

# Studio CCUS

*Analisi degli aspetti tecnici, economici e normativi funzionali allo sviluppo della filiera CCUS*

2025



<b>1</b>	<b>Ambito e finalità dello Studio</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Quadro normativo CCUS a livello internazionale</b> .....	<b>6</b>
2.1	Quadro normativo CCUS a livello Europeo ed internazionale.....	6
2.1.1	<i>Net Zero Industry Act</i> (NZIA) .....	6
2.1.2	<i>Industrial Carbon Management Strategy</i> (ICMS) .....	7
2.1.3	Direttiva CCS (2009/31/CE) .....	10
2.1.4	Direttiva ETS (UE 2023/959) – Regolamento esecutivo (2018/2066) .....	10
2.1.5	Altre disposizioni e strumenti di supporto a livello europeo .....	11
2.1.6	Quadro PNIEC SM in materia di CCUS.....	12
2.1.7	Protocollo di Londra .....	13
2.2	Focus quadri normativi principali stati che hanno disciplinato CCUS.....	13
2.2.1	UK.....	13
2.2.2	Olanda .....	19
2.2.3	Danimarca.....	22
2.2.4	Francia.....	24
2.3	Quadro normativo nazionale vigente in materia CCUS.....	27
2.4	Quadro di sintesi confronto normativa paesi.....	29
<b>3</b>	<b>Orientamenti per l'evoluzione del quadro normativo e regolatorio in materia CCUS</b> .....	<b>31</b>
3.1	Governance e inquadramento normativo delle attività CCUS .....	31
3.2	Regolazione dei servizi di trasporto tramite rete e stoccaggio della CO2.....	32
3.2.1	<i>Unbundling</i> attività CCUS.....	32
3.2.2	Condizioni di accesso alle infrastrutture.....	33
3.2.3	Regolazione tariffe e remunerazione trasporto e stoccaggio .....	33
3.2.4	Titolarità del biossido di Carbonio.....	34
3.2.5	Piani di sviluppo.....	34
3.3	Strumenti di supporto per lo sviluppo della filiera.....	35
3.4	Gap normativi e possibili evoluzioni.....	36
<b>4</b>	<b>Regola tecnica per le reti di trasporto della CO2</b> .....	<b>38</b>
4.1	Contesto di riferimento .....	38
4.2	I contenuti della regola tecnica .....	38
4.3	Le disposizioni del Decreto interministeriale .....	42
<b>5</b>	<b>Analisi domanda cattura e offerta stoccaggi per CCUS</b> .....	<b>44</b>
5.1	Fabbisogni di decarbonizzazione dei settori idonei alla CCUS .....	44
5.1.1	Industria .....	45
5.1.2	Termoelettrico .....	45
5.1.3	Incenerimento rifiuti ( <i>Waste to Energy</i> – WTE).....	48
5.1.4	Indice rilevanza CCUS .....	49
5.2	Potenziale capacità di stoccaggio della CO2 nazionale .....	52
5.3	Potenziale capacità di utilizzo della CO2 .....	54

5.4	Clustering potenziali fruitori del servizio di trasporto e stoccaggio di CO2 .....	56
5.5	I progetti infrastrutturali per il trasporto e lo stoccaggio della CO2 e gli impianti di cattura ...	60
<b>6</b>	<b>Analisi dei costi della filiera CCUS .....</b>	<b>63</b>
6.1	Metodologia di analisi tecnico-economica.....	63
6.1.1	Modello tecnico-economico .....	63
6.1.2	Indicatori chiave delle performance economiche finanziarie della CCUS.....	64
6.1.3	Principali assunzioni.....	65
6.1.4	Parametri analisi di sensitività .....	66
6.2	Costi di cattura della CO2.....	67
6.3	Costi di trasporto e stoccaggio della CO2.....	70
6.3.1	Trasporto <i>onshore</i> via tubo.....	70
6.3.2	Trasporto <i>offshore</i> via nave.....	73
6.3.3	Stoccaggio .....	74
6.4	Impatto sul costo del prodotto.....	75
6.5	Confronto costi filiera CCUS Studio con letteratura internazionale .....	78
6.6	Costi della filiera CCUS e funding gap.....	79
6.7	Confronto costi CO2 evitata tra diverse opzioni di decarbonizzazione .....	80
<b>7</b>	<b>Analisi meccanismi di supporto CCUS .....</b>	<b>83</b>
7.1	Tipologia soggetti ammissibili ai meccanismi di supporto e possibili requisiti di accesso .....	83
7.2	Meccanismo di selezione dei progetti da incentivare .....	84
7.3	Ipotesi di schemi di supporto per gli emettitori della filiera CCUS .....	86
7.3.1	Schema di incentivazione CCfD <i>Carbon Contract for Difference</i> .....	88
7.3.2	Schema di incentivazione CfD per settore termoelettrico con cattura .....	89
7.3.3	Schema di incentivazione CfD per idrogeno blu venduto a terzi .....	91
7.3.4	Schema di incentivazione CCfD per emissioni negative con CCUS.....	92
7.4	Scenari fabbisogni risorse di sistema per l'avvio della filiera CCUS .....	93
7.5	Fonti di finanziamento risorse di sistema per la CCUS .....	94
	<b>Allegato 1: Cos'è la CCUS .....</b>	<b>96</b>

## 1 Ambito e finalità dello Studio

La possibilità di ricorrere alla cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica, sia nel settore energetico che in quello industriale, al fine di raggiungere la completa decarbonizzazione entro il 2050 era già stata riconosciuta nel PNIEC 2019<sup>1</sup>. Tale leva di decarbonizzazione è stata poi confermata nella “*National Long-Term Strategy*”, che individua possibili percorsi per raggiungere la neutralità climatica in Italia entro il 2050. Per raggiungere tale obiettivo, la CCUS (*Carbon Capture Utilization and Storage*)<sup>2</sup> è stata identificata tra le quattro leve fondamentali da integrare con l'azione dell'efficienza energetica. Il PNIEC, trasmesso a luglio 2024 alla Commissione Europea, conferma ed implementa il ricorso alla CCUS per perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione già a partire dal 2030.

Il presente Studio cerca di fornire una base tecnica necessaria per definire nei prossimi anni un quadro normativo che abiliti lo sviluppo della filiera CCUS in Italia al fine di tragguardare gli obiettivi di decarbonizzazione del paese. Lo Studio è stato elaborato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (di seguito: MASE) in conformità a quanto previsto dal comma 3, dell'articolo 7, del Decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, il quale stabilisce che:

*“Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, anche avvalendosi di società aventi comprovata esperienza nei settori della cattura, trasporto e stoccaggio di CO2, anche per gli aspetti relativi alla regolazione tecnica ed economica, predispone, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, uno Studio propedeutico a:*

- a) *effettuare la ricognizione della normativa vigente relativa alla filiera della cattura, stoccaggio e utilizzo di CO2 (Carbon Capture, Utilisation and Storage - CCUS), nell'ottica di delineare un quadro di riferimento normativo funzionale all'effettivo sviluppo della filiera stessa, anche tenendo conto delle esperienze europee e internazionali in materia;*
- b) *elaborare schemi di regolazione tecnico-economica dei servizi di trasporto e stoccaggio di CO2;*
- c) *elaborare schemi di regole tecniche per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza delle infrastrutture e dei servizi di trasporto, ivi incluse le reti per il trasporto di CO2 dal sito di produzione, cattura e raccolta alle stazioni di pompaggio;*
- d) *effettuare analisi di fattibilità e di sostenibilità, anche sotto il profilo dei costi, dei processi di cattura della CO2 per le diverse tipologie di utenza;*
- e) *individuare la platea di potenziali fruitori del servizio di trasporto e stoccaggio di CO2 nell'ambito dei settori industriali più inquinanti e difficili da riconvertire (Hard To Abate), e termoelettrico;*
- f) *definire le modalità per la remunerazione ed eventuali meccanismi di supporto per le diverse fasi della filiera della cattura, del trasporto, dell'utilizzo e dello stoccaggio di CO2.*

A decorrere dal mese di febbraio 2024, a seguito della conversione in legge del citato DL 181/2023, il MASE ha avviato le attività di progetto propedeutiche allo sviluppo del presente Studio. Tenuto conto dell'elevato livello di innovazione, dell'ampiezza e della complessità tecnica degli argomenti da trattare, il MASE ha istituito un apposito gruppo di lavoro, coinvolgendo un ampio ventaglio di soggetti caratterizzati da competenze trasversali in materia tra cui: ARERA, GSE, ISPRA, RSE, ENEA, CESI, CONFINDUSTRIA, ENI, SNAM, Università (Torvergata, Politecnico di Milano), operatori dei settori industriali *Hard to Abate* ed *Energy&Utilities*, fornitori di tecnologie coinvolti nella filiera CCUS ed enti di certificazione. L'obiettivo del gruppo di lavoro è stato quello di lavorare in maniera sinergica e, per quanto possibile, condivisa sugli approfondimenti e gli orientamenti da delineare. Il MASE ha condiviso a tal fine un piano di lavoro dettagliato con l'indicazione di milestones intermedi per i diversi filoni di attività. Sono stati, inoltre, costituiti specifici gruppi di lavoro, coordinati dal MASE, avvalendosi anche del supporto di ARERA, GSE e CESI per i profili di competenza.

<sup>1</sup> Il PNIEC è inviato alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, completando così il percorso avviato nel dicembre 2018, nel corso del quale il Piano è stato oggetto di un proficuo confronto tra le istituzioni coinvolte, i cittadini e tutti gli stakeholder. Con PNIEC vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO2, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

<sup>2</sup> Con tale acronimo che sarà utilizzato nell'intero Studio si sottintende sia la filiera CCS che la filiera CCU, si rimanda all'allegato 1 per un inquadramento di questa filiera tecnologica

Il presente documento illustra i risultati delle analisi del MASE sui potenziali sviluppi da un punto di vista normativo e del modello di business per la CCUS negli ambiti delineati dal citato DL 181/2023.

Le proposte elaborate nel presente Studio non sono da intendersi vincolanti rispetto agli ulteriori sviluppi che il Governo intenderà perseguire. Il MASE continuerà a impegnarsi nel perfezionamento delle sue proposte in particolare in relazione ai benefici conseguibili e all'ottimizzazione delle risorse di sistema, anche con il coinvolgimento degli altri soggetti istituzionali e non coinvolti a vario titolo nella filiera.

## 2 Quadro normativo CCUS a livello internazionale

### 2.1 Quadro normativo CCUS a livello Europeo ed internazionale

La CCUS è ormai riconosciuta come uno degli strumenti chiave per completare il percorso di decarbonizzazione europeo. A fronte della crescente consapevolezza della sua importanza nel percorso di riduzione delle emissioni, anche la *policy* europea in materia si è evoluta di recente con importanti aggiornamenti.

L'Unione Europea può contare oggi su una serie di disposizioni normative per la cattura, il trasporto, l'utilizzo e lo stoccaggio del biossido di carbonio. Rilevano inoltre alcune linee di indirizzo per lo sviluppo legislativo a venire e strumenti di supporto per sostenere e accelerare lo sviluppo delle infrastrutture.

#### 2.1.1 Net Zero Industry Act (NZIA)

Il *Net Zero Industry Act* (NZIA) - Regolamento (EU) 2024/1735 del Parlamento europeo e del Consiglio, pubblicato sulla Gazzetta ufficiale dell'Unione europea in data 28-06-2024, che istituisce un quadro di misure per rafforzare l'ecosistema europeo di produzione delle tecnologie a zero emissioni nette - introduce importanti novità nell'ambito del settore della CCS, fissando per la prima volta un obiettivo per lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> a livello dell'Unione, per una capacità di iniezione annuale di 50 MtCO<sub>2</sub> entro il 2030, e obblighi in capo agli Stati membri per introdurre misure idonee al suo raggiungimento, alla necessità di rendere disponibili informazioni sui siti geologici, sui progetti in corso e sui fabbisogni attesi, oltre che in merito al monitoraggio dei risultati.

Il Regolamento ha come obiettivo principale l'istituzione di un mercato unico dell'Unione dei servizi di stoccaggio di CO<sub>2</sub> per i grandi emettitori di CO<sub>2</sub>, in particolare per i settori *Hard to Abate*; intende altresì accelerare lo sviluppo della CCS lungo tutta la catena del valore e facilitare gli investimenti in questo nuovo settore emergente.

Il Regolamento stabilisce che i progetti finalizzati allo stoccaggio di CO<sub>2</sub>, nonché quelli per la cattura e il trasporto- se rispondenti a specifici criteri - potranno essere riconosciuti come "progetti strategici per tecnologie a zero emissioni nette" e in tal caso dovranno essere sostenuti dagli Stati membri. Tali progetti avranno massima rilevanza nazionale, poiché di interesse pubblico, e beneficeranno di un congruo trattamento nell'ambito delle procedure di rilascio delle autorizzazioni, comprese le procedure relative alle valutazioni ambientali. La durata massima della procedura di rilascio delle autorizzazioni per la gestione di un sito di stoccaggio in conformità alla Direttiva 2009/31/CE è fissata a 18 mesi.

Per conseguire l'obiettivo di stoccaggio a livello dell'Unione per il 2030 sono previsti contributi obbligatori dei produttori di petrolio e di gas che sono titolari di un'autorizzazione a norma della Direttiva 94/22/CE. Tali contributi individuali sono calcolati proporzionalmente alla loro quota di produzione rispetto al totale della produzione di petrolio greggio e gas naturale dell'Unione, su un periodo di riferimento che va dal 1° gennaio 2020 al 31 dicembre 2023.

Entro 3 mesi dall'entrata in vigore del Regolamento gli Stati membri notificano alla Commissione l'elenco di tali soggetti e i relativi volumi di produzione di idrocarburi.

