni configurazione impiantistica attraverso la modellizzazione con il programma Aspen, con lo scopo di fornire un disegno di base dei vari componenti. Successivamente sono state eseguite delle stime di costi capitali e di costi operativi impiegando le informazioni presenti nel database della società di consulenza energetica e tecnologica Worley Parsons basati su simulazioni e dati di costo realmente raccolti dagli operatori.

La caratterizzazione del sito e delle condizioni ambientali sono sintetizzate nella seguente tabella:

Pressione, MPa	0.10
Temperatura, °C	15
Umidità, %	60
Localizzazione	Impianto greenfield situato nel midwest degli USA

Tab 5.1 Caratterizzazione ambientale di riferimento utilizzata nella metodologia DOE

Il carbone considerato nello studio è l' Illinois No.6, carbone bituminoso, le cui caratteristiche sono elencate di seguito:

Proximate Analysis (% sul peso)		
	As Received	Secco
Umidità	11.12	0
Ceneri	9.7	10.91
Composti volatili	34.99	39.37
Carbonio fisso	44.19	49.72
TOTALE	100	100
Zolfo	2.51	2.82

Ultimate Analysis (% sul peso)		
	As Received	Secco
Umidità	11.12	0
Carbonio	63.75	71.72
Idrogeno	4.5	5.06
Azoto	1.25	1.41
Cloro	0.29	0.33
Zolfo	2.51	2.82
Ceneri	9.7	10.91
Ossigeno	6.88	7.75
TOTALE	100	100

Tab 5.2 caratteristiche del carbone Illinois No.6

I valori dei poteri calorifici sono:

	As received	Secco
Potere calorifico superiore, kJ/kg	27113	30506
Potere calorifico inferiore, kJ/kg	26151	29544

Tab 5.3 Potere calorifici

Il costo del combustibile assunto nello studio NETL/DOE è pari a 1.55 \$/GJ.

Nello studio, il costo capitale è strutturato in base a 5 livelli:

- Bare Erected Cost (BEC): comprendono i costi delle apparecchiature di processo, delle infrastrutture a supporto dell'impianto (per esempio uffici, laboratori, strade..) e del lavoro diretto/indiretto necessario alla costruzione. Non comprende i costi EPC e le *contingencies*
- Engineering, Procurement and Construction Cost (EPCC): comprende i costi BEC e i costi EPC (Engineering, Procurement and Construction). A questi ultimi sono ascrivibili i costi relativi alla fase di design, di ottenimento dei permessi ed i costi di gestione durante le fasi di progettazione e costruzione.
- Total Plant Cost (TPC), dato dalla somma dei costi EPCC e delle *contingencies* associate ai processi ed al progetto.
- Total Overnight Capital (TOC) che comprende i costi totali di impianto TPC più i costi di *overnight* (ovvero i costi di costruzione, inclusi gli *owner's costs*). Esso non include gli interessi maturati durante la fase di costruzione della centrale.
- Total As-Spent Capital (TASC) che rappresenta la somma dei costi capitali su tutto il periodo compreso il loro aumento e gli interessi maturati sul debito.

Il modello economico-finanziario proposto dal NETL calcola il costo dell'elettricità COE ed il costo dell'elettricità livellizzato LCOE.

Il primo parametro rappresenta il ritorno economico ottenuto per MWh prodotto durante il primo anno di funzionamento assumendo che, scalato annualmente di una quota pari all'inflazione annuale, rimanga costante in termini reali lungo tutto il periodo di vita dell'impianto. È il valore che, incrementato annualmente del 3% (pari all'inflazione annuale considerata nello studio) dà il tasso interno di rendimento sull'intero periodo di analisi economica (35 anni per impianti a carbone).

Il secondo parametro, invece, rappresenta il ritorno economico ottenuto per MWh prodotto durante il primo anno di funzionamento assumendo che non subisca un'escalation annuale e che rimanga costante in termini "nominali" nei 30 anni di vita operativa considerata nello studio.

Il COE, espresso in \$ del 2007, è così calcolato:

$$COE = \frac{\text{Costo del capitale investito il primo anno} + \text{Costi fissi primo anno} + \text{Costi variabili primo anno}}{\text{Energia elettrica prodotta annualmente}}$$

$$COE = \frac{CCF * Ct_{ot,overn} + C_{fix} + FC * C_{var}}{FC * MWh}$$

dove:

CCF = Capital Charge Factor. È il fattore che tiene conto dell'escalation dei Costi totali di overnight e degli interessi maturati durante la costruzione dell'impianto. È assunto pari a 0,124 e 0,116 per gli impianti che presentano un maggiore o un minore livello di rischio, rispettivamente.

$C_{tot,overn}$ = Costi capitali totali di overnight

C_{FIX} = somma di tutti i costi operativi fissi annuali

C_{VAR} = somma di tutti i costi operativi variabili annuali, incluso i costi di combustibile al 100 % del carico nominale

FC = fattore di carico, che nello studio è sinonimo di disponibilità

MWh = energia elettrica generata annualmente in corrispondenza di un fattore di carico del 100 %.

Per il calcolo dell'LCOE si moltiplica il COE per il fattore di livellizzazione LF che è funzione del tasso di sconto e del tasso di inflazione:

$$LCOE = COE * LF$$

Il NETL pone il fattore LF pari a 1,268.

Il costo della CO2 evitata è calcolato come:

$$C_{co2, evitata} = \frac{\{COE_{catt} - COE_{erif}\} \$/MWh}{\{E_{erif} - E_{catt}\} tonn/MWh}$$

5.2 GCCSI Global CCS Institute

L'analisi economica condotta dal GCCSI è essenzialmente una valutazione dei costi capitali e dei costi operativi sull'intera vita dell'investimento nelle tecnologie CCS necessario a rispondere ai target di riduzione delle emissioni. La metodologia applicata combina alcuni parametri (tecnologia, localizzazione del progetto, costo del combustibile, costo del lavoro, ecc...) per determinare il costo dell'elettricità e costo della CO2 evitata.

Lo studio considera i costi CAPEX, OPEX e alcuni parametri di processo prendendo come riferimento una determinata località, li traspone applicandoli alla località di interesse e, successivamente, li combina con i parametri finanziari. La metodologia applicata, quindi, considera 3 tipi di inputs: inputs di natura tecnologica (tecnologie di generazione elettrica, di cattura della CO2, sistemi di trasporto e di stoccaggio), inputs relativi al sito di progetto ed inputs di carattere economico (costo del combustibile, periodo di livellizzazione e *Capital Recovery Factor*, una sorta di fattore di ammortamento) e li utilizza per determinare il costo dell'elettricità e costo della CO2 evitata, convenzionalmente usati a livello internazionale per valutare l'economia dei processi.

I costi capitali e i dati relativi alle caratteristiche operative delle configurazioni impiantistiche esaminate sono stati tratti da altre pubblicazioni e da databases WorleyParsons e Schlumberger che, a loro volta, si riferiscono a costi reali di società coinvolte a vario livello nella progettazione di impianti energetici. Tali dati, aggiornati al 2009, provengono anche da agenzie governative, università e istituti di ricerca.

La stima dei costi si fonda sulle seguenti basi:

- 2009, come anno di riferimento
- una regione del Midwest (USA gulf coast regione) come località di riferimento
- tasso di sconto pari all'8.81 %

Per valutare il costo globale di un progetto, il GCCSI impiega un approccio di *escalation* riportando i costi all'anno 2009 attraverso il seguente rapporto:

$$C_{ref,i} = \frac{I_{2009,i}}{I_{anno,i}} * C_{anno,i}$$

dove:

i = singolo componente oggetto della valutazione (tecnologia, costo del lavoro, ecc...)

$C_{ref, i}$ = costo del componente nella località di riferimento in dollari al 2009

$C_{anno, i}$ = costo del componente (non “normalizzato”)

$I_{2009, i}$ = indice di costo per il componente nel 2009

$I_{anno, i}$ = indice di costo per il componente “non normalizzato”

Gli indici di costo considerati sono tratti dal magazine Chemical Engineering.

Al $C_{ref, i}$ viene applicato successivamente un fattore (cosiddetto location factor) che tiene conto delle specificità di una determinata località, importanti per fare delle considerazioni sull’applicazione di una tecnologia in un Paese piuttosto che in un altro. Si ricava, quindi, il costo di località di un componente $C_{loc, i}$, i come:

$$C_{loc, i} = F_{loc, i} * C_{ref, i}$$

dove:

$F_{loc, i}$ = rapporto tra il costo del componente nella località “target” e costo nella località di riferimento.

$F_{loc, i}$ incide particolarmente sul costo del lavoro: posto uguale ad 100 il fattore relativo al costo del lavoro negli USA, si nota come esso sia in linea con quello in Australia (pari a 114), Canada (pari a 104) ed Europa (133), mentre sia un ordine di grandezza maggiore di quello relativo al Brasile (14) e due ordini di grandezza maggiore rispetto a Cina (3) e India (4). Il location factor ha un impatto notevole sull’economia di un progetto: progetti “identici” ma costruiti in Paesi diversi hanno costi differenti a causa di variazioni consistenti di produttività, disponibilità di manodopera qualificata, accessibilità del sito e logistica, presenza di infrastrutture e regolamentazione ambientale vigente.

Il costo del combustibile (carbone bituminoso) è oggetto di valutazioni meno precise, perché lo studio del GCCSI considera un costo medio di 2.91 \$/GJ, un range che va da 0.77 a 8.98 \$/GJ e un prezzo di mercato pari a 2.47 \$/GJ (carbone del Central Appalachia, 2009). Questo mostra la difficoltà di fornire il costo del combustibile per un progetto specifico all’interno di una determinata regione. È fondamentale, in questo caso, valutare il legame tra il progetto e la fonte del combustibile (che si ripercuote inevitabilmente sul suo costo). Le proprietà del carbone considerato nello studio GCCSI sono le seguenti:

	Unità di misura	As received	Secca
Umidità	% in peso	11.12	0
Ceneri	% in peso	9.7	10.91

Componenti volatili	% in peso	34.99	39.37
Carbonio fisso	% in peso	44.19	49.72
Totale	% in peso	100	100
Zolfo	% in peso	2.51	2.82
Potere calorifico superiore	kJ/kg	27113	30506
Potere calorifico inferiore	kJ/kg	26151	29544

Tab 5.4 Proprietà del carbone del Central Appalachia considerato nello studio del GCCSI

Le *contingencies* assegnate al costo capitale dei componenti dei sistemi di cattura forniscono un'indicazione del livello di maturità delle tecnologie non ancora commercialmente diffuse e dei rischi associati. Esse, usate anche dal DOE-NETL, sono sintetizzate di seguito:

Componente	Imp supercritico a polverino di carbone	Imp USC a polverino di carbone	IGCC
Caldaia/gassificatore e syngas coolers	Commercialmente provata	10 %	15 % (difficoltà di integrazione con l'isola di potenza)
Sistema di separazione della CO ₂	20 %	20 %	20 %
Sistema di rimozione del mercurio	-	-	5 %
Combustore	-	-	10% (escludendo esperienza commerciale con la combustione dell'idrogeno)
Strumentazione di controllo	5 %	5 %	5 %

Tab 5.5 Contingencies

Il costo di *contingency*, che va sommato alla stima di base, è, per definizione, non quantificabile e si riferisce allo stato di avanzamento e di sviluppo di un progetto: nelle fasi di studio e di definizione preliminare, il livello di dettaglio del disegno complessivo è basso, quindi le “contingenze” del progetto sono maggiori. Lo stesso dicasi per quanto concerne gli aspetti legati alle incertezze di integrazione del processo in settori alcuni settori industriali e alle incertezze di carattere normativo.

Altri parametri relativi alla cattura della CO₂ sono:

- Capacity factor pari all’85%
- Cattura della CO₂ pari a 90 %
- Durata della fase di costruzione pari a 4 anni
- Heat rate dell’impianto senza cattura (potere calorifico superiore): 9413 kJ/MWh
- Heat rate dell’impianto con cattura (potere calorifico superiore): 11083 kJ/MWh

L’arco di tempo considerato nell’analisi economica GCCSI è di 30 anni.

Il costo dell’elettricità rappresenta il costo di implementazione dei sistemi CCS e l’incremento rispetto ad un impianto convenzionale che non prevede la cattura è il parametro determinante nel processo decisionale di adozione della cattura. Il costo dell’elettricità, espresso in \$/MWh, è una misura dell’impatto economico delle CCS sul costo di generazione elettrica e si ricava come:

$$LCOE = \frac{FCRFP * Ccap + Ff,OM * Cf,OM}{Fcap * Eannual} + Fv,OM * Cv,OM + Ffuel * Cfuel * Hrate$$

dove:

Ccap = è il costo capitale che comprende il costo dei componenti, l’installazione e gli *owner’s cost*, in \$

Cf,OM = costo fisso annuale di O&M, in \$

Cv,OM = costi variabili annuali di O&M, in \$/MWh

Cfuel = costo del combustibile, in \$/MJ

Hrate = heat rate dell’impianto, in MJ/MWh

FCRFP = fattore che dipende dal tasso di sconto e dalla vita operativa del progetto

Ff,OM, Fv,OM, Ffuel = fattori di livellizzazione per i costi fissi, variabili e per il combustibile

In esso sono inclusi non solo i costi di generazione con cattura e compressione della CO₂, ma anche quelli associati al trasporto e allo stoccaggio.

Tipici *owner's costs* sono: permessi di costruzione e licenze, acquisizione del terreno per la costruzione, materiale necessario allo start-up, sviluppo delle infrastrutture, costi di compensazione locale, ecc.. Gli *owner's cost* sono stimati come 15 % della somma dei costi capitali di impianto e dei costi di stoccaggio.

Il fattore FCRFP, assunto pari al 9.57 %, è dato dalla:

$$F_{CRFP} = \frac{i}{1 - (1+i)^{-n}}$$

dove i è il tasso di sconto e n è il periodo di livellizzazione.

I fattori di livellizzazione F_f, OM , F_v, OM e F_{fuel} sono legati al tasso di sconto attraverso la formula:

$$F_j = \frac{K_j(1 - K_j^n)}{A(1 - K_j)}$$

dove:

$$A = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

$$K_j = \frac{1 + R_j}{1 + i}$$

R = escalation rate escluso l'inflazione

I fattori F_f, OM e F_v, OM sono pari a 1, mentre F_{fuel} è pari a 1.37.

Il costo della CO₂ evitata rappresenta il costo della riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera producendo lo stesso quantitativo di energia elettrica di un impianto preso come riferimento. Il vantaggio è quello di consentire il confronto tra le differenti tecnologie in base alla capacità di rispettare i vincoli normativi. Il GCCSI formula il costo della CO₂ evitata come segue:

$$C_{CO_2 \text{ Avoided}} = \frac{LCOE_{w/CO_2 \text{ Capture}} - LCOE_{Ref}}{A_{CO_2 \text{ Ref}} - A_{CO_2 \text{ Capt}}}$$

dove:

$LCOE_{w/CO_2 \text{ capture}}$ = è il costo dell'elettricità di un impianto con CCS (espresso in \$/Mwh)

$LCOE_{ref}$ = costo dell'elettricità di un impianto con CCS (espresso in \$/MWh)

ACO_{2ref} = intensità di emissione di CO₂ per l'impianto di riferimento, senza CCS (espresso in t/MWh)

ACO_{2capt} = intensità di emissione di CO₂ per un impianto dotato di CCS (espresso in t/MWh)

5.3 IEA International Energy Agency

L'analisi presentata dall'IEA sui costi e le performance tecnico-economiche delle tecnologie di cattura della CO₂ considera come parametri di valutazione chiave il costo dell'elettricità e il costo della CO₂ evitata, a partire da dati comunemente impiegati come input nell'elaborazione di scenari energetici, quali:

- tipologia di impianto
- capacity factor
- potenza elettrica netta prodotta
- rendimento
- emissioni di CO₂
- capture rate
- costi capitali e di O&M
- sito dell'impianto

I dati relativi alle fasi di trasporto e stoccaggio della CO₂ non sono oggetto di valutazione perché, sebbene siano stati implementati progetti in tal senso, sono più difficili da generalizzare essendo strettamente legati al sito o, addirittura, specifici per un determinato progetto. In particolare, questo vale per la valutazione della capacità di stoccaggio di un'area e dei costi associati, che sono ancora caratterizzati da incertezza e che necessitano di grandi sforzi di ricerca.

Lo studio si focalizza sulla cattura in impianti di generazione di nuova costruzione con un output netto maggiore di 300 MW e che effettuano la cattura per almeno l'80 % che si prevede possano entrare in esercizio intorno al 2020.

I dati di costo e di prestazione sono stati selezionati a partire da altri studi pubblicati negli ultimi 5 anni, rivalutati e riaggiornati ad oggi.

Le organizzazioni e gli istituti coinvolti nella fase preliminare di raccolta sono:

- Carnegie Mellon University – CMU (Rubin, 2007; Chen, 2009; Versteeg, 2010)
- China-UK Near Zero Emission Coal Institute – NZEC (NZEC, 2009)
- CO₂ Capture Project – CCP (Melien, 2009)

- Electric Power Research Institute – EPRI (EPRI, 2009)
- Global CCS Institute - GCCSI (GCCSI, 2009)
- Greenhouse-Gas Implementing Agreement – GHG IA (Davoson, 2007; GHG IA, 2009)
- National Energy Technology Laboratory – NETL (NETL, 2008; NETL, 2010)
- Massachusetts Institute of Technology – MIT (MIT, 2007; Hamilton, 2009)

Successivamente i costi sono stati convertiti in dollari all'anno 2010 usando un indice di costo (il Chemical Engineering Plant Cost Index) ed inseriti nella formula di calcolo del costo dell'elettricità e della CO2 evitata, sotto opportune condizioni al contorno di natura finanziaria e tecnico-operativa.

Il costo dell'elettricità è pari al valore attualizzato della somma dei costi di impianto (a cui è applicato il tasso di sconto) diviso l'elettricità totale prodotta. Il calcolo di questo parametro considera un tasso di sconto del 10 % che tiene conto del maggiore rischio tecnico-finanziario delle tecnologie CCS rispetto a quelle convenzionali associato alla primissima fase di commercializzazione. Oltre alla maturità tecnologica, altri fattori (quali, per esempio la tipologia di finanziamento, pubblico o privato) si riflettono nel tasso di sconto.

Il tasso di sconto usato nel calcolo del costo dell'elettricità riflette il ritorno sul capitale per un investitore nell'assenza di rischi tecnologici e di mercato specifici. Questo allontana il COE dai costi finanziari realmente sostenuti da un investitore che opera in un mercato elettrico competitivo caratterizzato da prezzi variabili, tuttavia il suddetto parametro rimane quello più diffuso perché di facile applicazione nel confronto tra i costi di differenti tecnologie di generazione elettrica. Un altro modo di vedere il COE è quello di considerarlo il punto di breakeven di un progetto.

