



THE ITALIAN
INDEPENDENT ENERGY
AND CLIMATE CHANGE
THINK TANK

Ambiguità, rischi e illusioni della CCS-CCUS

Criticità connesse allo sviluppo in Italia di una tecnologia più rischiosa che utile

Ambiguità, rischi e illusioni della CCS-CCUS

Criticità connesse allo sviluppo in Italia di una tecnologia più rischiosa che utile

Dati: luglio 2021

Sommario

1	EXECUTIVE SUMMARY	2
2	IL RUOLO DELLA CCS NELLA LOTTA AI CAMBIAMENTI CLIMATICI	3
2.1	Le opzioni tecnologiche.....	3
	Box 1 - Le tecnologie per la cattura della CO ₂	4
	Box 2 - Progetti pilota.....	6
2.2	Un potenziale non significativo rispetto ai fabbisogni	7
2.3	CCUS e crediti per mancate emissioni di carbonio	7
2.4	L'illusione della Direct Air Capture (DAC)	8
3	I COSTI (PERLOPIÙ PROIBITIVI) DELLA CCUS	8
3.1	Finanziamenti pubblici alla CCUS	10
	Box 3 - Esempi di finanziamenti pubblici a progetti CCUS.....	11
3.2	La gestione della CCS aggiunge costi e rischi	12
	3.2.1 Analogie tra incidenti di esplorazione/coltivazione idrocarburi e rischi di stoccaggio geologico (il casoTrecate)	12
	3.2.2 Analogie tra perdite di CO ₂ e di metano	12
3.3	La CCS non contribuisce a obiettivi secondari	14
	Box 4 - Emissioni di inquinanti e di gas a effetto serra di industria ed energia	15
3.4	Stoccaggio: un rinvio alle prossime generazioni	16
3.5	Soluzioni di sink alternative allo stoccaggio geologico	16
	Box 5 - Carbon sink.....	18
3.6	Il problema dei volumi di stoccaggio limitati	20
4	LA CCS E FILIERA FOSSILE	20
5	LE ESPERIENZE PREGRESSE IN ITALIA DIMOSTRANO L'INCERTEZZA LEGATA ALLA CCS.....	21
5.1	Cortemaggiore	21

5.2	Accountability del progetto Cortemaggiore: il marker di fughe.....	23
6	PROGETTI ENI CCUS	23
6.1	Il progetto HyNet nella baia di Liverpool	23
6.2	Il progetto Eni Ravenna	24
6.2.1	Il progetto	24
6.3	Risorse pubbliche a un progetto merchant?.....	24
6.4	Nuovi autotreni di CO ₂ ?	25
7	ALTRI PROGETTI DI NEUTRALIZZAZIONE CO ₂ : IL CASO MICROSOFT	25
	ALLEGATO 1 - TECHNOLOGY READINESS LEVEL	25
8	BIBLIOGRAFIA E RIFERIMENTI.....	26

1 Executive summary

La CCUS (*Carbon Capture Usage and Storage*) non rappresenta un'opzione significativa nella strategia di decarbonizzazione nelle quantità e nei tempi richiesti dall'Accordo di Parigi. Del resto, nemmeno dopo aver ricevuto sussidi pubblici considerevoli la relativa filiera si è attivata in modo promettente, ed è inopportuno indirizzarvi nuove risorse pubbliche, soprattutto in relazione a progetti di dimensione commerciale.

La CCUS non regge il confronto rispetto alle soluzioni di decarbonizzazione attraverso l'annullamento delle emissioni climalteranti alla fonte, anche a causa delle incertezze, dei rischi e dei costi che la CCUS sposta sulle generazioni successive. Per esempio, riguardo allo stoccaggio geologico della CO₂, disastri come quelli di Trecate e della *Deepwater Horizon* mostrano che non è sufficiente la stabilità geologica a scongiurare fughe completamente incontrollabili del contenuto del *reservoir*.

In questo documento, sulla base anche di dati ed esempi internazionali ma con un focus specifico sull'Italia, sono evidenziate in dettaglio le maggiori criticità connesse all'opzione di decarbonizzazione legata a progetti di CCUS: potenziali inadeguati, costi esorbitanti, rischi di difficile gestione.

Se nel caso della de-carbonizzazione dei fumi di centrali termoelettriche l'inefficienza del CCS è palese, soprattutto in impianti a gas dove la concentrazione di CO₂ nei fumi è minore, anche per la maggior parte dei settori industriali non c'è sufficiente evidenza per affermare che la CCUS sia più promettente rispetto ad altre innovazioni tecnologiche. Questo non deve leggersi necessariamente come una contrarietà a priori alla ricerca di base prototipale di applicazioni CCUS in connessione ad alcuni settori *hard to habate*, come il cemento, nel caso in cui si registrino ritardi nelle tecnologie *low carbon* adatte allo specifico.

Un limite strategico enorme della CCUS è la sua dipendenza dall'industria petrolifera, soprattutto rispetto allo stoccaggio della CO₂. Infatti, gli unici esempi di applicazioni relativamente mature riguardano l'industria dell'*upstream* petrolifero, un settore per il quale è oggi importante gestire il *phase-out*, limitando nuovi investimenti incoerenti, più che indirizzare nuove risorse. Alimentare invece la sinergia tra coltivazione di idrocarburi e stoccaggio di CO₂ significa prospettare una visione quantomeno strabica della decarbonizzazione. Più in generale, la costruzione di un'industria CCUS è fortemente associata, per sinergie tecniche ed economiche, alla filiera del fossile. Un legame che implica che il sostegno alla CCUS rischia di

essere un modo per tenere in vita le filiere delle fossili compensandone solo in maniera poco significativa le emissioni-serra. Più che un'opzione per la decarbonizzazione, la CCUS rappresenta quindi un'estensione delle attività dell'industria fossile con la prospettiva di procrastinare il *decommissioning* di impianti della propria filiera, e con esso le bonifiche relative.

Tali considerazioni preliminari suggeriscono di riportare il tema alle sue reali e limitate potenzialità e suggeriscono di escludere il ricorso alla CCUS quale soluzione per la strategia di decarbonizzazione di lungo periodo. La *Long Term Strategy* nazionale (74) ne identifica un contributo dai 20 ai 40 Mt/a al 2050, ma tale potenziale non sembra supportato dall'evidenza né da un'analisi prudente dei costi, dei rischi e degli impatti di tale opzione rispetto alle soluzioni alternative.

Un uso massiccio di CCUS, quand'anche fosse possibile, eluderebbe obiettivi ecologici ulteriori alla decarbonizzazione ma altrettanto rilevanti soprattutto a livello regionale, in primis il disinquinamento (quasi 66 mila morti premature in Italia per la sola scarsa qualità dell'aria) che richiede la sostituzione dei processi di combustione con usi elettrici d'energia e produzione elettrica senza emissioni dannose (77).

Il progetto di CCUS a Ravenna esemplifica tutte queste contraddizioni. In più, il suo progredire è contraddittorio rispetto all'incredibile assenza di informazioni riguardo al progetto-pilota suo predecessore: lo stoccaggio di Cortemaggiore, progetto che anch'esso ha visto Eni impegnata circa un decennio fa e la cui pressoché totale assenza di informazioni lascia intendere che sia stato abbandonato senza in realtà compiere la prevista sperimentazione. È incredibile che non avvenga un *assessment* di questa esperienza (apparentemente fallimentare) prima di procedere alla realizzazione di un impianto di dimensioni commerciali.

La CCUS è una soluzione altamente inefficiente da un punto di vista economico e contraddittoria rispetto alla strategia complessiva di decarbonizzazione.

2 Il ruolo della CCS nella lotta ai cambiamenti climatici

La CCS non è un'opzione significativa nella strategia di mitigazione dei cambiamenti climatici, ha un'incidenza irrisoria rispetto al fabbisogno di riduzione delle emissioni, e a oggi i progetti realizzati sia in Italia che all'estero non hanno dato alcun risultato rilevante a fronte di elevati costi.

2.1 Le opzioni tecnologiche

Per ora il contributo delle diverse tecnologie e soluzioni riconducibili a CCS e CCUS risulta irrilevante rispetto alla lotta ai cambiamenti climatici.

Dopo decenni di sviluppo la cattura della CO₂ ha raggiunto una capacità di circa 40 Mt di CO₂/a (8), corrispondente allo 0,1% di tutta la CO₂ emessa a livello mondiale nel 2019 (elaborazione dati da (4)). Per ora il settore della cattura e stoccaggio tecnologici di CO₂ è scarsamente rilevante malgrado la ricerca e i finanziamenti anche pubblici spesi fin qui.

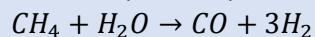
È utile un confronto con il contributo delle sole fonti rinnovabili: nel 2019 nel mondo sono stati installati circa 200 GW di nuove centrali di generazione di elettricità da fonti rinnovabili (1). Ipotizzando una producibilità media di 1400 ore all'anno di questi impianti e un'emissione evitata di 0,49 t CO₂/MWh rispetto all'uso di combustibili fossili (3), le sole fonti rinnovabili elettriche costruite nel 2019 permettono un risparmio di 137 milioni di tonnellate di CO₂, valore più che triplo rispetto a tutto il CCS artificiale mai fatto negli ultimi 20 anni al mondo fino a oggi.

Si rimanda al Box 1 per un approfondimento sulle tecnologie di cattura della CO₂, mentre nel Box 2 si riportano alcuni esempi di progetti pilota di *air capture* e di installazione di impianti CCS in stabilimenti industriali e in centrali termoelettriche.

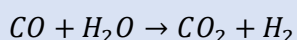
Box 1 - Le tecnologie per la cattura della CO₂

Relativamente alla cattura della CO₂ esistono tre opzioni principali:

1. Cattura pre-combustione, che consiste nella rimozione del carbonio dal combustibile, prima che questo venga utilizzato per la generazione del calore. Per svolgere questa cattura il carbone viene gassificato, mentre il gas naturale viene sottoposto al processo di *steam reforming*:



In seguito, viene svolta la reazione di water gas shift, in modo tale da ottenere un flusso gassoso costituito solamente da idrogeno e anidride carbonica:



La CO₂ formatasi viene rimossa per mezzo di opportuni processi di assorbimento, mentre l'idrogeno viene utilizzato o per la produzione di potenza termica o come materia prima in alcuni processi industriali.

2. Cattura post-combustione, che prevede la cattura dell'anidride carbonica dai gas combusti. Questa soluzione ha il vantaggio di non richiedere modifiche consistenti agli impianti.
3. L'ossicombustione è una tecnica di combustione di un carburante in ossigeno puro, anziché in aria, e ciò permette di ottenere un flusso di gas combusti costituiti principalmente da anidride carbonica e vapore acqueo. Una volta separato il vapore acqueo tramite condensazione, si ottiene un flusso di gas ricco di CO₂. Questo sistema non richiede grandi modifiche degli impianti già esistenti e permette di ottenere elevate efficienze di cattura. Gli svantaggi dell'ossicombustione sono legati agli elevati costi e consumi energetici necessari per la separazione dell'ossigeno dell'aria.

A queste soluzioni si affiancano le tecnologie DAC (Direct Air Capture) e BECCS (BioEnergy Carbon Capture and Storage). La DAC prevede la cattura dell'anidride carbonica direttamente dall'aria ambiente, mentre per BECCS si intende la cattura, in pre o post-combustione, delle emissioni derivanti dalla biomassa. In Tabella 1 si riportano le principali caratteristiche delle tecnologie presentate.

Tabella 1 – Caratteristiche delle principali tecnologie di cattura della CO₂.

Tipologia di cattura	Tecnologia	Settori applicazione	TRL ¹	Efficacia cattura ²	Entrata prevista sul mercato
Pre-combustione	Gas to Hydrogen Coal to Hydrogen	Industria (chimica)	6/7 (53)	79% ÷ 95% ((54) e (55))	
		Generazione termoelettrica			
		Trasporti			
Post-combustione	Assorbimento chimico	Industria (cemento, chimica, siderurgia, alimentare)	7 ÷ 9 (53)	55% ÷ 90% ((56) e (57))	
		Generazione termoelettrica		90% ÷ 99% (53)	
	Adsorbimento chimico-fisico	Industria (cemento, chimica, siderurgia)	5 ÷ 8 (58)	85% (47)	2035 (59)
		Generazione termoelettrica	5/6 (53)	91% ÷ 99,97% (60)	
	Membrane selettive	Industria (cemento)	4 (58)	60% ÷ 82% ((56) e (47))	
		Generazione termoelettrica	6 (61)	90% (61)	

	Calcium looping	Industria (cemento)	6 (62)	91% ÷ 99% ((47) e (63))	2025 (59)
		Generazione termoelettrica	6 (64)	90% (64)	
Ossicombustione		Industria (cemento, vetro, ceramica)	6 ÷ 8 (54)	79% (54)	2025 ÷ 2030 (65)
		Generazione termoelettrica	5 ÷ 7 (53)	98% (53)	
DAC	Adsorbimento chimico/fisico		6 (66)	85% ÷ 93% (67)	2040 ÷ 2050 (68)
BECCS	Biomass to Hydrogen	Industria	3 ÷ 7 (69)	85% ÷ 95% (70)	2040 (71)
		Generazione termoelettrica			
	Assorbimento chimico	Trasporto			

¹ L'acronimo TRL – Technology Readiness Level – indica una metodologia per la valutazione del grado di maturità di una tecnologia. Per una spiegazione più approfondita si rimanda all'Allegato 1.