I soggetti a cui è assegnato un contributo individuale presentano un piano entro 12 mesi dall'entrata in vigore del Regolamento, descrivendo in dettaglio il modo in cui conseguiranno il contributo, specificando i mezzi e le tappe principali per raggiungere il volume previsto, autonomamente o mediante accordi con altri soggetti. Entro 24 mesi dopo l'entrata in vigore del Regolamento, gli Stati membri stabiliscono sanzioni nei confronti dell'eventuale inottemperanza da parte dei soggetti obbligati; tuttavia, entità con produzione al di sotto di una determinata soglia sono escluse dall'obbligo del contributo individuale.

Al fine di favorire la formazione di un mercato unico dello stoccaggio di CO<sub>2</sub>, occorre tra l'altro rendere disponibili informazioni migliori sui dati geologici relativi ai siti idonei ad essere autorizzati sul territorio

UE, sui progetti di cattura e di stoccaggio di CO<sub>2</sub> in corso e sulla stima dei corrispondenti fabbisogni di capacità di iniezione e trasporto attesi.

Nel dettaglio entro il 30 dicembre del 2024, gli Stati membri rendono pubblici:

- dati su tutte le zone del loro territorio in cui potrebbero essere autorizzati siti di stoccaggio di CO<sub>2</sub>, compresi gli acquiferi salini, fatti salvi i requisiti riguardanti la tutela delle informazioni riservate;
- i dati geologici relativi ai siti di produzione di gas e petrolio che sono stati disattivati o la cui disattivazione è stata notificata all'autorità competente e, se disponibili, valutazioni economiche dei rispettivi costi per consentire l'iniezione di CO<sub>2</sub>. Includendo dati relativi a: (i) se il sito sia adatto per l'iniezione e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> in modo sostenibile, sicuro e permanente; (ii) la disponibilità e/o la necessità di infrastrutture di trasporto e modalità adatte al trasporto sicuro di CO<sub>2</sub> per raggiungere il sito.

Entro il 30 dicembre del 2024 e successivamente ogni anno, gli Stati membri presentano alla Commissione una relazione che descriva:

- i progetti di cattura in corso con il corrispondente fabbisogno in termini di capacità di iniezione e di infrastrutture di trasporto;
- i progetti di stoccaggio e di trasporto di CO<sub>2</sub> in corso;
- le misure nazionali di sostegno per promuovere tali progetti;
- la strategia nazionale e gli obiettivi fissati per la cattura di CO<sub>2</sub> entro il 2030, se del caso;
- cooperazione bilaterale e regionale che facilita il trasporto transfrontaliero di CO<sub>2</sub>;
- i progetti di trasporto di CO<sub>2</sub> in corso e una stima relativa ai futuri progetti di trasporto di CO<sub>2</sub> per adeguarsi alla capacità di cattura e stoccaggio corrispondente.

Il Regolamento inoltre prevede la predisposizione da parte della Commissione di alcuni atti delegati in questi anni che potrebbero dar luogo ad ulteriori adempimenti da parte degli Stati membri, e la definizione, entro il 30 giugno 2026, delle sanzioni in relazione alle violazioni degli obblighi al contributo individuale all'obiettivo a livello dell'Unione in materia di capacità di iniezione di CO<sub>2</sub> al 2030.

La Commissione assicura un monitoraggio dei progressi compiuti rispetto all'obiettivo a livello dell'Unione in materia di capacità di iniezione di CO<sub>2</sub>; a tal fine gli Stati membri forniscono ogni anno i dati relativi alla quantità di CO<sub>2</sub> immagazzinata permanentemente nel sottosuolo conformemente alla Direttiva 2009/31/CE. È anche prevista, entro tre anni dall'entrata in vigore del Regolamento, una valutazione della Commissione sul funzionamento del mercato della cattura di CO<sub>2</sub>, dello sviluppo degli stoccaggi, dell'adeguatezza della rete di trasporto e delle condizioni di accesso, con possibilità per la Commissione di proporre un atto legislativo per regolamentare il mercato, al fine di affrontare eventuali carenze. Al 2028 è altresì prevista una valutazione della Commissione sui progressi compiuti, con possibilità di introdurre un nuovo obiettivo entro il 2040 o prima, se necessario.

### **2.1.2 Industrial Carbon Management Strategy (ICMS)**

Il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi climatici europei richiede una significativa riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nei prossimi anni. Sebbene gran parte di questo obiettivo possa essere raggiunto investendo nell'efficienza energetica e nelle energie rinnovabili, la UE avrà anche bisogno di ricorrere ad altre tecnologie, come quelle funzionali a catturare e stoccare la CO<sub>2</sub> (o di utilizzarla). Ciò sarà particolarmente importante nei settori in cui è più difficile ridurre le emissioni, ovvero quelli per cui le soluzioni alternative di decarbonizzazione risultano tecnicamente ed economicamente non sostenibili.

Obiettivo principale della *Industrial Carbon Management Strategy* (Comunicazione della Commissione europea del 06 febbraio 2024) è lo sviluppo di queste tecnologie e del quadro normativo e di investimento per sostenerle, con il fine di contribuire a decarbonizzare i processi produttivi nei settori industriali importanti per l'economia dell'UE.

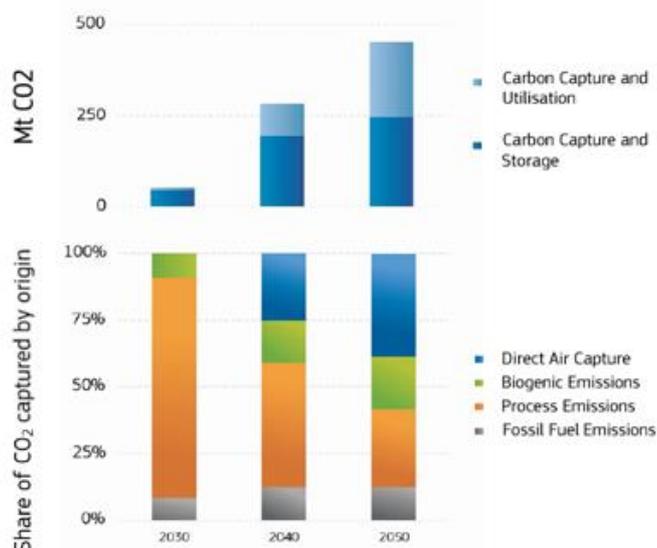
La Strategia si concentra su tre principali percorsi:

- Cattura della CO<sub>2</sub> per stoccaggio (CCS): le emissioni di CO<sub>2</sub> di origine fossile, biogenica o atmosferica vengono catturate per uno stoccaggio geologico permanente e sicuro;
- Cattura della CO<sub>2</sub> per l'utilizzo (CCU): la CO<sub>2</sub> catturata viene utilizzata per sostituire il carbonio di origine fossile nei prodotti sintetici, prodotti chimici o carburanti<sup>3</sup>;
- Rimozione della CO<sub>2</sub> dall'atmosfera: la CO<sub>2</sub> biogenica o atmosferica viene catturata con mezzi tecnologici e immessa in un deposito permanente.

L'UE ha già in atto una serie di politiche per sostenere la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub>, ma dovrà ampliare in modo significativo i suoi sforzi per mitigare e gestire le emissioni di carbonio in futuro. Per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, l'UE dovrà essere pronta a rimuovere: almeno 50 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno entro il 2030 (previsione già contenuta nel NZIA), circa 280 milioni di tonnellate entro il 2040, circa 450 milioni di tonnellate entro il 2050.

La Strategia definisce tre diverse fasi di sviluppo della gestione del carbonio in Europa. Per il 2030, l'obiettivo strategico dell'UE è lo sviluppo di una capacità di stoccaggio di CO<sub>2</sub> di almeno 50 Mt/anno, insieme alle relative infrastrutture di trasporto; entro il 2040, la maggior parte delle catene del valore regionali del carbonio dovrebbero diventare economicamente sostenibili e la CO<sub>2</sub> dovrebbe diventare una merce commerciabile per lo stoccaggio o per l'utilizzo nell'ambito di un mercato unico dell'UE, con accesso aperto e non discriminatorio ai servizi di trasporto e stoccaggio. La cattura della CO<sub>2</sub> emessa dal settore industriale *Hard to Abate* dovrebbe divenire la norma. Dopo il 2040, la gestione del carbonio industriale dovrebbe diventare parte integrante dell'economia dell'UE e il carbonio biogenico o atmosferico dovrebbe costituire la principale fonte per i processi industriali basati sulla CO<sub>2</sub> o per i carburanti nei trasporti.

Figura 1 – Scenari sviluppo capacità di stoccaggio annua al 2050 per fonte di cattura (Fonte: ICM)



Durante il primo decennio, l'obiettivo principale sarà la cattura della CO<sub>2</sub> dalle emissioni di processo, nonché da alcune emissioni provenienti da fonti fossili e biogene di CO<sub>2</sub>. Entro il 2040, quasi la metà della CO<sub>2</sub> catturata ogni anno dovrebbe provenire da fonti biogene o direttamente dall'atmosfera, per controbilanciare le emissioni difficili da abbattere nell'UE e per ottenere successivamente emissioni negative.

Se da un lato l'UE è relativamente ben posizionata per quanto riguarda le tecnologie di cattura della CO<sub>2</sub>, la ricerca e l'innovazione e beneficia del *know-how* delle aziende, compresa la conoscenza geologica, essenziali per lo sviluppo dei progetti; dall'altro incontra difficoltà nel creare un *business*

<sup>3</sup> Si rammenta tuttavia che ai sensi dell'art. 12, par. 3 ter, della direttiva 2003/87/CE i prodotti che possano dar luogo ad un utilizzo della CO<sub>2</sub> che soddisfi i requisiti di legame chimico permanente che consente di derogare all'obbligo di restituzione delle quote di CO<sub>2</sub> sono solo alcuni prodotti per l'edilizia a base di carbonati per maggiori dettagli si rimanda al Par. 5.3

case affidabile, anche a causa del significativo livello degli investimenti iniziali richiesti, dell'incertezza sui futuri prezzi delle quote ETS e del rischio di non trovare il giusto equilibrio tra domanda e offerta. Ciò è esacerbato dalla mancanza di un quadro normativo globale lungo l'intera catena del valore, da un coordinamento e una pianificazione insufficienti, soprattutto in contesti transfrontalieri, e da incentivi insufficienti per gli investimenti pubblici e privati.

La Strategia di gestione del carbonio industriale evidenzia la necessità di politiche ambiziose e ben coordinate a livello nazionale, nonché l'esigenza di una pianificazione e integrazione delle infrastrutture strategiche a livello dell'UE. Per stimolare lo sviluppo di questo mercato, sarà necessaria inoltre una combinazione di finanziamenti pubblici e privati, a livello comunitario e nazionale.

A tal fine la Strategia integrerà e completerà le politiche e gli strumenti di finanziamento dell'UE esistenti, quali: la Direttiva CCS per lo stoccaggio geologico; il Sistema di scambio delle quote di emissione dell'UE (ETS); il Quadro di certificazione dell'UE per la rimozione del carbonio; il *Net-Zero Industry Act*; nonché: il sostegno alle infrastrutture di trasporto della CO<sub>2</sub> nell'ambito del Regolamento TEN-E per i progetti transfrontalieri, l'*Innovation Fund*, il *Connecting Europe Facility*, l'*Horizon Europe*, il *Recovery and Resilience Facility*.

Di seguito si sintetizzano le principali azioni e strumenti della Strategia:

- Sviluppare le infrastrutture per il trasporto di CO<sub>2</sub>: avviare i lavori per proporre un eventuale futuro pacchetto normativo sul trasporto di CO<sub>2</sub>; lavorare alla proposta di un meccanismo per la pianificazione di un'infrastruttura di trasporto di CO<sub>2</sub> a livello dell'UE, in cooperazione con gli Stati membri e la piattaforma dei portatori di interessi del forum CCUS; considerare, dal 2024, in stretta collaborazione con l'industria, la nomina di coordinatori europei per sostenere le prime fasi dello sviluppo dei progetti di infrastrutture (transfrontaliere); elaborare norme di contabilizzazione delle emissioni nel contesto dell'EU ETS; lavorare per stabilire norme minime in materia di flussi di CO<sub>2</sub> da utilizzare all'interno di un codice di rete, applicabili a tutte le soluzioni di gestione industriale del carbonio; promuovere l'elaborazione di orientamenti in materia di trasporto sicuro di CO<sub>2</sub> via mare eventualmente necessari, attraverso l'Organizzazione marittima internazionale.
- Catturare e stoccare le emissioni di CO<sub>2</sub> anziché rilasciarle nell'atmosfera: sviluppare con gli Stati membri, al più tardi entro l'inizio del 2026, una piattaforma per la valutazione e l'aggregazione della domanda di servizi di trasporto e stoccaggio di CO<sub>2</sub>; creare, entro l'inizio del 2026, un atlante per gli investimenti nei potenziali siti di stoccaggio della CO<sub>2</sub>; utilizzare la piattaforma per la condivisione delle conoscenze dei progetti CCUS industriali per realizzare, insieme all'industria, tabelle di marcia settoriali per la gestione industriale del carbonio; elaborare insieme agli Stati membri, entro il 2025, orientamenti dettagliati relativi alle procedure di autorizzazione per i progetti strategici per tecnologie a zero emissioni nette per lo stoccaggio di CO<sub>2</sub>.
- Supportare l'assorbimento della CO<sub>2</sub> dall'atmosfera: valutare gli obiettivi generali relativi al fabbisogno di assorbimento di carbonio in linea con l'obiettivo climatico dell'UE per il 2040, l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e quello di conseguire successivamente emissioni negative; elaborare opzioni strategiche e sostenere i meccanismi di assorbimento industriale del carbonio; nell'ambito di *Horizon Europe* e dell'*Innovation Fund*, stimolare le attività di ricerca, innovazione e la dimostrazione precoce delle tecnologie industriali innovative per l'assorbimento del CO<sub>2</sub> condotte dall'UE.
- Utilizzare la CO<sub>2</sub> catturata come risorsa sostitutiva dei combustibili fossili nella produzione industriale: valutare opzioni per attrarre la domanda, in collaborazione con le industrie, al fine di aumentare la diffusione del carbonio di origine sostenibile come risorsa nei settori industriali; utilizzare la piattaforma per la condivisione delle conoscenze dei progetti CCUS industriali per realizzare, insieme alle industrie, tabelle di marcia settoriali specifiche per le attività di CCU; elaborare un quadro coerente che tenga conto di tutte le attività di gestione industriale del carbonio.