Le assunzioni su cui si basa il calcolo del COE sono:

- Invarianza del tasso di interesse r nel tempo
- Invarianza del prezzo dell'elettricità nel tempo

Il calcolo del COE parte dall'equazione che esprime l'uguaglianza tra il valore attualizzato del ritorno economico ed il valore attualizzato della somma dei costi, in un determinato lasso di tempo. Sarebbe a dire:

$$\sum_t (Electr, t * P, elect * (1 + r)^{-t} = \sum_t (Inv, t + O\&Mt + Fuel, t + Carbon, t + Decomm, t * (1 + r)^{-t}$$

da cui segue che:

$$LCOE = P, elect$$

$$= \frac{\sum_t((Inv, t + O\&Mt + Fuel, t + Carbon, t + Decomm, t) * (1 + r)^{-t})}{(\sum_t(Electr, t * (1 + r)^{-t}))}$$

dove:

Electr, t = elettricità prodotta nell'anno t

Pelect = prezzo costante dell'elettricità

$(1+r)^{-t}$ = fattore di sconto per l'anno t

Investment, t = costi di investimento all'anno t

O&M, t = costi di O&M all'anno t

Fuel, t = costo del combustibile all'anno t

Carbon, t = prezzo del carbonio nell'anno t, ipotizzato pari a 30 \$/t

Decomm, t = costo di dismissione nell'anno t

È utile rimarcare che, matematicamente parlando, il fattore di sconto applicato all'elettricità (termine che si trova al denominatore nell'equazione precedente) non è applicato all' "oggetto fisico" in sé ma al valore economico dell'output (un MWh prodotto non è soggetto ad interessi, ma contribuisce a produrre ricavi su cui vengono applicati degli interessi).

L'approccio dell'IEA, coerente con altri studi OECD, utilizza i costi di overnight come principale parametro di valutazione per quantificare i costi capitale. Essi includono:

- Costi di pre-costruzione e *owner's costs*

Costi associati all'acquisizione del personale, del terreno e dei permessi. Sono la fonte di incertezza maggiore negli studi pubblicati anche perché spesso vengono definiti in modo non univoco. Questa tipologia di costi può variare significativamente da progetto a progetto a seconda che sia finanziato pubblicamente o privatamente.

- Costi EPC (Engineering, Procurement and Construction)

Coprono tipicamente i capitali investiti nel progetto, includendo i costi per le apparecchiature, i costi di ingegneria e di project management.

- Contingency costs

Riflettono le incertezze dovute alla maturità tecnologica, alle performance operative e alle difficoltà normative impreviste nella definizione del progetto.

I costi di overnight assumono ipoteticamente che un impianto possa essere costruito in un singolo giorno, ovvero non considerano l'impatto dei parametri

finanziari sulla costruzione perché escludono gli interessi maturati in fase realizzativa (i cosiddetti IDC, Interest During Construction), a differenza, per esempio, di quanto eseguito dal GCCSI.

Nello studio IEA non sono applicati i fattori che tengono conto della localizzazione dei progetti.

I dati tecnici riguardanti l'efficienza dell'impianto, la potenza elettrica prodotta e le emissioni di CO₂ sono tratti da simulazioni di processo che si avvalgono di bilanci di massa e di energia necessari all'esecuzione di studi di fattibilità. Tali valori non sono stati soggetti a rivalutazione.

Le assunzioni tecnico-economiche considerate nell'analisi dell'IEA sono:

Tasso di sconto	10 %
Owner's cost	15 %
Fattore di disponibilità (capacity factor)	85 %
Vita utile dell'impianto	40 anni
Tempo di costruzione	4 anni
Contingency (basato sui costi EPC)	15 %
Prezzo del combustibile	3,6 \$/GJ

Tab 5.6 Assunzioni tecnico-economiche dello studio IEA

5.4 ZEP Zero Emission Platform

Lo studio condotto dalla piattaforma ZEP calcola il costo dell'elettricità prodotta e della CO₂ evitata considerando il costo di investimento totale che comprende i costi di EPC (Engineering Procurement and Construction) e gli Owner's Costs. Tra quest'ultimi sono inclusi i costi per le fasi di pianificazione, di design del progetto ed eventuali *contingencies*. In particolare, gli Owner's cost e le contingencies vengono dati come percentuale dei costi di EPC (pari al 10 % per impianti a polverino di carbone). Non sono invece inclusi costi specifici associati al sito di realizzazione dell'impianto.

I costi di investimento sono fissati al costo dei materiali del secondo quadrimestre del 2009.

I parametri tecnici dell'impianto di riferimento sono sintetizzati di seguito. Essi si riferiscono ad un impianto Ultra Super Critico a polverino di carbone che

lavora ad una pressione di 280 bar e 600-620 °C, rappresentativo dell'attuale stato dell'arte nel settore della generazione elettrica da carbone.

Parametri	Unità di misura	USC Hard Coal
Potenza elettrica netta	MW	736
Efficienza netta a pieno carico	% (su potere calorifico inferiore)	46
Fattore di carico	h/anno	7500
Vita dell'impianto	anni	40
Emissioni di CO2	t/MWh	0.759

Tab 5.7 Parametri tecnici di riferimento considerati dallo studio ZEP

Le condizioni ambientali scelte corrispondono allo standard ISO, precisamente:

- Temperatura ambiente: 15 °C
- Umidità relativa: 60 %
- Pressione ambiente assoluta: 1013 mbar
- Pressione di condensazione: 48 mbar
- Temperatura dell'acqua di raffreddamento: 18.2 °C

Si assume, inoltre, che il sito di costruzione sia localizzato genericamente in nord Europa, in assenza di specificità locali e di considerazioni legati alla connessione dell'impianto alla rete elettrica.

L'analisi ZEP include la fase di compressione/trattamento della CO2 necessaria a rispondere ai requisiti di trasporto nelle pipelines e considera che:

- La pressione di rilascio della CO2 sia pari a 100-110 bar
- La temperatura massima di rilascio della CO2 sia pari a 30 °C
- La concentrazione di CO2 sia > 95.5 %
- La presenza di gas non condensabili sia in misura < del 4 % in volume
- La presenza di altri composti nel flusso di CO2 per rispettare le norme di sicurezza in caso di fuoriuscita sia:
 - H2S < 200 ppm
 - CO < 200 ppm
 - SO2 < 100 ppm
 - NOx < 100 ppm

Per quanto riguarda le condizioni al contorno di tipo economico-finanziario, lo studio in oggetto considera tre valori di costo del combustibile, basati su

previsioni al 2020 documentate: un costo basso di 2 €/GJ, un costo medio di 2,4 €/GJ ed un costo alto di 2,9 €/GJ.

Il tasso di sconto applicato è del 9 %.

5.5 Linee guida europee per la valutazione tecnico-economica delle tecnologie CCS: il Progetto CAESAR

Il problema della definizione delle efficienze associate alla cattura della CO₂ sta nella mancanza di un quadro di riferimento chiaro ed esaustivo sulle assunzioni fatte per la valutazione del processo. È difficile, infatti, risalire ai parametri di base impiegati dalle diverse Organizzazioni nelle loro analisi tecnico-economiche ed elaborare, di conseguenza, un confronto tra le tecnologie disponibili.

È proprio questo il tentativo fatto dall'European Benchmarking Task Force (EBTF), un team di esperti già impegnati in tre progetti sulla Carbon Sequestration sostenuti dalla Commissione Europea (CAESAR, CESAR e DECARBIT). Lo scopo del lavoro è stato quello di definire una serie di parametri e linee guida da considerare come riferimento non soltanto per i progetti già citati, ma anche per i successivi progetti di R&S sulla cattura della CO₂.

Innanzitutto è fondamentale definire le condizioni ambientali:

- Pressione: 0.101325 MPa
- Temperatura: 15 °C
- Umidità relativa: 60%

e la composizione dell'aria:

Componente	Frazione volumetrica secca	Frazione volumetrica al 60% di umidità
Azoto N ₂	78,09	77,30
Anidride carbonica CO ₂	0,03	0,03
Acqua H ₂ O		1,01
Argon Ar	0,932	0,923
Ossigeno	20,95	20,74
Costante dei gas [J/kg K]	287,06	288,16
Peso molecolare	28,964	28,854

Tab 5.8 Composizione dell'aria considerata nello studio CAESAR

I bilanci di energia e di massa vengono riferiti a:

- Pressione di condensazione di 48 mbar
- Temperatura torre di raffreddamento: 18,2 °C

È altresì importante definire le caratteristiche del combustibile. Per esempio, prenderemo come riferimento il carbone bituminoso Douglas Premium che ha la seguente composizione:

	Proximate analysis %	Ultimate analysis %
Umidità	8	8
Ceneri	14,150	15,150
Componenti volatili	22,900	
Carbonio fisso	54,900	
Totale zolfo	0,520	0,520
Carbonio		66,520
Azoto		1,560
Idrogeno		3,780
cloro		0,009
Ossigeno		5,460

Tab 5.9 Composizione del carbone bituminoso Douglas Premium (Fonte: CAESAR)

Tra le altre caratteristiche:

- Potere calorifico superiore (MJ/kg): 26,230
- Potere calorifico inferiore (MJ/kg): 25,170
- Emissioni di CO₂ (g/kWh): 349

Per quanto riguarda la separazione dell'aria si ritiene che il 50 % sia un valore opportuno di integrazione del processo con l'impianto di potenza. Ciò significa che l'aria in ingresso all'ASU (Air Separation Unit) proviene per metà dal compressore della turbina a gas e per l'altra metà da un compressore esterno.

5.5.1 Impianto Advanced Super Critical a polverino di carbone con e senza cattura

Il processo base di cattura della CO₂ in post-combustione definito nel progetto CESAR prevede l'utilizzo di una soluzione acquosa di monoetanolammine (30) al 30 % in peso ed un'efficienza di rimozione del 90%.

Lo schema d'impianto per un ASC senza cattura è il seguente (potenza elettrica netta di 754,3 MW ed efficienza del 45,5 %):

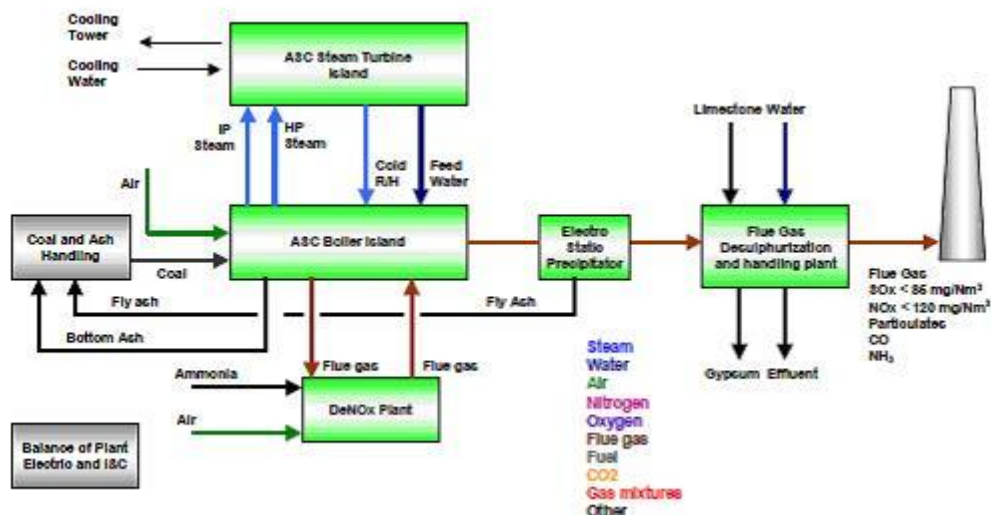


Fig 5.1 Schema d'impianto di un Advanced Super Critical senza cattura (Fonte: CAESAR)

La turbina a vapore è composta da una turbina di alta pressione, una di media pressione ed una di bassa pressione, al disotto della quale è posizionato il condensatore.

Il generatore di vapore è del tipo BENSON della Doosan Babcock, a singolo surriscaldamento, così come anche i 30 bruciatori della caldaia a basse emissioni di Nox.

Il controllo delle emissioni è assicurato da un sistema SCR (Selective Catalytic Reduction) situato tra l'uscita della caldaia e l'ingresso del riscaldatore d'aria, prima dei precipitatori elettrostatici.

Alcune caratteristiche operative vengono elencate nella tabella sottostante:

Output elettrico lordo	819 MW
Consumo degli ausiliari	65 MW
Heat Rate della turbina	6887 kJ/kWh
Efficienza a pieno carico	45,5% sul potere calorifico inferiore
Emissioni di CO ₂	763 kg/kWh
Ingresso turbina alta pressione	2160 t/h a 270 bar e 600 °C
Uscita turbina alta pressione	1746,7 t/h a 64 bar e 366 °C

Ingresso turbina pressione media	1746,7 t/h a 64 bar e 620 °C
Temperatura gas combusti	120 °C (all'uscita del riscaldatore d'aria)
Eccesso d'aria	17%
Pressione del condensatore	53/37 mbar (torri di raffreddamento a circolazione naturale)

Tab 5.10 Caratteristiche operative dell'impianto ASC senza cattura considerato (Fonte: CAESAR)

Lo schema d'impianto per un ASC con cattura, invece, è il seguente:

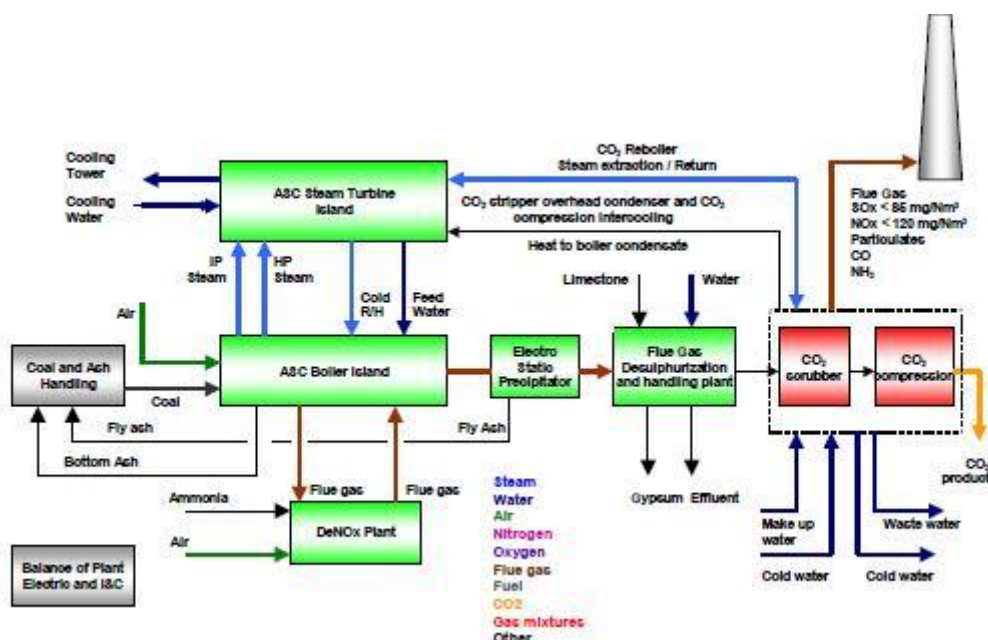


Fig 5.2 Schema d'impianto di un Advanced Super Critical con cattura (Fonte: CAESAR)

Il punto più critico del processo di cattura è la separazione della CO₂ dai gas combusti.

All'uscita dell'FGD (che coincide con l'ingresso della sezione di cattura) essi si trovano nella condizione:

Temperatura	50 °C
Pressione	101.6 kPa
Composizione	
O ₂	3,65 % in volume
CO ₂	13,73 %

SO ₂	85 mg/Nm ³
NO _x	120 mg/Nm ³
H ₂ O	9,73 %
Ar	0,005 %
N ₂	72,855 %
Particolato	8 mg/Nm ³

Tab 5.11 Condizione dei gas combusti all'ingresso della sezione di cattura (Fonte: CAESAR)

I gas combusti, quindi, vengono alimentati nell'*absorber* dove entrano in contatto con il solvente MEA e danno luogo ad una complessa reazione chimica. In seguito, i gas esausti subiranno una sorta di "lavaggio" per riequilibrare il contenuto di acqua e rimuovere le tracce di solvente trascinate nel processo. Il solvente ricco, che contiene la CO₂ legata chimicamente, è pompata in cima ad un sistema di strippaggio dove ha luogo la sua rigenerazione, a 120 °C. Il calore richiesto, necessario per il desorbimento della CO₂ dalla soluzione, è fornito da uno scambiatore (*reboiler*) e deriva da un flusso di vapore estratto dalla turbina (a 5,2 bar) che, però, induce una significativa penalizzazione dell'impianto.

Le turbine di bassa pressione sono progettate per mantenere una pressione pari ad almeno 3,5 bar a pieno carico, considerato che nel passaggio tra la turbina e lo scambiatore si ha una perdita di carico di 0,5 bar. Per ridurre la perdita di efficienza introdotta da questo processo, il vapore surriscaldato estratto subisce un processo di riduzione della temperatura e di attemperamento grazie allo scambio con il condensato dello scambiatore.

Le condizioni del vapore all'ingresso del reboiler sono 134°C e 3,05 bar.

Nella tabella seguente sono riportati i principali parametri del processo di cattura:

PARAMETRO	
Efficienza di cattura	89%
Portata gas combusti	781,77 kg/s
Contenuto CO ₂ nei gas	13,73 % (molare)
CO ₂ catturata	518,84 t/h
Concentrazione del solvente	30%
Solvente richiesto	23 m ³ /t CO ₂
Potenza richiesta per rigenerazione	537,6 MWth
Energia specifica richiesta per rigenerazione	3,73 GJ/tCO ₂
Acqua di raffreddamento richiesta	62 m ³ /tCO ₂

Tab 5.12 Principali parametri del processo di cattura (Fonte: CAESAR)

La CO₂ viene poi separata dal vapore acqueo mediante un flash a 40° e 1,6 bar e lascia l'assorbitore con una purezza del 99 %, prima di essere compressa in tre stadi interrefrigerati. Alla fine della compressione la CO₂, che si trova già in uno stato super-critico, viene portata a 110 bar e 25 °C

L'installazione di un sistema di strippaggio a valle dell'impianto causa una minore produzione elettrica dovuta sia alla richiesta elettrica dello scambiatore (pari a 538 MWth) sia ai consumi degli ausiliari.