² Con efficacia di cattura intendiamo la quantità di CO₂ separata dall'impianto di cattura rispetto alla quantità di CO₂ in ingresso all'impianto stesso.

Box 2 - Progetti pilota

Coffeyville Gasification in US

A Coffeyville, in Kansas, è presente una raffineria di petrolio della società Coffeyville Resources LLC. Parte del petrolio raffinato viene gassificato per la produzione di syngas, che viene a sua volta impiegato nella produzione di ammoniaca e urea. Le reazioni chimiche impiegate in tale processo portano alla formazione di anidride carbonica e per questo motivo dal 2013 è attivo un impianto CCS in grado di catturare 1 Mt di CO₂ all'anno, mediante assorbimento fisico con solvente Selexol (8). L'anidride carbonica viene poi trasportata, con una condotta lunga 112 km, al giacimento petrolifero di North Burbank, Oklahoma, di proprietà dell'azienda Chaparral Energy (12). Qui la CO₂ viene iniettata nel pozzo petrolifero fino a una profondità di 914 m per operazioni di *Enhanced Oil Recovery* (EOR) (12).

Boundary Dam CCS in Canada

Boundary Dam Power Station è una centrale di generazione termoelettrica a carbone della compagnia SaskPower, situata a Estevan, in Canada. Tale impianto è costituito da sei unità, per una capacità complessiva di 824 MW (13) e un rilascio in atmosfera di circa 6 Mt di CO₂ ogni anno (14). Nel 2014 l'unità 3 è stata dismessa e sostituita con un nuovo sistema di generazione elettrica da 110 MW, dotato anche di un sistema CCS post-combustione basato sull'assorbimento chimico con ammine. L'impianto è in grado di sequestrare un milione di tonnellate di CO₂ ogni anno (13), con un'efficacia di cattura del 90% ÷ 95% (14). L'anidride carbonica catturata viene compressa e trasportata presso il campo petrolifero di Weyburn, con una condotta lunga 66 km (13), dove viene utilizzata per operazioni di EOR dalla compagnia Cenovus. Quello di Boundary Dam è stato il primo progetto CCS al mondo di scala commerciale sviluppato su una centrale elettrica a carbone (8). Il costo per il retrofit dell'unità 3 è stato di 354 milioni di dollari e quello del sistema CCS di 1,2 miliardi (13), di cui 240 milioni di dollari finanziati dal governo canadese (13).

Progetto Port Arthur di Air Products in US (33)

Nel 2009 il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DoE) ha selezionato il sito di Port Arthur, in Texas, della Air Products per condurre uno dei 12 progetti del programma ICCS (*Industrial Carbon Capture and Storage*). L'impianto CCS di Port Arthur è entrato in funzione nel 2013 ed è in grado di catturare 1 Mt di CO₂ mediante un sistema basato sulla separazione post-combustione con adsorbimento su sorbenti solidi (23). L'anidride carbonica viene poi utilizzata per operazioni di EOR presso i pozzi petroliferi di West Hastings and Oyster Bayou. Il costo totale dell'impianto è stato pari a 431 milioni di dollari, di cui 284 milioni finanziati dal Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DoE) (23).

Petra Nova in US (16)

Nel 2017, con il progetto Petra Nova, la centrale termoelettrica Parish Generation Station di Thompsons, Texas, è stata dotata di un impianto per la cattura di 1,4 Mt di anidride carbonica all'anno (8). La centrale ha una capacità complessiva di 3,6 GW e viene alimentata a carbone e in parte anche con gas naturale (15). La tecnologia CCS è stata installata su una porzione di 240 MW (15) ed è basata sulla cattura post-combustione mediante assorbimento con solventi sviluppati da Mitsubishi Heavy Industries e Kansai Electric Power. L'efficacia di cattura è del 99% (16) e per l'alimentazione dell'impianto CCS è stata realizzata anche un'unità a gas dedicata. Il costo totale del progetto Petra Nova è stato di circa un miliardo di dollari (22), di cui 190 milioni finanziati dal Dipartimento americano dell'Energia (DoE) (15). Il costo di cattura della CO₂ è di 65 dollari alla tonnellata, quindi complessivamente più di 90 milioni l'anno (8). L'anidride carbonica catturata viene trasportata tramite condotte lunghe 130 km al pozzo petrolifero di West Ranch, per essere utilizzata per operazioni di *Enhanced Oil Recovery* (16).

Climeworks Orca in Islanda (75)

Nei pressi del grande impianto geotermoelettrico di Hellisheidi, non lontano dalla capitale islandese, è in costruzione un impianto di separazione diretta dall'aria che sarà alimentato da fonte rinnovabile (geotermica, appunto) e avrà, secondo il gestore (Climeworks), una capacità di separazione annuale di circa 4 mila tonnellate di CO₂/a (75). Una dimensione irrisoria, che però, secondo i gestori, non pregiudica la significatività del progetto, grazie alla modularità della tecnologia.

Come abbiamo visto, la cattura diretta dall'aria richiede temperature di processo elevatissime oltre che notevoli disponibilità di elettricità. Il sito in questione, dove OM (l'azienda islandese di Stato dell'energia) fornisce sia elettricità che calore ad alta temperatura, presenta quindi condizioni favorevoli ma poco o per nulla riproducibili altrove.

Altro partner del progetto è Carbofix, titolare della tecnologia che permetterà, secondo i promotori, di stoccare la CO₂ separata attraverso una rapida mineralizzazione sotterranea.

Uno dei modi in cui il sito si finanzia è la cessione, sulla base di contratti di lungo termine, di crediti di carbonio a operatori interessati a compensare le emissioni delle proprie attività (si veda su questo la trattazione nel capitolo 2.3).

2.2 Un potenziale non significativo rispetto ai fabbisogni

Il potenziale delle soluzioni CCS appare poco significativo rispetto allo sforzo complessivo necessario alla decarbonizzazione.

Le emissioni-serra riconducibili all'attività umana sono state pari a circa 43 miliardi di t di CO₂ equivalente nel 2019 (4). La riduzione di emissioni addizionale necessaria per raggiungere gli obiettivi dell'accordo di Parigi ammonta al 2030 a ben più di 1 miliardo di t CO₂/a per le sole Cina e UE e a oltre 1,4 miliardi per gli USA (5) in termini di differenza tra gli impegni portati a Parigi e lo scenario *business as usual* al momento della COP21.

La IEA, in suoi *Outlook* del passato (6), ha dichiarato che la CCS su larga scala avrebbe ridotto le chance di un'effettiva decarbonizzazione e avrebbe introdotto effetti ambientali negativi anche diversi da quelli relativi ai cambiamenti climatici, mentre oggi gli attribuisce un ruolo nel lungo periodo di poco meno di un miliardo di t di CO₂ nel 2050 (8). L'IPCC, malgrado includa tra i suoi scenari una incidenza relativamente ampia di CCUS (5 miliardi di tonnellate di CO₂ nel 2050), ha anche dichiarato che esso è un rischio rispetto alle *chance* di stare all'interno degli obiettivi di Parigi, in quanto tecnologia non testata in dimensioni rilevanti. Il suo sviluppo, comunque, avverrebbe perlopiù dopo il 2050.

2.3 CCUS e crediti per mancate emissioni di carbonio

Bene la concorrenza tra opzioni di mitigazione, ma il CCUS artificiale sta perdendo la sfida della competitività

Le tecnologie di CCUS vengono spesso associate al *carbon offsetting* e ai crediti di carbonio. Cioè alla possibilità di raggiungere emissioni nette nulle permettendo a soggetti per cui la riduzione effettiva delle emissioni è molto costosa di supportare economicamente tecnologie di assorbimento.

Questo approccio di *effort sharing* basato sulle potenzialità e sull'efficienza di vari soggetti è in generale utile e sicuramente ha e avrà un ruolo nel minimizzare i costi totali della decarbonizzazione. Del resto, tutti i sistemi di *cap & trade* al mondo in termini di politiche ambientali, compreso il più grande, cioè l'europeo ETS, sfruttano questo criterio ed è facile dimostrarne i vantaggi (collegati però ad alcune complessità che, se mal gestite, possono seriamente comprometterli).

Al CCS si applicano in particolare i crediti di carbonio (*carbon credits*), che, a differenza di quanto avviene nell'ETS, non rappresentano permessi a emettere determinate quantità, bensì capacità di assorbimento di CO₂. I crediti vengono attribuiti a operatori che investono in capacità di emissione negativa e, una volta ceduti sul mercato, permettono ai loro acquirenti di ridurre o azzerare virtualmente le proprie emissioni.

È evidente che perché esista un mercato di questi crediti devono poter esistere attività con emissioni negative. Non è però affatto detto, di nuovo, che queste attività debbano corrispondere necessariamente a tecnologie artificiali di assorbimento. Sperimentazioni di mercato dei crediti di carbonio esistono già anche in Italia, gestiti da certificatori anche nell'ambito di un sistema di accreditamento presso il già MATTM, e i progetti sottesi sono tipicamente relativi ad attività di forestazione o agricoltura o allevamento sostenibili (per esempio la proliferazione controllata di biomassa algale nell'ambito di acquacoltura).

È vero, dunque, che ha senso sviluppare capacità di assorbimento di CO₂ da parte di soggetti in grado di farlo con minori costi rispetto alla riduzione delle emissioni presso le pochissime industrie per le quali nel breve periodo decarbonizzare è più costoso, ma questo non implica che la riduzione debba avvenire con costose tecnologie di CCUS rispetto ai *carbon sink* naturali.

2.4 L'illusione della Direct Air Capture (DAC)

Cosa c'è di apparentemente più risolutivo e tranquillizzante rispetto alla prospettiva di risolvere un danno già fatto? Le tecnologie di cattura della CO₂ direttamente dall'aria atmosferica, di cui nel seguito di questo documento si parlerà a più riprese, si stanno configurando al momento come minuscoli (per quanto modulari) progetti pilota con un fabbisogno energetico proibitivo e una capacità installata al momento di poco più di 10 mila t CO₂ ((8) – tabella 2.5) all'anno. È proprio la dimensione di questa tecnologia (si veda il caso descritto nel Box 2) a dare la misura di quanto essa rappresenti un'opzione più utile a sostenere iniziative dimostrative di compensazione di emissioni (infatti gli impianti esistenti sono tipicamente finanziati o contrattualizzati da aziende con obiettivi di emissioni *net-zero*) che a fornire un contributo rilevante sul piano del potenziale e dei costi.

3 I costi (perlopiù proibitivi) della CCUS

I costi della CCS sono proibitivi. La filiera della CCUS è fatta di tecnologie quasi completamente immature, anche se nell'ultimo decennio sono fioriti prototipi su scala dimostrativa, in diversi casi finanziati da soggetti pubblici. Queste tecnologie non danno segno per ora di diventare commerciabili se non in casi isolati e secondo la Corte dei Conti europea i sussidi UE in materia non hanno portato a risultati soddisfacenti. Nello stesso tempo, non è giustificabile dare supporto pubblico a progetti commerciali di CCUS in assenza di risultati incoraggianti in quelli pilota. Nella stima dei costi sono da considerare il rischio connesso allo stoccaggio e i costi futuri per le prossime generazioni, sia nella gestione del rischio che nella manutenzione e monitoraggio dei siti, che andrebbe calcolato a parte in una logica corretta di analisi costi/benefici.

Il costo della CCS è costituito da tre fasi distinte: la cattura per separazione dal combustibile o dai fumi della combustione, il trasporto e lo stoccaggio della CO₂.

Le uniche due **tecnologie di separazione** oggi mature secondo la IEA sono l'assorbimento chimico di CO₂ con ammine dai gas combusti e il processamento di gas naturale per l'estrazione del carbonio e la produzione di idrogeno (il cosiddetto *blue hydrogen*). Nessuna tecnica di cattura da fumi o aria è considerevole matura malgrado le lunghe sperimentazioni, compreso l'assorbimento chimico di CO₂ dai fumi di centrali a carbone – fase di adozione iniziale - adottato nel prototipo di Brindisi poi apparentemente abbandonato, oggetto di un capitolo *ad hoc* più avanti.