### 2.1.3 Direttiva CCS (2009/31/CE)

La Direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio (nota come "Direttiva CCS"), rappresenta il primo quadro giuridico europeo sullo stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub> e mira a prevenire gli effetti negativi e i rischi per l'ambiente e la salute umana potenzialmente derivanti da queste attività.

La direttiva disciplina alcuni aspetti fondamentali per lo sviluppo di progetti di stoccaggio quali: il processo di scelta dei siti di stoccaggio, il rilascio delle licenze di esplorazione e delle autorizzazioni allo stoccaggio, i criteri e le procedure di ammissione del flusso di CO<sub>2</sub> allo stoccaggio, gli obblighi di monitoraggio in capo al gestore del sito, le ispezioni, gli interventi in caso di fuoriuscite o irregolarità, gli obblighi del gestore per la chiusura e post-chiusura del sito, il trasferimento di responsabilità all'autorità competente, le garanzie finanziarie che il gestore del sito deve prestare prima dell'inizio dell'attività di iniezione e il contributo finanziario che il gestore deve versare prima del trasferimento di responsabilità allo Stato a fine vita dell'impianto, l'accesso di terzi alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio, le informazioni ambientali al pubblico.

La Direttiva è sostenuta da Linee Guida non vincolanti, pubblicate di recente dalla Commissione europea, volte a supportare le autorità competenti e gli operatori, per una coerente implementazione delle misure contenute nella Direttiva. Tali Linee Guida riguardano in particolare la gestione del rischio, le caratteristiche dei siti di stoccaggio, i criteri per il trasferimento di responsabilità, le garanzie finanziarie e il contributo da versare all'autorità competente, il periodo di monitoraggio post chiusura, lo smantellamento delle infrastrutture di iniezione, il trasferimento dei dati all'autorità competente. Si articolano in 4 documenti: *"CO<sub>2</sub> Storage Life Cycle and Risk Management Framework"*; *"Characterisation of the Storage Complex, CO<sub>2</sub> Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures"*; *"Criteria for Transfer of Responsibility to the Competent Authority"*; *"Financial Security and Financial Contribution"*.

La Direttiva CCS dispone che ogni tre anni gli Stati membri riferiscano alla Commissione in merito alla sua implementazione. Dall'ultimo report emerge che lo stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> è consentito in tutti gli Stati membri dell'Unione europea, Islanda e Norvegia, ad eccezione di Austria, Cipro, Estonia, Finlandia, Germania, Irlanda, Lettonia, Lituania e Slovenia.

A livello nazionale, il recepimento della Direttiva è avvenuto con il D. Lgs. n.162 del 14 settembre 2011.

### 2.1.4 Direttiva ETS (UE 2023/959) – Regolamento esecutivo (2018/2066)

Tra le direttive d'interesse per lo sviluppo delle iniziative di CCUS in Europa si inseriscono anche la Direttiva 2023/959 (cd. Direttiva ETS) e il Regolamento esecutivo 2018/2066, che prevedono misure abilitanti per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio permanente di carbonio in Europa. In particolare, la Direttiva dispone che non devono essere restituite le quote per le emissioni depositate in un sito di stoccaggio ai sensi della Direttiva 2009/31/CE o siano legate chimicamente in modo permanente a un prodotto. Tale disposizione fornisce di fatto un incentivo sostanziale per la cattura e l'utilizzo della CO<sub>2</sub>.

Rispetto alle definizioni, per "cattura nei siti di stoccaggio" il riferimento è la Direttiva 2009/31, mentre per l'utilizzo permanente di CO<sub>2</sub> è stato pubblicato il Regolamento Delegato (UE) del 30.7.2024 che integra la Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda i requisiti secondo cui ritenere i gas a effetto serra legati chimicamente in modo permanente in un prodotto (per maggiori dettagli si rimanda a Par. 5.3).

La Direttiva stabilisce inoltre che entro il 31 luglio 2026 la Commissione è tenuta a presentare al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione, corredata, se del caso, di una proposta legislativa e di una valutazione d'impatto, che esamina le modalità in cui le emissioni negative generate dai gas a effetto serra catturati dall'atmosfera e stoccati in modo sicuro e permanente potrebbero essere contabilizzate e in che modo tali emissioni negative potrebbero essere coperte dallo schema ETS.

La Direttiva stabilisce poi le modalità secondo le quali il Fondo EU per l'innovazione possa essere utilizzato per il finanziamento di progetti CCUS e definisce che gli Stati membri possano destinare i

proventi della vendita all'asta delle quote, o il loro equivalente finanziario, a progetti per la cattura e lo stoccaggio geologico sicuri sotto il profilo ambientale di CO<sub>2</sub>, in particolare quella emessa dalle centrali a combustibili fossili solidi e da una serie di settori e sottosettori industriali, anche nei paesi terzi, e a metodi tecnologici innovativi di rimozione del carbonio, come la cattura direttamente dall'atmosfera e il suo stoccaggio.

Infine, il Regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066 stabilisce norme dettagliate per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della Direttiva 2003/87/CE. In questo ambito viene ulteriormente normata l'attività di cattura, trasporto e stoccaggio di CO<sub>2</sub>, con riferimento alle metodologie per il calcolo delle emissioni trasferite e degli obblighi di controllo e misura (articolo 49).

### 2.1.5 Altre disposizioni e strumenti di supporto a livello europeo

Ulteriore disposizione normativa di rilievo, ai fini del sostegno alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di CO<sub>2</sub>, è il **Regolamento TEN-E** (*Trans-European Networks for Energy* - UE 347/2013) che ha introdotto norme europee per lo sviluppo di corridoi strategici transfrontalieri prioritari all'interno dell'UE, tramite la selezione di Progetti di interesse comune - PCI.

Sottoposto a revisione nel maggio 2022, il nuovo TEN-E (Regolamento UE 869/2022) introduce una categoria separata per i progetti di collegamento tra l'Unione e i Paesi terzi (Progetti di mutuo interesse - PMI) e include l'area tematica delle reti transfrontaliere di trasporto e stoccaggio di biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>) fra le infrastrutture ammissibili (gasdotti, gli impianti di stoccaggio di CO<sub>2</sub> e gli impianti fissi per la liquefazione e lo stoccaggio temporaneo).

I criteri per la selezione dei progetti riguardano la dimensione transfrontaliera, i vantaggi complessivi netti per l'Unione, il contributo che gli stessi apportano alla sostenibilità del sistema energetico, gli impatti positivi per l'integrazione del mercato, la competitività o la sicurezza dell'approvvigionamento.

Il processo di selezione si svolge ogni due anni e si conclude con la pubblicazione di un elenco dei progetti PIC/PMI da parte della Commissione. L'ultima lista (6a lista) comprende 14 progetti transfrontalieri per il trasporto e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub>, tra cui anche due progetti che coinvolgono l'Italia: il progetto *Callisto Mediterranean CO<sub>2</sub> Network*, condiviso con la Francia, e il progetto *Prinos CO<sub>2</sub> Storage*, condiviso invece con la Grecia e con la partecipazione di altri Stati membri.

Ai progetti PCI si riconoscono procedure autorizzative semplificate e accelerate e la possibilità di accedere a finanziamenti europei tramite il fondo *Connecting Europe Facility* (CEF), uno tra i più rilevanti fondi europei destinato alle reti infrastrutturali.

Il regolamento TEN-E prevede inoltre la pubblicazione, da parte degli Stati membri, di un «Manuale delle procedure per il procedimento di rilascio delle autorizzazioni applicabili ai progetti di interesse comune» ai fini di fornire una guida alle procedure e un supporto utile agli operatori impegnati nella realizzazione dei progetti. Tale manuale è stato recentemente aggiornato, ai sensi del nuovo Regolamento.

Il **Connecting Europe Facility** sostiene lo sviluppo di reti transeuropee sostenibili ed efficienti e mira a colmare i gap infrastrutturali; il sostegno finanziario non supera il 50% del costo totale ammissibile, aumentato fino al 75% per i progetti che forniscono un elevato grado di sicurezza di approvvigionamento a livello regionale o comunitario, rafforzano la solidarietà dell'UE o offrono soluzioni altamente innovative. Il *Budget CEF-Energy* per il periodo 2021-2027 ammonta a 5,9 miliardi di euro e l'ultimo bando *CEF Energy*, al quale hanno potuto partecipare i progetti rientranti nella 1° Lista dell'Unione dei Progetti di Interesse Comune (PCI) e dei Progetti di Mutuo Interesse (PMI), secondo il nuovo Regolamento TEN-E, è stato pubblicato ad aprile 2024 e si è chiuso il 22 ottobre 2024, e prevede fondi per 850 milioni di €.

L'**Innovation Fund** è un altro importante programma di finanziamento europeo, per il sostegno di progetti per le tecnologie innovative a basse emissioni di carbonio; esso mira a portare sul mercato soluzioni per decarbonizzare l'industria europea e sostenere la sua transizione verso la neutralità climatica, promuovendone al contempo la competitività. I criteri di selezione dei progetti riguardano

l'efficacia della prevenzione delle emissioni di gas serra, il grado di innovazione, la maturità del progetto, la replicabilità, l'efficienza economica. I fondi provengono principalmente dal sistema europeo di scambio di quote di emissione di gas a effetto serra (EU ETS), ma anche dai fondi non spesi del programma NER300. Il Fondo per l'innovazione sostiene fino al 60% (sovvenzioni regolari) e fino al 100% (gare d'appalto) dei costi pertinenti calcolati secondo la metodologia indicata dal bando (generalmente copertura dei costi di capitale e operativi meno entrate nei primi dieci anni di attività). Per i costi rimanenti si può ricorrere ad altre sovvenzioni pubbliche, poiché il Fondo non è un aiuto di Stato. Il gettito stimato del fondo è pari a circa 40 miliardi di euro tra il 2020 e il 2030. Su un totale di 117 progetti in corso, 16 progetti sono per la CCS; di questi solo 3 con componente di stoccaggio. Il totale dei finanziamenti dell'*Innovation Fund* già impegnati per il portafoglio CCS è pari a 2,6 miliardi di euro.

La **Banca europea per gli investimenti (BEI)** ha inoltre incluso la CCS nel pacchetto di 45 miliardi € in supporto al *Green Deal Industrial Plan*, il piano che mira a rafforzare la competitività dell'industria europea a zero emissioni nette e accelerare la transizione verso la neutralità climatica.

Per sostenere gli obiettivi del *Green Deal* europeo, nel 2022 è stata rivista la disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia (CEEAG) ai sensi della quale possono essere erogati aiuti a supporto dei progetti CCUS.

Altra rilevante iniziativa è la creazione, nel 2021, del CCUS Forum, ora ridenominato *Industrial Carbon Management Forum* (ICM Forum), una piattaforma di discussione e confronto che coinvolge le istituzioni europee, l'accademia e l'industria al fine di facilitare lo sviluppo della CCUS. L'attività del Forum è attualmente organizzata in quattro gruppi di lavoro: sviluppo delle infrastrutture per la CO<sub>2</sub>, standard CO<sub>2</sub>, percezione pubblica, cattura e utilizzo della CO<sub>2</sub>. I gruppi di lavoro sono organizzati dalla Commissione e moderati e sostenuti da co-presidenti selezionati tra le parti interessate, garantendo una rappresentanza equilibrata (ONG, think tanks, amministrazioni pubbliche, università e associazioni industriali).

Nel contesto dell'obiettivo proposto per la capacità di stoccaggio dell'UE del NZIA e dalla futura Strategia dell'UE sulla gestione industriale del carbonio, la Commissione europea ha istituito il Gruppo Informale di Esperti della Commissione sullo stoccaggio geologico del biossido di carbonio (*CCS Expert group*), con il ruolo di facilitare la cooperazione tra le autorità competenti e il coordinamento tra la Commissione europea e i paesi membri, di scambiare esperienze e buone pratiche e di fornire consulenza e competenze alla Commissione.

### 2.1.6 Quadro PNIEC SM in materia di CCUS

In base ad una recente ricognizione della Commissione Europea, secondo quanto identificato nelle bozze di aggiornamento dei Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC) dei diversi Stati membri, si evince che i volumi di cattura stimati da 8 Stati membri, precisamente Belgio, Repubblica Ceca, Danimarca, Francia, Grecia, Italia, Lituania e Paesi Bassi, sono pari a 34,1 MtCO<sub>2</sub> ogni anno entro il 2030, di cui 5,1 MtCO<sub>2</sub>/anno da fonti biogeniche, mentre la capacità di iniezione complessiva stimata e dichiarata soltanto da 2 Stati membri (Danimarca e Paesi Bassi) è pari a 39,3 MtCO<sub>2</sub> all'anno nel 2030. Nelle versioni definitive del PNIEC è probabile che il numero di Stati membri che hanno reso noto la capacità di iniezione al 2030 sia maggiore. Ad esempio, anche l'Italia nella sua versione definitiva ha fornito un maggior dettaglio sul profilo di capacità di iniezione previsto per lo stoccaggio.