Volendo effettuare un confronto tra l'impianto senza cattura illustrato in precedenza e l'impianto con cattura, che costituisce un valido benchmark, la variazione dei principali parametri di processo è:

PARAMETRO	Senza cattura	Con cattura
Output elettrico lordo	819 MW	684,2 MW
Consumo degli ausiliari	65 MW	135 MW
Efficienza (sul PCI)	45,5 %	33,4 %
CO ₂ emessa	763 kg/MWh	104,7 kg/MWh
SPECCA (*)	-	4,35 Mj/kg CO ₂

Tab 5.13 Confronto tra ASC con e senza cattura (Fonte: CAESAR)

(*) L'indice SPECCA (Specific Primary Energy Consumption for CO₂ Avoided) è definita come:

$$SPECCA = \frac{HR - HR_{ref}}{E_{ref} - E} = \frac{3600 * (\frac{1}{\eta} - \frac{1}{\eta_{ref}})}{E_{ref} - E}$$

dove HR è l'heat rate dell'impianto (in kJ/kWh), E è l'emissione di CO₂ (in kg/kWh) e η è il rendimento elettrico.

5.5.2 Impianto IGCC senza cattura

L'impianto di gassificazione considerato utilizza un gassificatore Shell con ricircolo di syngas ed un processo Selexol per la rimozione dello zolfo, integrati secondo lo schema seguente:

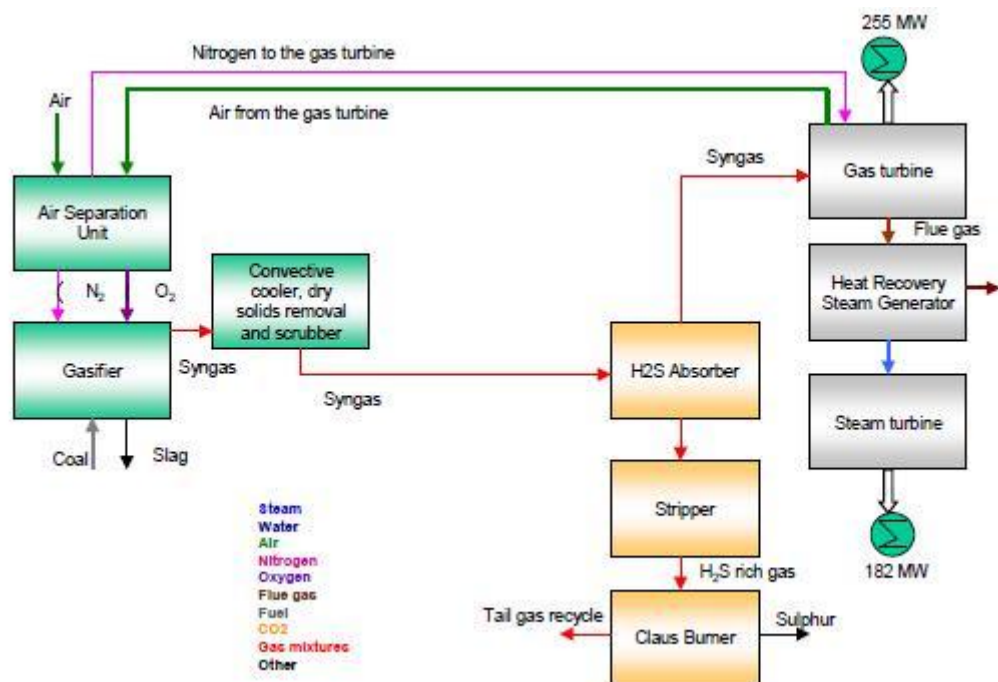


Fig 5.3 Schema d'impianto di un IGCC senza cattura (Fonte: CAESAR)

Le principali caratteristiche operative sono:

- Pressione di gassificazione pari a 44 bar e
- Temperatura di gassificazione pari a 1550 °C
- Pressione dell'ASU pari a 10 bar
- Temperatura del vapore per la rigenerazione del solvente nel processo Claus: 150 °C

Le performance dell'impianto sono così sintetizzabili:

Alimentazione del carbone	118,43 t/h
Potere calorifico inferiore del carbone	25,17 MJ/kg
Potenza elettrica lorda	441,74 MWe
Consumi elettrici ausiliari	50,29 MWe
Efficienza elettrica	46,88 %
Emissioni specifiche	734,04 kg/MWh

Tab 5.14 Performance dell'impianto IGCC senza cattura considerato (Fonte: CAESAR)

5.5.3 IGCC con cattura

L'impianto IGCC con cattura ha uno schema del tipo:

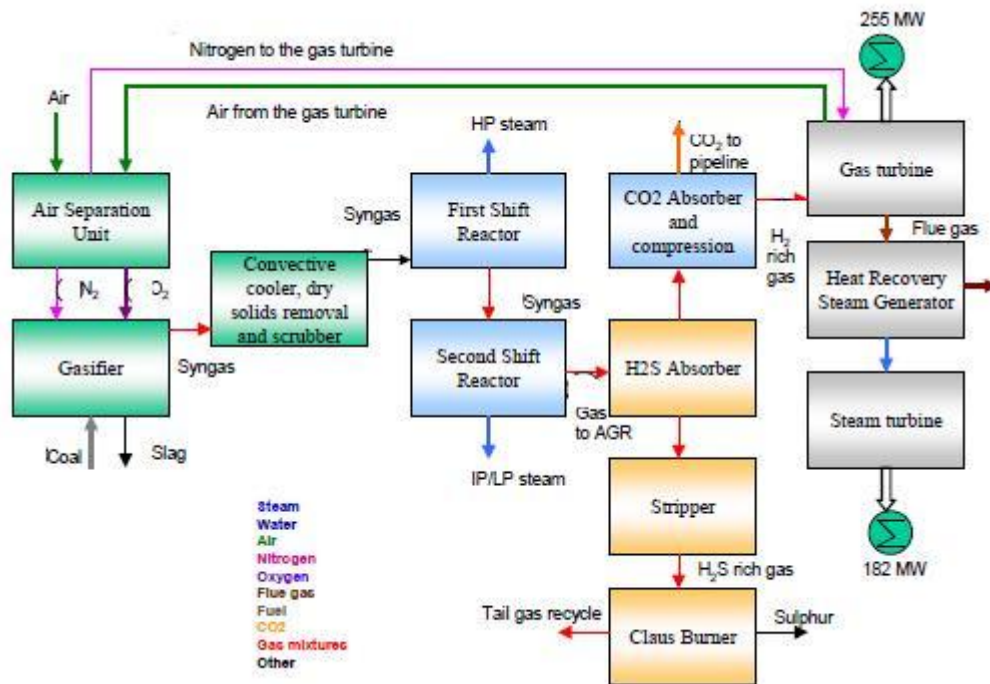


Fig 5.4 Schema d'impianto di un IGCC con cattura (Fonte: CAESAR)

Gran parte delle unità e delle caratteristiche operative sono simili al caso senza cattura, se non per i reattori di shift necessari alla conversione della CO in CO₂ e per la sezione di rimozione gas acidi che comprende la sezione di cattura della CO₂.

I reattori di shift concentrano le specie carbonatiche nel syngas in CO₂ facilmente removibile grazie all'assorbimento fisico e producono idrogeno. La reazione ha luogo utilizzando due letti catalitici rispettivamente a 300°C e 250 °C che causano una perdita di carico del syngas pari a 1 bar. Il rapporto tra vapore e CO nel primo reattore è circa 1.9 e porta ad una conversione del monossido di carbonio del 96%.

Il sistema di rimozione di gas acidi impiega un processo Selexol per separare H₂S e CO₂: il primo componente viene poi inviato ad un impianto Claus, mentre il secondo viene catturato attraverso un raffreddamento che porta il solvente ad una temperatura di 5 °C.

La rigenerazione è effettuata facendo un flash a tre differenti pressioni (5, 2,3 e 1,05 bar) in seguito alla quale il solvente ritorna allo stadio di assorbimento. Il consumo elettrico totale del sistema di rimozione dei gas acidi è 52,4 kWh/t CO₂, mentre la richiesta di calore per lo scambiatore si attesta intorno a 84,18 kWh/tCO₂.

In sintesi, le principali performance operative sono:

Alimentazione del carbone	136,46 t/h
Potere calorifico inferiore del carbone	25,17 MJ/kg
Potenza elettrica lorda	457,17 MWe
Consumi elettrici ausiliari	104,43 MWe
Efficienza elettrica	36,66 %
Emissioni specifiche	85,29 kg/MWh
Percentuale di cattura	90,90 %
SPECCA	3,30 MJ/kgCO ₂

Tab 5.15 Performance dell'impianto IGCC con cattura considerato (Fonte: CAESAR)

Il confronto diretto tra IGCC senza cattura e IGCC con cattura porta ai seguenti risultati:

PARAMETRO	Senza cattura	Con cattura
Output della turbina a gas [MW]	290,15	304,97
Potenza netta del ciclo a vapore [MW]	194,58	175,95
Consumo dell'ASU [MW]	- 11,87	- 13,95
Consumo sistema rimozione gas acidi [MW]	- 0,37	-19,27
Compressione CO ₂ [MW]	-	- 22,9
Potenza netta prodotta [MW]	425,66	383,48
Efficienza elettrica netta [%]	47,48	36,40
Emissioni [kgCO ₂ /MWh]	726,5	97,54
CO ₂ evitata [%]	-	86,6
SPECCA	-	3,67

Tab 5.16 Confronto tra IGCC con e senza cattura (Fonte: CAESAR)

5.5.4 Analisi economica delle opzioni di cattura della CO2

L'analisi economica delle diverse tecnologie disponibili è condotta attraverso 3 step: nel primo vengono raccolte una serie di assunzioni a supporto della fattibilità dei processi, nel secondo si valutano i casi base con e senza cattura, mentre nel terzo step si rapportano le nuove tecnologie emergenti ai casi di riferimento.

Essa consiste nella valutazione dei costi di investimento, dei costi O&M fissi e variabili, dei costi del combustibile e del prezzo dell'elettricità che giustifica l'esborso per l'introduzione delle nuove tecnologie (punto di breakeven, legato al NPV).

La performance economica viene misurata attraverso il costo della CO2 evitata ed il prezzo di vendita dell'elettricità. Quest'ultimo parametro tiene conto del costo capitale totale dell'impianto ed i costi O&M.

Il costo capitale di ingegneria, procurement e costruzione viene valutato secondo un approccio bottom-up a partire da:

- A. Costi dei moduli impiantistici
- B. Costi di installazione per l'integrazione dei moduli singoli impiantistici (per esempio valvole, condutture, installazioni elettriche, strutture di acciaio, ecc..)
- C. Costi indiretti, dati come percentuale della somma di A e B

Costi indiretti	%
Preparazione terreno	1,5
Costruzione	4
Consulenze	4.5
Miscellaneous	2
Altri servizi	2

Tab 5.17 Costi indiretti considerati (Fonte: CAESAR)

- D. Owner costs e Contingencies, che comprendono la fase di pianificazione, progettazione ed avviamento dell'impianto e i costi del lavoro, per un complessivo 15 % della somma A+B+C.

Il costo del combustibile (carbone bituminoso) è assunto pari a 3 €/GJ, con una variabilità del 50 % (1,5 €/GJ – 4,5 €/GJ).

Il costo delle altre risorse e sottoprodotti, invece, è pari a :

<i>Consumables</i>	Costo
Acqua	6 €/m ³ mediamente
Acqua di raffreddamento	0,35 €/m ³
Movimentazione ceneri	0 – 32 €/t
Limestone	36 €/t mediamente

Tab 5.18 Costi delle altre risorse considerate (Fonte: CAESAR)

5.5.4.1 Impianto Advanced Super Critical a polverino di carbone con e senza cattura

L'approccio impiegato nel progetto CESAR per stimare i parametri economici di un impianto ASC è stato quello di coinvolgere alcune società fornitrici di EPC (Engineering, Procurement and Construction) e di chiedere loro i costi associati sulla base dell'anno 2008, considerando una variabilità del +/- 30 %. Essi hanno, inoltre, fissato la taglia massima di alcuni componenti e determinato i materiali più appropriati per i processi, senza considerare i costi di installazione.

Nel caso di cattura della CO₂, l'economia del processo si fonda sul costo dei principali sistemi aventi una taglia calcolata in base ai dati di simulazione. I costi derivanti dall'integrazione della cattura (per esempio per l'acqua di raffreddamento) sono ritenuti trascurabili e compresi nel livello di accuratezza del +/- 30 % con cui sono stati elaborati i grafici.

In dettaglio, i costi capitali di un impianto ASC a polverino di carbone senza cattura sono:

Potenza lorda	MW	819
Potenza netta	MW	754,3
EPC	Milioni di euro	1265,7
Costo totale (EPC+ Owner's costs and conting)	Milioni di euro	1456
Costo specifico lordo	€/kW	1777
Costo specifico netto	€/kW	1930

Tab 5.19 Costi capitali di un impianto ASC a carbone senza cattura (Fonte: CAESAR)

I costi capitali di un impianto ASC a polverino di carbone con cattura sono, invece:

Potenza lorda	MW	684,6
Potenza netta	MW	549,6
EPC	Milioni di euro	1439
Costo totale (EPC+ Owner's costs and conting)	Milioni di euro	1655
Costo specifico lordo	Eur/kW	2417
Costo specifico netto	Eur/kW	3011

Tab 5.20 Costi capitali di un impianto ASC a carbone con cattura (Fonte: CAESAR)

Di seguito viene evidenziato la composizione dei costi diretti, indiretti ed EPC per l'impianto di ammine (banchmark):

Costi diretti	Milioni di euro
Acquisto componenti	72
Costruzione, strutture di acciaio e verniciatura	35
Strumenti di controllo	7
Piping	14
Attrezzatura elettrica e materiali	9
Lavori civili	8
Solvente	6
<i>Totale costi diretti</i>	152
Costi indiretti	
Preparazione terreno	2
Servizi	3
Ingegneria e supervisione	10
Costruzione	6
<i>Totale costi indiretti</i>	21
<i>EPC (diretti e indiretti)</i>	173

Tab 5.21 Composizione dei costi di un impianto di riferimento ad ammine (Fonte: CAESAR)

Una sintesi dei costi di O&M (in milioni di euro all'anno):

Costi variabili totali dell'impianto di cattura	15,3
---	------

Costi fissi totali dell'impianto di cattura	13,9
Costi totali O&M impianto di cattura	29,2
Costi totali O&M dell'impianto	36
Costi O&M totali	65,2

Tab 5.22 Costi di O&M (Fonte: CAESAR)

In conclusione, i risultati dell'analisi tecnico-economica sviluppata dal team CESAR sono:

Parametro	Unità di misura	Senza cattura	Con cattura
Potenza elettrica lorda	MW	819	684,6
Potenza elettrica netta	MW	754,3	549,6
Efficienza	%	45,5	33,4
CO2 emessa	kg/MWh	763	104,7
CO2 prodotta	Mt/anno	-	3,9
EPC impianto di potenza	Milioni di euro	1266	1266
EPC impianto di cattura	Milioni di euro	-	173
Costi tot (EPC + Owner's costs + conting)	Milioni di euro	1456	1655
Investimento specifico lordo	Eur/kW lordo	1777	2417
Investimento specifico netto	Eur/kW netto	1930	3011
Combustibile	Milioni di euro / anno	133	133
Costi O&M fissi	Milioni di euro / anno	27	45
Costi variabili	Milioni di euro / anno	9	20
Costi operativi	Milioni di euro / anno	169	198
Costo CO2 evitata	Eur / t	-	51,62

5.23 Sintesi dei risultati tecnico-economici del progetto CAESAR

Il costo di vendita dell'elettricità per un impianto ASC a polverino di carbone senza cattura si attesta su 58,32 €/MWh, mentre per un impianto dello stesso tipo che prevede la cattura della CO₂ si attesta su 92,27 €/MWh.

5.5.4.2 Impianto IGCC con e senza cattura

La valutazione tecnico-economica dell'impianto IGCC con e senza cattura è stata sviluppata col supporto di ECLIPSE, un software di simulazione impiegato per i progetti di ricerca europei sulle Clean Coal Technologies nell'ambito del programma Joule II. Tale software calcola il costo capitale di ogni modulo impiantistico impiegando i dati e le informazioni derivanti da bilanci di massa e di energia.

Il costo totale dell'impianto IGCC senza cattura modellizzato è così suddiviso:

Costo totale dell'attrezzatura/moduli impiantistici	Milioni di euro	321,5
Costi diretti totali (equipment + installazione)	Milioni di euro	581,01
Costi indiretti	Milioni di euro	81,34
Costi EPC	Milioni di euro	662,33
Costo totale dell'impianto (EPC + owner's cost + contingencies)	Milioni di euro	761,67
Potenza elettrica lorda	MW	441,73
Potenza elettrica netta	MW	391,45
Costo specifico di investimento (lordo)	Eur/kW	1724
Costo specifico di investimento (netto)	Eur/kW	1946

Tab 5.24 Suddivisione dei costi totali dell'impianto IGCC senza cattura considerato (Fonte: CAESAR)

Il costo totale dell'impianto IGCC con cattura modellizzato è così suddiviso:

Costo totale dell'attrezzatura/moduli impiantistici	Milioni di euro	401,61
Costi diretti totali (equipment + installazione)	Milioni di euro	711,07
Costi indiretti	Milioni di euro	99,55
Costo totale dell'impianto (costo equipaggiamento + installazione + costi indiretti)	Milioni di euro	810,62
Costo totale dell'impianto + contingencies + owner's cost	Milioni di euro	932,21
Potenza elettrica lorda	MW	457,17
Potenza elettrica netta	MW	352,74
Costo specifico di investimento (lordo)	€/kW	2039
Costo specifico di investimento (netto)	€/kW	2643

Tab 5.25 Suddivisione dei costi totali dell'impianto IGCC con cattura considerato (Fonte: CAESAR)

Secondo questa valutazione, l'investimento in un impianto IGCC con cattura è più alto del 22 % e comporta una perdita del 9,8 % dell'efficienza. È interessante notare come nonostante un impianto IGCC senza cattura rappresenti un'opzione mediamente più costosa rispetto alle altre tecnologie convenzionali, l'IGCC con cattura sia invece considerato economicamente competitivo.

Per quanto riguarda i costi variabili di O&M, essi si attestano su 1,7 €/MWh nel caso di IGCC senza cattura e su 2,5 €/MWh nel caso con cattura. I costi fissi di O&M, invece, sono pari a 50 €/kW e 56 €/kW, rispettivamente.

Il prezzo dell'elettricità risulta essere uguale a 64,63 €/MWh per un IGCC senza cattura e 86,01 €/MWh per un IGCC con cattura, ipotizzando una vita impiantistica di 25 anni (se si ipotizzasse una vita di 40 anni i costi si ridurrebbero del 5,6 %).

In conclusione, in base alla valutazioni effettuate, la cattura della CO₂ applicata ad impianti IGCC presenta costi capitali più alti del 22 %, costi operativi più alti del 27 % ed una penalizzazione dell'efficienza di 10 punti percentuali. Una

diminuzione del 5 % dell'efficienza ha un impatto significativo sul prezzo dell'elettricità nel caso di impianto con cattura.