La sola separazione di CO₂ dai fumi di una centrale a carbone implica un costo compreso fra 25 e 91 €/t ((19) e (20)), a seconda dell'efficacia di cattura che si vuole raggiungere e della tipologia di tecnologia impiegata. Va peggio, in termini di costi, per la separazione per concentrazioni di CO₂ inferiori, come nel caso di centrali termoelettriche alimentate a gas naturale. L'adozione degli impianti CCS implica un aumento minimo del 44%

nei costi d'investimento per la realizzazione della centrale e un aumento minimo dell'11% nel consumo di combustibili (elaborazione dati da (19)).

I costi di cattura della CO₂ da stabilimenti industriali variano a seconda dei processi produttivi considerati, perché cambia la concentrazione di anidride carbonica negli off-gas. Negli stabilimenti siderurgici e nei cementifici il costo di separazione è elevato e in media pari a, rispettivamente, 58 €/t e a 74 €/t (elaborazione dati da (20) e (21)). I costi sono inferiori per gli stabilimenti chimici e compresi fra 21 e 29 €/t (20).

Nel caso di cattura pre-combustione durante lo *steam reforming* del gas naturale per la produzione di idrogeno blu, il costo di separazione dell'anidride carbonica è di circa 41 €/t, con un'efficacia di cattura del 60% (8). Nel caso in cui si voglia raggiungere una quota di cattura superiore, ad esempio del 90%, il costo aumenta fino a 66 €/t (8).

Nel caso di separazione della CO₂ da combustibili derivati da biomassa (BECCS), la sola cattura durante la produzione del combustibile o durante la gassificazione della biomassa implica un costo compreso fra 12 e 25 €/t di CO₂ (8). I costi di separazione della CO₂ dai fumi di centrali di generazione elettrica alimentati a biomassa sono di circa 49 €/t (8). Nel caso in cui la biomassa venga utilizzata in uno stabilimento industriale per la generazione termica, i costi di cattura della CO₂ sono di circa 66 € alla tonnellata (8). In Figura 1 viene riportato un confronto fra i costi di cattura della CO₂ relativi a diverse applicazioni.

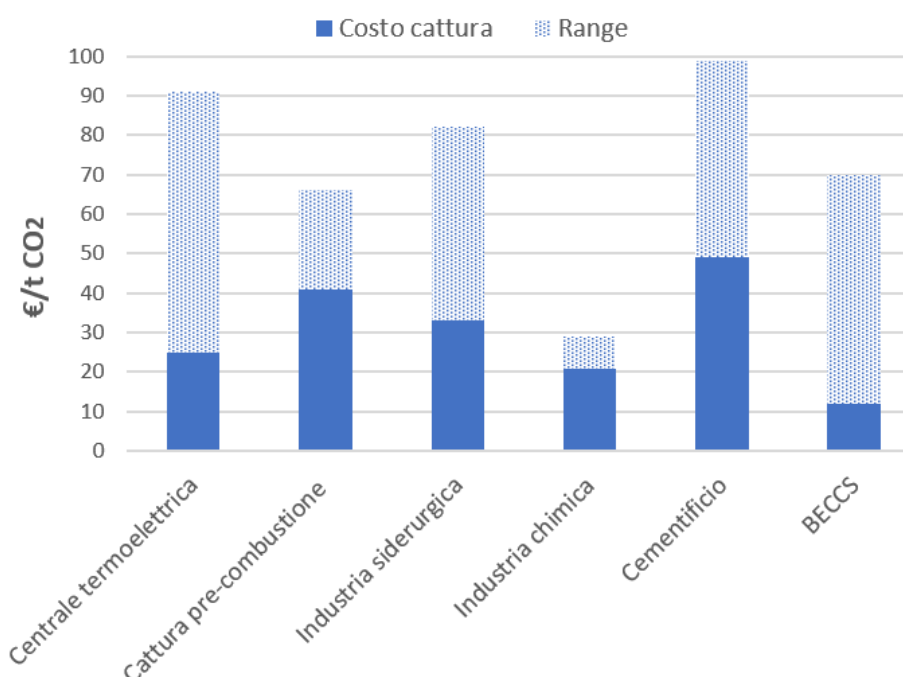


Figura 1 – Costo di cattura della CO₂ in funzione delle diverse applicazioni presentate. (Elaborazione dati da (8), (19) e (20))

Le cifre appena illustrate comprendono solamente la cattura dell'anidride carbonica, mancano quindi i costi relativi al trasporto e allo stoccaggio. Per quanto riguarda il **trasporto della CO₂**, la tecnologia più matura è quella delle *pipeline* con il possibile impiego di tratte impiegate per la distribuzione dei prodotti petroliferi o del gas fossile. Il costo del trasporto è compreso fra 2 e 12 €/t di CO₂ a seconda della distanza e dei volumi di anidride carbonica trasportata (20).

In termini di **stoccaggio** di lungo termine e utilizzo della CO₂, invece, l'unica tecnologia matura lo è perché necessaria nel settore dell'*upstream* petrolifero: la *Enhanced Oil Recovery* (EOR), usata da tempo come tecnica per facilitare la coltivazione di idrocarburi spiazzandoli nei loro giacimenti appunto attraverso l'immissione in pressione di CO₂. È importante sottolineare come l'unico sistema di stoccaggio già ampiamente sperimentato è contestualmente legato all'estrazione dei combustibili fossili. Questo lega il

processo della CCS all'industria e alla produzione del fossile. L'uso di depositi minerari salini, specifica la IEA, si affaccia come tecnica in fase di adozione iniziale.

I costi di **separazione della CO₂ direttamente dall'aria** sono proibitivi (a partire da 77 €/t CO₂ (21) fino a 825 € (8)). I costi variano in funzione della tecnologia utilizzata e dal fatto che la CO₂ venga compressa e trasportata oppure che venga utilizzata immediatamente a bassa pressione. Inoltre, per la tecnologia DAC (Direct Air Capture) a fluido sono necessarie altissime temperature di funzionamento (circa 900°C) ed è per questo motivo che gli unici casi di progetti su scala più che dimostrativa sono in luoghi con disponibilità di fonti geotermiche a elevata temperatura (infatti il progetto principale di Climeworks, citato anche altrove in questo documento, è in Islanda).

3.1 *Finanziamenti pubblici alla CCUS*

Secondo la IEA (8), nel 2017 sono stati annunciati piani per la realizzazione di oltre 30 impianti CCUS, per la maggior parte localizzate negli Stati Uniti e in Europa. Di questi, i 16 progetti nella fase più avanzata di pianificazione consistono in un investimento totale di oltre 27 miliardi di dollari, valore quasi raddoppiato rispetto all'investimento previsto nel 2010 per progetti in una fase di sviluppo simile (8). Quasi tutti i progetti CCUS oggi operativi hanno ricevuto una qualche forma di sostegno pubblico, principalmente sotto forma di contributi in conto capitale e di sussidi operativi. Attualmente i principali strumenti di sostegno pubblico sono il credito fiscale 45Q (31) statunitense e l'Innovation Fund europeo (28).

Il programma di credito fiscale 45Q ha l'obiettivo di ridurre i costi e i rischi del capitale privato negli investimenti per lo sviluppo di tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂. Nel 2018 il Congresso americano ha pubblicato le nuove regole per gli sconti fiscali a favore dei progetti CCS, aumentando il credito d'imposta stabilito nel 2008. Attualmente i crediti sono pari a 50 dollari per ogni tonnellata di CO₂ catturata e stoccata permanentemente e di 35 dollari per ogni tonnellata di CO₂ catturata e utilizzata, ad esempio anche per operazioni di Enhanced Oil Recovery (8). I crediti vengono forniti per 12 anni dall'inizio dell'operatività dell'impianto (8).

Nell'Unione Europea è stato istituito l'Innovation Fund per lo sviluppo di soluzioni per:

- Processi low-carbon per le industrie ad alta intensità energetica;
- Carbon Capture and Storage or Utilization;
- Generazione innovativa di energia rinnovabile;
- Accumulo dell'energia.

Il Fondo verrà alimentato dalla vendita di 450 milioni di quote di emissioni del sistema EU ETS nel periodo 2020 – 2030 e da eventuali fondi non spesi durante il programma NER300 (34), per un valore complessivo di circa 10 miliardi di Euro (28). Il fondo sostiene fino al 60% del capitale aggiuntivo e dei costi operativi di un progetto e le sovvenzioni (29) e fino al 40% delle sovvenzioni può essere dato in anticipo prima che l'intero progetto sia operativo (28). Durante il primo periodo disponibile per l'invio delle proposte, sono stati presentati 311 progetti, di cui 14 relativi alle tecnologie CCUS (30). In passato, tra il 2007 e il 2017, l'Unione Europea ha speso almeno 587 milioni di Euro per supportare progetti CCS, ma, secondo alcune stime, i fondi potrebbero arrivare anche a 1,2 miliardi di Euro (72).

Anche le tecnologie di cattura della CO₂ dall'aria hanno attratto investimenti da diversi stakeholder, sia privati che pubblici. Dal 2019 sono stati investiti 170 milioni di dollari di fondi pubblici per la ricerca e lo sviluppo della DAC (8). Ad esempio, a marzo 2020 il Dipartimento americano dell'Energia ha annunciato un finanziamento di 22 milioni di dollari, mentre a giugno del medesimo anno il governo inglese ha stanziato 128 milioni di dollari per lo sviluppo della DAC (8).

Nel Box 3 si riportano alcuni esempi di progetti CCS che hanno ricevuto finanziamento pubblici.

Box 3 - Esempi di finanziamenti pubblici a progetti CCUS

Quest Carbon Capture and Storage Project in Canada (32)

Il progetto Quest Carbon Capture and Storage è stato sviluppato dalla multinazionale Shell per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO₂ presso lo stabilimento Scotford Upgrader in Alberta, Canada. Qui la Shell produce petrolio sintetico aggiungendo idrogeno al bitume e il processo di steam methane reforming per la produzione dell'idrogeno è la principale fonte delle emissioni di CO₂ del sito. La costruzione dell'impianto CCS è iniziata a settembre 2012 e il sistema è entrato in funzione nel 2015. L'impianto è in grado di catturare un milione di tonnellate di anidride carbonica all'anno, pari a un terzo delle emissioni complessive dello stabilimento. La CO₂ catturata viene poi trasportata con una condotta sotterranea lunga 60 km al sito di stoccaggio di Fort Saskatchewan (24). Il costo complessivo del progetto è stato di 1,4 miliardi di dollari, di cui 865 milioni finanziati dai governi canadese e dell'Alberta (24).

Petra Nova in US (16)

A maggio 2020, dopo poco più di tre anni di funzionamento, l'impianto CCS di Petra Nova è stato fermato, per un tempo indeterminato, in quanto non più economicamente sostenibile a causa del calo della domanda e dei prezzi del petrolio durante il lockdown. Le operazioni di cattura della CO₂ erano convenienti con un prezzo del barile compreso fra 75 e 100 \$ (15), ma durante il mese di aprile 2020 il costo del greggio è sceso fino a 5 ÷ 10 \$/barile (17). Di conseguenza la cattura della CO₂ a Petra Nova era più costosa del petrolio che si poteva estrarre utilizzando quella stessa CO₂. Anche prima della sospensione di maggio 2020 l'impianto CCS aveva già subito frequenti interruzioni e non era riuscito a raggiungere l'obiettivo di cattura del 17% delle emissioni (18).

I programmi EEPR (25) e NER300 (34) nell'Unione Europea

Nel 2009 l'Unione Europea ha presentato il Programma Energetico Europeo per la Ripresa (EEPR), per finanziare progetti per lo sviluppo di infrastrutture per il gas e l'energia, l'energia eolica in mare e la cattura e lo stoccaggio della CO₂. La dotazione finanziaria del programma era di quasi 4 miliardi di Euro, di cui un miliardo destinato a sei progetti CCS (25). Per ricevere i finanziamenti i progetti dovevano dimostrare di poter catturare almeno l'80% della CO₂ emessa da installazioni industriali (25). Alla fine del 2017 quattro di questi progetti si sono conclusi dopo la risoluzione dell'accordo di sovvenzione e un progetto è terminato senza nemmeno la risoluzione dell'accordo (26). Uno di questi era il progetto della centrale elettrica di Porto Tolle, in provincia di Rovigo, che ENEL mirava a far diventare una centrale a carbone integrata con un impianto CCS. Il Consiglio di Stato non ha però rilasciato l'autorizzazione ambientale e a giugno 2013 il progetto di Porto Tolle è stato abbandonato. L'unico progetto del programma EEPR completato riguardava la realizzazione di un impianto pilota di piccole dimensioni in Spagna, che però non ha dimostrato il potenziale della CCS su scala reale.