In vista della stesura definitiva degli aggiornamenti PNIEC, la Commissione ha raccomandato agli Stati membri di includere maggiori indicazioni nei capitoli riguardanti la CCUS, in particolare riguardo ai volumi annui di CO<sub>2</sub> previsti al 2030, suddivisi per fonte di CO<sub>2</sub> catturata (proveniente da impianti disciplinati dall'ETS, da fonti biogeniche, dalla cattura diretta dell'aria, ecc.); le infrastrutture di trasporto di CO<sub>2</sub> pianificate; la capacità potenziale di stoccaggio di CO<sub>2</sub> a livello nazionale; i volumi di iniezione di CO<sub>2</sub> previsti per il 2030. Tali aspetti sono stati ampiamente integrati nel PNIEC definitivo inviato alla Commissione il 1° luglio 2024 come illustrato nel paragrafo 2.3, sulla base anche delle risultanze del presente Studio in via di elaborazione.

Ad oggi, tuttavia, non è ancora disponibile un'analisi sui dati definitivi, in quanto non tutti gli Stati membri hanno presentato la versione definitiva dei loro Piani. Inoltre, le bozze di aggiornamento dei piani

evidenziano che 14 Stati membri hanno incluso un capitolo sulla CCU, 8 Stati membri hanno effettuato una stima delle necessità di cattura e 4 Stati membri hanno riportato nel PNIEC una valutazione della capacità di stoccaggio del territorio nazionale. Infine, sono attesi dalla commissione 16 permessi allo Stoccaggio da 9 Stati Membri tra cui Italia nel periodo 2024-2027.

### 2.1.7 Protocollo di Londra

La “*Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter*” del 1972 e il protocollo alla Convenzione, del 1996 - noto anche come Protocollo di Londra - sono i trattati internazionali, redatti sotto l’egida della *International Maritime Organization* (IMO), che proteggono l’ambiente marino dall’inquinamento causato dallo scarico dei rifiuti.

Il Protocollo di Londra è in vigore dal 2006 ed ha sostituito in toto la Convenzione; 55 Stati lo hanno sottoscritto.

Nel 2009 i Paesi parte del Protocollo hanno approvato un emendamento all’art. 6, articolo che vieta l’esportazione di rifiuti da scaricare in mare, tra cui la CO<sub>2</sub>, considerata un rifiuto. La modifica sancisce la possibilità di esportare CO<sub>2</sub> (cosiddetto «*CO<sub>2</sub> export amendment*»), a condizione che i Paesi coinvolti nell’esportazione identifichino tramite degli accordi bilaterali le responsabilità e identifichino le autorità competenti nei rispettivi paesi al rilascio dei permessi di stoccaggio e in ambito ETS. Gli accordi bilaterali vanno notificati all’IMO.

Questo emendamento entrerà in vigore per tutti i Paesi parte del Protocollo 60 giorni dopo che i 2/3 delle parti lo avranno ratificato, ma il processo di ratifica procede a rilento. Ad oggi, solo 12 Paesi (Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Iran, Paesi Bassi, Norvegia, Korea, Svezia, Svizzera, Regno Unito, Australia) hanno ratificato l’emendamento, a fronte dei 37 necessari per l’effettiva entrata in vigore.

Per ovviare a questo ritardo, nel 2019, le Parti contraenti del Protocollo di Londra hanno adottato una risoluzione che consente l’applicazione provvisoria dell’emendamento del 2009 all’art. 6 del Protocollo, e quindi permette l’esportazione di CO<sub>2</sub> per lo stoccaggio in formazioni geologiche sottomarine, prima della sua ratifica globale. Allo stesso tempo, il testo della risoluzione incoraggia le Parti contraenti a considerare la ratifica dell’emendamento all’articolo 6 del Protocollo di Londra. La dichiarazione di applicazione provvisoria deve essere notificata all’IMO dalle Parti contraenti. Ad oggi i Paesi che hanno effettuato questa notifica sono in totale -9 (Norvegia, Paesi Bassi, Danimarca, Korea, Regno Unito, Belgio, Svezia, Svizzera, Australia); inoltre, in Europa sono stati sottoscritti i seguenti MoU: Danimarca - Belgio (2022); Belgio - Paesi Bassi (2023); Danimarca - Paesi Bassi (2023); Danimarca - Francia (2024), Danimarca - Norvegia (2024); Danimarca - Svezia (2024); Svezia - Norvegia (2024); Belgio - Norvegia (2024); Paesi Bassi - Norvegia (2024).

Allo stato attuale l’Italia non ha ancora proceduto alla ratifica dell’emendamento all’articolo 6 del Protocollo di Londra, né ha sottoscritto alcuna dichiarazione di applicazione provvisoria e/o accordi bilaterali con altri Stati.

## 2.2 Focus quadri normativi principali stati che hanno disciplinato CCUS

### 2.2.1 UK

Il modello di business adottato da UK nella Gran Bretagna alla filiera della cattura, trasporto e stoccaggio del biossido di carbonio costituisce, oggi, il sistema più avanzato all’interno del panorama europeo, e si inserisce all’interno del più ampio contesto strategico e di *policy* che il Governo britannico sta implementando per raggiungere i propri obiettivi di decarbonizzazione.

La cornice normativa che regola lo stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub> nel Regno Unito nasce nel 2010 con “*The Storage of Carbon Dioxide Regulations–2010*” di recepimento della Direttiva europea 2009/31/CE sulla CCS, che affronta sostanzialmente gli aspetti relativi alla sicurezza e alla minimizzazione dell’impatto ambientale connessi allo stoccaggio della CO<sub>2</sub>.

Nel novembre 2020, con il “*Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution*”, il Governo riconosce il ruolo fondamentale della CCUS nell’ambito della strategia di decarbonizzazione, fissando l’obiettivo di cattura e stoccaggio al 2030 in 10 milioni di tonnellate l’anno (Mtpa). Nell’ottobre 2021, con l’adozione della “*Net Zero Strategy: Build Back Greener*”, l’obiettivo di cattura al 2030 è stato rivisto ed incrementato a 20-30 Mtpaper raggiungere 50 Mtpaal 2035, a fronte del quale è stato stanziato un budget di investimenti di circa 20 mld £ (annunciati nello Spring Budget 2023).

La strategia di decarbonizzazione prevede uno sviluppo progressivo di progetti di CCUS, caratterizzato dall’attuazione, entro il 2030, di 4 filiere integrate di cattura, trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub> sviluppate in fasi successive. Una prima fase, denominata CCS Clusters Track 1, ha portato alla costituzione di due distinte filiere di CCS, caratterizzate dalla selezione di emettitori localizzati in due aree geograficamente limitrofe ai siti di stoccaggio *offshore Hynet North West* ed *East Coast Cluster*. Una seconda fase di selezione, denominata CCS Cluster Track 2, vedrà la costituzione di due ulteriori filiere CCS e sarà caratterizzata dalla selezione di emettitori localizzati in prossimità dei siti di stoccaggio Acorn CCS e Viking CCS.

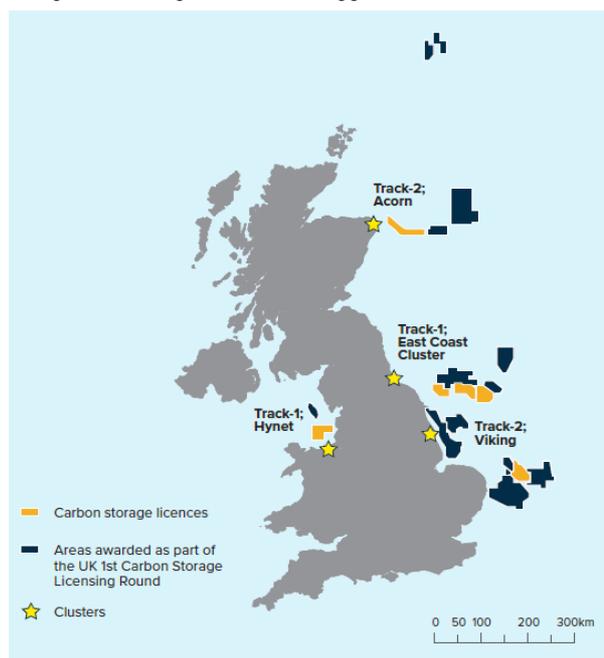
Il processo di selezione del Track 1 è iniziato a valle di una richiesta di manifestazioni di interesse da parte del Governo, nella quale è stato valutato l’interesse degli emettitori verso l’utilizzo della CCS come leva di decarbonizzazione. La successiva selezione è stata aperta alla partecipazione degli emettitori in grado di soddisfare i requisiti minimi di eleggibilità, (come ad esempio localizzazione geografica, capacità finanziarie e caratteristiche tecniche dell’impianto), interessati a connettersi all’infrastruttura di trasporto e stoccaggio e a ricevere supporto da parte del Governo.

I progetti sono quindi stati valutati sulla base di 5 criteri (*deliverability* del progetto, riduzione delle emissioni, costi, benefici economici a livello locale e nazionale, e contenuto innovativo del progetto), e successivamente selezionati per accedere alla fase di negoziazione con il Governo dei meccanismi di supporto ad essi dedicati (descritti nei paragrafi successivi).

- Per il cluster di Hynet, 11 progetti sono stati considerati eleggibili, di questi ne sono stati scelti 5.
- Per East Coast Cluster, 25 progetti sono stati considerati eleggibili, di questi ne sono stati scelti 3.

Inoltre, nel corso del 2023 il Governo ha attivato una nuova fase di “Cluster Expansion” volta ad ampliare la lista degli emettitori afferenti allo stoccaggio *Hynet North West*, con l’obiettivo di coprire la capacità iniziale di stoccaggio del progetto, pari a 4,5 Mtpa, ed eventualmente coprire le ulteriori potenzialità di capacità di sviluppo fino a 10 Mtpa.

Figura 2: Configurazione stoccaggi, Clusters e Track in UK



La strategia di decarbonizzazione adottata dal Governo britannico è costituita da 3 fasi – fase 1 fino al 2030, fase 2 dal 2030 al 2035 e fase 3 dal 2035 al 2050, - ciascuna caratterizzata da una progressiva diminuzione del supporto coordinato dal Governo in relazione alla progressiva maturità e diffusione raggiunta.

Il Governo britannico prevede che dopo il 2030 vi sarà un aumento significativo dei progetti commerciali CCUS, che andrà ben oltre i 4 cluster selezionati, con previsioni di cattura e stoccaggio di 50 Mtpa al 2035 e 90-170 Mtpa al 2050. Come sostenuto nella “CCUS UK Vision” (dicembre 2023), tale incremento, che presuppone un notevole sforzo economico, sarà possibile solo attraverso lo sviluppo progressivo di un mercato merchant, basato su una progressiva diminuzione dell'intervento governativo e una progressiva riduzione della pervasività della regolazione, limitata al solo segmento del trasporto via pipeline, e, sempre più, su una relazione di natura puramente commerciale tra emittitori e operatori delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio.

Per rendere economicamente sostenibile lo sviluppo della filiera CCS sono stati previsti, nella fase 1, meccanismi di supporto alla cattura e al trasporto e stoccaggio.

Relativamente alla cattura, agli emittitori sono assegnati dei Contratti per Differenza (CfD) a garanzia della copertura dei costi connessi alla realizzazione degli impianti di cattura della CO<sub>2</sub>, inclusa una remunerazione dell'investimento, all'esercizio degli impianti nonché della tariffa di trasporto e stoccaggio.

Il modello di business adottato per sostenere l'attività di trasporto e di stoccaggio (T&S), prevede l'assegnazione di Licenze Economiche che implicano la definizione di tariffe a copertura dei costi di investimento e garantiscono la remunerazione del capitale investito, oltre a ulteriori strumenti a copertura del rischio volume (sottoutilizzo della rete) e di rischi a bassa probabilità/alto impatto. Nelle prime fasi di attuazione della filiera, le Licenze Economiche sono assegnate a un unico operatore sia per trasporto che per stoccaggio, ma il quadro legislativo prevede anche la possibilità che in futuro siano assegnate licenze separate per trasporto e stoccaggio.

Il titolo di proprietà della CO<sub>2</sub> ed i rischi associati sono trasferiti dall'emittitore all'operatore al punto di consegna all'infrastruttura T&S.

Al fine di agevolare lo sviluppo della filiera CCS, sono stati assegnati specifici ruoli e competenze ad Autorità e/o Strutture Amministrative:

- la *North Sea Transition Authority* (“NSTA”) è l'Autorità governativa preposta al rilascio delle licenze *offshore* e, dal 2021, rappresenta anche l'Autorità nazionale preposta ad identificare le aree idonee allo stoccaggio;
- il *Department for Energy Security & Net Zero* (“DESNZ”) svolge un ruolo pivotale e proattivo come aggregatore di tutta la filiera, favorendo l'allineamento tra emittitori e operatori della rete trasporto e dello stoccaggio oltre che una continua cooperazione tra tutte le autorità coinvolte nei processi autorizzativi;
- la *Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning* (“OPRED”) è l'autorità competente nella gestione degli aspetti ambientali connessi alle operazioni *offshore*, tra cui anche lo stoccaggio della CO<sub>2</sub>;
- *Office of gas and electricity Market* (OFGEM) è l'Autorità di regolazione degli aspetti economici;
- *Low Carbon Contracts Company* (LCCC) è la controparte Amministrativa, individuata dal Governo, preposta a corrispondere le tariffe a copertura dei costi di trasporto e stoccaggio;

Per favorire lo sviluppo della filiera della CCS, il Governo britannico ha definito specifici meccanismi di supporto a sostegno degli investimenti negli impianti di cattura della CO<sub>2</sub>, sviluppando 6 modelli di incentivazione opportunamente strutturati in base al settore industriale di appartenenza:

- Industrial Carbon Capture (“ICC”) – specifico per impianti industriali;
- Waste business model (“ICC Waste”) – specifico per impianti di incenerimento di rifiuti e per smaltimento e/o recupero calore;

- Dispatchable Power Agreements (“DPA”) - specifico per impianti termoelettrici;
- Hydrogen Production (“Low-Carbon Hydrogen”) – specifico per la produzione di idrogeno low-carbon;
- Greenhouse Gas Removals – dedicato alle tecnologie Bioenergy con Carbon Capture and Storage (“BECCS”, i.e cattura della CO<sub>2</sub> prodotta dalla combustione di biomassa) e
- Direct Air Carbon Capture and Storage (“DACCS”, i.e cattura CO<sub>2</sub> direttamente dall’atmosfera).