Capitolo 6

Proposta di analisi economico-finanziaria delle tecnologie CCS

6.1 Scopo dell'analisi

L'obiettivo del lavoro è quello di condurre un'analisi dei costi associati alle operazioni di cattura della CO₂, che rappresentano circa l'80 % dei costi totali delle tecnologie CCS, fornendo un confronto tra i parametri utilizzati da alcuni dei maggiori istituti internazionali che hanno elaborato studi e proiezioni sulla cattura della CO₂.

Una delle difficoltà, infatti, che impedisce una stima accurata e sufficientemente comprensiva dei costi delle CCS, è la mancanza di una metodologia trasparente che permetta una comparazione dei costi su basi comuni.

Nonostante il significativo potenziale di riduzione delle emissioni, lo sviluppo delle CCS è frenato dalle incertezze nella valutazione dei costi e del livello di rischio comuni a tutte le tecnologie emergenti, ulteriormente amplificato dalle recenti crisi finanziaria globale.

I risultati presentati rappresentano un' "istantanea" dei costi dei primi impianti commerciali equipaggiati con cattura della CO₂ di prima generazione che si prevede entreranno in esercizio a partire dal 2020. In particolare le tecnologie analizzate sono:

- cattura post-combustione in impianti USC a polverino di carbone
- IGCC con cattura pre-combustione

I parametri economici considerati per la valutazione della "bontà" dei progetti sono:

- costo dell'elettricità prodotta (COE)
- costo della CO₂ evitata (MC)

Il costo dell'elettricità rappresenta un'indicazione del costo che l'azienda dovrà sostenere per l'implementazione delle CCS per unità di output (generalmente espresso in MWh) ed è una misura del ritorno economico atteso dall'investimento. Questo indice combina i costi di investimento (equipaggiamento, installazione, costruzione, oneri generali di sviluppo del progetto, ecc..) e i costi di O&M (consumi di energia/combustibile, manutenzione, costo del lavoro, consumi di acqua, solventi chimici, ecc..).

Il costo della CO₂ evitata rappresenta, invece, l'incremento del costo di produzione dell'elettricità rispetto al decremento delle emissioni.

6.2 Assunzioni

Il calcolo del COE e del MC prevede l'assunzione di condizioni al contorno "di riferimento", che possono influenzare notevolmente i risultati finali. In particolare in questo studio sono stati considerati i seguenti parametri (piattaforma ZEP, 2010) :

	Impianto a carbone
Anno di riferimento	2009
Vita utile impianto, anni	40
Prezzo del combustibile, €/GJ	2 / 2,4 / 2,9
Ore di funzionamento, ore	7500
tasso di sconto, %	8 / 10 / 15
Taglia dell'impianto, MW	550
Capture rate, %	90
Cambio €/€	1 € = 1,25 \$

Tab 6.1 Assunzioni

Generalmente nella valutazione economica di impianti IGCC, non ancora commercialmente maturi e largamente diffusi, si impiangono valori minori di taglia dell'impianto, di vita utile e di ore di funzionamento (tipicamente 300 MW, 25 anni e 6000 h) rispetto a quelli considerati nel presente studio. La scelta di valutare gli IGCC su un periodo di tempo più lungo, per una taglia impiantistica maggiore e per un numero di ore di servizio elevato è stata dettata non soltanto dall'esigenza di allinearsi ad altri studi (quali per esempio ZEP e GCCSI), ma anche per avere una base di confronto comune rispetto agli USC, che rappresentano i maggiori competitor degli impianti di gassificazione essendo tecnologie più familiari e conosciute.

Gli IGCC "soffrono" ancora di numerose criticità tecniche, ma si pongono comunque come un'opzione promettente non soltanto in virtù delle loro prestazioni ambientali, ma anche nell'ottica futura di produzione di idrogeno e quindi si guarda con fiducia alla loro introduzione nel panorama di produzione termoelettrica.

6.3 Metodologia di valutazione dei costi

La metodologia proposta offre una base di confronto dei costi delle tecnologie CCS utilizzando come dati di input il costo capitale e i costi di O&M tratti da letteratura (GCCSI, Economic Assessment of CCS Technologies, 2009). In particolare, l'analisi è rivolta ad impianti USC e IGCC, con e senza cattura, di nuova costruzione. Si è ritenuto opportuno considerare un costo capitale specifico alla potenza installata, a cui è stato successivamente applicato un cambio €/\$ pari a 1 € = 1,25 \$.

L'approccio generale di valutazione del costo di cattura della CO₂ in impianti di generazione elettrica è definito "plant level approach". In esso si confronta il costo dell'elettricità prodotta in impianti senza cattura (assunti come riferimento) con quello relativo a impianti con cattura, assumendo che il combustibile utilizzato sia lo stesso.

Per esigenze di semplicità e chiarezza si è scelto di basarsi sulla metodologia proposta da Tzimas e Peteves, secondo cui il costo specifico di produzione elettrica viene calcolato come segue:

$$COE = \frac{C_{cap} * P * DR + C_{fix}}{LF * 8760 * P} + C_{var, o\&m} + HR * C_{comb}$$

dove:

C_{cap} = costo capitale specifico (in €/kW)

P = potenza elettrica netta installata (in kW)

DR = fattore di ammortamento (%)

C_{fix} = costi fissi (in €/anno)

$C_{var, o\&m}$ = costi variabili di O&M (in €/kWh)

HR = fattore energetico che associa il contenuto di energia del combustibile utilizzato per unità di energia elettrica prodotta (in kJ/kWh)

C_{comb} = costo del combustibile (in €/GJ)

LF = fattore di disponibilità dell'impianto

Molto diversi tra loro sono i COE riportati in letteratura perché i parametri scelti cambiano in base a coloro che eseguono le stime, e la mancanza di una

metodologia univoca e comune è una delle cause di incertezza nel definire i costi delle varie alternative.

In questo caso si è assunto una disponibilità dell'85 %.

Si è provveduto anche a calcolare il COE in presenza di una "carbon tax" ipotizzando di aggiungere un termine per tener conto della tassazione delle emissioni di CO₂. Questa ipotesi è suffragata dal cambiamento del criterio di assegnazione dei permessi di emissione nella terza fase del sistema ETS a partire dal 2013. La direttiva 2009/29/CE, infatti, indica che i permessi di emissione saranno venduti all'asta e non più assegnati a titolo gratuito, con un conseguente aumento del prezzo della CO₂ sul mercato. Si ritiene plausibile considerare un prezzo della CO₂ mediamente pari a 30 €/tonn.

Un altro parametro considerato nella valutazione di costi è il mitigation cost, dato da:

$$MC = \frac{COE_{catt} - COE_{rif}}{CO2\ evitata}$$

dove:

COE catt = costo dell'elettricità nell'impianto con cattura (in €/kWh)

COE rif = costo dell'elettricità nell'impianto di riferimento, senza cattura (in €/kWh)

CO₂ evitata = differenza tra le emissioni di CO₂ nell'impianto senza CCS e le emissioni di CO₂ nell'impianto con CCS (in kg/kWh)

Il costo di mitigazione riflette il costo di riduzione delle emissioni atmosferiche pur producendo la stessa quantità di energia di un impianto di riferimento. Il vantaggio nell'utilizzo di questo parametro sta nel fatto che permette di confrontare diverse tecnologie, basandosi sulla capacità di rispettare i limiti normativi imposti sulle quantità emesse.

È importante sottolineare la differenza tra CO₂ catturata e CO₂ evitata, come illustra la seguente immagine:

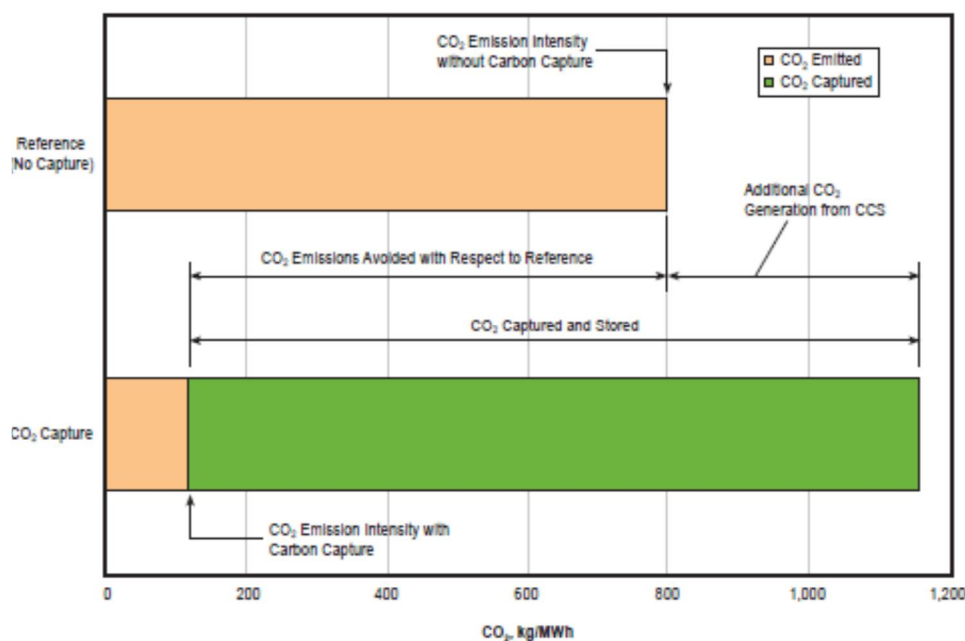


Fig 6.2 CO₂ evitata per un ipotetico impianto di generazione (Fonte: GCCSI, Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture and Storage, 2009)

Un impianto con cattura genera una quantità maggiore di CO₂ per unità di produzione elettrica dovuta al minore rendimento rispetto ad un impianto convenzionale senza cattura. La potenza richiesta dagli ausiliari, infatti, è maggiore e il consumo di combustibile aggiuntivo genera emissioni più alte.

È interessante notare come all'aumentare del valore di un ipotetica carbon tax applicata alle emissioni di CO₂, il costo di mitigazione diminuisca, arrivando ad assumere anche valori negativi. Questo si giustifica alla luce dei parametri da cui dipende l'MC. In presenza di una tassazione, il COE di un impianto con cattura aumenta in misura minore rispetto al COE di un impianto senza cattura, che pure cresce. Questo accade perché nel primo caso la tassazione viene applicata alle ridottissime emissioni di CO₂ (di fatto, il 10 % della CO₂ prodotta che non viene catturata, supponendo un capture rate del 90%), mentre nel secondo caso la tassazione viene applicata a tutto il quantitativo di CO₂ prodotto dall'impianto e rilasciato in atmosfera. Quindi nella formula del costo di mitigazione, la differenza posta al numeratore diminuisce sensibilmente, fino a dar luogo anche a MC negativi. Dal punto di vista economico questo equivale al raggiungimento (o superamento) del punto di pareggio per cui conviene investire ed applicare un sistema di cattura della CO₂ piuttosto che pagare un'imposta.

6.3.1 Risultati

Di seguito si riportano i dati economici e di efficienza energetica, confrontando le soluzioni senza cattura e quelle con cattura della CO₂, per le 2 tipologie impiantistiche maggiormente utilizzate nella generazione a carbone:

- USC: impianto Ultra Super Critico, a combustione di carbone polverizzato
- IGCC: impianto a ciclo combinato abbinato ad un sistema di gassificazione di carbone che produce syngas usato come combustibile della turbina a gas

Sono stati calcolati per le 2 tipologie di impianto, nel caso di assenza o presenza di cattura della CO₂, i seguenti parametri:

- costi di investimento, in €/kW installato
- efficienza di conversione energetica
- emissioni di CO₂, in kg/kWh
- costo dell'energia elettrica COE, in €/kWh
- costo della CO₂ evitata (Mitigation Cost, MC), in €/tCO₂

I calcoli sono stati effettuati assumendo un costo medio del carbone pari a 2.4 €/GJ ed un costo alto del carbone pari a 2.9 €/GJ ed ipotizzando anche un'eventuale tassazione delle emissioni di CO₂ in base alla futura normativa.

I risultati sono stati sinteticamente rappresentati nella seguente tabella 6.3 per tipologia impiantistica. Il confronto viene effettuato rispetto alla configurazione base di riferimento.

In assenza di tassazione, l'applicazione di sistemi di cattura ad impianti USC comporta un aumento dei costi di investimento del 63 %, a fronte di una diminuzione delle emissioni pari all'87 %. In questo caso, la cattura della CO₂ si riflette sul costo dell'elettricità causandone un aumento del 52 % circa.

Negli impianti IGCC la cattura della CO₂ porta ad un aumento del costo di investimento del 43,5 %, con un valore assoluto confrontabile a quello di un impianto USC con cattura. La diminuzione delle emissioni rispetto ad un IGCC senza cattura è del 90 %, mentre l'aumento del COE si attesta intorno al 33 %.

Per quanto riguarda il valore dell'efficienza, gli impianti USC sono soggetti ad una penalizzazione energetica maggiore, ovvero una diminuzione del rendimento del 26 %. Il confronto tra IGCC con e senza cattura, invece, vede una riduzione dell'efficienza di 22 punti percentuali.

		USC	IGCC
Costi inv (€/kW)	senza CCS	1525	1837
	con CCS	2485	2637
	% aumento	63%	43,5%
Efficienza (%)	senza CCS	44,6	41,1
	con CCS	33,2	32
	% diminuz	26%	22%
emissioni CO2 (kg/Mwh)	senza CCS	707	479
	con CCS	94	47
	% diminuz	87%	90%
COE (€/kWh)	senza CCS	0,0493	0,0607
	con CCS	0,0749	0,0806
	% aumento	52%	33%
MC (€/tCO2)		41,82	30

Tab 6.3 Valutazioni tecnico-economiche per costo medio del carbone, tasso di sconto del 10%, senza tassazione

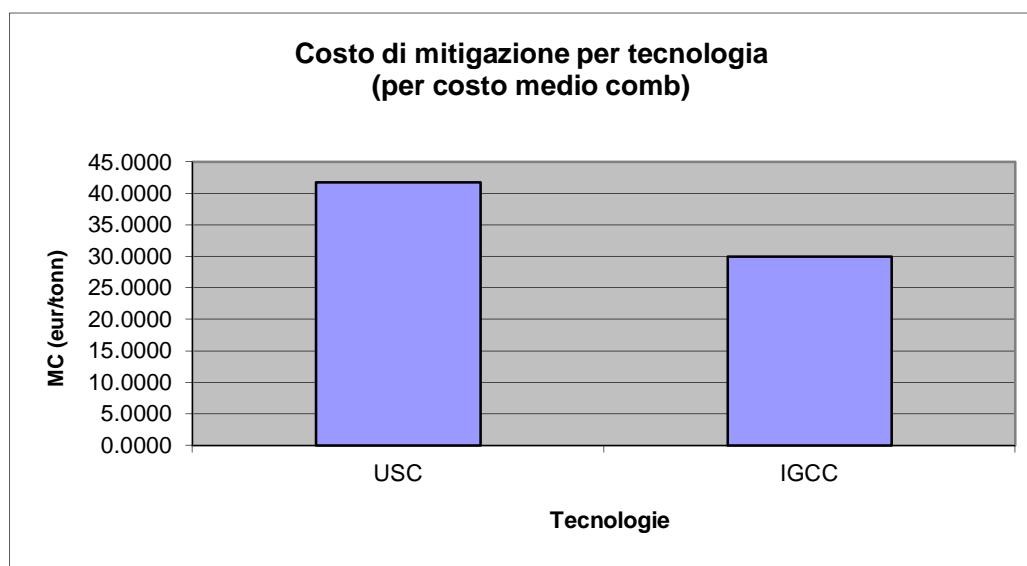


Fig 6.4 Costo di mitigazione per tecnologia e costo medio del combustibile (tasso di sconto del 10%)

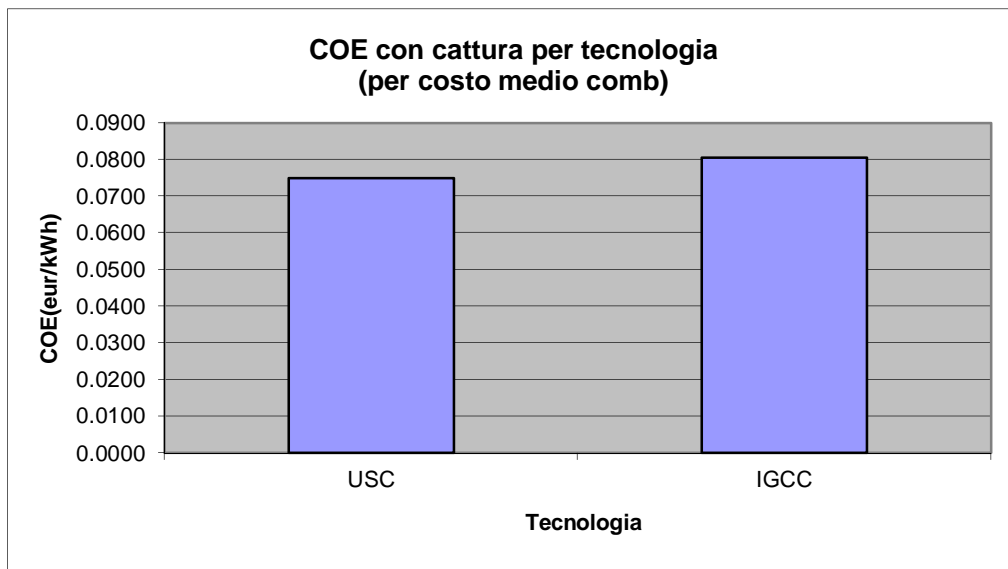


Fig 6.5 Costo dell'elettricità con cattura per tecnologie e costo medio del combustibile

Nel caso di alto costo del combustibile il costo dell'elettricità ed il costo di mitigazione varierebbero come segue:

		USC	IGCC
COE (€/kWh)	senza CCS	0,0536	0,0651
	con CCS	0,0808	0,0864
	% aumento	51%	30,79%
MC (€/tCO₂)		44,37	32