Nel 2010 l'UE ha inoltre avviato il programma NER300 per sostenere lo sviluppo di tecnologie per le rinnovabili e per la CCS. Il nome del programma richiama la vendita di 300 milioni di quote di emissione della riserva per i nuovi entranti (New Entrants' Reserve), dalla quale la Banca Centrale Europea ha ottenuto 2,1 miliardi di Euro (26). In seguito alla valutazione dei progetti proposti, la Commissione Europea ha concesso una sovvenzione di 300 milioni di Euro solamente a un progetto CCS nel Regno Unito, che era incluso anche nel regime di sostegno nazionale (27). Tale progetto prevedeva la cattura e lo stoccaggio di 18 milioni di tonnellate di CO₂ per un periodo di dieci anni (26). Nel 2015 il governo inglese ha interrotto il sostegno nazionale al progetto, fattore che ne ha determinato la sospensione a causa di un deficit finanziario.

Nel 2018 la Corte dei conti europea ha concluso che *nessuno dei due programmi* (EEPR e NER300) *è riuscito a diffondere le tecnologie di cattura e lo stoccaggio del carbonio nell'UE* (26). I progetti non

hanno contribuito alla costruzione di nessun impianto CCS a livello dimostrativo né hanno stimolato la crescita economica.

3.2 La gestione della CCS aggiunge costi e rischi

Puntare sulla separazione e stoccaggio di CO₂, anziché sulla drastica riduzione delle emissioni, comporta affidarsi a un sistema di gestione e controllo complesso sul piano tecnologico, ma anche su quello della *governance*, un sistema delicato in termini di computazione, verifiche quantitative e tecniche. Chi sarebbe responsabile di una mancata separazione o di uno stoccaggio incorretto? Chi di una eventuale fuga di CO₂ stoccata? E quand'anche i controlli e le responsabilità vengano svolti e assegnati correttamente, a quanto ammonterebbero i costi di questa macchina e quanto contribuirebbero all'incertezza nel raggiungimento degli obiettivi? E quando gli obiettivi di riduzione di CO₂ diventeranno legalmente vincolanti, come assicurare che i Governi siano non solo capaci ma anche intenzionati a controllare i siti di CCS?

Se la CO₂ evitata, dunque, non rischia di rimaterializzarsi a causa di errori tecnologici o mancati controlli, né comporta costi di mantenimento, lo stesso non si può dire di quella prima prodotta, poi catturata e stoccata.

3.2.1 Analogie tra incidenti di esplorazione/coltivazione idrocarburi e rischi di stoccaggio geologico (il caso Trecate)

Il 28 febbraio 1994 una rottura sotterranea in un pozzo petrolifero dell'Agip a chilometri di profondità, non controllata dagli impianti di sicurezza che avrebbero dovuto intervenire, è risultata nella fuoriuscita incontrastata, a centinaia di atmosfere, di petrolio e gas fossili nel cielo della cittadina novarese. Nessuno è stato in grado di interrompere il flusso – in modo simile a quanto sarebbe anni dopo successo su una scala ancor più disastrosa nel disastro della *Deepwater Horizon* – prima che la pressione degli idrocarburi calasse spontaneamente per parziale esaurimento della parte di giacimento raggiunta dal pozzo.

Mentre il metano finiva in atmosfera con il suo disastroso potenziale-serra, il petrolio ricadeva misto a pioggia su risaie, campi coltivati, zone abitate e strade per un raggio di 10 ÷ 15 km. Il rischio di un incendio è stato limitato dalla pioggia, la quale in compenso ha favorito la diffusione del petrolio nell'ambiente.

Di un simile disastro era impossibile non accorgersi da parte delle popolazioni interessate, e Agip dovette affrontarne le conseguenze, malgrado i contenziosi sulle quantità di idrocarburi effettivamente disperse.

Cosa succederebbe se un simile disastro riguardasse l'invisibile CO₂? Chi ci garantirebbe una reazione di contenimento adeguata? Chi risponderebbe dei danni di un intero *reservoir* di CO₂ nuovamente disperso in atmosfera dopo tutti i costi per segregarla?

Ritenere che i *carbon sink* siano sicuri per definizione in quanto testati nella loro precedente vita geologica significa ignorare la componente tecnologica dell'infrastruttura, tutt'altro che banale, la complessità delle operazioni a essa relative e i rischi di incidenti. Cui si aggiungono i rischi, tipicamente umani, di mancata trasparenza sugli incidenti stessi.

3.2.2 Analogie tra perdite di CO₂ e di metano

Fughe di gas da pozzi petroliferi e gasieri, da gasdotti, gas nelle miniere di carbone. In più, il metano viene emesso da bovini, risaie, incendi boschivi, agricoltura con combustione di sfalci, discariche, impianti di trattamento delle acque reflue.

Secondo *Global Methane Budget* (19), tra il 2008 e il 2017 sono state emesse tra i 550 e gli 880 milioni di tonnellate di metano all'anno, circa il 9% in più rispetto alla media tra il 2000 e il 2006. Il 60% circa delle emissioni di metano proviene da attività umane (79). Di queste i combustibili fossili e l'agricoltura

rappresentano il 75%, mentre il resto proviene dalle discariche e dal trattamento dei rifiuti, dalle automobili, dagli incendi e dal trattamento delle acque reflue (79) ³.

Un articolo di Jonah M. Kessel e Hiroko Tabuchi apparso il 12/12/2019 sul New York Times (76) mostrò i risultati di mesi di appostamenti di reporter in aree di produzione di idrocarburi negli USA in cui, con uno speciale visore, era stato possibile identificare notevoli fughe di metano da impianti di trattamento e deposito di idrocarburi, poi ammessi dalle aziende responsabili solo perché messe di fronte allo scandalo successivo alla pubblicazione dell'articolo.



Figura 2 – Perdite di metano rivelate dai giornalisti Kessel e Tabuchi mediante apposito visore. (Fonte 76)

³ Dati precisi si possono trovare sul recente "United Nations Environment Programme and Climate and Clean Air Coalition (2021). Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions. Nairobi: United Nations Environment Programme." Di cui qui di seguito si riporta uno stralcio tratto da pag. 28:

Approximately 60 per cent of total global methane emissions come from anthropogenic sources. Of these, more than 90 per cent originate from three sectors: fossil fuels, ~35 per cent; agriculture, ~40 per cent; and waste, ~20 per cent. Fossil fuels: release during oil and gas extraction, pumping and transport of fossil fuels accounts for roughly 23 per cent of all anthropogenic emissions, with emissions from coal mining contributing 12 per cent. Waste: landfills and waste management represents the next largest component making up about 20 per cent of global anthropogenic emissions.

Agriculture: emissions from enteric fermentation and manure management represent roughly 32 per cent of global anthropogenic emissions. Rice cultivation adds another 8 per cent to anthropogenic emissions. Agricultural waste burning contributes about 1 per cent or less.

Il caso del metano è per molti versi simile a quello della CO₂: invisibile e inodore – ma dannoso – in caso di dispersione si diffonde in atmosfera senza che l'incidente sia semplice da verificare e quindi con altissime possibilità che da un lato si consumi inosservato, dall'altro venga insabbiato dai responsabili quand'anche a loro noto.

3.3 La CCS non contribuisce a obiettivi secondari

Nella valutazione economica della CCS rispetto alle alternative è necessario fare riferimento anche agli obiettivi ambientali secondari non direttamente ricondotti all'abbattimento delle emissioni di CO₂. Tali obiettivi infatti corrispondono alla protezione da rischi e danni che quand'anche non legati al riscaldamento globale hanno un impatto economico, sociale e umano molto rilevante.

In Italia muoiono prematuramente secondo l'Agenzia Europea per l'Ambiente quasi 66 mila persone all'anno per esposizione a inquinanti dell'aria (soprattutto polveri, ossidi di azoto, ozono) legati con grande prevalenza alla combustione di fonti energetiche fossili (77). In città, il problema dipende soprattutto dal riscaldamento con combustibili fossili e dal traffico, mentre in contesto extraurbano le emissioni dipendono tipicamente da assi viari e stabilimenti industriali. Si veda il Box 4 per un approfondimento sulle emissioni di questi ultimi.

La lotta ai cambiamenti climatici attraverso minori emissioni, in altri termini, comporta ulteriori ricadute decisive per la vivibilità dell'ambiente. La cattura e lo stoccaggio della CO₂ non comporterebbero questi effetti, vanificando in parte i vantaggi della decarbonizzazione.

Box 4 - Emissioni di inquinanti e di gas a effetto serra di industria ed energia

Gli stabilimenti industriali ed energetici liberano in atmosfera monossido di carbonio, metano, ossidi d'azoto e molti altri inquinanti, derivanti dalla combustione dei combustibili fossili e dalle reazioni chimiche che avvengono durante i processi produttivi. Inoltre, le industrie non rilasciano inquinanti solamente nell'aria, ma anche nell'acqua e nel suolo. In Tabella 2 si riportano le emissioni di inquinanti e di gas a effetto serra dell'industria italiana nel 2017, estratte dal registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti (E-PRTR) (35).

Tabella 2 – Principali inquinanti e gas a effetto serra rilasciati dall'industria italiana in aria e in acqua nel 2018. Sono incluse anche le emissioni delle industrie energetiche. (Fonte (35))

Tipologia inquinante	Emissioni in aria	Emissioni in acqua	u.d.m.	Emissioni da combustione
Anidride carbonica	127,2		Mt	sì
Monossido di carbonio (CO)	132,2		kt	sì
Metano (CH ₄)	94		kt	
Ossidi d'azoto (NO _x)	88,4		kt	sì
Ossidi di zolfo (SO _x)	46,1		kt	sì
Composti organici volatili non metanici (NMVOC)	26,7		kt	sì
Ammoniaca (NH ₃)	25,8		kt	sì
Ossido di diazoto (N ₂ O)	1,9		kt	
Particolato (PM10)	649,2		t	sì
Zinco e composti (Zn)	33,4	182,7	t	sì
Piombo e composti (Pb)	5,2	20,4	t	sì
Cromo e composti (Cr)	3,3	54,6	t	sì
Rame e composti (Cu)	3,2	18,3	t	sì
Nickel e composti (Ni)	2,1	56,7	t	
Cadmio e composti (Cd)	0,4	3,8	t	
Arsenico e composti (As)	0,3	33,9	t	
Mercurio e composti (Hg)	0,9	0,7	t	
Idrocarburi policiclici aromatici (PAH)	65	785	kg	
PCDD + PCDF (diossine + furani)	0,01		kg	

La scarsa qualità dell'aria ha molteplici effetti sulla salute umana e causa patologie legate soprattutto al sistema respiratorio e a quello cardiovascolare. I principali inquinanti emessi in aria dal settore industriale sono il monossido di carbonio e gli ossidi di azoto. Il monossido di carbonio impedisce l'ossigenazione dei tessuti e, a concentrazioni elevate, può provocare mal di testa, affaticamento e problemi respiratori, ma anche perdita di coscienza e morte. Gli ossidi di azoto causano danni anche

gravi all'apparato respiratorio e, tra le altre cose, irritazione agli occhi. Inoltre, gli NO_x sono tra i principali precursori del particolato secondario, i cui effetti sulla salute sono piuttosto rilevanti. I principali effetti che gli inquinanti hanno sull'ambiente sono l'effetto serra e le piogge acide, ma sono anche causa del buco nell'ozono e di altri problemi meno visibili sugli ecosistemi e sulla biodiversità.

L'Agenzia Europea per l'Ambiente (EEA) nel 2014 ha stimato che il costo complessivo dei danni alla salute e all'ambiente causato dagli inquinanti (inclusa anche la CO₂) emessi dal 2008 al 2012 dagli impianti industriali presenti nel registro E-PRTR è complessivamente pari ad almeno 329 miliardi di Euro (36). La metà di questi costi è dovuta alle emissioni prodotte da 147 impianti, cioè dall'1% dei 14 mila siti produttivi presenti nel registro (36).

3.4 *Stoccaggio: un rinvio alle prossime generazioni*

Tra non emettere e gestire le emissioni c'è un mare di differenza in termini di rischi spostati sulle prossime generazioni. Un aspetto che non viene considerato nelle comparazioni economiche, e che rende ancora meno proponibili le tecnologie CCS e CCUS artificiali.

Nel futuro eventuale di adozione di impianti di cattura della CO₂, lo stoccaggio geologico senza prospettive di utilizzo rimane l'opzione più probabile per gran parte della CO₂ separata. E questa è una pessima notizia.

Così come per il combustibile nucleare irraggiato, **lo stoccaggio minerario della CO₂ attribuisce alle generazioni future un onere a tempo indeterminato in termini di costi di mantenimento e di rischi.**

Rischi che riguardano l'incertezza rispetto alla *governance* e ai costi futuri della gestione (chi garantisce il presidio quando finiscono le concessioni minerarie? Chi garantisce l'inviolabilità dei sistemi di controllo di un sito il cui svuotamento potrebbe vanificare in tempi relativamente brevi il lavoro e i costi di decenni di cattura e stoccaggio?).