Descriveremo, in questa trattazione, gli aspetti peculiari relativi ai primi 3 modelli di business (ICC, ICC Waste e DPA) ritenendoli più significativi rispetto alla trattazione del presente Studio.

Tutte le forme di supporto sono basate su *Contratti per Differenza* (CfD) i cui termini sono negoziati direttamente da DESNZ con i cluster selezionati.

### Meccanismo di supporto *Industrial Carbon Capture ICC*

In linea generale, i CfD hanno durata 10 anni, estendibile di ulteriori 5 anni su richiesta dell’emittitore e sono strutturati per garantire il recupero dei costi di investimento comprensivo di un tasso di remunerazione, i costi operativi e la copertura dei costi di trasporto e di stoccaggio. I costi d’investimento relativi all’impianto di cattura (“CAPEX”) e il ritorno ad essi associato sono negoziati dall’emittitore direttamente con DESNZ, sono recuperati nei primi 5 anni di operatività dell’impianto e variano proporzionalmente al quantitativo di CO<sub>2</sub> catturata e consegnata alla rete di trasporto e stoccaggio. Viene concessa la possibilità di un’estensione fino a un massimo di ulteriori 5 anni, nel caso in cui le quantità di CO<sub>2</sub> catturate non siano tali da consentire il recupero nei primi 5 anni. Il modello prevede anche la possibilità di ottenere un finanziamento a copertura dei CAPEX, così da ridurre ulteriormente il rischio associato all’investimento iniziale. A tal fine è stato stanziato un budget pari a 1 B£ tramite il “*Carbon Capture and Storage Infrastructure Fund*” (“CIF”).

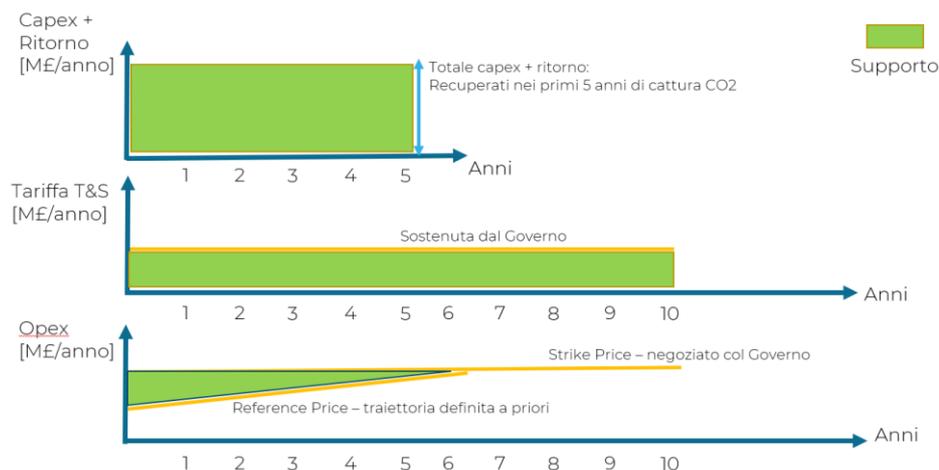
Anche le modalità di copertura dei costi operativi connessi alla cattura della CO<sub>2</sub> (“OPEX”) sono negoziate con DESNZ attraverso la definizione del “prezzo di esercizio” (strike price fig. 3). Per tutta la durata del contratto, all’emittitore viene mensilmente corrisposta la differenza tra il prezzo di esercizio e un prezzo di riferimento della CO<sub>2</sub> (“prezzo di riferimento”).

Al fine di consentire una maggior prevedibilità sull’esposizione finanziaria si è scelto di adottare, quale “prezzo di riferimento”, il valore dell’UK ETS, il cui andamento, nel corso degli anni, è predeterminato partendo dal valore UK-ETS del 2022 (83£/ton) incrementato di 2.50£/ton per ogni anno successivo. Per rafforzare la sostenibilità economica degli investimenti, si è scelto di adottare *Contratti per Differenza* ad una via, con la previsione che nel caso in cui il “prezzo di riferimento” fosse maggiore del prezzo di esercizio non è dovuta nessuna restituzione da parte dell’emittitore.

Il contratto prevede anche la copertura della tariffa di T&S, interamente corrisposta dalla controparte individuata dal Governo nella *Low Carbon Contracts Company* (LCCC). In questo modo viene mitigato il rischio relativo al recupero dei costi e garantita la redditività all’operatore dell’infrastruttura T&S nel relativo modello di business. La tariffa di T&S, pertanto, non concorre alla definizione del prezzo di esercizio

Inoltre, laddove applicabile (industrie rientranti nel settore ETS), è riservato un regime speciale in merito ai permessi gratuiti di emissione assegnati dal sistema UK ETS, in grado di offrire protezione e sicurezza sia sui prezzi futuri dell’UK ETS, sia sulle future quantità di permessi gratuiti assegnati all’emittitore. La misura prevede il ritiro, da parte di LCCC, di parte dei permessi gratuiti di spettanza dell’emittitore secondo quanto previsto dalla normativa UK ETS, remunerandoli ad un prezzo pari al prezzo di riferimento dell’anno cui si riferiscono. Sono garantiti, in tal modo, ricavi relativi alle quote gratuite assegnate all’emittitore indipendentemente dal futuro valore di mercato e dal rischio di eventuali modifiche legislative che potrebbero condizionare il numero di permessi gratuiti concessi. DESNZ prevede inoltre a tendere (probabilmente a partire dai progetti di espansione Track-1 e Track-2) di aggiornare il business model ICC modificando il prezzo di riferimento a traiettoria fissa con un prezzo di riferimento del mercato del carbonio che semplificherà il modello di business ICC sia per gli emittitori che per la controparte contrattuale ICC. In tal senso i permessi di emissione a tendere saranno mantenuti integralmente dagli emittitori senza garanzie di ritiro e di prezzo da parte della controparte contrattuale ICC.

Figura 3: Remunerazione esemplificativa dei CCfD ad una via – settore ICC nel modello UK



Nel caso in cui, su richiesta dell'emittitore, venisse adottata l'opzione di estensione del contratto fino ad un massimo di ulteriori 5 anni, il prezzo di riferimento adottato sarà pari al prezzo di mercato UK ETS, in ragione del fatto che il modello di business risulterà più maturo e il mercato della CO<sub>2</sub> più solido e sviluppato. In questo caso, si applicherà, inoltre, un *Contratto per Differenza* a due vie, in cui, in caso di prezzo UK ETS maggiore della somma di OPEX e tariffa T&S, l'emittitore dovrà remunerare la controparte LCCC per tale differenza.

#### Meccanismo di supporto *Dispatchable Power Agreement (DPA)*

Il *Dispatchable Power Agreement* è un contratto di durata compresa tra 10 e 15 anni tra l'emittitore (power production) e LCCC (controparte identificata dal Governo). L'obiettivo è quello di definire un modello di business che consenta lo sviluppo di impianti di generazione termoelettrica con associata la cattura della CO<sub>2</sub>, (c.d. impianti di blue power), in grado di fornire una produzione elettrica che sia al contempo programmabile e low carbon. Il contratto prevede due diverse modalità di supporto: un *Availability Payment* e un *Variable Payment*. Entrambe sono attualmente negoziate direttamente dall'emittitore con il DESNZ che, per la quota relativa al *Variable Payment*, fa riferimento ad una metodologia di calcolo basata su un impianto di riferimento.

L'*Availability Payment* è disegnato in modo da incentivare la disponibilità di capacità di generazione elettrica low carbon: corrispondendo mensilmente all'emittitore un pagamento proporzionale alla disponibilità dell'impianto a generare energia elettrica *low-carbon*, indipendentemente dal quantitativo di energia effettivamente immessa in rete.

Il *Variable Payment* è definito in modo tale da compensare l'impianto di *blue power* rispetto all'incremento di costo variabile che tale asset sostiene rispetto ad un impianto di generazione di riferimento senza cattura. L'impianto di generazione di riferimento è stato definito come un impianto CCGT (*Combined-Cycle Gas Turbine*) con massima efficienza termica operante nel sistema elettrico britannico.

Figura 4: – Remunerazione esemplificativa dei CfD Blu Power nel modello UK



### Meccanismo di supporto ICC Waste

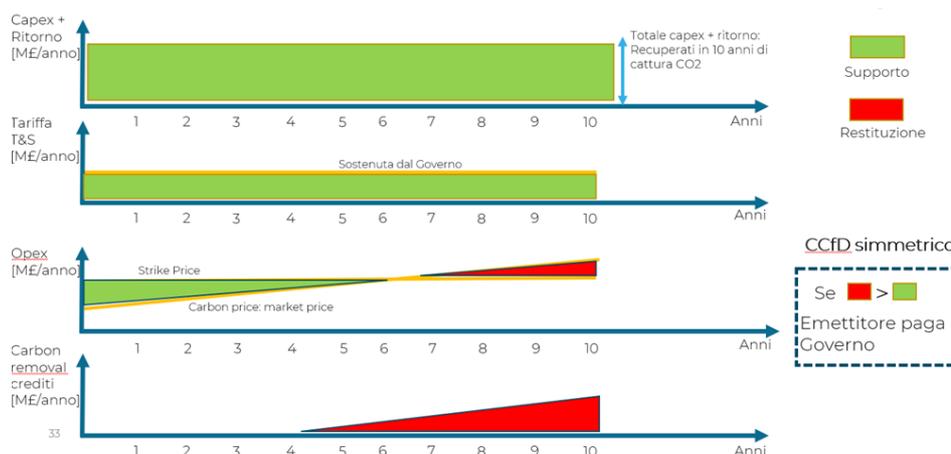
Si tratta di un *Contratto per Differenza* della durata di 10 anni, estendibile di ulteriori 5 anni, con caratteristiche analoghe al contratto ICC descritto sopra.

A differenza del modello ICC adottato per il settore HtA, il Governo riconosce ai termovalorizzatori una minor esposizione alla competizione internazionale. Per tale motivo il recupero dei CAPEX è stabilito in un periodo pari a 10 anni (invece dei 5 anni previsti per il modello ICC) e come prezzo di riferimento è utilizzato il valore di mercato del sistema UK ETS per le emissioni soggette a tale sistema. Inoltre, il *Contratto per Differenza* è fin da subito previsto a due vie (CfD simmetrico).

Il modello di business è strutturato in modo tale che in futuro, attraverso la parte biogenica del rifiuto, potranno essere generati crediti di rimozione del carbonio (“*carbon removal credits*”).

In attesa di una maturazione della regolamentazione a riguardo, il contratto prevede comunque che eventuali ricavi derivanti dalla vendita di tali crediti siano conteggiati all’interno del CfD, riducendo il supporto da parte del Governo o generando esborsi verso quest’ultimo.

Figura 5 – Remunerazione esemplificativa dei CCfD ICC Waste nel modello UK



### 2.2.2 Olanda

Lo stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> in Olanda è regolato dai *Mining Act*, *Mining Decree* e *Mining Scheme* che recepiscono la Direttiva Europea CCS 2009/31/EC.

L'Olanda considera la cattura e lo stoccaggio del biossido di carbonio come una soluzione necessaria ed efficace per la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nei settori che non hanno, al momento, alternative realistiche e sostenibili.

La strategia di decarbonizzazione adottata dal Governo olandese è basata su meccanismi di mercato in maniera da favorire lo sviluppo e la diffusione delle tecnologie più economiche ed efficienti, e non ha fissato nessun obiettivo di cattura della CO<sub>2</sub>, anche se il Piano Nazionale Energia e Clima aggiornato stima che la CCUS possa contribuire ad abbattere le emissioni di CO<sub>2</sub> per circa 9 Mtpa. Ad oggi, sono in fase di implementazione i progetti di stoccaggio connessi alla rete di trasporto Aramis ed al sito di stoccaggio *offshore* Porthos.

Il rilascio di permessi di stoccaggio è in capo al Ministero per gli Affari Economici e le Politiche Climatiche. Prima di essere autorizzati, i progetti sono sottoposti a valutazione di impatto ambientale (VIA). Al fine di agevolare lo sviluppo della CCUS, è prevista la possibilità di ottenere direttamente un permesso di stoccaggio, senza passare dall'esplorazione, purché siano dimostrate la conoscenza e le potenzialità del sito di stoccaggio.

Il modello di business adottato per la CCUS nei segmenti del trasporto e dello stoccaggio è di tipo merchant, con un limitato livello di regolazione da parte dello Stato, lasciando ampio spazio alla negoziazione tra gli attori della filiera, mentre è previsto un meccanismo di sostegno alla cattura, attraverso il sistema di incentivazione *SDE++*.

Secondo la scelta del Governo olandese, la gestione delle relazioni tecnico/commerciali, incluse le modalità di accesso alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio e la determinazione delle relative tariffe, sono lasciate alla libera iniziativa delle parti della filiera, mentre lo sviluppo delle opere infrastrutturali funzionali alla CCUS si basano sul partenariato pubblico/privato. È questo il caso del sito di stoccaggio di Porthos, al largo del porto di Rotterdam, che viene sviluppato da un consorzio composto dall'Autorità Portuale di Rotterdam, dalla N.V. Nederlandse Gasunie (compagnia governativa di trasporto del gas) e dalla Energie Beheer Nederland N.V. (società pubblica attiva nel settore, del trasporto gas, del trasporto del calore e del trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub>).