Tab 6.6 Valutazioni economiche per costo alto del carbone, senza tassazione

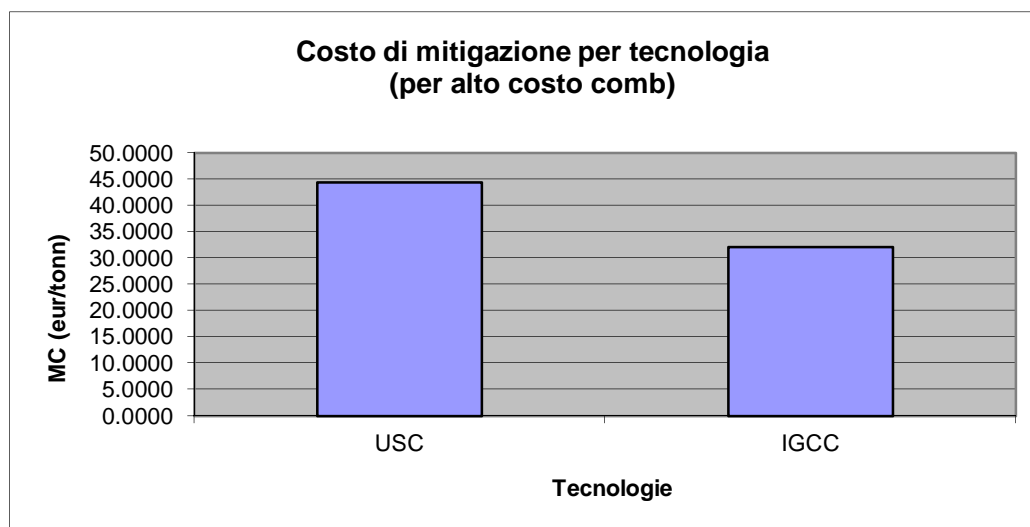


Fig 6.7 Costo di mitigazione per tecnologie e per alto costo del combustibile

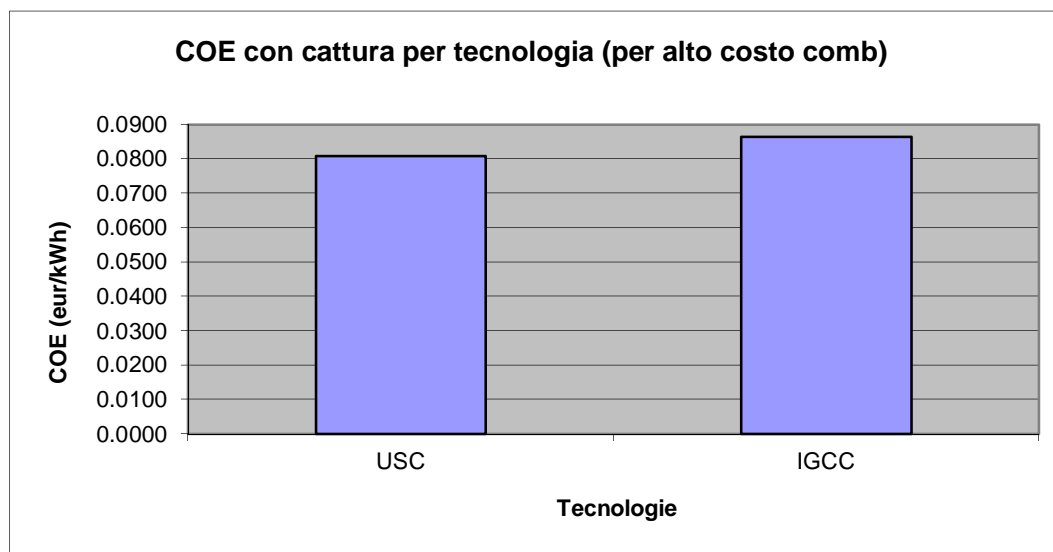


Fig 6.8 Costo dell'elettricità per tecnologia e per alto costo del combustibile

Il costo dell'elettricità, valutato come la somma di diverse voci, ha una composizione differente a seconda delle tecnologie considerate. Il confronto tra un impianto USC convenzionale ed un impianto USC con cattura mostra che la composizione del COE è la seguente:

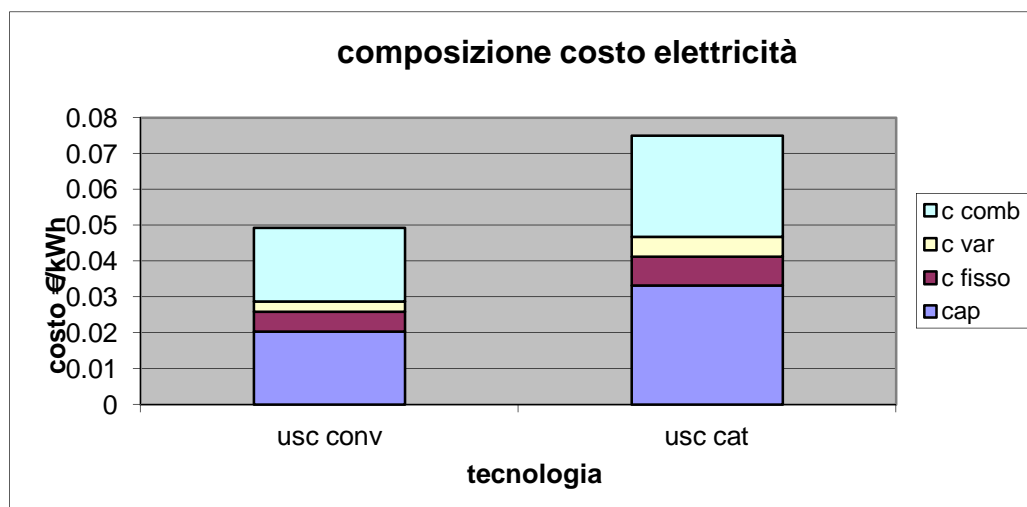


Fig 6.9 Composizione del costo dell'elettricità per USC (con e senza cattura) e per alto costo del combustibile

Rispetto ad un USC convenzionale, l'aggiunta della sezione di cattura provoca l'aumento del 63 % circa del costo di investimento e del 36 % del costo di combustibile.

Lo stesso discorso vale se si volesse confrontare l'incidenza delle componenti di costo del COE tra un impianto IGCC convenzionale ed uno con cattura della CO₂.

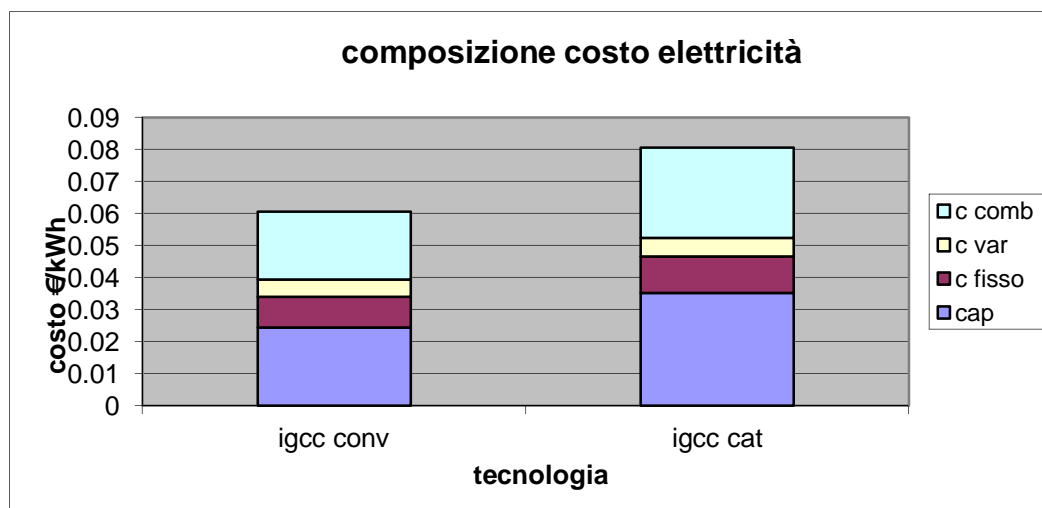


Fig 6.10 Composizione del costo dell'elettricità per IGCC (con e senza cattura) e per alto costo del combustibile

In questo caso si assisterebbe ad un incremento del 43 % dei costi di investimento e di poco più del 30 % del costo di combustibile

Ipotizzando una tassazione delle emissioni di CO₂ pari a 30 €/t i costi variano come segue:

		USC	IGCC
COE (€/kWh)	senza CCS	0,0703	0,0833
	con CCS	0,0778	0,0833
	% aumento	10,6%	0%
MC (€/tCO₂)		12,21	-0,0367

Tab 6.11 Valutazioni economiche in caso di costo medio del combustibile

		USC	IGCC
COE (€/kWh)	senza CCS	0,0728339	0,088379758
	con CCS	0,0818	0,0887
	% aumento	12,33%	0,42%
MC (€/tCO₂)		14,6500	0,5576

Tab 6.12 Valutazioni economiche in caso di alto costo del combustibile

È interessante notare che nel caso di installazione di sistemi di cattura in impianti IGCC il costo dell'elettricità prodotta sarebbe pressoché uguale al caso senza cattura, confermato anche da un costo di mitigazione nullo, anzi negativo.

Se si esprimesse la sensitività del parametro COE rispetto ai livelli di tassazione della CO₂ si otterrebbe una convenienza dell'opzione IGCC con cattura rispetto a IGCC senza cattura per 30 €/t (fissato il tasso di sconto al 10 % e un costo del combustibile medio). Tale soglia è uguale proprio al livello di tassazione ipotizzato.

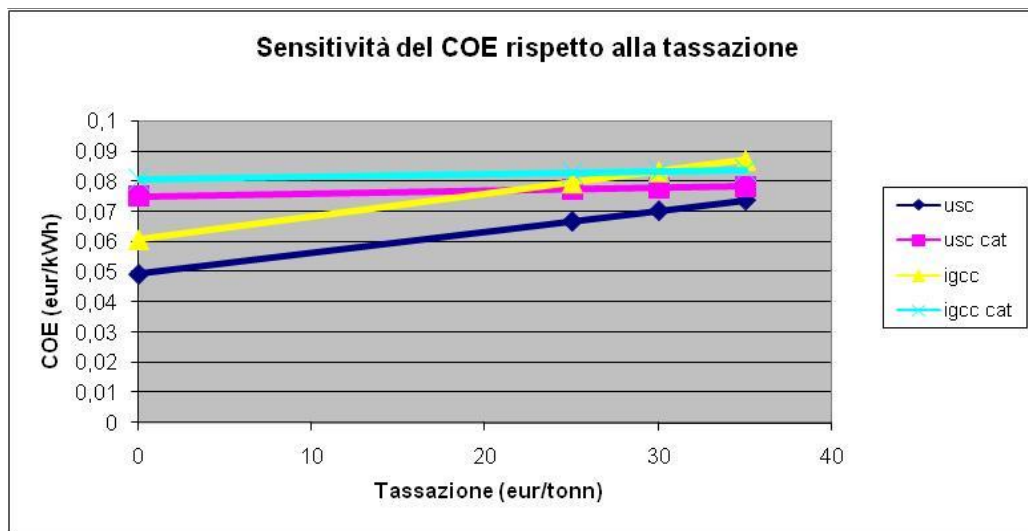


Fig 6.13 Costo dell'elettricità in funzione del livello di tassazione, per costo medio del combustibile

L'USC con cattura diventa competitivo rispetto all'IGCC senza cattura per un livello di tassazione circa pari a 20 €/t.

Un aumento del costo del combustibile ha l'effetto di posticipare il "punto di incrocio". Fissando un determinato valore per la tassazione, la convenienza dell'IGCC con cattura e dell'USC con cattura rispetto all'IGCC convenzionale si raggiunge per un costo maggiore dell'elettricità.

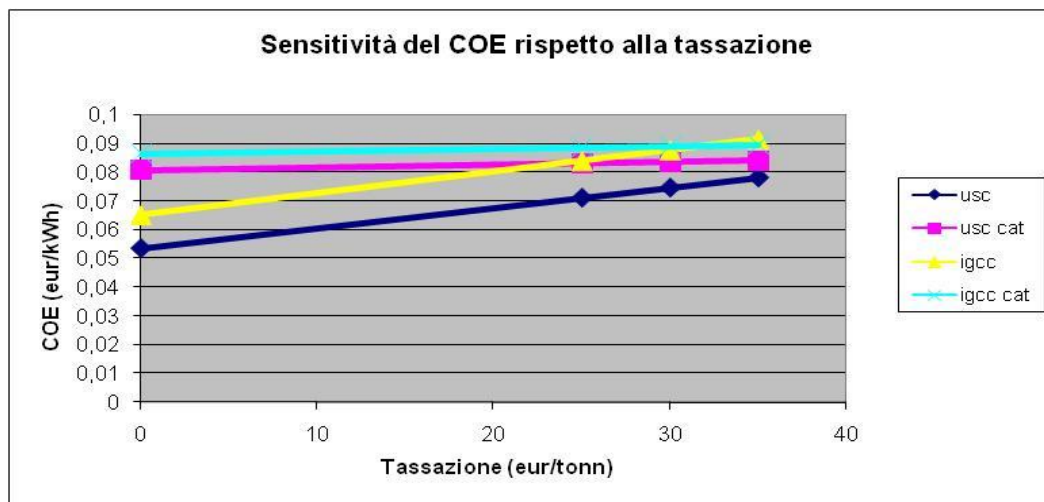


Fig 6.14 Costo dell'elettricità in funzione del livello di tassazione, per costo alto del combustibile

L'incidenza della tassazione sul costo dell'elettricità è notevole soprattutto per le tecnologie convenzionali che non prevedono l'utilizzo di sistemi di cattura.

Ipotizzando un costo della CO₂ di 30 €/t, infatti, la quota relativa alla tassazione pesa per circa il 28 % sul COE di un USC senza cattura, mentre pesa "solo" per il 3 % sul COE di un USC con cattura.

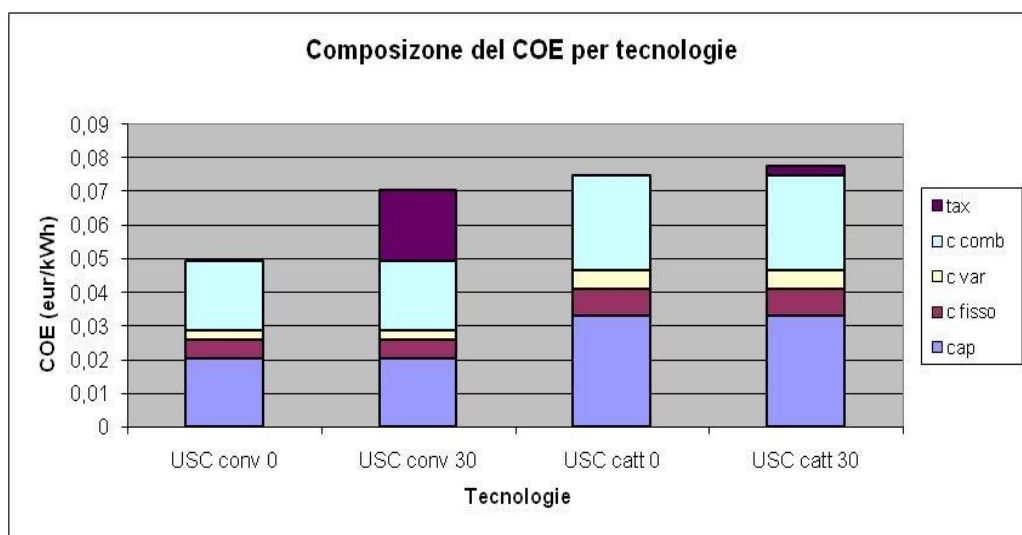
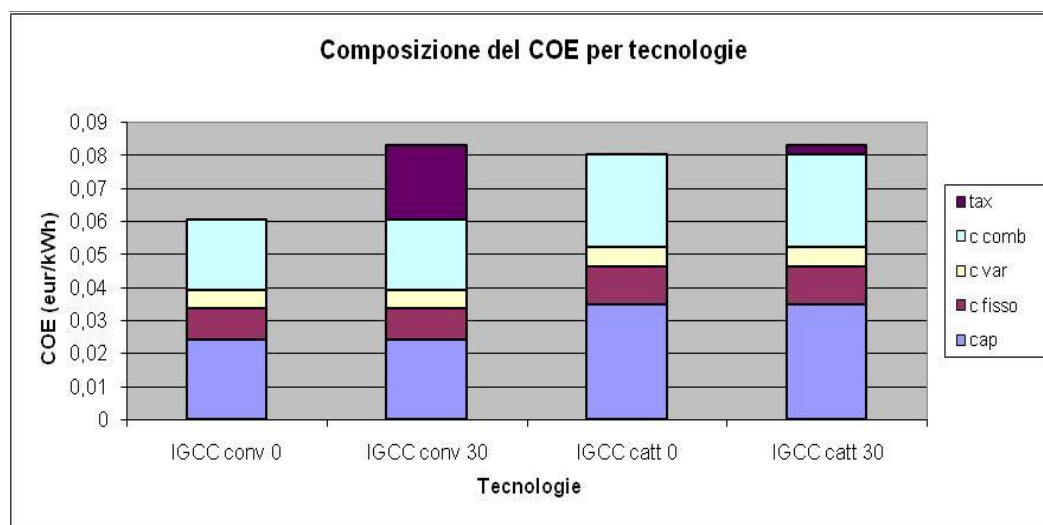


Fig 6.15 Composizione del costo dell'elettricità per USC (con e senza cattura) e per livello di tassazione

Lo stesso dicasi per gli impianti IGCC per cui, in caso di cattura, la tassazione pesa per il 3 % circa sul costo dell'elettricità prodotta, contro il 27 % per un impianto che non prevede sistemi CCS.



6.16 Composizione del costo dell'elettricità per IGCC (con e senza cattura) e per livello di tassazione

Questo va a favore dell'introduzione di tali tecnologie nel caso (probabile) il legislatore decida di introdurre una tassazione della CO₂ emessa.

Dai dati mostrati è difficile trarre una conclusione decisiva sull'effettiva convenienza di una tecnologia sull'altra, tuttavia è possibile esprimere delle riflessioni:

- la differenza tra i valori associati alle tecnologie analizzate non è sufficiente a definire con estrema chiarezza quale tecnologia è competitiva
- i costi della cattura in pre-combustione degli IGCC sono maggiori rispetto a quelli degli USC

6.4 Metodologia di valutazione attraverso il metodo Monte Carlo

La metodologia di analisi condotta nel paragrafo 6.3, sebbene possa dirsi coerente ed attendibile, fornisce quale risultato un unico valore, di tipo puntuale e sintetico che può apparire come deterministico, cioè non affetto né da errore né da incertezza.

In realtà, la caratterizzazione quantitativa di tale incertezza è sicuramente indispensabile ai fini di un uso dei risultati più chiaro, giustificato e trasparente. Il presente studio propone, dunque, l'utilizzo del metodo di Monte Carlo per la determinazione del costo dell'elettricità di impianti IGCC e USC, con e senza

cattura, con l'obiettivo di dare indicazioni sufficienti non soltanto sul valore del costo dell'elettricità prodotta ma anche sulla confidenza dei risultati ottenuti.

Nella comunità scientifica, negli ultimi anni, si sta facendo sempre più strada la consapevolezza che il tradizionale approccio di tipo deterministico debba essere superato, a favore di nuove metodologie di analisi, di tipo probabilistico, in grado di caratterizzare l'incertezza nella stima. La stessa Environmental Protection Agency (EPA) individua nell'indagine probabilistica, ed in particolare nei metodi Monte Carlo, lo strumento più idoneo alla trattazione di tale incertezza [22].