A questi si aggiungono i rischi riguardo alla sicurezza geologica: in aree sismiche caratterizzate dalla presenza di faglie note, come la fascia adriatica, non si può escludere che terremoti modifichino la capacità futura di un sito di stoccaggio di trattenere affidabilmente il contenuto, così come esiste evidenza di sismicità indotta da attività di estrazione e reiniezione di fluidi.

La dimensione di queste incognite in termini di durata del presidio necessario (a tempo indeterminato) e difficoltà di controllo dei fattori di rischio impone una logica di cautela: ridurre al massimo la dimensione di criticità ambientali spostate sulle generazioni future.

In altri termini: se liberare CO₂ dai fossili è un pericolo per l'umanità, difficilmente metterla sotto il tappeto risolve la questione in modo sostenibile.

Mentre la CO₂ non emessa evita qualsiasi danno alle prossime generazioni, quella stoccata con sistemi diversi dalla creazione di nuova biomassa con prospettive di rigenerazione permanente o di materiali definitivamente inerti costituisce una "bomba" di instabilità e costi incerti passata alle prossime generazioni, e già per questo le due soluzioni (evitare di liberare CO₂ alla fonte o invece liberarla e catturarla) non dovrebbero essere considerate equiparabili nemmeno a parità di costi correnti (condizione che peraltro è pressoché mai raggiungibile allo stato dell'arte per la stragrande maggioranza delle applicazioni, come argomentato nel paragrafo 3).

3.5 *Soluzioni di sink alternative allo stoccaggio geologico*

Le tecnologie di CCUS vengono spesso associate al *carbon offsetting* e ai crediti di carbonio. Cioè alla possibilità di raggiungere emissioni nette nulle permettendo a soggetti per cui la riduzione effettiva delle emissioni è molto costosa di supportare economicamente tecnologie di assorbimento. Il ruolo delle opzioni di offsetting deve sempre essere considerato residuale nelle strategie di decarbonizzazione che devono mirare a un azzeramento delle emissioni di CO₂ attraverso la transizione a fonti rinnovabili e l'innovazione nei processi produttivi a zero emissioni nette.

In nessun modo le soluzioni di offsetting devono essere considerate pertanto alternative alle strategie di mitigazione e azzeramento delle emissioni.

Anche nell'ambito degli offset il CCS risulta l'opzione più costosa, meno efficace, più rischiosa e priva di benefici collaterali, come invece avrebbe ad esempio una strategia di carbon sink naturali. I *carbon sink* naturali hanno generalmente vantaggi in termini di effetti secondari auspicabili: una foresta, per esempio, comporta vantaggi in termini di biodiversità e attività produttive, dal taglio controllato e dall'uso della biomassa. Le foreste sono dunque importanti per lo sviluppo socioeconomico delle aree rurali e di montagna.

Il Box 5 riporta un approfondimento sui carbon sink naturali e artificiali.

Box 5 - Carbon sink

Un serbatoio (anche *reservoir* o *sink*) di carbonio è in grado di immagazzinare, tramite un meccanismo naturale o artificiale, il carbonio atmosferico.

Carbon sink naturali

Le piante, assorbendo l'anidride carbonica durante il processo di fotosintesi, fissano il carbonio nella propria biomassa e nel suolo, diventando così delle vere e proprie riserve naturali di carbonio. I sistemi forestali, agricoli e di acquacoltura svolgono quindi un ruolo di fondamentale importanza nella regolazione del contenuto di carbonio in atmosfera.

Secondo l'UNFCCC alcune specifiche attività negli usi del suolo e nella **forestazione** possono essere utilizzati dai vari paesi per raggiungere i propri obiettivi di riduzione delle emissioni. Il tasso di accumulo della CO₂ varia da 1 a 35 tonnellate per ettaro, a seconda delle piante innestate e delle caratteristiche del suolo (43). I costi della forestazione sono variabili, ma sono comunque compensati dagli effetti positivi che queste pratiche hanno sia sull'ambiente che sulla società. Negli ultimi due decenni le foreste italiane hanno garantito il 40% della riduzione di emissioni di gas serra prevista dal Protocollo di Kyoto per il nostro Paese (44).

Alcune **pratiche agricole**, come ad esempio la copertura permanente dei suoli, le rotazioni colturali e i sovesci, sono un importante strumento di sequestro del carbonio dall'atmosfera. Per la copertura permanente del suolo vengono utilizzate o apposite coltura di copertura (dette *cover crops*) oppure residui vegetali della coltura precedente. Il sovescio è una pratica di concimazione vegetale che consiste nell'interramento di specie erbacee allo scopo di conservare o aumentare la fertilità del suolo. Con queste tecniche agricole il contenuto di carbonio nel suolo aumenta del 40% (elaborazione dati da (45)) e si hanno anche altri numerosi benefici ambientali, come:

- Conservazione e miglioramento del contenuto di sostanze organiche nel terreno, in particolare negli strati superficiali. Ciò permette di ottenere una migliore stabilità del suolo, un migliore nutrimento delle colture, un maggiore sviluppo della flora microbica e un maggiore assorbimento dell'acqua;
- Limitazione e controllo dell'erosione, grazie alla mancanza di lavorazioni invasive e alla presenza dei residui vegetali in superficie;
- Riduzione del compattamento del suolo;
- Sviluppo della biologia del terreno, infatti lavorazioni di minore intensità o zero lavorazioni favoriscono l'aumento dei microrganismi presenti nel suolo, permettendo quindi una migliore fissazione dell'azoto nell'humus;
- Incremento dell'efficienza di concimazione. Un'intensa attività microbica permette infatti di ridurre l'esigenza di concimi minerali azotati, con effetti positivi dal punto di vista ambientale (riduzione delle emissioni di gas serra e di inquinanti), economico e di risparmio delle fonti fossili impiegate nel processo produttivo dei concimi;
- Riduzione dei costi di produzione (-14%), in quanto l'agricoltura conservativa prevede una forte riduzione degli interventi sul campo, dell'uso di concimi e di prodotti fitosanitari e dei consumi energetici (ad esempio il consumo di gasolio diminuisce dell'85%) (elaborazione dati da (46));
- Limitazione dell'evaporazione dell'acqua.

Va infine ricordato anche il potenziale di assorbimento della CO₂ atmosferica dell'**algocoltura**. Le alghe sono principalmente destinate al settore alimentare per la produzione di addensanti, ma possono essere utilizzate anche per la produzione di bioplastiche, prodotti farmaceutici e biofertilizzanti. Molte specie di alghe vengono anche utilizzate per la depurazione delle acque reflue e per l'assorbimento di sostanze chimiche e di fuoriuscite di petrolio. L'algocoltura è stata proposta come soluzione per la cattura delle emissioni di CO₂ prodotte dal settore industriale: ad esempio nel settore cementizio è possibile catturare l'86% delle emissioni derivanti dalla produzione del clinker (elaborazione dati da (47)).

Carbon sink artificiali

Vi sono dei sistemi che permettono di sfruttare l'anidride carbonica in alcuni processi industriali e di catturarla così all'interno dei prodotti. Esempi di questi *carbon sink* artificiali sono la carbonatazione minerale e il trattamento dei fanghi rossi derivanti dal processo produttivo dell'alluminio.

La carbonatazione minerale è un processo industriale che permette di stoccare la CO₂ in una forma termodinamicamente stabile. Questo processo è basato sulla reazione esotermica tra la CO₂ e gli ossidi di calcio o magnesio, da cui si ottengono carbonati di calcio o magnesio, e viene sfruttato per la produzione di alcune tipologie di cementi, detti cementi carbonatici.

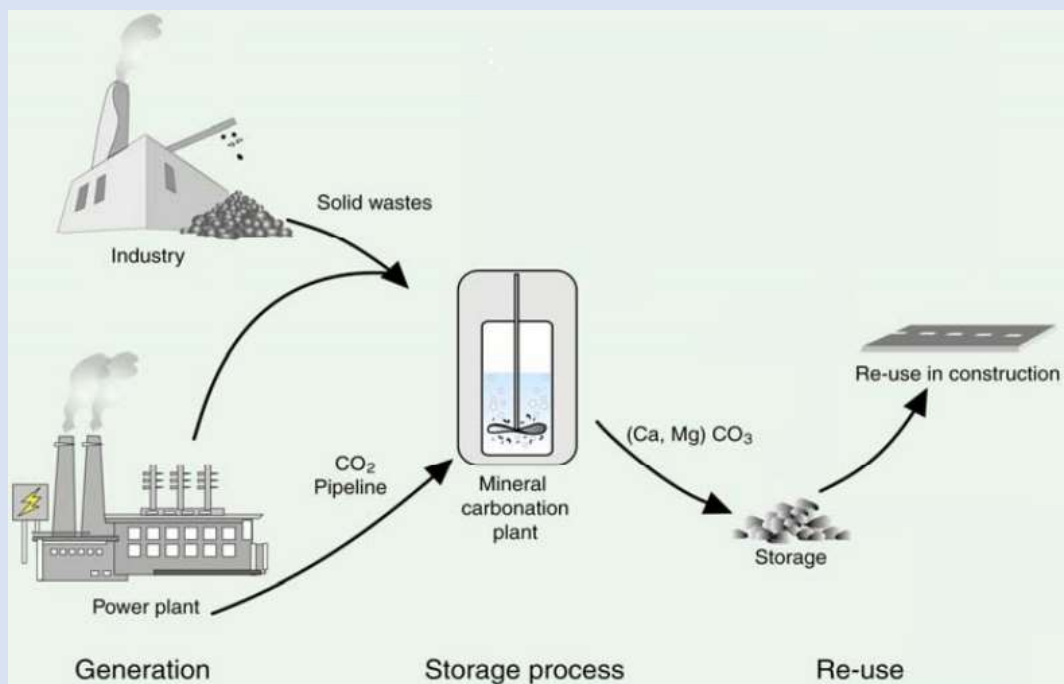


Figura 3 – Schematizzazione del potenziale della carbonatazione minerale come carbon sink artificiale. (Fonte (48))

I **cementi carbonatici** sono a base di silicati di calcio o di magnesio. Questi cementi possono essere impiegati per la produzione di elementi prefabbricati, tuttavia, un loro più largo impiego è limitato da molteplici fattori, come:

- I manufatti devono avere uno spessore abbastanza sottile da permettere alla CO₂ di penetrare;
- La stagionatura deve avvenire in un'apposita camera all'interno della quale viene mantenuta una concentrazione di CO₂ elevata;
- I cementi carbonatici sono caratterizzati da un'alcalinità elevata, di conseguenza non possono essere impiegati per la produzione di calcestruzzo armato, in quanto l'acciaio non sarebbe protetto dalla corrosione.
- I minerali contenenti silicati di calcio e di magnesio si trovano, in quantità abbondante, solamente in specifiche aree geografiche e in profondità nella crosta terrestre.

La produzione dei cementi carbonatici è stata testata solo in laboratorio e finora non esiste un processo industriale che consenta di produrre questi cementi in modo energeticamente ed economicamente efficiente. Il costo di stoccaggio della CO₂ in questi *carbon sink* artificiali è superiore rispetto a quello dello stoccaggio geologico (100 € per tonnellata di CO₂), in quanto per la produzione di questi cementi si ha un elevato consumo di energia elettrica e termica (47).

Un altro esempio di *carbon sink* artificiale è costituito dal trattamento dei fanghi rossi derivanti dal processo produttivo dell'alluminio. La produzione dell'**alluminio** è basata su due fasi:

1. Estrazione dell'allumina dalla bauxite mediante il processo Bayer;
2. Estrazione dell'alluminio dall'allumina mediante il processo Hall-Hèroult.

Per produrre una tonnellata di alluminio sono necessarie 4 tonnellate di bauxite, da cui si estraggono due tonnellate di allumina (49). Per ogni tonnellata di allumina estratta viene prodotta una tonnellata di CO₂ e da 0,7 a 2 tonnellate di materiali di scarto, i cosiddetti "fanghi rossi" (50). Queste sostanze hanno un pH pari a 11,5 (elaborazione dati da 51) e sono costituite principalmente da elementi non solubili, come minerali di ferro e titanio, minerali di allumina, minerali di calcio e contengono anche significative quantità di scandio (circa 190 mg/kg di residui (52)), ittrio e lantanidi, le cosiddette terre rare. Se direttamente conferiti nelle miniere abbandonate di bauxite, i fanghi rossi causano l'inquinamento del suolo e delle acque a causa della loro elevata causticità⁴.