L'accesso a terzi alla rete di trasporto e allo stoccaggio è garantito sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie e regolate dal "*Mining Act*", che recepisce la Direttiva europea sulla CCUS. L'accesso può essere rifiutato in caso di mancanza di capacità oppure in caso di incompatibilità tecniche. La definizione delle modalità di connessione e delle tariffe sono definite dall'operatore dell'infrastruttura.

Lo schema *SDE++*, è strutturato in maniera da garantire il controllo sui costi dell'intera filiera CCUS, inclusa la tariffa T&S, attuato attraverso la definizione di un prezzo massimo di esercizio, determinato in esito a un processo di valutazione condotto da una terza parte indipendente identificata dal Governo. Il Governo in tale modo si assicura che non vengano supportati progetti con tariffe T&S non giustificate.

Al fine di facilitare e supportare lo sviluppo delle leve di decarbonizzazione nel 2021, l'Olanda ha adottato, nel 2021, la *Carbon Tax*, una disposizione normativa rivolta ai settori industriali ricadenti nel sistema ETS e al settore dei rifiuti (termovalorizzatori), che fissa un prezzo minimo associato alle emissioni di CO<sub>2</sub>. Nel 2021 il valore della *Carbon Tax* è stato pari a 30,48 €/tCO<sub>2</sub>, nel 2022 41,75 €/tCO<sub>2</sub> e nel 2023 55,94 €/tCO<sub>2</sub>. Agli emettitori assoggettati all'ETS, per evitare che siano tassati due volte per la stessa tonnellata di CO<sub>2</sub>, la tassa applicata è pari alla differenza (se positiva) tra *Carbon Tax* e valore medio del valore delle quote ETS. Tale differenza nel 2021 era pari a 3,75 €/tCO<sub>2</sub>, mentre nel 2022 e 2023 è sceso a 0 €/tCO<sub>2</sub> a causa dell'incremento del valore delle quote ETS. Il valore della *Carbon Tax* negli anni ha un andamento crescente con un incremento annuo fissato a 12,69 €/tCO<sub>2</sub>, con una previsione del valore al 2030 pari a 150,31 €/tCO<sub>2</sub>. Sono inoltre previste revisioni periodiche

del tasso di crescita in relazione ai target di decarbonizzazione fissati, ma rendere noto il prezzo futuro della CO2 contribuisce a, ridurre le incertezze di mercato per gli investitori, favorendo gli investimenti.

Lo schema di incentivazione *SDE++* prevede l'assegnazione di tariffe incentivanti, su base competitiva (tramite partecipazione a gare), a cinque categorie di tecnologie:

- energia elettrica rinnovabile
- calore rinnovabile
- gas rinnovabile
- calore low-carbon
- produzione low-carbon (CCUS, inclusa dal 2020).

Relativamente all'asta tenutasi nel 2023 la categoria CCUS è stata suddivisa in otto sotto-categorie classificate sulla base del tipo di impianto (esistente o di nuova realizzazione), della tecnologia di cattura (pre/post-combustione) e dell'appartenenza o meno al sistema ETS. (Tabella 1)

Fino al 2022, la quota di supporto riservata ai progetti di cattura CO2 è stata contingentata ad un limite massimo riferito ai milioni di tonnellate annue catturate e stoccate. La rimozione di questo massimale nell'asta del 2023 ha confermato il riconoscimento della CCS come tecnologia essenziale alla decarbonizzazione.

Condizione necessaria per accedere alle aste, è l'evidenza che il progetto CCS abbia possibilità di accesso all'infrastruttura di trasporto e stoccaggio, garantita tramite una "dichiarazione di disponibilità di capacità T&S" fornita dall'operatore dell'infrastruttura.

Il supporto assegnato ai beneficiari viene erogato in esito all'esercizio operativo dell'impianto, proporzionalmente al quantitativo di CO2 catturata, tramite un *Carbon Contract for per Difference* (CCfD) di durata 15 anni.

È prevista una soglia massima al contributo assegnato tramite asta ("prezzo limite di sovvenzione"), che viene rivisto al rialzo in relazione alle aggiudicazioni assegnate e alle sessioni di assegnazione.

Nel 2023 si sono svolte 5 aste, concluse con un prezzo limite di sovvenzione che è passato da un valore iniziale di 90 €/tCO2 (prima asta) ad un valore di 400 €/t CO2 per l'ultima asta.

In fase di gara, viene stabilita una graduatoria sulla base del "valore atteso della sovvenzione", calcolato utilizzando la formula per la categoria CCUS:

$$\text{valore atteso sovvenzione } \left[ \frac{\text{€}}{\text{tCO}_2} \right] = \frac{\text{prezzo d'esercizio } \left[ \frac{\text{€}}{\text{tCO}_2} \right] - \text{prezzo di lungo termine CO}_2 \text{ (correction amount) } \left[ \frac{\text{€}}{\text{tCO}_2} \right]}{\text{fattore di emissione}}$$

Tale valore è dato dalla differenza tra il costo di esercizio fornito dal proponente in fase d'asta (il "prezzo di esercizio" o "*bid price*") e la stima di lungo termine del prezzo della CO2 del mercato ETS, rapportata al "fattore di emissione", cioè la CO2 evitata attraverso l'implementazione della CCUS.

Il prezzo di lungo termine della CO2 è calcolato sulla base della media del valore prospettico che si attende delle quote EU ETS nel periodo di vigenza del supporto (pari a 118.93 €/tCO2 nell'asta del 2023).

Il massimo prezzo d'esercizio che è possibile presentare in fase d'asta è stabilito dal Governo per ogni categoria tecnologica, come mostrato nella tabella 1. Tali valori sono calcolati sulla base di una stima del massimo costo attribuito alle varie componenti della filiera CCS, inclusa la tariffa di trasporto e stoccaggio. Il massimo valore di tale tariffa è verificato da una società terza indipendente, appositamente chiamata allo scopo.

Nell'applicazione al SDE++ l'emettitore deve fornire il dettaglio dei costi che concorrono alla definizione del prezzo d'esercizio presentato in fase d'asta, in modo tale che il Governo possa controllare che non vengano concessi sussidi per costi non giustificati e superiori ai valori massimi stabiliti.

Tabella 1 – Massimo prezzo di esercizio che è possibile utilizzare nelle aste SDE++ per le categorie CCUS

	Massimo prezzo di esercizio ("Base Amount") [€/t CO <sub>2</sub> ]		
	Trasporto CO <sub>2</sub> in fase gassosa	Trasporto CO <sub>2</sub> in fase liquida	Trasporto CO <sub>2</sub> in fase liquida – terminale liquefazione già esistente
Variante 1: stoccaggio parziale della CO <sub>2</sub> già catturata in impianti di cattura esistenti	250	341	294
Variante 2: stoccaggio completo della CO <sub>2</sub> già catturata in impianti di cattura esistenti	145	192	
Variante 3: nuovi impianti di cattura della CO <sub>2</sub> pre-combustione per cattura CO <sub>2</sub> da impianti esistenti	171	215	
Variante 4: nuovi impianti di cattura della CO <sub>2</sub> pre-combustione per la produzione di idrogeno da impianti di nuova installazione	212	258	
Variante 5: nuovi impianti di cattura della CO <sub>2</sub> post-combustione presso impianti industriali esistenti	216	260	
Variante 6: nuovi impianti di cattura della CO <sub>2</sub> post-combustione presso termovalorizzatori esistenti	224	222	
Variante 7: nuovi impianti di cattura della CO <sub>2</sub> pre-combustione in impianti di nuova realizzazione	148	196	
Variante 8: nuovi impianti di cattura della CO <sub>2</sub> post-combustione in impianti di nuova realizzazione	197	238	

Per i progetti CCUS la sovvenzione effettivamente assegnata durante la vita operativa dell'impianto verrà calcolata annualmente come differenza tra prezzo d'esercizio, fissato in fase di gara, e un importo correttivo ("*correction amount*") calcolato dall'Agenzia di Valutazione Ambientale olandese (PBL<sup>4</sup>) basato sul prezzo di mercato delle quote EU ETS. La sovvenzione sarà assegnata mensilmente ed è correlata ai volumi di CO<sub>2</sub> catturati attesi e con un conguaglio annuale in relazione alla CO<sub>2</sub> realmente catturata.

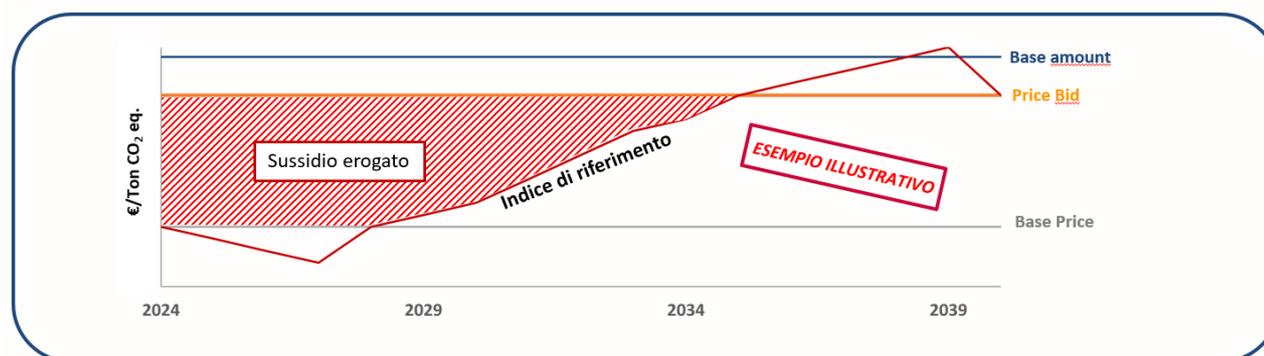
Il supporto offerto dal SDE++ è di tipo asimmetrico (a una via): nel caso in cui l'importo correttivo sia maggiore del prezzo di esercizio non è dovuta nessuna restituzione da parte dell'assegnatario del contratto.

In fase di gara sono anche definiti i valori minimi di *correction amount* ("Base price" pari a 79 €/ CO<sub>2</sub> per l'asta 2023), calcolati come i due terzi del prezzo di lungo termine della CO<sub>2</sub>. Tali valori sono definiti al fine di fissare un massimo al supporto in capo alle risorse pubbliche per tutta la durata del contratto. A conclusione delle gare, tramite l'assegnazione di un contratto di implementazione, viene assegnato a ciascun progetto vincitore un budget massimo al supporto di cui si può beneficiare, calcolato sulla base della differenza tra prezzo d'esercizio e importo minimo correttivo, in maniera da tenere sotto controllo la spesa complessiva

<sup>4</sup> Planbureau voor de Leefomgeving

Per progetti vincitori a cui corrisponde un supporto massimo superiore a 400 M€ il contratto deve necessariamente prevedere una garanzia bancaria a conferma dell'impegno alla realizzazione del progetto stesso. In caso di mancata realizzazione, il Governo può rivalersi sulla garanzia per un importo pari al 2% del valore del massimo supporto. Il contratto prevede, inoltre, un cronoprogramma di realizzazione del progetto (*milestones*) per verificare gli eventuali scostamenti realizzativi rispetto alle previsioni progettuali.

Figura 6 – Remunerazione esemplificativa dei CCfD SDE++



Lo strumento del SDE++ è stato esteso alla CCUS a partire dal 2020 con l'assegnazione di incentivi a 6 progetti CCUS, tutti afferenti al progetto di stoccaggio "Porthos", per complessivi 2,1 miliardi di euro su uno stanziamento complessivo di 5 miliardi di euro.

Con l'asta del 2022 sono stati messi a disposizione 13 miliardi di euro, e i risultati di gara si sono conclusi con una assegnazione totale di 11,9 miliardi di euro, di cui i progetti CCUS sono risultati assegnatari della quota prevalente, pari a 6,7 miliardi di euro.

Nell'asta del 2023 sono state presentate offerte per un valore totale di 16,3 miliardi di euro, a fronte di un budget totale di 8 miliardi di euro. Sono state presentate candidature da parte di 6 progetti CCUS, per un totale di 7,1 miliardi di euro e 4,61 Mtpa di emissioni di CO2 evitate.

### 2.2.3 Danimarca

La Danimarca ha recepito la Direttiva Europea sulla CCS 2009/31/EC attraverso l'emendamento dell'*Act on the use of the Danish subsoil* e con l'emanazione di atti esecutivi tramite i quali è stato consentito lo stoccaggio di CO2 che è stato vietato fino al 2020. Nello specifico, l'emendamento al *Marine Environment Protection Act* del dicembre 2021 ha esentato lo stoccaggio geologico della CO2 dal divieto di trasporto di materiale e di sostanze per scarico marino, abilitando, di fatto, lo stoccaggio geologico permanente *offshore*.

Con l'approvazione dell'Accordo Climatico per l'Energia e l'Industria è stato definito l'obiettivo di riduzione del 70% delle emissioni di gas serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, e la CCUS viene riconosciuta quale strategia necessaria per il raggiungimento dei target climatici del paese.

Il paese ha inoltre definito le zone specifiche in cui il rilascio di autorizzazioni per l'esplorazione e lo stoccaggio di CO2 può avvenire in modo continuativo anche *on-shore* e, allo scopo, la *Danish Energy Agency (DEA)*, Agenzia Danese per l'Energia è stata designata quale l'autorità nazionale competente per lo svolgimento della valutazione e delle procedure di concessione delle licenze di esplorazione e stoccaggio CO2.

Secondo quanto riportato nell'Accordo Climatico, la Danimarca ha fissato un obiettivo di cattura e stoccaggio al 2030 compreso tra 4-9 Mtpa, a fronte di un potenziale di cattura complessivo nazionale di circa 52Mtpa. Parallelamente, l'istituto di ricerca geologico danese, GEUS (*Geological Survey of Denmark and Greenland*) ha stimato che il potenziale complessivo di stoccaggio geologico risulta essere tra 12 e 22 miliardi di tonnellate. Un enorme potenziale che pone la Danimarca come hub strategico di stoccaggio anche per altri paesi Europei e ha portato a siglare accordi bilaterali con altri

paesi Europei per assegnare capacità di stoccaggio (sono stati raggiunti accordi con Belgio, Paesi Bassi e Francia).