Numerose sono le pubblicazioni di carattere scientifico che impiegano questo metodo per le analisi di rischio. Un esempio è lo studio elaborato dal centro ricerche tedesco ZEW (Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH) che correla l'incertezza riguardante l'introduzione delle tecnologie CCS su larga scala con il disegno di un sistema ETS economicamente efficiente attraverso l'analisi Monte Carlo sui parametri in input del modello [20]. Anche l'IEA ha condotto delle indagini in tal senso elaborando una metodologia per quantificare l'impatto dell'incertezza delle politiche legate al cambiamento climatico sugli investimenti in nuove tecnologie, introducendo il metodo di analisi stocastica per calcolare l'NPV (Net Present Value) dei progetti. In particolare il modello IEA utilizza il metodo di Monte Carlo per determinare la data ottimale di switch da una tecnologia obsoleta ad un'altra più nuova, sotto alcune condizioni al contorno (per esempio prezzo della CO₂ e prezzo dell'elettricità, caratterizzate da una certa volatilità nel tempo) [10].

Un ulteriore esempio del metodo è rappresentata da uno studio IEEE del 2006 in cui le simulazioni Monte Carlo venivano applicate alla valutazione dell'affidabilità dei sistemi di generazione e trasmissione dell'energia elettrica (cosiddetti *bulk power systems*) in termini di qualità del servizio e quantità richiesta, al minimo costo [21].

6.4.1 Il metodo Monte Carlo

Il metodo Monte Carlo, sviluppati negli anni '40 nell'ambito del gioco d'azzardo, permettono di risolvere modelli di tipo input-output in termini probabilistici.

L'idea alla base è quella di associare ad ogni parametro in input del modello adottato non un valore deterministico ben preciso bensì una opportuna distribuzione di probabilità, in modo tale da caratterizzare tutta l'incertezza e la variabilità legata al parametro considerato.

L'output del modello viene quindi calcolato n-volte assumendo – come valori di input – una realizzazione casuale delle variabili stocastiche associate ai parametri di input. Si ottengono così n valori per l'output che, una volta interpretati, permettono di risalire alla distribuzione di probabilità dell'output stesso. Il risultato è quindi una valutazione del risultato non solo di tipo “quantitativo” ma anche in termini di probabilità di accadimento.

Conoscere la distribuzione di probabilità dell'output ha notevoli vantaggi, perché significa caratterizzare l'incertezza legata ai parametri in ingresso in termini di momenti statistici (media, varianza, deviazione standard, etc.) oltre che disporre di una serie di ulteriori informazioni sulla tipologia della distribuzione in uscita.

L'applicazione del metodo Monte Carlo richiede che siano note le distribuzioni di probabilità dei parametri in ingresso e la loro indipendenza funzionale nel modello matematico che le lega.

Soprattutto il primo aspetto, ovvero la conoscenza delle distribuzioni delle variabili in ingresso, rappresenta un punto “delicato” per lo sviluppo del metodo Monte Carlo. La scelta, infatti, deve essere dedotta a partire da osservazioni empiriche oppure ricavata da studi di settore in base alla conoscenza del fenomeno analizzato.

6.4.2 Metodologia e assunzioni per i casi in esame

La metodologia sviluppata trasforma, mediante l'utilizzo del metodo Monte Carlo, il modello illustrato nei precedenti paragrafi in un modello probabilistico non solo in grado di considerare le variabili in ingresso quali variabili stocastiche ma anche di ottenere una valutazione del costo dell'elettricità prodotta e del costo della CO2 evitata in termini di densità di probabilità.

Gli step fondamentali per lo sviluppo del metodo sono stati:

1. rielaborazione della formula del COE e dell'MC per rendere i parametri indipendenti tra di loro
2. scelta delle distribuzioni di probabilità dei parametri del modello matematico di calcolo del COE e dell'MC
3. estrazione di un campione di N = 500 valori indipendenti dalla densità di probabilità di ogni parametro all'interno della formula del COE e dell'MC
4. calcolo del COE e dell'MC e analisi

La metodologia impiegata convenzionalmente per valutare le tecnologie CCS prevede il calcolo del costo dell'elettricità COE:

$$COE = \frac{C_{cap} * P * DR + C_{fix}}{LF * 8760 * P} + C_{var}$$

I parametri che compaiono nella formula precedente non sono totalmente indipendenti tra loro. Il Cvar, infatti, dipende linearmente dal Ccomb e dai costi O&M variabili; allo stesso modo i costi fissi possono essere espressi in funzione di Ccap.

Si è provveduto, quindi, a esplicitare queste dipendenze funzionali facendo l'ipotesi che:

- I Cfix fossero espressi come una quota parte del costo capitale specifico attraverso il fattore a, ovvero:

$$Cfix = a * Ccap$$

- I costi variabili fossero espressi come

$$Cvar = F * HR * Ccomb + Co\&m, var$$

dove il fattore F è il fattore di livellizzazione del costo del combustibile, assunto costante pari a 1.37 (dallo studio GCCSI)

Alla fine, l'espressione del costo delle elettricità a cui si perviene è:

$$COE = \frac{Ccap(DR + a)}{LF * 8760} + 1.37 * HR * Ccomb + Co\&M, var$$

Si ritiene ragionevole che tutti parametri presenti nella formula precedente siano distribuiti secondo una gaussiana di parametri μ e σ^2 . Tale scelta è motivata dal fatto che la distribuzione normale è il modello più diffuso per rappresentare la distribuzione di una variabile aleatoria, frequentemente impiegata nello studio di numerosi fenomeni fisici fondamentali.

Un risultato fondamentale, noto come teorema del limite centrale, implica che ogni volta che viene replicato un esperimento casuale, la variabile aleatoria pari al risultato medio sulle repliche tende ad assumere una distribuzione normale man mano che aumenta il numero di repliche.

Nella tabella seguente sono elencati i valori di media e varianza di costo capitale e costi variabili scelti per ciascun parametro, per ogni tecnologia. In particolare la media è calcolata a partire dai valori riportati dagli istituti analizzati, mentre la varianza del parametro i-esimo è data da:

$$\sigma^2_i = \frac{\mu_i - Vmin, i}{3}$$

Dove $V_{min,i}$ rappresenta il valore minimo trovato nella letteratura analizzata (DOE).

	Media μ				Varianza σ^2			
	IGCC		USC		IGCC		USC	
	No catt	Catt	No catt	Catt	No catt	Catt	No catt	Catt
Ccap (€kW)	1837	2637	1525	2485	69	105	69	91
Co&m,var (€kWh)	0,005354	0,005952	0,002824	0,0055	0,0005793	0,001385	0,000608	0,0007342
HR (kJ/kWh)	8899,8	11692,72	8617,4	11746,055	118,45	220	182,46	305,35

Tab 6.17 Valori medi di Ccap, Co&m,var e HR e relativa varianza per tecnologia

I parametri comuni per tutte le tipologie di tecnologie sono:

	Media μ	Varianza σ^2
DR (%)	8.666	0.425
a	0.04	0.00667
LF (%)	85	1
Ccomb (€kJ)	$2.291 \cdot 10^{-6}$	$0.35 \cdot 10^{-6}$

Tab 6.18 Valori medi di DR, a, LF e Ccomb e relativa varianza

La stessa filosofia è stata applicata all'analisi del costo di mitigazione, dato da:

$$MC = \frac{COEcatt - COErif}{CO2\ evitata}$$

Anche in questo caso si è scelto di rappresentare la CO2 evitata secondo una distribuzione normale di media e varianza:

	Media μ		Varianza σ^2	
	IGCC	USC	IGCC	USC
Δ Emissioni (kg/kWh)	0.667	0.664	0.0013	0.01067

Tab 6.19 Valori medi delle emissioni e relativa varianza per tecnologia

6.4.3 Risultati

I risultati ottenuti si riferiscono ad un lancio casuale della simulazione, ma prima di presentarli è utile fare un breve richiamo a semplici nozioni statistiche che possono aiutare ad analizzare meglio i dati

La statistica descrittiva propone il calcolo di indicatori sintetici che individuano, con un singolo valore, proprietà statistiche di un campione/popolazione rispetto ad una sua variabile/attributo.

In particolare si hanno:

- Indicatori di centralità: media, mediana
- Indicatori di variabilità: varianza, deviazione standard
- Indicatori di raggruppamento: percentili

La media è l'indice di posizione maggiormente impiegato e viene calcolato, com'è noto, sommando i dati e dividendo per la taglia del campione. Esso mostra il valore centrale dei dati, ma non dice in che misura i dati sono dispersi attorno al valore centrale. La misura della tendenza centrale, quale può essere la media, fornisce informazioni che acquistano maggior peso se completate da un quadro più ampio. Per descrivere o interpretare più compiutamente una data distribuzione è necessario, infatti, disporre di informazioni ulteriori riguardanti la dispersione dei valori intorno alla media.

Se intendiamo per statistica una caratteristica misurabile del campione, la media non è una statistica robusta, ovvero può essere affetta da eventuali valori 'troppo alti' o 'troppo bassi'.

La mediana rappresenta il valore centrale del campione dopo che i dati statistici sono stati messi in ordine crescente. Questo equivale a dire che al di sotto e al di sopra della mediana compaiono lo stesso numero di dati. La mediana è una media di posizione e non è influenzata dai valori estremi (è, infatti, un cosiddetto indicatore robusto). Inoltre, la mediana divide l'istogramma della distribuzione in due aree uguali e, nella curva delle frequenze cumulate essa corrisponde all'ascissa del punto la cui ordinata è $1/2$ ovvero il 50%.

La varianza viene definita come la somma degli scarti, al quadrato, dalla media aritmetica divisa per il numero del campione. Tanto maggiore è la varianza, tanto più i valori sono dispersi, ossia si allontanano dalla media; viceversa, tanto minore è la varianza, tanto più i valori sono concentrati intorno alla media. Poiché la varianza è una quantità di secondo grado, si preferisce calcolare la sua radice quadrata, che viene chiamata deviazione standard. La deviazione standard, infatti, ha la medesima dimensionalità dei dati su cui è stata calcolata (nel caso in esame euro/kWh).

Dato un campione ordinato il percentile n-esimo è il valore che separa n% dei dati dal resto (per esempio la mediana può essere interpretata come il 50-esimo percentile).

Confronto IGCC con e senza cattura

Le distribuzioni del costo dell'elettricità per impianti IGCC con e senza cattura sono le seguenti:

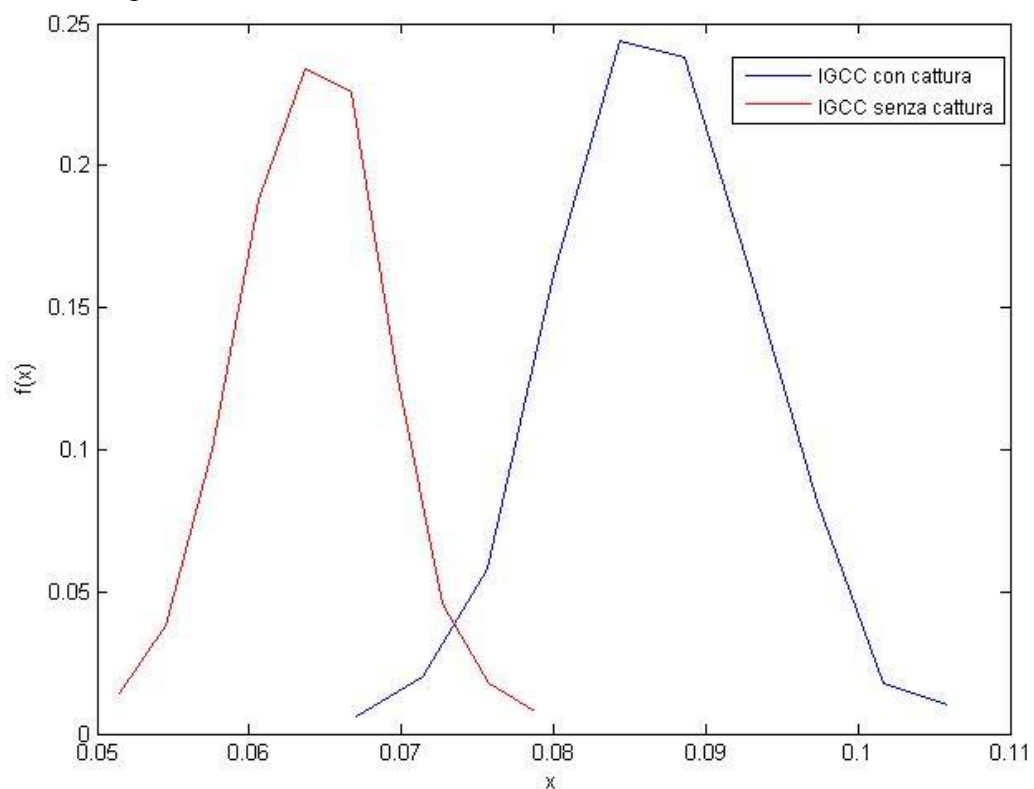


Fig 6.20 Distribuzione del COE per IGCC con e senza cattura

Per quanto riguarda i valori compresi tra le due curve è possibile affermare che in qualche situazione di combinazione di costi e input entrambe le soluzioni tecnologiche sono comparabili ed è difficile definire per quello scenario quale delle 2 soluzioni sia la più competitiva.

Gli indici descrittivi di queste distribuzioni sono sintetizzati come segue:

	Media	Mediana	Deviazione standard	Varianza	Valore massimo
COE no catt	0.0642	0.0641	0.0049	2.4447e-005	0.0803
COE catt	0.0868	0.0867	0.0068	4.6275e-005	0.1081

Tab 6.21 Indici descrittivi delle distribuzioni di COE per IGCC con e senza cattura

Il COE con cattura così calcolato è maggiore del 35 % rispetto al COE senza cattura. L'incremento di costo tra le due tecnologie è poco maggiore rispetto alla forbice calcolata utilizzando la formula proposta nel paragrafo 6.3.

È interessante osservare innanzitutto come il valore di media ottenuto nel caso senza cattura è più alto del 6% rispetto al costo dell'elettricità calcolato con l'ausilio della formula del paragrafo 6.3, mentre nel caso con cattura il metodo Monte Carlo porta ad un valore maggiore dell' 8 % circa rispetto al COE calcolato ricorrendo al metodo deterministico.

Una mediana pari a 0.0641 significa che il 50 % dei valori campionati si trova al di sotto di 0.0641. Lo stesso dicasi per il COE di un IGCC con sequestro che presenta una mediana di 0.0867.

La curva in rosso (IGCC senza catt) presenta una dispersione minore, infatti la deviazione standard è pari a 0.0049. Questo significa che i valori più probabili del COE sono addensati nell'intervallo 0.0642 ± 0.0049 €/kWh, ovvero possono variare di ± 0.0049 intorno alla media.

La curva in blu (IGCC con catt) invece mostra che i valori più probabili del COE sono addensati nell'intervallo 0.0868 ± 0.0068 .

Per valutare la probabilità associata ad un determinato valore x si ricorre alla funzione di distribuzione cumulativa.

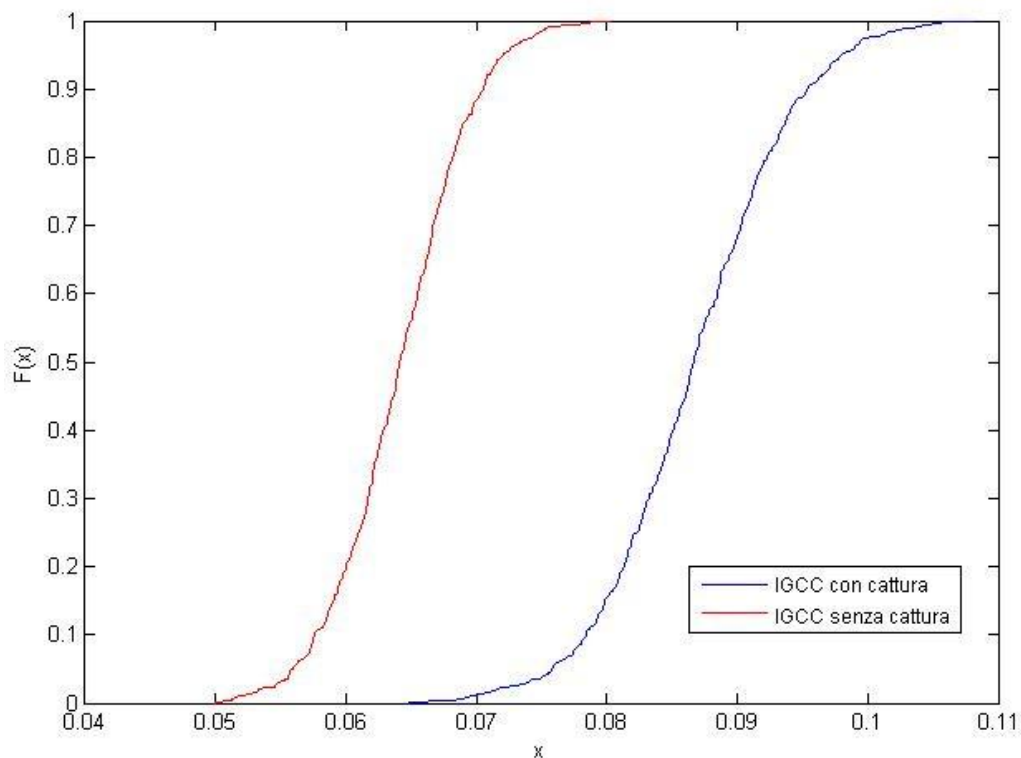


Fig 6.22 Probabilità cumulata del COE per IGCC con e senza cattura

Essa è una funzione monotona crescente che rappresenta la frequenza di tutte le osservazioni minori o uguali a x . Per ogni valore x della variabile essa è ottenuta sommando le frequenze di tutte le osservazioni minori o uguali a x . Entrando con un determinato valore sull'asse delle ascisse è possibile leggere sull'asse delle ordinate la corrispondente probabilità. Nel nostro caso, per esempio, è probabile che il COE di un impianto IGCC senza cattura (curva rossa) sia pari al valore medio (0.0642 €/kWh) nel 40% circa dei casi. Volendo mantenere lo stesso valore di probabilità, invece, nel caso di un IGCC con cattura dovremo aspettarci un COE medio di 0.085 €/kWh.

Un ulteriore confronto può essere effettuato in termini di percentili: considerando un costo del COE pari a 0.075 €/kWh, il 98esimo percentile della funzione cumulativa senza cattura (curva rossa) corrisponde al quinto percentile della cumulativa con cattura. Questo significa che il COE di impianti senza cattura è minore di 0.075 €/kWh nel 98% dei casi (quasi la totalità), mentre la stessa soglia, nel caso con cattura, viene superata nel 95% dei casi (100-5).