Attualmente non esistono processi industriali che permettano il riutilizzo dei fanghi rossi, ma sono state sviluppate delle soluzioni per smaltirli in modo sicuro nell'ambiente, come ad esempio la lisciviazione acida. Questo processo permette di ridurre l'alcalinità dei fanghi rossi e l'estrazione delle terre rare. Tale trattamento comporta un elevato consumo di acido e spesso rende antieconomico il recupero delle terre rare dai residui. Per ridurre quindi il consumo di acido sono stati sviluppati dei processi che prevedono il trattamento dei fanghi con un flusso di CO₂, la quale rimane sequestrata all'interno dei residui (circa 68 kg di CO₂ per tonnellata di allumina trattata (elaborazione dati da 50)). I fanghi trattati possono essere smaltiti come rifiuti oppure impiegati nella produzione di materiali da costruzione. Al momento il trattamento dei fanghi rossi con l'anidride carbonica è stato testato solamente in impianti pilota.

3.6 Il problema dei volumi di stoccaggio limitati

L'anidride carbonica può essere stoccata geologicamente nei giacimenti esausti di petrolio e gas naturale, negli acquiferi salini e nei giacimenti di carbone non estraibili. In letteratura si trovano stime sui volumi di stoccaggio disponibili a livello mondiale comprese fra 1.235 e 11.500 Gt di CO₂ (elaborazione dati da (38) e (39)). Un intervallo troppo ampio per considerare queste stime affidabili.

I principali bacini di stoccaggio si trovano in Russia, negli Stati Uniti e in Canada; vi sono poi formazioni più piccole in Medio Oriente e nel Mare del Nord. In Italia la capacità totale di stoccaggio è di circa 6,6 Gt di CO₂, di cui 4,7 Gt negli acquiferi salini profondi, 1,8 Gt nei pozzi idrocarburici esausti e 0,1 Gt nei giacimenti di carbone (40). Considerando che nel nostro paese nel 2018 sono state emesse 366 Mt di CO₂ (41) e ipotizzando che tutte le emissioni vengano stoccate geologicamente, con i volumi disponibili sarà possibile stoccare la CO₂ per i prossimi 18 anni. Per sfruttare per più anni le tecnologie di cattura sarebbe necessario esportare all'estero la CO₂, cosa che renderebbe l'Italia dipendente da altri paesi.

4 La CCS e filiera fossile

I progetti di storage artificiale di CO₂ dipendono perlopiù da sinergie con l'industria petrolifera. Un controsenso del processo di decarbonizzazione.

Dopo 20 anni di ricerca e costi non trascurabili, solo una piccola parte della CO₂ isolata attraverso tecniche di separazione ha prospettive di essere impiegata in usi utili. Di questi, la stragrande maggioranza riguarda l'uso nell'industria petrolifera come gas inerte di spiazzamento dell'idrocarburo coltivato.

Iniettare CO₂ è infatti una delle tecniche dell'*Enhanced Oil Recovery* (EOR), che consiste nell'iniezione di fluidi nei pozzi in coltivazione per facilitarne l'estrazione. Si parla in questi casi di *Carbon Dioxide Flooding*,

⁴ Una sostanza viene definita caustica quando distrugge o danneggia in modo irreversibile un materiale con cui viene a contatto.

una tecnica particolarmente efficace in caso di pozzi molto profondi in cui le pressioni rendono supercritico lo stato della CO₂. Una tecnica altresì comune nell'attività moderna dell'*upstream* petrolifero che rende, come diciamo altrove in questo documento, fortemente collegata l'attività di coltivazione di idrocarburi con quella di stoccaggio geologico della CO₂.

In generale, quindi, lo stoccaggio geologico richiede competenze, e comporta sinergie, legate all'industria dell'*upstream* di petrolio e gas. In uno scenario in cui quest'industria va a ridimensionarsi e scomparire, i costi di tenerne attiva una branca per il solo *storage* di CO₂ potrebbero condurre a un *trend* in aumento – e non riduzione – dei costi di stoccaggio e di monitoraggio. Lo stoccaggio geologico di fatto rappresenta un ulteriore *stranded cost* della decarbonizzazione anziché una soluzione.

La CCS, dunque, ha bisogno dell'industria del petrolio, ma è ancora più vero l'inverso: **nei progetti industriali di conversione di pozzi, giacimenti e oleodotti una delle voci di vantaggio economico per la CCS sono proprio i costi di *decommissioning* evitati, che includono quelli di bonifica.** Per esempio: costa molto meno convertire a trasporto di CO₂ un gasdotto che smantellarlo, ma questa differenza si deve in buona parte alla mera procrastinazione dei costi di *decommissioning*.

Quindi si accollano alle generazioni future non solo i rischi della CO₂ stoccata, ma anche quelli della bonifica di un'infrastruttura sostanzialmente anacronistica.

5 Le esperienze pregresse in Italia dimostrano l'incertezza legata alla CCS

Del progetto pilota di Brindisi-Cortemaggiore sviluppato nello scorso decennio non si sa nulla. Come mai? Se la sperimentazione non ha condotto a progressi nel mostrare fattibilità ed economicità della tecnologia, le esperienze dovrebbero comunque essere portate a fattore comune per farne tesoro, a maggior ragione visto che i due sponsor sono "campioni nazionali" a controllo pubblico.

5.1 Cortemaggiore

Un decennio fa Enel progettava di trasformare a carbone la centrale di Polesine Camerini (chiamata di solito con il nome della località Porto Tolle, nel delta del Po), una delle tante grandi centrali elettriche convenzionali che le normative ambientali non permettevano più di esercire a olio combustibile e a cui la scarsa efficienza rendeva impossibile la concorrenza con i cicli combinati a gas. La convenienza sarebbe però tornata attraverso il "carbone pulito" grazie a un programma di separazione e stoccaggio della CO₂ dai fumi, nel frattempo sperimentato altrove.

Dieci anni dopo, nel 2020, Salvatore Bernabei, CEO di Enel Green Power, avrebbe dichiarato in un'intervista a Standard & Poors che quella della CCS per Enel è una stagione finita.

Cos'era successo nel frattempo?

Nel frattempo si era svolto un progetto pilota che coinvolgeva Enel e Eni e avrebbe dovuto dimostrare la fattibilità di quella stessa separazione e stoccaggio da applicare poi all'impianto veneto.

Si trattava di separare una piccola quantità di CO₂ dai fumi della centrale a carbone Enel di Brindisi (8 mila t/anno di CO₂ sequestrata secondo i dati del portale sulla *carbon sequestration* del Massachusetts Institute of Technology, nel frattempo non più aggiornato, una quantità trascurabile ma maggiore di buona parte degli impianti dimostrativi oggi nel mondo) con un tecnica con uso di ammine, un metodo con post-combustione, in cui il solvente liquido viene utilizzato per lavare i gas di scarico dopo la combustione del carbone, in modo da rimuovere l'anidride carbonica.

La CO₂ veniva poi trasportata lungo gran parte della penisola con autobotti (privi di separazione della CO₂ allo scarico, sospettiamo) fino a Cortemaggiore, nel piacentino, per essere iniettata all'interno di un sito di stoccaggio geologico di Stogit (il gestore degli stoccaggi gas).

I test sono iniziati nel marzo 2011, ma ben presto le informazioni pubbliche si sono perse. Secondo quanto reperibile in rete, l'ARPA Emilia-Romagna, probabilmente in collaborazione con l'INGV, era tenuta a monitorare il sito di stoccaggio almeno fino al 2016.

Nel portale delle Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali del Ministero della Transizione Ecologica (42) è presente la Valutazione Impatto Ambientale (di settembre 2009) per il Progetto pilota di Iniezione CO₂ nel livello Pool A del Giacimento Concessione Cortemaggiore. Nell'Allegato al Decreto del Ministero dell'Ambiente (Parere CTVIA) di novembre 2010 (37) si dice che *la Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS esprime parere favorevole di compatibilità ambientale per il progetto proposto dalla Stogit relativo alla realizzazione di un “impianto pilota di iniezione CO₂ concessione Cortemaggiore stoccaggio” a condizione che vengano rispettate le seguenti prescrizioni⁵:*

n° 1: Durante la fase di sperimentazione di iniezione di CO₂ il Proponente (Stogit) è tenuto a individuare siti di approvvigionamento della CO₂ più vicini ai fini di un risparmio energetico ed emissivo. A questo riguardo prima dell'avvio della sperimentazione il Proponente dovrà presentare al MATTM un quadro economico con i costi delle operazioni di stoccaggio anche in funzione della riduzione di efficienza della fonte di CO₂.

n° 2: Le operazioni di movimentazione, stoccaggio e trattamento della CO₂ dovranno essere effettuate garantendo la massima sicurezza e in conformità alla normativa vigente. Il Proponente dovrà presentare al MATTM, sei mesi prima dell'entrata in esercizio, un'analisi costi – benefici, relativa al bilancio della CO₂, delle modalità di trasporto della CO₂.

n° 4: Il Proponente dovrà predisporre un piano di monitoraggio delle emissioni di CO₂ dello stoccaggio, sulla base di quanto previsto dalla Decisione della Commissione 2010/345/CE nonché della direttiva 2009/31/CE Art. 13. Il piano di monitoraggio dovrà essere redatto in accordo con l'autorità competente in materia di emissioni di gas a effetto serra e con il MATTM almeno 90 giorni prima dell'avvio dell'attività di iniezione nel sottosuolo e inviato al Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare per verifiche di ottemperanza. La rendicontazione delle emissioni di CO₂ derivanti da tale attività di monitoraggio dovrà essere inviata entro il 31 marzo di ciascun anno al Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare, nonché all'Agenzia Regionale Competente ai fini della valutazione della fase sperimentale. Entro sei mesi dall'entrata in funzione dell'impianto dovrà essere presentata ad ARPA Emilia-Romagna, ISPRA e MATTM una relazione riguardante la valutazione di emissioni fugitive che puntuali della CO₂.

n° 9: Il Proponente dovrà trasmettere all'ARPA Emilia-Romagna il cronoprogramma delle perforazioni, almeno 30 gg prima della data inizio lavori.

n° 13: Dovrà essere effettuato uno studio della situazione di contaminazione ante operam dei suoli dell'area individuata per la realizzazione delle attrezzature.

n° 18: Dovrà essere effettuato uno studio per l'approfondimento delle caratteristiche delle rocce costituenti il serbatoio e il cap rock finalizzato alla verifica del comportamento sotto sforzo delle rocce.

n° 19: Il monitoraggio della subsidenza dovrà avvenire attraverso tecniche SAR, Permanent Scatterers, GPS e ribattitura della rete di livellazione di precisione basata sulla rete realizzata nel 1998 da ENI. Dovrà essere integrato periodicamente sulla base di un programma concordato con ARPA Emilia-Romagna; i risultati delle analisi dovranno essere inviati, con cadenza annuale, al MATTM, ISPRA e ARPA Emilia-Romagna.

n° 20: Dovrà essere installata una rete microsismica, per la valutazione della possibile sismicità indotta dalla re-iniezione di fluido; i risultati del monitoraggio dovranno essere forniti, al MATTM e alle Amministrazioni locali.

Di tutte queste prescrizioni ne è stata svolta solamente una, quella relativa allo studio di contaminazione del suolo (n° 13), dai cui risultati emerge che i parametri analizzati rispettano i limiti di soglia di contaminazione previsti dalla normativa vigente. Di tutte le altre prescrizioni non c'è traccia, sebbene il portale delle Valutazioni e Autorizzazioni ambientali venga costantemente aggiornato.

⁵ Si riportano solamente le prescrizioni riferite alle attività di stoccaggio e monitoraggio della CO₂, all'idrogeologia, alla sismica e alla subsidenza, mentre si tralasciano quelle relative alla fase di cantiere.

La Libertà, storico quotidiano di Piacenza, nel 2015 scriveva che *“Stogit ha presentato in Provincia richiesta di riesame dell’autorizzazione integrata ambientale (Aia) per l’impianto di compressione e stoccaggio di gas naturale in Comune di Cortemaggiore e in Comune di Besenzone, dove si cita ancora l’impianto di iniezione di anidride carbonica, del quale si erano perse le tracce dal 2012. Eppure, solo quattro anni fa, Cortemaggiore, Besenzone e Brindisi erano diventati luoghi simbolo dell’innovazione con il primo impianto pilota italiano, secondo in Europa, di CCS per eliminare la CO₂ immessa nell’atmosfera dagli impianti di produzione di energia da carbone; il progetto, realizzato nell’ambito di un accordo con Eni, prevedeva trasporto e stoccaggio dell’anidride carbonica catturata a Brindisi fino al sito di Cortemaggiore della società petrolifera, dove sarebbe dovuta essere iniettata e immagazzinata nel sottosuolo, in un giacimento di gas esaurito. Ma nulla si è poi saputo, se non fosse che, ora, il progetto rientra ancora nella richiesta di Stogit di rinnovare la Aia”*.