Lo sviluppo della filiera della CCUS in Danimarca prevede la partecipazione statale. Seppur in misura variabile nei vari segmenti della filiera, lo Stato partecipa direttamente, con una quota del 20% attraverso la società di Stato Nordsøfonden, al rilascio di licenze di esplorazione e stoccaggio di CO<sub>2</sub>.

Lo sviluppo dell'infrastruttura di trasporto e stoccaggio sarà guidato dal mercato, con una previsione di partecipazione sia pubblica che di operatori privati e la regolazione degli aspetti economici e la garanzia di accesso a terzi alla rete in condizioni non discriminatorie è affidata all'autorità di regolazione danese dell'energia, (*Danish Utility Regulator*).

Per consentire lo sviluppo della filiera CCUS anche la Danimarca ha previsto diversi sistemi di supporto a copertura delle spese di decarbonizzazione delle diverse fasi della filiera. allocando circa 5 miliardi di euro complessivi per la cattura e lo stoccaggio di 3,2 Mtpa entro il 2030., Le politiche di supporto sono attuate attraverso la costituzione di 3 appositi Fondi, di seguito dettagliati:

- a) *Fondo CCUS* con una dotazione di 2,14 mld di euro e finalizzato ad azioni di supporto con obiettivo di cattura e stoccaggio di 0,9 Mtpa di CO<sub>2</sub> a partire dal 2030. Le prime erogazioni sono previste per il 2025/2026 e prevedono un supporto annuale massimo di circa 110 mln di € per un periodo di 20 anni. Per l'assegnazione del primo contratto di supporto per un progetto CCUS (assegnati 1,1 miliardi di euro - su un totale di 2,14 mld) e prevede l'obiettivo di cattura e stoccaggio complessivo 0,4-0,9 Mtpa al 2030;

L'implementazione del Fondo CCUS è stata caratterizzata, in una prima fase, da una gara indetta nel 2022 e conclusa nel maggio 2023 con la stipula, con la società energetica Ørsted di un contratto per l'erogazione di sostegni economici di circa 1,1 miliardi di euro (8,1 miliardi di corone danesi) a partire dal 2025/2026 con una durata di 20 anni. Il contratto prevede il finanziamento della cattura, trasporto e stoccaggio di 0,4 Mtpa di CO<sub>2</sub> al 2030 con le prime erogazioni a partire dal 2025/2026.

L'incentivo copre sia i costi di cattura che i costi di trasporto e stoccaggio e viene erogato solo a fronte di quantitativi di CO<sub>2</sub> catturata e stoccata. La selezione del progetto è stata basata sui seguenti criteri:

- Intensità del sussidio richiesto, calcolato come supporto richiesto per tonnellata di CO<sub>2</sub> catturata e stoccata (peso 60%)
- Maturità del progetto (peso 20%)
- Quantità di CO<sub>2</sub> che è possibile catturare prima del 2026 (peso 10%)
- Quantità di CO<sub>2</sub> addizionale alle 400 mila tonnellate all'anno dal 2026 (peso 10%)

La partecipazione alla gara è stata subordinata alla presentazione di un *business case* con il dettaglio di tutti i costi che concorrono alla definizione del prezzo d'esercizio proposto, tra cui CAPEX, OPEX e tariffa T&S. L'assegnazione delle risorse è regolata da un *Carbon Contract for Difference (CCfD)* e il prezzo di riferimento del CCfD, per impianti inclusi nel sistema EU ETS, è pari al valore di mercato ETS.

Il supporto è pari alla differenza tra prezzo d'esercizio definito nel CCfD e il prezzo di riferimento e viene liquidato in tranches annuali. Si tratta di un contratto per differenza a una via, ovvero con la previsione che nel caso in cui il prezzo di riferimento sia maggiore del prezzo di esercizio non è dovuta nessuna restituzione da parte dell'emittitore.

Sono previste correzioni all'entità del supporto erogato per tener conto dell'inflazione e di eventuali ricavi dalla generazione di crediti (nel caso di progetti con rimozione CO<sub>2</sub> dall'atmosfera).

Il contratto incentiva l'operatore nell'ottimizzazione dei costi e nella gestione efficiente dell'impianto. L'operatore riporta annualmente un rapporto finanziario con il dettaglio dei costi operativi sostenuti. Nel caso in cui vi sia una riduzione di tali costi rispetto a quanto dichiarato nel *business plan*, si adotta un meccanismo di condivisione dei costi tra Governo e operatore. Il beneficio generato dalla riduzione dei costi fino al 10% resta a beneficio dell'operatore; oltre al 10% è il Governo a beneficiarne attraverso una riduzione del supporto.

In caso di stoccaggio di CO<sub>2</sub> inferiore rispetto a quanto stabilito nel contratto di assegnazione del supporto, l'operatore oltre a non beneficiare del supporto e ad essere esposto al prezzo ETS, è soggetto a penali calcolate annualmente sulla base della differenza tra i volumi totali di CO<sub>2</sub> catturati e stoccati ad un dato anno, e i volumi previsti nel contratto CCfD. La penalità cresce al diminuire della CO<sub>2</sub> catturata e stoccata, fino ad un valore massimo che si raggiunge quando i volumi stoccati sono pari al 50% di quelli previsti dal contratto.

A dicembre 2023 Ørsted ha avviato la costruzione di due impianti di cattura nelle centrali di cogenerazione di Avedøre a Copenaghen e di Asnæs a Kalundborg, dove è situato anche l'hub di raccolta e liquefazione della CO<sub>2</sub> per il trasporto via nave. La CO<sub>2</sub> è destinata al sito di stoccaggio di Northern Lights nella parte norvegese del Mare del Nord.

- b) il *Fondo CCS* (3,6 miliardi di euro per la riduzione di 2,3 Mtpa dal 2029);

Le risorse residue del Fondo CCUS, integrate con le risorse di un ulteriore Fondo (Fondo GSR) sono confluite nel *Fondo CCS* istituito nel settembre 2023 con una dotazione economica complessiva di 27 miliardi di corone danesi, equivalenti a circa 3,6 miliardi di euro. L'attuazione prevede l'erogazione di incentivi a fronte di attività di riduzione delle emissioni tramite cattura e stoccaggio di 2,3 Mtpa di CO<sub>2</sub> a partire dal 2029 da assegnare attraverso due gare competitive, calendarizzate nel giugno 2024 e giugno 2025. Saranno assegnati, rispettivamente, l'equivalente di circa 1,4 e 2,2 miliardi di euro su un periodo di 15 anni a fronte di una riduzione di CO<sub>2</sub> di 0,9 e 1,4 Mtpa. I fondi saranno disponibili a partire dal 2028, con l'avvio effettivo della cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> richiesto a partire dall'inizio del 2029.

- c) Nel dicembre 2021 è stato istituito il Fondo NECCS con una dotazione economica di circa 350 milioni di euro fino al 2032 destinato alla cattura e allo stoccaggio di 0,5 Mtpa di CO<sub>2</sub> a partire dal 2026. puntando ad ottenere anche crediti emissivi attraverso la cattura direttamente dall'atmosfera (DACCS). Il fondo sosterrà il raggiungimento di emissioni negative derivanti dalla cattura di CO<sub>2</sub> da fonti biogeniche nonché direttamente dall'atmosfera (DACCS), e dal successivo stoccaggio geologico.

## 2.2.4 Francia

In maniera analoga ad altri paesi europei anche la Francia ritiene che la CCUS sia la soluzione di decarbonizzazione da percorrere per decarbonizzare i settori del cemento, della chimica, dell'acciaio e dell'alluminio (*Hard to Abate*). Anche altri settori, quali l'incenerimento dei rifiuti, la trasformazione della biomassa, l'industria cartaria e alimentare potrebbero beneficiare dall'applicazione del CCUS a lungo termine, in relazione ai futuri sviluppi normativi nel sistema di scambio delle quote di emissione (ETS) dell'UE.

Su tali basi, nel mese di luglio u.s., il Ministero francese per l'economia, le finanze e la sovranità industriale e digitale ha pubblicato la strategia nazionale CCUS, che illustra lo stato attuale e le prospettive future per l'implementazione del CCUS.

Il documento si basa sulle risultanze del documento di consultazione pubblica riguardante la strategia CCUS pubblicata nel giugno 2023 e tiene conto anche delle indicazioni a livello UE per lo sviluppo del CCUS, tra cui il Net-Zero Industry Act.

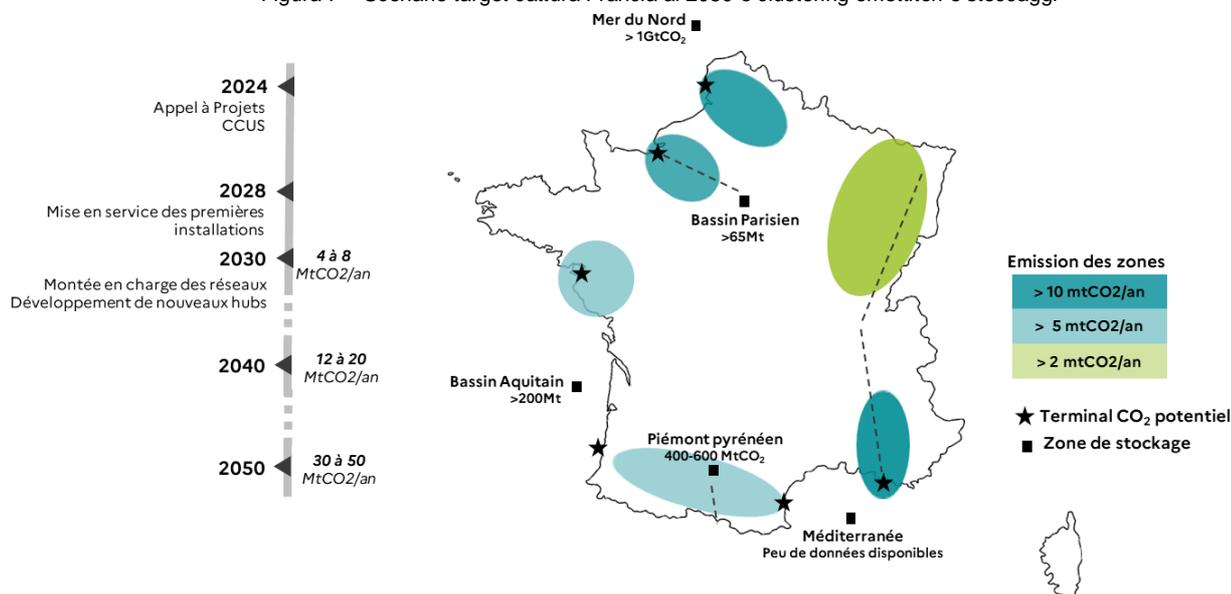
Si descrivono, di seguito, le azioni che la Francia intende mettere in atto per consentire l'espansione della CCUS nel paese, con l'obiettivo di fornire certezza normativa e sostegno economico ai settori interessati per avviare più progetti di CCUS.

La traiettoria di decarbonizzazione CCUS delineata nella strategia, mira a ridurre dal 5 al 10% le emissioni industriali nel 2030, ambendo a generare emissioni negative entro il 2050.

La roadmap si articola in tre fasi distinte:

1. Cattura da 4 a 8 Mtpa di CO<sub>2</sub> tra il 2025 e il 2030 attraverso l'installazione di 2-4 centri CCUS in corrispondenza delle aree portuali industriali più inquinanti: Le Havre, Dunkerque, Saint-Nazaire e l'asse del Rodano.
2. 12-20 Mtpa di CO<sub>2</sub> tra il 2030 e il 2040 grazie allo sviluppo dello stoccaggio nazionale di CO<sub>2</sub>, alla creazione o all'aumento delle reti CCUS, nonché all'estensione dell'applicazione del CCUS ad altri settori incentivati dai futuri sviluppi normativi a livello comunitario.
3. 30-50 Mtpa di CO<sub>2</sub> tra il 2040 e il 2050 attraverso la creazione di un'infrastruttura nazionale ed europea per il trasporto di CO<sub>2</sub> che collega gli emettitori isolati ai siti di stoccaggio, nonché la cattura delle emissioni residue provenienti da vecchi e nuovi siti industriali, fonti biogeniche o direttamente dall'atmosfera.

Figura 7 – Scenario target cattura Francia al 2050 e clustering emettitori e stoccaggi



Oltre a una traiettoria nazionale di emissioni da catturare mediante CCUS, la strategia individua delle azioni chiave per consentire lo sviluppo rapido delle iniziative di cattura, trasporto e stoccaggio di CO<sub>2</sub> nel paese, tra cui:

- **Strumenti a supporto:** la strategia riconosce che la CCUS presenta costi significativi per l'intera catena del valore e fortemente variabili a seconda del settore considerato. I costi di cattura diminuiscono notevolmente al crescere della concentrazione di CO<sub>2</sub>, variando da 40 a 80 €/tCO<sub>2</sub> in relazione al settore e ai consumi elettrici necessari alla cattura (0,2-0,5 MWh/tCO<sub>2</sub> catturati). Considerando anche i costi di trasporto e stoccaggio, gli oneri sostenuti dall'emittitore sono dell'ordine di 100-150 €/tCO<sub>2</sub> a fronte di un investimento iniziale di 100-400 M€ per l'impianto di cattura. Il prezzo attuale della CO<sub>2</sub>, come

determinato nel quadro del mercato ETS, non è sufficiente a garantire la sostenibilità economica dei progetti industriali di CCUS. Ne consegue che la strategia prevede sostegni pubblici nella forma di *Contracts Carbone pour Différence (CCFD)*, da assegnare attraverso bandi di gara, relativi all'esercizio dei 50 siti industriali con maggiore impatto sulle emissioni di CO<sub>2</sub> (responsabili del 55% delle emissioni industriali francesi), e che nel novembre 2023 hanno firmato con il Governo *Contratti di Transizione Ecologica*<sup>5</sup>. Il lancio delle prime gare è previsto per gennaio 2025.