Confronto USC con e senza cattura

Le distribuzioni del costo dell'elettricità per impianti USC con e senza cattura sono le seguenti:

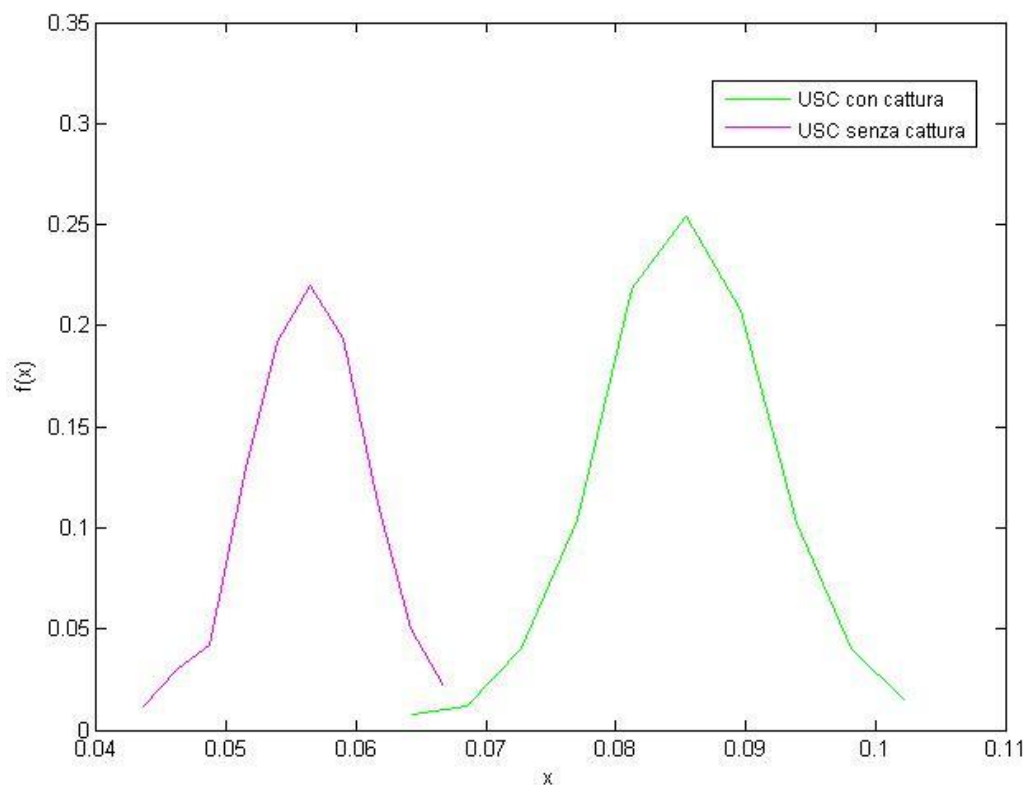


Fig 6.23 Distribuzione del COE per USC con e senza cattura

Gli indici descrittivi di queste distribuzioni sono sintetizzati come segue:

	Media	Mediana	Deviazione standard	Varianza	Valore massimo
COE no catt	0.0562	0.0564	0.0046	2.1571e-005	0.0680
COE catt	0.0853	0.0854	0.0068	4.5686e-005	0.1084

Tab 6.24 Indici descrittivi delle distribuzioni di COE per USC con e senza cattura

Il COE con cattura così calcolato è maggiore del 52 % circa rispetto al COE senza cattura. L'incremento di costo tra le due tecnologie è uguale alla forbice calcolata utilizzando la formula proposta nel paragrafo 6.3.

È interessante osservare innanzitutto come il valore di media ottenuto nel caso senza cattura è più alto del 14 % rispetto al costo dell'elettricità calcolato con l'ausilio della formula del paragrafo 6.2, mentre nel caso con cattura il metodo Monte Carlo porta ad un valore maggiore del 14 % circa rispetto al COE calcolato ricorrendo al metodo deterministico.

Una mediana pari a 0.0564 significa che il 50 % dei valori campionati si trova al di sotto di 0.0564. Lo stesso dicasi per il COE di un USC con sequestro che presenta una mediana di 0.0854 €/kWh.

La curva in rosa (USC senza catt) presenta una dispersione inferiore rispetto al caso con cattura, infatti la deviazione standard è pari a 0.0046 contro 0.0068. Questo significa che i valori più probabili del COE sono addensati nell'intervallo 0.0562 ± 0.0046 €/kWh, ovvero possono variare di ± 0.0046 intorno alla media.

La curva in verde (USC con catt) invece mostra che i valori più probabili del COE sono addensati nell'intervallo 0.0853 ± 0.0068 .

Per valutare la probabilità associata ad un determinato valore x si ricorre alla funzione di distribuzione cumulativa.

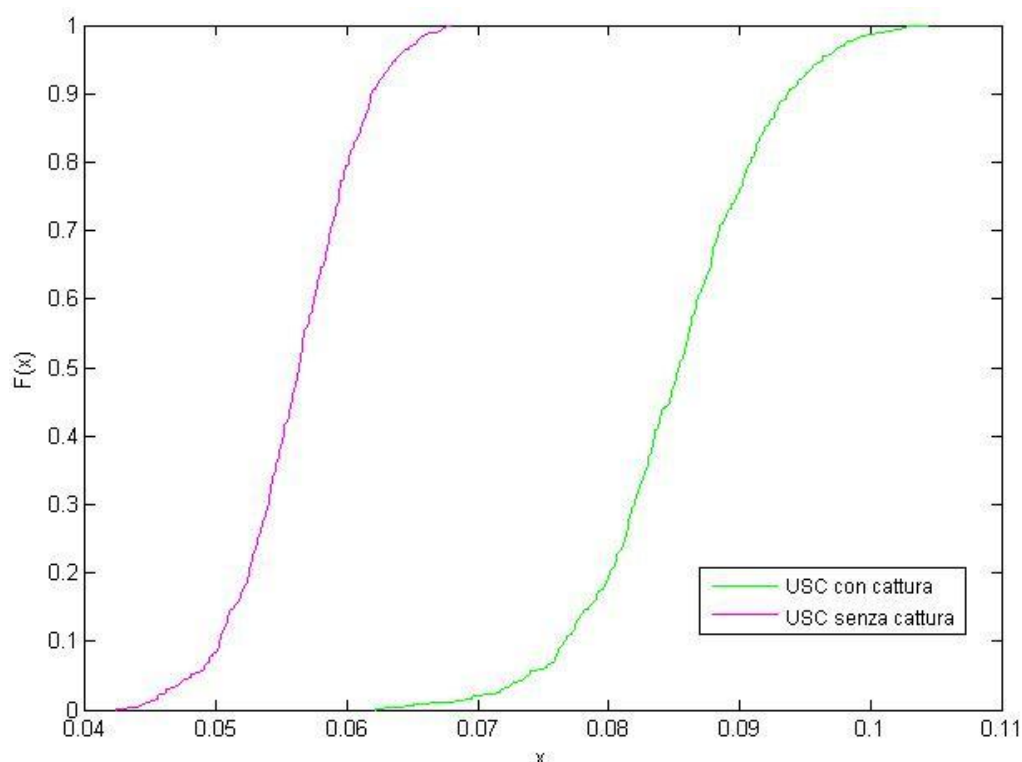


Fig 6.25 Probabilità cumulata del COE per USC con e senza cattura

In questo caso, per esempio, è probabile che il COE di un impianto USC senza cattura (curva rosa) sia pari al valore medio (0.0562 eur/kWh) nel 55% circa dei casi. Volendo mantenere lo stesso valore di probabilità, invece, nel caso di un USC con cattura dovremo aspettarci un COE medio di 0.087 eur/kWh.

Un ulteriore confronto può essere effettuato in termini di percentili: considerando un costo del COE pari a 0.08 eur/kWh, il 100esimo percentile della funzione cumulativa senza cattura (curva rosa) corrisponde al 17esimo percentile della cumulativa con cattura. Questo significa che il COE di impianti senza cattura è minore di 0.08 eur/kWh nel 100 % dei casi, mentre la stessa soglia, nel caso con cattura, viene superata in un'ampia maggioranza dei casi, ovvero l'83 % delle volte (100-17).

Confronto MC per IGCC e USC

L'avvio della simulazione per il calcolo del mitigation cost per entrambe le tecnologie porta a distribuzioni della seguente forma:

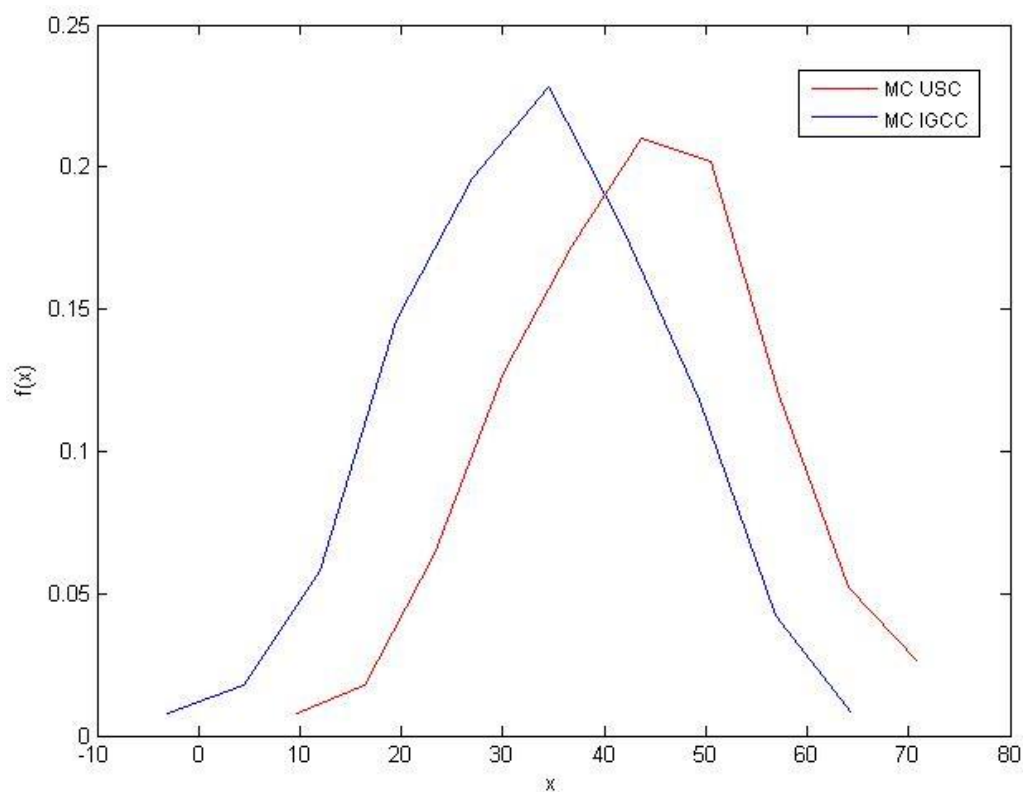


Fig 6.26 Distribuzione del costo di mitigazione per tecnologia

e con i seguenti parametri caratterizzanti:

	Media	Mediana	Deviazione standard	Varianza	Valore massimo
MC IGCC	33.02	33.20	12.62	159.30	68.12
MC USC	43.60	43.99	12.27	150.74	74.28

Tab 6.27 Indici descrittivi delle distribuzioni del costo di mitigazione per USC con e senza cattura

Il costo di mitigazione per la tecnologia IGCC è minore del 33 % circa rispetto al costo di mitigazione per un impianto USC, un risultato sostanzialmente in linea con quanto calcolato attraverso il metodo deterministico del par 6.3.

Anche in quell'occasione, infatti, tale voce di costo presentava una differenza del 39% tra l'IGCC e l'USC.

È interessante osservare innanzitutto come il valore di media sia lievemente più alto rispetto al costo di mitigazione calcolato con l'ausilio della formula del paragrafo 6.2 (10 % per un IGCC e 4 % per un USC).

Una mediana pari a 33.2 significa che il 50 % dei valori campionati si trova al di sotto di 33.2. Lo stesso dicasi per il costo di mitigazione di un USC che presenta una mediana di 43.99 €/t di CO₂.

Entrambe le curve presentano una dispersione molto simile, infatti la deviazione standard è pari a circa 12 €/t di CO₂ sia per la tecnologia IGCC che per la tecnologia USC. Questo significa che i valori più probabili dell'MC per un IGCC sono addensati nell'intervallo 33.02 +/- 12.62 €/t CO₂, mentre i valori più probabili dell'MC per un USC sono addensati nell'intervallo 43.60 +/- 12.27 €/t CO₂.

Anche in questo caso per valutare la probabilità associata ad un determinato valore x si ricorre alla funzione di distribuzione cumulativa.

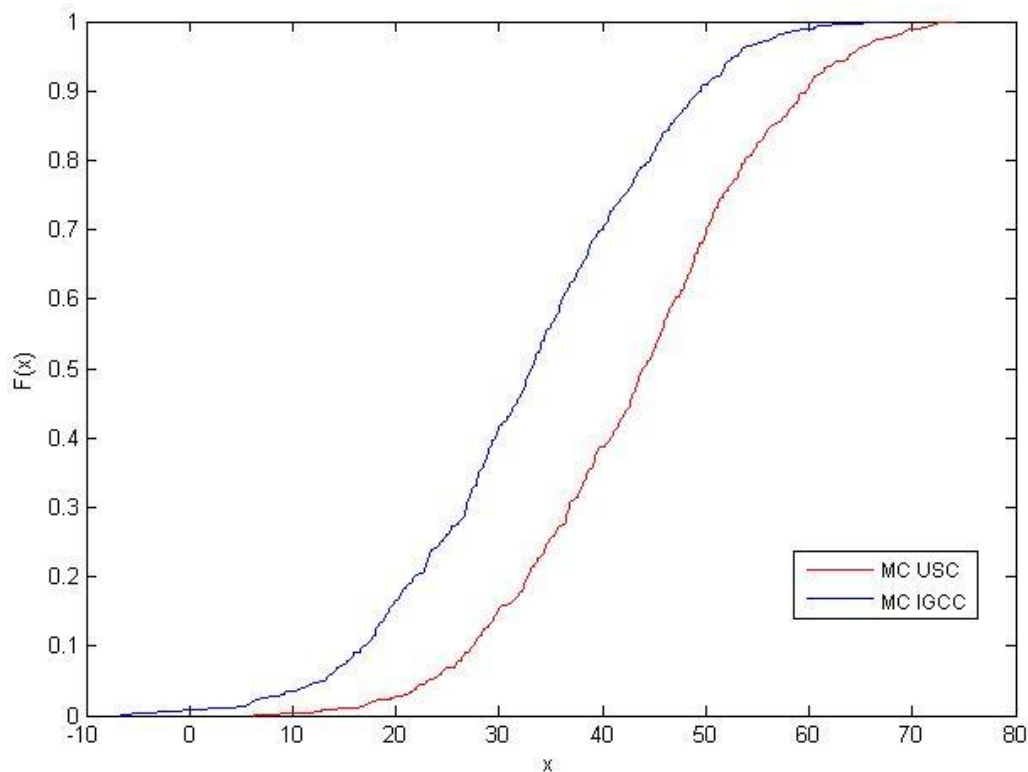


Fig 6.28 Probabilità cumulata del costo di mitigazione per tecnologia

E' probabile che il mitigation cost di un impianto USC (curva rossa) sia pari al valore medio (43 €/t CO₂) nel 48% circa dei casi. Volendo mantenere lo stesso valore di probabilità, invece, nel caso di un IGCC dovremo aspettarci un MC di circa 32 €/t CO₂.

Un ulteriore confronto può essere effettuato in termini di percentili: considerando un costo di mitigazione pari a 40 €/t CO₂, il 68esimo percentile della funzione cumulativa di un IGCC (curva blu) corrisponde al 38esimo percentile della cumulativa di un USC. Questo significa che il mitigation cost di impianti IGCC è minore di 40 €/t CO₂ nel 68 % dei casi, mentre la stessa soglia, nel caso di un USC, viene superata in una buona maggioranza dei casi, ovvero il 62 % delle volte (100-38).

Conclusioni

Il presente lavoro ha come scopo la ricognizione dei metodi di stima del costo del COE e dell'MC di impianti dotati di tecnologie di cattura della CO₂ e la proposta di due modelli di esempio per valutare l'economicità di tale processo: uno di tipo deterministico, l'altro di tipo probabilistico.

L'analisi ha incluso i dati divulgati dai maggiori istituti internazionali di studio sulle problematiche energetiche e si è concentrata su impianti USC e IGCC a polverino di carbone. Grazie a tali tecnologie è possibile ridurre notevolmente le emissioni stazionarie di CO₂, ma con conseguente aumento dei costi capitali, dei costi operativi e, quindi, dell'elettricità negli usi finali.

Nel modello di tipo deterministico (che impiega la formula di calcolo suggerita da Tzimas e Peteves) i parametri risultati sono sintetizzati di seguito, sotto l'ipotesi di costo medio/ costo alto del combustibile e presenza/assenza di tassazione sulle emissioni. Tutti i casi sono valutati considerando un tasso di interesse del 10%.

		USC	IGCC
COE (€/kWh)	senza CCS	0,0493	0,0607
	con CCS	0,0749	0,0806
	% aumento	52%	33%
MC (€/tCO ₂)		41,82	30

Costo medio del combustibile e assenza di tassazione

		USC	IGCC
COE (€/kWh)	senza CCS	0,0536	0,0651
	con CCS	0,0808	0,0864
	% aumento	51%	32,6%
MC (€/tCO ₂)		44,37	32,12

Costo alto del combustibile e assenza di tassazione

		USC	IGCC
COE (€/kWh)	senza CCS	0,0703	0,0833
	con CCS	0,0777	0,08329
	% aumento	10,64%	0%
MC (€/tCO ₂)		12,21	-0,0367

Costo medio del combustibile e tassazione di 30 eur/tCO₂

		USC	IGCC
COE (€/kWh)	senza CCS	0,0746	0,08777
	con CCS	0,0836	0,0891
	% aumento	12,12%	1,5%
MC (€/tCO ₂)		14,76	2,07

Costo alto del combustibile e tassazione di 30 eur/tCO₂

Nel modello di tipo probabilistico, che si avvale della cosiddetta simulazione Monte Carlo, i risultati ottenuti hanno mostrato globalmente un incremento del COE dovuto a tutta una serie di incertezze intrinseche nei parametri di input che rendono difficile la valutazione se non in termini di “probabilità di accadimento” di un determinato evento. La scelta dipende dai criteri di accettabilità o rifiuto di un evento. È comunque confermato che il costo senza cattura è inferiore a quello con cattura e che il divario tra impianti con CCS e impianti senza CCS va a favore degli IGCC.