Ora: a cosa dovrebbe servire un progetto pilota svolto dai due “campioni nazionali” dell’energia (e con impegno delle istituzioni in termini di autorizzazione e monitoraggio ambientale) se non a diffonderne i risultati per alimentare decisioni razionali sulle scelte future? Proprio a questo è finalizzata un’interessante prescrizione della Regione Emilia-Romagna inclusa nell’autorizzazione al sito di stoccaggio di Cortemaggiore ((37)– punto C-10), che chiede ai gestori di rendere disponibili i “dati grezzi” delle operazioni. Un approccio di *open data* sicuramente lungimirante e interessante che stride con il silenzio che è seguito su questo progetto. Inoltre, anche nella Direttiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo relativa allo stoccaggio geologico del biossido di carbonio (78), all’articolo 26 viene richiesto che gli Stati Membri mettano a disposizione del pubblico le informazioni ambientali concernenti lo stoccaggio geologico di CO₂.

Cosa ci indica l’incredibile silenzio sul progetto Brindisi-Cortemaggiore? Semplicemente un divorzio nelle strategie delle due aziende controllate dallo Stato o anche risultati fallimentari in termini di *economics*?

5.2 Accountability del progetto Cortemaggiore: il marker di fughe

Tra le prescrizioni opzionali della regione Emilia-Romagna al *sink* di Cortemaggiore c’è quella di dotarsi (punto C-11 dell’autorizzazione MATTM –(37)) di *marker* per rendere visibili eventuali perdite di CO₂. Una prescrizione – indipendentemente dalla sua fattibilità pratica – molto significativa riguardo all’attenzione al problema della difficoltà del monitoraggio del sito.

La Regione chiede, ma non impone, al gestore di dotarsi di tale strumento. A maggior ragione la mancata conoscenza di quale sia stata la motivazione per non adempiervi è significativa. Non fattibile tecnologicamente? Economicamente? Possiamo fidarci del fatto che ciò che non è stato fatto in un sito-pilota sarà fatto in uno commerciale?

6 Progetti ENI CCUS

I due progetti descritti in questo paragrafo sono emblematici dei filoni in cui la CCS oggi può essere una realtà di dimensioni rilevanti (per quanto poco significativa in termini di capacità rispetto ai fabbisogni climatici): in contesti asserviti a siti di coltivazione di idrocarburi che altrimenti dovrebbero essere correttamente disattivati e bonificati.

6.1 Il progetto HyNet nella baia di Liverpool

Nella baia di Liverpool è progettato un sito diffuso di produzione di idrogeno da gas naturale con iniezione della CO₂ separata in un giacimento di idrocarburi esaurito in concessione a Eni non lontano. L’idrogeno verrà quindi in parte distribuito in una rete locale per usi industriali, in parte inserito nella rete del metano in concentrazioni tali da non alterarne il normale utilizzo (*blending*). La capacità di separazione di CO₂ del progetto è prevista in 1 milione di t/a (tutte le informazioni sono tratte dal sito web del progetto (9) e da quello di Eni) e il costo complessivo delle opere di poco inferiore al miliardo di £.

Il progetto riceverà aiuti alla ricerca britannici per 33 milioni di £ e la decisione di investimento potrebbe essere presa, secondo un comunicato del 17/3/2021 di Eni, nel 2023.

Si tratta di un caso evidente in cui parte dell'incentivo per gli sponsor è evitare il *decommissioning* delle infrastrutture per idrocarburi dell'area, in quella sorta di circolo vizioso che non mira a soluzioni nuove con una prospettiva di validità commerciale, bensì al procrastinamento della trasformazione di cespiti aziendali in puri costi di dismissione.

Un successivo comunicato del maggio 2021 riporta che "Eni e Progressive Energy Limited hanno siglato un accordo quadro per accelerare ulteriormente lo sviluppo del processo di cattura e stoccaggio di anidride carbonica (CCS) nell'ambito del progetto HyNet North West, volto alla creazione di un distretto industriale a basse emissioni di anidride carbonica. In base all'accordo, Eni svilupperà e gestirà il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ sia *onshore* che *offshore* negli asset industriali della baia di Liverpool, mentre Progressive Energy guiderà e coordinerà gli aspetti di cattura e produzione di idrogeno del progetto per conto di Hynet North West, collegando così le fonti di emissioni di CO₂ alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di Eni".

6.2 Il progetto Eni Ravenna

Destinato secondo i progetti a diventare uno degli impianti CCS più grandi del mondo, il sistema di separazione e stoccaggio che coinvolgerebbe inizialmente siti chimici ed energetici del gruppo Eni si configurerebbe come un grande progetto commerciale che, se finanziato con denaro pubblico, porterebbe al doppio dividendo di vantaggi dalla certificazione delle mancate emissioni e dagli incentivi ricevuti. Con i camion di CO₂ in coda sulla statale Romea?

6.2.1 Il progetto

Si tratta di un polo di separazione di CO₂ da attività energetiche e chimiche almeno inizialmente dell'area del gruppo Eni e sua iniezione in giacimenti gas esauriti del medio Adriatico.

Sulla base del sito web di Eni e soprattutto delle informazioni diffuse da Eni alla stampa (11) anche con interviste dello stesso CEO Claudio Descalzi (10), perlopiù nel corso dell'estate 2020, si possono evincere le seguenti caratteristiche del progetto:

- La dimensione obiettivo ne farebbe "uno dei più grandi hub del mondo di CCS" con una capacità a regime fino a 5 milioni di t CO₂/a;
- La capacità di storage del medio Adriatico è stimata tra 300 e 500 milioni di t/ CO₂;
- Il primo sito di iniezione previsto sarebbe il giacimento di Porto Corsini;
- Le prime attività da cui separare la CO₂ potrebbero essere la centrale di trattamento gas di Casal Borsetti e impianti chimici Versalis (già Enichem) verosimilmente a Mantova; in un secondo tempo potrebbero essere interessati anche la centrale CCGT di Ferrara (controllata dal gruppo Eni) e impianti di terzi nell'area.

6.3 Risorse pubbliche a un progetto merchant?

Nell'intervista al Messaggero (10) dell'estate 2020, Claudio Descalzi parla di un lavoro di Eni per proporre progetti al piano europeo di *recovery* post Covid, che ai tempi dell'intervista aveva appena avuto il via libera dal Consiglio UE, e verosimilmente il progetto di CCS di Ravenna è uno dei principali.

Sarebbe ragionevole attribuire risorse pubbliche a un progetto commerciale *merchant* come quello in esame? No. Vediamo perché.

I vantaggi per chi abbia la disponibilità della capacità di stoccaggio della CO₂ del progetto verosimilmente saranno la possibilità di vendere crediti di carbonio oppure, in una logica integrata, di non pagare i permessi a emettere CO₂ nell'ambito del sistema ETS per le emissioni evitate nei siti in cui avviene la separazione. Gli uni e gli altri sono i meccanismi di mercato con cui, appunto, si intende fornire agli operatori un incentivo alla riduzione o all'*offset* delle emissioni sulla base del valore di mercato (che in concorrenza è anche il costo marginale delle azioni per evitare le emissioni) della CO₂ non emessa.

Se a questo si aggiungesse un trasferimento di denaro pubblico, si configurerebbe almeno potenzialmente un eccesso (sovrapposizione) di sussidio, e poco cambierebbe osservare che i fondi ETS e i *carbon credit*

non derivano propriamente da denaro pubblico, visto che acquisiscono il loro valore da sistemi (nel primo caso obbligatori) di regolamentazione ambientale e quindi sono per alcuni versi assimilabili a imposte ecologiche.

In base a tali considerazioni deve essere confermata l'esclusione di progetti CCS-CCUS connessi all'attività fossile da sussidi di natura pubblica, anche e soprattutto nell'eventuale associazione del CCS-CCUS con la produzione di idrogeno da fossile ⁶.

6.4 Nuovi autotreni di CO₂?

Abbiamo visto nel paragrafo 5.1 il caso paradossale dei camion di CO₂ in autostrada dal tacco d'Italia alla Pianura Padana per portare la CO₂ separata a Brindisi nello stoccaggio Stogit di Cortemaggiore.

Salvo costruzione di nuove *pipeline* o riadattamento di esistenti, nel caso del progetto CCS di Ravenna si configurerebbe la prospettiva di un trasporto verso Ravenna dal Nord-Est dell'Emilia o dalla Lombardia della CO₂ dei siti di separazione. Parliamo di strade come la SS 309 Romea, una delle più congestionate e pericolose d'Italia sulla base dei dati disponibili dall'ACI, e parliamo di un'area tra le più pericolose del mondo per quanto riguarda la concentrazione dell'inquinamento locale anche dovuto al traffico.

7 Altri progetti di neutralizzazione CO₂: il caso Microsoft

Microsoft ha stabilito all'inizio del 2020 di darsi un obiettivo di emissioni nette negative entro il 2030 e per ottenerlo svolge ricerche su progetti a emissioni negative di cui contrattualizzare parte della capacità. In un documento del 2021 (7) l'azienda elenca le iniziative che ha contrattualizzato (e quindi finanziato) e nota come solo 2 su 15 di esse si riferiscano a soluzioni meramente artificiali ("ingegnerizzate", come dice il report), mentre tutte le altre sono *carbon sink* naturali generalmente legati a opportuna gestione di foreste o biomasse.

Le due soluzioni artificiali sono il sito di cattura dall'aria in Islanda e un sito di BECCS (cattura da biomasse e stoccaggio), contrattualizzate a un costo per t di CO₂ segregata, dichiara Microsoft, oltre 50 volte più alto di quello della maggior parte dei *carbon sink* naturali.

Il potenziale (per ora sulla carta) di CO₂ rimossa che Microsoft ha acquisito in questi due progetti ammonta rispettivamente a 1400 e 2000 t di CO₂/a, quantità risibili anche solo rispetto all'*offset* di emissioni già contrattualizzate dalla sola Microsoft, che ammonta a circa 1,3 milioni di t di CO₂/a.

Allegato 1 - Technology Readiness Level

L'acronimo TRL – *Technology Readiness Level* – indica una metodologia per la valutazione del grado di maturità di una tecnologia. Il TRL è stato sviluppato dalla NASA nel 1974 e a oggi è utilizzato da vari istituti di ricerca ed enti in tutto il mondo. Questo metodo può essere applicato a una qualsiasi tecnologia per valutarne il grado di maturità su una scala di valori che va da 1 a 9. L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) ha esteso la scala del TRL aggiungendo altri due livelli. TRL pari a 10 per indicare una tecnologia che ha già raggiunto la commercializzazione ma che richiede ulteriore lavoro per essere integrata all'interno del sistema energetico e della catena del valore. TRL pari a 11 per quelle soluzioni che sono stati sviluppate anche sotto questo punto di vista. In Tabella 3 si riporta la scala del TRL completa.

⁶ Rilevante a questo proposito il lavoro di Robert W. Howarth, Mark Z. Jacobson. How green is blue hydrogen? Energy Sci Eng. 2021, in cui si evidenzia chiaramente come anche nella più ottimistica delle ipotesi, l'idrogeno blu causi emissioni di gas serra maggiori rispetto a quelle che si avrebbero dalla combustione diretta del gas naturale.

Tabella 3 – Scala del TRL.