Data la stima dei costi associati alla cattura della CO₂ è possibile tuttavia fare delle osservazioni conclusive:

- Considerate le incertezze sui dati di costo e di performance raccolti, non è possibile asserire quale tecnologia rappresenti la vera alternativa all'interno di una roadmap verso un futuro (near) zero-emission. Si rende, dunque, necessaria la dimostrazione e l'approfondimento di tutte le opzioni.
- È auspicabile che si pervenga all'armonizzazione di tutte le metodologie di valutazione dei costi per motivi di trasparenza e di efficace confronto tra gli studi pubblicati. Nonostante molti studi impieghino concettualmente approcci simili, esistono specificità metodologiche, terminologiche e di assunzioni che ne rendono difficile un confronto consistente. Le differenze di costo evidenziate nei vari studi sono dovute, per esempio, all'inclusione di costi site-specific, al livello di integrazione delle tecnologie CCS considerato nel design dell'impianto, alle differenze di costo dei dispositivi tra fornitori e Paesi, ecc...
- Oltre alla disponibilità di dati sulla cattura, è importante poter disporre di dati accurati sul trasporto ma soprattutto sulla fase di stoccaggio della CO₂, che dipende dalla disponibilità di metodologie standardizzate a livello internazionale sulla valutazione della capacità di stoccaggio di un sito.

Bibliografia

- [1] Giovanni Lozza - Turbine a gas e cicli combinati, seconda edizione, ed. Esculapio, 2006
- [2] G. Cornetti - Macchine termiche, ed. Il Capitello, 2003
- [3] Yunus A. Cengel - Termodinamica e trasmissione del calore, seconda edizione, ed. McGraw-Hill, 2005
- [4] DOE, U.S. Department Of Energy - Carbon Dioxide Capture and Storage RD&D Roadmap, 2010
- [5] DOE/NETL - Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity, Revision 2, November 2010
- [6] Sergio Persoglia - Valutazione del potenziale di confinamento della CO₂ in depositi di carbone nel bacino carbonifero del Sulcis e nelle nazioni Europee partecipanti ai progetti Gestco e GeoCapacity, Ricerca Sistema Elettrico, 2009
- [7] IEA - Clean Energy Progress Report, 2011
- [8] IEA - Geologic Storage of Carbon Dioxide – Staying safely underground, 2008
- [9] IEA – Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation, Working Paper, 2010
- [10] IEA – Modeling Investment Risks and Uncertainties with Real Options Approach, 2007
- [11] Victor Darde, Kaj Thomsen, Willy van Well and Erling Stenby - Chilled ammonia process for CO₂ capture, 2008
- [12] Global CCS Institute - Strategic Analysis of the global status of Carbon Capture and Storage, Report : Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies, 2009 and 2011 update
- [13] ZEP Capture Cost Working Group – CO₂ Capture Costs, Report 2010

-
- [14] Mckinsey Company – Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics, 2008
- [15] Carbon Sequestration Leadership Forum – CSLF Technology Roadmap, 2010
- [16] G.Girardi, S. Giammartini, A.Calabrò, P.Deiana – Produzione sostenibile di energia elettrica da combustibili fossili: obiettivo zero emission, Position Paper, Report RSE 2009
- [17] CAESAR Consortium – European best practice guidelines for assessment of CO2 capture technologies, 2011
- [18] Montgomery, Runger, Hubele – Statistica per l'ingegneria, edizione italiana a cura di A. Barchielli, M. Verri, Egea, ed 2004
- [19] Tzimas, Peteves – The economics of carbon sequestration, 2005
- [20] Andreas Löschel, Vincent M. Otto - Technological Uncertainty and Cost-effectiveness of CO2 Emission Trading Schemes
- [21] Andrea M. Rei, Marcus Th. Schilling, Albert C. G. Melo - Monte Carlo Simulation and Contingency Enumeration in Bulk Power Systems Reliability Assessment, IEEE
- [22] U.S. Environmental Protection Agency EPA - Guiding principle for Monte Carlo Analysis, 1997

Allegato A - Matlab

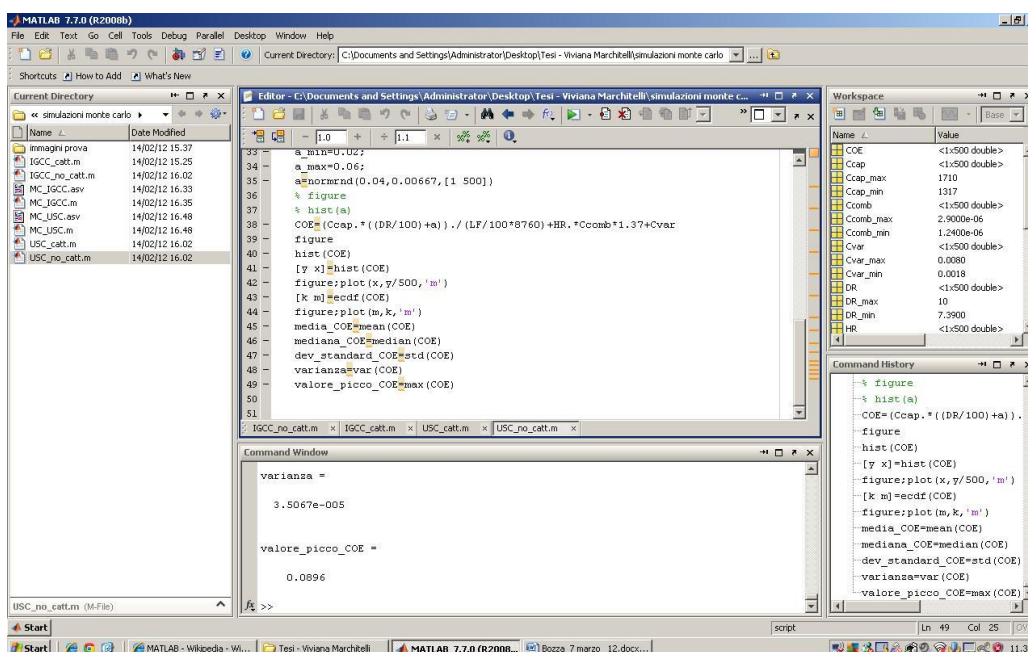
Il modello descritto è stato implementato con l'ausilio del software MATLAB.

MATLAB (abbreviazione di **Matrix Laboratory**) è un programma di calcolo numerico che comprende anche un linguaggio di programmazione tecnica ad alto livello creato da MathWorks per lo sviluppo di algoritmi, analisi e visualizzazione di dati.

Il programma MATLAB è nato principalmente come programma destinato alla gestione di matrici. Le versioni successive sono state completate con serie di funzioni che permettono le più complesse analisi numeriche, adatte ad esempio all'analisi e alla soluzione di problemi di controllo.

MATLAB è un sistema interattivo che permette la risoluzione di molti problemi di calcolo tecnico intensivo, in particolare quelli caratterizzati da formulazioni vettoriali e matriciali, attraverso algoritmi molto più semplici e snelli rispetto a quelli che sarebbero necessari in un programma in linguaggio scalare non interattivo quale, per esempio, il linguaggio C, C++ e Fortran.

Una tipica visualizzazione dell'ambiente MATLAB è data di seguito:



La linea di comando di MATLAB è indicata da un prompt come in DOS (>>)

Accetta dichiarazioni di variabili, espressioni e chiamate a tutte le funzioni disponibili nel programma. Tutte le funzioni di MATLAB non sono altro che files di testo, simili a quelli che l'utente può generare con un text editor, e vengono eseguite semplicemente digitandone il nome sulla linea di comando. MATLAB permette inoltre di richiamare le ultime righe di comandi inseriti usando le frecce in alto e in basso.

Il pacchetto di MATLAB contiene, inoltre, collezioni complete di funzioni application-specific (M-files) che estendono l'ambiente di MATLAB per risolvere particolari categorie di problemi (i cosiddetti toolboxes)

MATLAB è usato da milioni di persone nell'industria e nelle università per via dei suoi numerosi tools a supporto dei più disparati campi di studio e funziona su diversi sistemi operativi.

Allegato B - Codici implementati in Matlab

Simulazione COE per IGCC (con e senza cattura)

```

% IGCC senza cattura

Ccap_min=1631;
Ccap_max=2075;
Ccap=normrnd(1837,69,[1 500])
% figure
% hist(Ccap)
HR=normrnd(8899.8, 118.45,[1 500])
% figure
% hist(HR)
LF_min=80;
LF_max=85;
LF=normrnd(85,1,[1 500])
% figure
% hist(LF)
Ccomb_min=0.00000124;
Ccomb_max=0.0000029;
Ccomb=normrnd(0.000002291,0.00000035,[1 500])
% figure
% hist(Ccomb)
DR_min=7.39;
DR_max=10;
DR=normrnd(8.666,0.425,[1 500])
% figure
% hist(DR)
Cvar_min=0.0018;
Cvar_max=0.00796;
Cvar=normrnd(0.005354, 0.0005793,[1 500])
% figure
% hist(Cvar)
a_min=0.02;
a_max=0.06;
a=normrnd(0.04,0.00667,[1 500])
% figure
% hist(a)
COE=(Ccap.*((DR/100)+a))./(LF/100*8760)+HR.*Ccomb*1.37+Cvar
figure
hist(COE)
[y x]=hist(COE)
figure;plot(x,y/500,'r')
[k m]=ecdf(COE)
figure;plot(m,k,'r')
media_COE=mean(COE)
mediana_COE=median(COE)

```

```
dev_standard_COE=std(COE)
varianza=var(COE)
valore_picco_COE=max(COE)

% IGCC con cattura

Ccap_min=2322;
Ccap_max=3080;
Ccap=normrnd(2637,105,[1 500])
% figure
% hist(Ccap)
HR_min=11033.19;
HR_max=12610;
HR=normrnd(11692.72,220,[1 500])
% figure
% hist(HR)
LF_min=80;
LF_max=85;
LF=normrnd(85,1,[1 500])
% figure
% hist(LF)
Ccomb_min=0.00000124;
Ccomb_max=0.0000029;
Ccomb=normrnd(0.000002291,0.00000035,[1 500])
% figure
% hist(Ccomb)
DR_min=7.39;
DR_max=10;
DR=normrnd(8.666,0.425,[1 500])
% figure
% hist(DR)
Cvar_min=0.0018;
Cvar_max=0.00796;
Cvar=normrnd(0.005952,0.001385,[1 500])
% figure
% hist(Cvar)
a_min=0.02;
a_max=0.06;
a=normrnd(0.04,0.00667,[1 500])
% figure
% hist(a)
COE=(Ccap.*(DR/100)+a)./(LF/100*8760)+HR.*Ccomb*1.37+Cvar
figure
hist(COE)
[y x]=hist(COE)
figure;plot(x,y/500,'b')
[k m]=ecdf(COE)
figure;plot(m,k,'b')
media_COE=mean(COE)
mediana_COE=median(COE)
```

```

dev_standard_COE=std(COE)
varianza=var(COE)
valore_picco_COE=max(COE)

```

Simulazione COE per USC (con e senza cattura)

```

% USC senza cattura

Ccap_min=1317;
Ccap_max=1710;
Ccap=normrnd(1525,69,[1 500])
% figure
% hist(Ccap)
HR=normrnd(8617.4, 182.46,[1 500])
% figure
% hist(HR)
LF_min=80;
LF_max=85;
LF=normrnd(85,1,[1 500])
% figure
% hist(LF)
Ccomb_min=0.00000124;
Ccomb_max=0.0000029;
Ccomb=normrnd(0.000002291,0.00000035,[1 500])
% figure
% hist(Ccomb)
DR_min=7.39;
DR_max=10;
DR=normrnd(8.666,0.425,[1 500])
% figure
% hist(DR)
Cvar_min=0.0018;
Cvar_max=0.00796;
Cvar=normrnd(0.002824, 0.000608,[1 500])
% figure
% hist(Cvar)
a_min=0.02;
a_max=0.06;
a=normrnd(0.04,0.00667,[1 500])
% figure
% hist(a)
COE=(Ccap.*((DR/100)+a))./(LF/100*8760)+HR.*Ccomb*1.37+Cvar
figure
hist(COE)
[y x]=hist(COE)
figure;plot(x,y/500,'m')
[k m]=ecdf(COE)

```

```
figure;plot(m,k,'m')
media_COE=mean(COE)
mediana_COE=median(COE)
dev_standard_COE=std(COE)
varianza=var(COE)
valore_picco_COE=max(COE)

% USC con cattura

Ccap_min=2213;
Ccap_max=2705;
Ccap=normrnd(2485,91,[1 500])
% figure
% hist(Ccap)
HR_min=11033.19;
HR_max=12610;
HR=normrnd(11746.055, 305.35,[1 500])
% figure
% hist(HR)
LF_min=80;
LF_max=85;
LF=normrnd(85,1,[1 500])
% figure
% hist(LF)
Ccomb_min=0.00000124;
Ccomb_max=0.0000029;
Ccomb=normrnd(0.000002291,0.00000035,[1 500])
% figure
% hist(Ccomb)
DR_min=7.39;
DR_max=10;
DR=normrnd(8.666,0.425,[1 500])
% figure
% hist(DR)
Cvar_min=0.0018;
Cvar_max=0.00796;
Cvar=normrnd(0.0055, 0.0007342,[1 500])
% figure
% hist(Cvar)
a_min=0.02;
a_max=0.06;
a=normrnd(0.04,0.00667,[1 500])
% figure
% hist(a)
COE=(Ccap.*((DR/100)+a))./(LF/100*8760)+HR.*Ccomb*1.37+Cvar
figure
hist(COE)
[y x]=hist(COE)
figure;plot(x,y/500,'g')
[k m]=ecdf(COE)
```

```

figure;plot(m,k,'g')
media_COE=mean(COE)
mediana_COE=median(COE)
dev_standard_COE=std(COE)
varianza=var(COE)
valore_picco_COE=max(COE)

```

Simulazione MC per IGCC

```

% IGCC con cattura

Ccap_min=2322;
Ccap_max=3080;
Ccap=normrnd(2637,105,[1 500])
% figure
% hist(Ccap)
HR_min=11033.19;
HR_max=12610;
HR=normrnd(11692.72,220,[1 500])
% figure
% hist(HR)
LF_min=80;
LF_max=85;
LF=normrnd(85,1,[1 500])
% figure
% hist(LF)
Ccomb_min=0.00000124;
Ccomb_max=0.0000029;
Ccomb=normrnd(0.000002291,0.00000035,[1 500])
% figure
% hist(Ccomb)
DR_min=7.39;
DR_max=10;
DR=normrnd(8.666,0.425,[1 500])
% figure
% hist(DR)
Cvar_min=0.0018;
Cvar_max=0.00796;
Cvar=normrnd(0.0059552,0.001385,[1 500])
% figure
% hist(Cvar)
a_min=0.02;
a_max=0.06;
a=normrnd(0.04,0.00667,[1 500])
% figure
% hist(a)
COE=(Ccap.*((DR/100)+a))./(LF/100*8760)+HR.*Ccomb*1.37+Cvar

```



```
%IGCC senza cattura

Ccap_min_=1631;
Ccap_max_=2075;
Ccap_=normrnd(1837,69,[1 500])
% figure
% hist(Ccap_)
HR_=normrnd(8899.8, 118.45,[1 500])
% figure
% hist(HR_)
LF_min_=80;
LF_max_=85;
LF_=normrnd(85,1,[1 500])
% figure
% hist(LF_)
Ccomb_min_=0.00000124;
Ccomb_max_=0.0000029;
Ccomb_=normrnd(0.000002291,0.00000035,[1 500])
% figure
% hist(Ccomb_)
DR_min_=7.39;
DR_max_=10;
DR_=normrnd(8.666,0.425,[1 500])
% figure
% hist(DR_)
Cvar_min_=0.0018;
Cvar_max_=0.00796;
Cvar_=normrnd(0.005354, 0.0005793,[1 500])
% figure
% hist(Cvar_)
a_min_=0.02;
a_max_=0.06;
a_=normrnd(0.04,0.00667,[1 500])
% figure
% hist(a)
COE_=(Ccap_.*((DR_/100)+a_))./(LF_/100*8760)+HR_.*Ccomb_*1.37+Cv
ar

delta_emiss=normrnd(0.667,0.0013,[1 500])
MC=((COE-COE_)./(delta_emiss))/0.001
figure
hist(MC)
[y x]=hist(MC)
figure;plot(x,y/500,'b')
[k m]=ecdf(MC)
figure;plot(m,k,'b')
media_MC=mean(MC)
mediana_MC=median(MC)
```

```

dev_standard_MC=std(MC)
varianza=var(MC)
valore_picco_MC=max(MC)

```

Simulazione MC per USC

```

% USC con cattura

Ccap_min=2213;
Ccap_max=2705;
Ccap=normrnd(2485,91,[1 500])
% figure
% hist(Ccap)
HR_min=11033.19;
HR_max=12610;
HR=normrnd(11746.055, 305.35,[1 500])
% figure
% hist(HR)
LF_min=80;
LF_max=85;
LF=normrnd(85,1,[1 500])
% figure
% hist(LF)
Ccomb_min=0.00000124;
Ccomb_max=0.0000029;
Ccomb=normrnd(0.000002291,0.00000035,[1 500])
% figure
% hist(Ccomb)
DR_min=7.39;
DR_max=10;
DR=normrnd(8.666,0.425,[1 500])
% figure
% hist(DR)
Cvar_min=0.0018;
Cvar_max=0.00796;
Cvar=normrnd(0.0055, 0.0007342,[1 500])
% figure
% hist(Cvar)
a_min=0.02;
a_max=0.06;
a=normrnd(0.04,0.00667,[1 500])
% figure
% hist(a)
COE=(Ccap.*((DR/100)+a))./(LF/100*8760)+HR.*Ccomb*1.37+Cvar

% USC senza cattura

```

```
Ccap_min_=1317;
Ccap_max_=1710;
Ccap_=normrnd(1525,69,[1 500])
% figure
% hist(Ccap_)
HR_min_=11033.19;
HR_max_=12610;
HR_=normrnd(8617.4, 182.46,[1 500])
% figure
% hist(HR_)
LF_min_=80;
LF_max_=85;
LF_=normrnd(85,1,[1 500])
% figure
% hist(LF_)
Ccomb_min_=0.00000124;
Ccomb_max_=0.0000029;
Ccomb_=normrnd(0.000002291,0.00000035,[1 500])
% figure
% hist(Ccomb_)
DR_min_=7.39;
DR_max_=10;
DR_=normrnd(8.666,0.425,[1 500])
% figure
% hist(DR_)
Cvar_min_=0.0018;
Cvar_max_=0.00796;
Cvar_=normrnd(0.002824, 0.000608,[1 500])
% figure
% hist(Cvar_)
a_min_=0.02;
a_max_=0.06;
a_=normrnd(0.04,0.00667,[1 500])
% figure
% hist(a_)
COE_=(Ccap_.*((DR_/100)+a_))./(LF_/100*8760)+HR_.*Ccomb_*1.37+Cv
ar_

delta_emiss=normrnd(0.664,0.01067,[1 500])
MC=((COE-COE_)./(delta_emiss))/0.001
figure
hist(MC)
[y x]=hist(MC)
figure;plot(x,y/500,'b')
[k m]=ecdf(MC)
figure;plot(m,k,'b')
media_MC=mean(MC)
mediana_MC=median(MC)
dev_standard_MC=std(MC)
varianza=var(MC)
valore_picco_MC=max(MC)
```