TRL	Descrizione	
1	Ricerca di base: esaminati i principi fondamentali	Ricerca di base
2	Formulazione delle tecnologie: enunciati i concetti e le possibili applicazioni	
3	Prova pratica dei concetti con i primi esperimenti di laboratorio compiuti	
4	Prototipo validato in laboratorio	Ricerca applicata
5	Prototipo validato in ambito industriale	
6	Tecnologia dimostrata in ambiente industriale	Sviluppo
7	Prototipo di sistema dimostrato in ambiente reale	
8	Sistema completo definito e qualificato	
9	Sistema provato in ambiente reale	Implementazione
10	Soluzione commerciale e competitiva, ma che richiede ulteriori sforzi di miglioramento	
11	Soluzione che ha raggiunto la piena maturità	Piena maturità

8 Bibliografia e riferimenti

1. “Renewables 2020 – Global Status Report”, *REN21*.
2. “Rapporto Statistico Solare fotovoltaico 2018”, *GSE*, giugno 2019.
3. “Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei”, *ISPRA*, 2019.
4. “Tons of Co2 emitted into the atmosphere”, *The World Counts*.
<https://www.theworldcounts.com/challenges/climate-change/global-warming/global-co2-emissions/story>
5. Estimation of Greenhouse Gas Emissions from the EU, US, China, and to 2060 in Comparison with Their Pledges under the Paris Agreement, Yang Liu 1,2 ID, Fang Wang 1,* and Jingyun Zheng 1,2, in *MDPI*, 2017
6. World Energy Outlook, IEA, 2016-2019
7. Carbon removal lessons from an early corporate purchase, Microsoft, 2021
8. Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage in clean energy transitions, IEA, 2020
9. Sito web del progetto Hynet di produzione di “blue hydrogen” in prossimità di Liverpool:
<https://hynet.co.uk/>
10. Intervista di Claudio De Scalzi a Osvaldo De Paolini del Messaggero, 17/9/2020,
<https://www.eni.com/it-IT/media/news/2020/09/intervista-claudio-descalzi-messaggero.html>
11. Articolo di Celestina Dominelli del Sole 24 Ore (24/7/2020) sul progetto di “blue hydrogen” di Eni a Ferrara: <https://www.ilsole24ore.com/art/eni-scommette-ravenna-spingere-l-idrogeno-blu-ADuurXf>
12. “Coffeyville Fact Sheet: Commercial EOR using Anthropogenic Carbon Dioxide”, MIT, [Carbon Capture and Sequestration Technologies @ MIT](#)
13. “SaskPower Boundary Dam and Integrated CCS”, *Power Technology*, [Boundary Dam integrated CCS retrofit, Saskatchewan, Canada \(power-technology.com\)](#)
14. “Boundary Dam integrated CCS project”, *ZeroCO₂.NO*, [Boundary Dam integrated CCS project — zeroco2](#)

15. Re, Luca; "La cattura della CO₂ fa un buco nell'acqua negli Usa: il caso di Petra Nova", *QualEnergia.it*, 5 febbraio 2021. [La cattura della CO2 fa un buco nell'acqua negli Usa: il caso di Petra Nova | QualEnergia.it](#)
16. "Carbon capture and the future of coal power", *nrg*, [Petra Nova | NRG Energy](#)
17. Bellomo, Sissi; "Petrolio, il contagio dei prezzi sotto zero mette i pozzi in lockdown", *IlSole24Ore*, 23 aprile 2020. [Petrolio, il contagio dei prezzi sotto zero mette i pozzi in lockdown - Il Sole 24 ORE](#)
18. Groom, Nichola; "Problems plagued U.S. CO₂ capture project before shutdown: document", *Reuters*, 7 agosto 2020. [Problems plagued U.S. CO2 capture project before shutdown: document | Reuters](#)
19. <https://www.globalcarbonproject.org/methanebudget/>
20. Baylin-Stern, Adam; Berghout, Niels; "Is carbon capture too expensive?", *iea*, 17 febbraio 2021. [Is carbon capture too expensive? – Analysis - IEA](#)
21. "Cattura della CO₂: la tecnologia DAC funziona, ma conviene?", *Rinnovabili.it*, 8 giugno 2018. [Cattura dalla CO2: i costi della tecnologia DAC \(rinnovabili.it\)](#)
22. "Analysis: There's a reason Texas governors keep failing to lower property taxes - Article Pub". *Article Pub*. 2018-01-18. Retrieved 2018-01-18.
23. "Port Arthur Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project", *MIT*. [Carbon Capture and Sequestration Technologies @ MIT](#)
24. "Quest Carbon Capture and Storage Project, Alberta", *Hydrocarbons Technology*, [Quest Carbon Capture and Storage Project, Alberta - Hydrocarbons Technology \(hydrocarbons-technology.com\)](#)
25. "Programma energetico europeo per la ripresa", 14 settembre 2018. [Programma energetico europeo per la ripresa \(europa.eu\)](#)
26. "Relazione speciale n. 24 2018", *Corte dei conti europea*. [Dimostrazione delle tecnologie CCS e fonti rinnovabili innovative... \(europa.eu\)](#)
27. "Bringing low-carbon technologies to the market: the NER 300 programme", *Climate Action*, 5 ottobre 2015.
28. "Innovation Fund", *European Commission*. [Innovation Fund | Climate Action \(europa.eu\)](#)
29. "1st call for proposals of the European Innovation Fund", *European Biogas Association*, [1st call for proposals of the European Innovation Fund | European Biogas Association](#)
30. Gibson, Lee; "More than 300 applications for share of €1 billion clean tech funding", *European Cluster Collaboration Platform*, 5 novembre 2020. [More than 300 applications for share of €1 billion clean tech funding | European Cluster Collaboration Platform](#)
31. "Treasury Department and Internal Revenue Service Release Final Rule on Section 45Q Credit Regulations", *U.S. Department of the Treasury*, 6 gennaio 2021. [Treasury Department and Internal Revenue Service Release Final Rule on Section 45Q Credit Regulations | U.S. Department of the Treasury](#)
32. "Quest Carbon Capture and Storage", *Shell*. [Quest Carbon Capture And Storage | Shell Canada](#)
33. "Air Products & Chemicals, Inc.", *U.S. Department of Energy*. [Air Products & Chemicals, Inc. | Department of Energy](#)
34. "Programma NER 300", *Commissione Europea*. [NER 300 programme | Azione per il clima \(europa.eu\)](#)
35. "Industrial Activity", *European Pollutant Release and Transfer Register*. [E-PRTR \(europa.eu\)](#)
36. "La sfida per ridurre l'inquinamento industriale", *Agenzia Europea dell'Ambiente*, 17 maggio 2021. [La sfida per ridurre l'inquinamento industriale — Agenzia europea dell'ambiente \(europa.eu\)](#)
37. Decreto del Ministero dell'Ambiente (Parere CTIVA) – Progetto pilota di iniezione CO₂ nel livello Pool A del Giacimento Concessione Cortemaggiore e Allegato, 24 novembre 2010. [Progetto pilota di Iniezione CO2 nel livello Pool A del Giacimento Concessione Cortemaggiore - Documentazione - Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali - VAS - VIA - AIA \(minambiente.it\)](#)
38. IEA (International Energy Agency) GreenHouse Gas R&D Programme (IEA GHG, 2001).
39. "Transition Report", *Rystad Energy*, gennaio 2021.

40. "Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide", EU GeoCapacity.
41. "Greenhouse gas emissions by source sector", EUROSTAT. [Eurostat - Data Explorer \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&code=env_ea_gg_emissions_by_sector)
42. "Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali", Ministero della Transizione Ecologica. [Ricerca Piano/Programma/Progetto/Installazione - Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali - VAS - VIA - AIA \(minambiente.it\)](https://www.minambiente.it/it/valutazioni-e-autorizzazioni-ambientali)
43. Catino, Fabio; "Affermentamento", Treccani, 2012. [afforestamento \(o afforestazione\) in "Dizionario di Economia e Finanza" \(treccani.it\)](https://www.treccani.it/enciclopedia/afforestamento-o-afforestazione_(Dizionario-di-Economia-e-Finanza)/)
44. Bonardo, Vanda; Croce, Beppe; "Carbon sink e sistemi forestali e agricoli", *Legambiente*, 11 maggio 2018.
45. "Premi agli agricoltori che catturano carbonio", ITA.BIO, 25 gennaio 2021. [Premi agli agricoltori che catturano carbonio – ITA.BIO](https://www.ita.bio/it/premi-agli-agricoltori-che-catturano-carbonio)
46. Acutis, Marco; "Agricoltura conservativa", Università degli Studi di Milano.
47. Favier, A; De Wolf, C; Scrivener, K; Habert, G; "A sustainable future for the European Cement and Concrete Industry - Technology assessment for full decarbonisation of the industry by 2050", *ETH Zürich*, 2018.
48. Lackner, K; "7 Mineral carbonation and industrial uses of carbon dioxide Coordinating Lead", *Semantic Scholar*, 2006.
49. "La Produzione dell'Alluminio", *CiAl*, [Come viene prodotto l'alluminio? CiAl illustra il processo di produzione](https://www.cial.it/come-viene-prodotto-lalluminio?CiAl-illustra-il-processo-di-produzione)
50. Venancio, Luis, C, A; Souza, Josè, Antonio, Silva; Macedo, Emanuel, Negrão; Botelho, Fernando, Aracati; Cèsar, Glucia, Costa; "Polit Test Of Bauxite Residue Carbonation with Flue Gas", *SpringerLink*. [Pilot Test of Bauxite Residue Carbonation with Flue Gas | SpringerLink](https://www.springerlink.com/doi/10.1007/978-94-007-5444-4_10)
51. Rai, Suchita, B; Wasewar, Kailas, L; Mishra, R, S; Mahindran, P; Chaddha, M, J; *Mukhopadhyay, J*; "Sequestration of carbon dioxide in red mud", *Taylor & Francis Online*, 1 novembre 2012. [Sequestration of carbon dioxide in red mud: Desalination and Water Treatment: Vol 51, No 10-12 \(tandfonline.com\)](https://www.tandfonline.com/doi/10.1080/0013791X.2012.704444)
52. Rivera, Rodolfo, Marin; Ounoughene, Ghania; Borra, Chenna, Rao; Binnemans, Koen; Gerven, Tom, Van; "Neutralisation of bauxite residue by carbon dioxide prior to acidic leaching for metal recovery", *Minerals Engineering*.
53. "Long Term Strategy, Allegato 2", Ministero dell'Ambiente.
54. Chan, Y; Petithunguenin, L; Fleiter, T; Herbst, A; Arens, M; Stevenson, P; "Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry – Part 1: Technology Analysis", *Fraunhofer ISI*, 2019.
55. Chiesa, Paolo; "Sistemi Energetici Avanzati", *Politecnico di Milano*, 2018.
56. Plaza, Marta, G; Martinez, Sergio; Rubiera, Fernando; "CO₂ Capture, Use and Storage in the Cement Industry: State of the Art and Expectations", *energies*, 30 ottobre 2020.
57. "Industrial Transformation 2050 - Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry", *Material Economics*, 2019.
58. "ETP Clean Energy Technology Guide", IEA, 2 luglio 2020. <https://www.iea.org/articles/etp-clean-energy-technology-guide>
59. "Energy Technology Perspective 2020", IEA.
60. Zhao, Ruikai; Liu, Longcheng; Zhao, Li; Deng, Shuai; Li, Shuangjun; Zhang, Yue; "A comprehensive performance evaluation of temperature swing adsorption for post-combustion carbon dioxide capture", *Elsevier*, 30 luglio 2019.
61. Roussanaly, Simon; Anantharaman, Rahul; Lindqvist, Karl; Zhai, Haibo; Rubin, Edward; "Membrane properties required for post-combustion CO₂ capture at coal-fired power plants", *Journal of Membrane Science*, 24 marzo 2016.
62. "Deep decarbonisation of industry: The cement sector", *European Commission*, 2020.
63. Rodriguez, N; Murillo, R; Abanades, C; "CO₂ Capture from Cement Plants Using Oxyfired Precalcination and/or Calcium Looping", *Environmental Science and Technology*, 2012.

64. Haaf, Martin; Peters, Jens; Hilz, Jochen; Unger, Antonio; Jochen, Ströhle; Epple, Bernd; "Combustion of solid recovered fuels within the calcium looping process – Experimental demonstration at 1 MW_{th} scale", *Experimental Thermal and Fluid Science*, 12 dicembre 2019.
65. "Climate-Neutral Industry", *Agora Energiewende*, novembre 2019.
66. P. Schmidt, W. Weindorf, A. Roth, V. Batteiger e F. Riegel, «Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel» German Environment Agency, Germany, 2016.
67. Deutz, Sarah; Bardow, André; "Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature-vacuum swing adsorption", *nature energy*, 4 febbraio 2021. [Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption | Nature Energy](#)
68. Fasihi, Mahdi; Efimova, Olga; Breyer, Christian; "Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants", *Journal of Cleaner Production*, 14 marzo 2019. [Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants | Elsevier Enhanced Reader](#)
69. Kemper, Jasmin; "Biomass with carbon capture and storage (BECCS/Bio-CCS)", *IEA Greenhouse Gas R&D Programme*, 10 marzo 2017.
70. Thangaraj, p; Okoye, S; Gordon, B; Zilberman, D; Hochman, G; "Factsheet: Bioenergy with Carbon Capture and Storage".
71. Ricci, Olivia; Selosse, Sandrine; "Global and regional potential for bioenergy with carbon capture and storage", *Energy Policy*, 31 ottobre 201.
72. Teffer, Peter; "After spending €587 million, EU has zero CO₂ storage plants", *euobserver*, 6 ottobre 2017. [After spending €587 million, EU has zero CO2 storage plants \(euobserver.com\)](#)
73. Forti, Marina; "Ravenna è il banco di prova per il futuro energetico in Italia", su *Internazionale*, Aprile 2021
74. "Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra", gennaio 2021.
75. "The world's biggest climate-positive direct air capture plant: Orca!", *climateworks*. [Climeworks latest direct air capture plant](#)
76. Jonah, M, Kessel; Hiroko, Tabuchi; "It's a Vast, Invisible Climate Menace. We Made It Visible", *New York Times*, 12 dicembre 2019. [It's a Vast, Invisible Climate Menace. We Made It Visible. - The New York Times \(nytimes.com\)](#)
77. "Air quality in Europe", *EEA*, settembre 2020
78. Direttiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009
79. "Global methane assessment", *UN environment programme*, 2021.