- Trasporto: nel breve termine, la strategia prevede lo sviluppo di una pipeline di trasporto della CO<sub>2</sub> nei clusters industriali di Dunkerque, Senna-Bacino Parigino e Rodano-Mediterraneo e di "Hubs CO<sub>2</sub>" nei porti di riferimento per favorire il trasporto in siti di stoccaggio all'estero, ma anche la possibilità di ricorrere ad altri mezzi di trasporto temporaneo (trasporto fluviale o ferroviario) per i siti più isolati.
- La progettazione di un quadro normativo applicabile al trasporto di CO<sub>2</sub>, basato sui principi di accesso aperto, trasparente e non discriminatorio.
- Partenariati europei: nell'attesa del futuro sviluppo di una capacità di stoccaggio nazionale (che si prevede possa entrare gradualmente in funzione dopo il 2029), il Governo intende continuare a stringere partenariati con i suoi vicini europei per garantire sbocchi ai siti industriali che catturano CO<sub>2</sub>. Non è un caso, infatti, che la maggior parte dei progetti di cattura francese attualmente in fase di sviluppo si trovi in regioni industriali con accesso a capacità di stoccaggio già identificate, soprattutto nel Mare del Nord (Northern Lights/Norvegia, Aramis/Paesi Bassi, ecc.) e nel Mediterraneo (Callisto tramite Ravenna CCS/Italia). Nel gennaio 2024 la Francia ha firmato con la Norvegia un Partenariato Strategico per la cooperazione in materia di trasformazione industriale verde che prevede anche il ricorso alla CCUS. Nel marzo 2024 ha quindi siglato un *Memorandum of Understanding* con la Danimarca, finalizzato allo sviluppo di progetti di trasporto e stoccaggio CCUS ai sensi dell'emendamento all'art. 6 del Protocollo di Londra. Dal 2023 la Francia si è unita, inoltre, al *North Sea Basin Task Force*, un gruppo di lavoro dei paesi che si affacciano sul Mare del Nord per l'implementazione della CCUS in questa area. Nell'ambito di applicazione del Regolamento TEN-E, infine, Italia, Grecia e Francia hanno firmato ai primi del 2023 un piano strategico regionale, non vincolante, a sostegno dello sviluppo delle infrastrutture di CCUS nel bacino del Mar Mediterraneo.

La Commissione per la Regolazione dell'Energia (CRE), è incaricata di proporre una regolamentazione specifica per le infrastrutture di trasporto e, in particolare, di approvare la tariffa di utilizzo della rete proposta dagli operatori (atta a coprire tutti i costi di trasporto e garantire una giusta remunerazione dei capitali investiti), a stabilire la durata della regolamentazione (es. annuale o quinquennale) e a regolare le condizioni di accesso o connessione dei nuovi operatori alle reti.

La strategia prevede, inoltre, meccanismi di ripartizione del rischio tra Stato, operatori delle infrastrutture di trasporto e utilizzatori al fine di evitare una realizzazione non sincronizzata delle infrastrutture di cattura, trasporto e stoccaggio.

A tal fine sono stati identificati diversi strumenti possibili:

- Contratti di utilizzo *take or pay* tra emettitori industriali e operatori delle infrastrutture di trasporto, tali da garantire il coinvolgimento dei primi nella realizzazione dei progetti;
- Meccanismi di compensazione a tutela degli emettitori che catturano CO<sub>2</sub>, in caso di ritardi nello sviluppo dell'infrastruttura di trasporto, coperti in parte dagli operatori del trasporto e in via residuale dallo Stato;

<sup>5</sup> I contratti di transizione ecologica, firmati il 22 novembre 2023 dal Ministero dell'Economia, delle Finanze e della Sovranità Industriale e Digitale e dai presidenti delle imprese interessate, fanno seguito all'appello del Presidente della Repubblica che, l'8 novembre 2022, ha riunito all'Eliseo i rappresentanti dei 50 siti industriali a più alte emissioni con l'obiettivo di avviare una stretta collaborazione tra Governo francese e industriali per raggiungere gli obiettivi ambiziosi di decarbonizzazione. Le imprese interessate si impegnano, attraverso il contratto, a ridurre le emissioni del 45% entro il 2030 e del 50% entro il 2032. A supporto di tale iniziativa, il governo stima fondi da 50/70 miliardi di euro, che verranno allocati per progetti di decarbonizzazione, transizione energetica e innovazione tecnologica, compresa la CCS. Ogni impresa ha elaborato percorsi specifici per la riduzione delle emissioni dei siti industriali sotto il proprio controllo.

- Garanzia pubblica a copertura del rischio a carico degli operatori infrastrutturali in caso di ritardi nella realizzazione dei progetti di cattura (es: garanzia pubblica parziale dei volumi previsti).

Con la pubblicazione della strategia CCUS, la Francia si unisce ad altri stati in Europa che stanno adottando misure per accelerare l'implementazione del CCUS, segnando un importante passo avanti verso l'implementazione delle tecnologie CCUS nel paese.

### 2.3 Quadro normativo nazionale vigente in materia CCUS

In Italia il quadro normativo in materia di CCUS è sostanzialmente incentrato sullo stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub>. In particolare, il Decreto legislativo del 14 settembre 2011, n. 162, recante “*Attuazione della Direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, nonché modifica delle direttive 85/337/CEE, 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del Regolamento (CE) n. 1013/2006.*”, istituisce il primo quadro di misure per disciplinare lo stoccaggio geologico permanente di biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>) in formazioni geologiche idonee. Gli ambiti relativi alla cattura, al trasporto e all'eventuale utilizzo della CO<sub>2</sub>, nonché la regolazione economica delle attività dell'intera filiera non sono stati ancora oggetto di normazione e costituiscono gli ambiti di analisi del presente Studio.

Il citato Decreto, come appena evidenziato, disciplina in via principale la sola attività dello stoccaggio e, in particolare, le modalità sottese al rilascio della relativa autorizzazione. Più specificamente: la realizzazione, la gestione, il monitoraggio e la chiusura di un sito di stoccaggio di CO<sub>2</sub> sono soggette a preventiva autorizzazione rilasciata, su parere del Comitato CCS, dal Ministero nell'ambito di un procedimento unico in cui vengono acquisiti i pareri di tutte le amministrazioni interessate, oltre all'esito della procedura della valutazione d'impatto ambientale e all'intesa con la regione interessata. L'autorizzazione è rilasciata previa verifica della sussistenza una serie di condizioni, quali ad esempio le capacità tecniche, organizzative ed economiche necessarie per lo svolgimento delle attività di stoccaggio.

Il Decreto in parola prevede una disciplina più snella per il rilascio dell'autorizzazione allo svolgimento di programmi sperimentali (ad esempio non è prevista la valutazione di impatto ambientale). Si tratta di attività che hanno ad oggetto lo svolgimento di programmi sperimentali che interessino un volume complessivo di stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> inferiore a 100.000 tonnellate. In questo caso, l'autorizzazione ha una durata massima di tre anni. Nell'ambito dello sperimentale, entro la data di scadenza, il soggetto autorizzato può richiedere proroghe, fino a un massimo di tre e per una durata non superiore a due anni ciascuna, documentando le operazioni svolte, le motivazioni che non hanno permesso di ultimare la sperimentazione nei tempi previsti e gli elementi che consentono di prevedere un risultato positivo della sperimentazione, nonché il tempo ulteriormente necessario per completare la sperimentazione stessa. Durante il periodo di validità dell'autorizzazione non sono consentiti utilizzi del sito oggetto di sperimentazione incompatibili con quanto previsto dall'autorizzazione medesima.

Il citato Decreto disciplina, inoltre, tutti gli aspetti connessi all'esercizio e obblighi di chiusura e post-chiusura dei siti di stoccaggio. La normativa, infatti, definisce tra l'altro i criteri e la procedura di iniezione del flusso di CO<sub>2</sub> e le condizioni alle quali lo stesso può essere ammesso e quindi iniettato nel sito di stoccaggio. Viene disciplinato inoltre l'obbligo di monitoraggio circa la composizione del flusso di CO<sub>2</sub>, con indicazioni sulla provenienza e, in particolare, i nominativi delle società che hanno effettuato le operazioni di cattura di CO<sub>2</sub>. Sono disciplinati anche gli aspetti connessi alle fuoriuscite di CO<sub>2</sub> e alle ipotesi di irregolarità significative. In caso di fuoriuscite o irregolarità significative, la normativa prevede che il gestore sia tenuto immediatamente a mettere in atto le procedure e le misure adeguate, atte ad eliminare completamente la fuoriuscita o le irregolarità significative previste nel piano sui provvedimenti correttivi. Il Decreto prevede, inoltre, che tutte le attività di esplorazione, realizzazione degli impianti, iniezione di CO<sub>2</sub> e gestione siano soggette a vigilanza e controllo. Al riguardo, infatti, per le attività di esplorazione e stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>, trovano applicazione le norme di polizia mineraria di cui al D.P.R. n. 128/1959, nonché le norme relative alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione di cui al D. Lgs. n. 624/1996.

Per l'adempimento dei compiti previsti dal citato Decreto, è istituito, presso il MASE, in qualità di Autorità Competente ai sensi della Direttiva 2009/31/CE, il Comitato per lo sviluppo della cattura e dello stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> - "Comitato CCS". Senza entrare nel dettaglio dei compiti e delle attività che la normativa attribuisce al predetto Comitato CCS, si evidenzia che lo stesso supporta, in qualità di organo tecnico consultivo, il Ministero nell'adempimento di una serie specifica di attività. In particolare, i compiti del Comitato CCS spaziano dalla predisposizione del parere preliminare al rilascio dell'autorizzazione allo stoccaggio – autorizzazione rilasciata dal Ministero – alla gestione del Registro per il confinamento e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> (il quale contiene le indicazioni riguardanti: le infrastrutture di trasporto esistenti e progettate; le licenze, le autorizzazioni e le delibere del Comitato; l'elenco dei siti di stoccaggio di CO<sub>2</sub> chiusi, dei siti di stoccaggio di CO<sub>2</sub> per i quali sia avvenuto un trasferimento di responsabilità ai sensi dell'articolo 24 e dei complessi di stoccaggio circostanti, comprendente anche mappe e sezioni relative alla loro estensione territoriale e le informazioni disponibili utili per valutare se il CO<sub>2</sub> stoccato sarà confinato completamente e in via permanente). Inoltre, il Comitato fornisce i dati al Ministero per l'adozione del Decreto che individua le aree del territorio nazionale e della zona economica esclusiva all'interno delle quali possono essere selezionati i siti di stoccaggio e le aree nelle quali lo stoccaggio non è permesso. Il Comitato svolge inoltre attività di monitoraggio sulle attività di stoccaggio e adotta una serie di prescrizioni per consentire il rispetto delle disposizioni in materia.

Il Decreto de quo, oltre a disciplinare il ruolo del Comitato CCS prevede l'adozione di atti di normazione secondaria volti a garantire la piena realizzabilità e funzionalità dell'attività di stoccaggio, tra cui:

- Decreto di definizione delle modalità di accesso (art. 28, comma 2, D.Lgs. n. 162/2011), con cui sono definite le modalità di accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio secondo modalità trasparenti e non discriminatorie;
- istituzione della Banca dati centrale (art. 6, D.Lgs. n. 162/2011), presso il Ministero deve essere istituita una banca dati nella quale dovranno confluire, nei formati stabiliti dallo stesso Ministero e su proposta del Comitato, i dati acquisiti ed elaborati nel corso delle varie fasi delle attività di esplorazione e di stoccaggio di CO<sub>2</sub>;
- Decreto individuazione aree idonee (siti di stoccaggio - art 7 D. Lgs. n. 162/2011), con cui sulla base dei dati elaborati dal Comitato, sentito il Ministero della difesa, d'intesa con la Conferenza Stato-regioni per la parte in terraferma, sono individuate le aree del territorio nazionale e della zona economica esclusiva all'interno delle quali possono essere selezionati i siti di stoccaggio e le aree nelle quali lo stoccaggio non è permesso. L'individuazione delle zone all'interno delle quali possono essere selezionati i siti e le aree nelle quali lo stoccaggio è permesso è soggetta a Valutazione Ambientale Strategica;
- Decreto garanzie finanziarie (art 25 D.Lgs. n. 162/2011), di concerto con il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), sentita la Conferenza Stato-regioni, con cui sono definiti i criteri per la determinazione della garanzia finanziaria che il titolare dello stoccaggio è tenuto a prestare, al fine di garantire il rispetto di tutti gli obblighi derivanti dall'autorizzazione comprese le prescrizioni per la fase di chiusura e post-chiusura;
- Decreto meccanismo finanziario (art 26 D.Lgs. n. 162/2011), di concerto con il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), sentita la Conferenza Stato-regioni, con cui è determinata l'entità del contributo finanziario il gestore deve versare prima del trasferimento di responsabilità che si realizza dopo la chiusura del sito di stoccaggio.

Al fine di agevolare l'attuazione di programmi sperimentali di stoccaggio di CO<sub>2</sub> nei giacimenti di idrocarburi esauriti *offshore*, a conferma dell'importanza della CCUS quale leva necessaria per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione previsti dal PNIEC, il D. Lgs.162/2011 è stato recentemente novellato. Al riguardo, si segnala che:

- con il Decreto Legge n. 76/2020, convertito con modificazioni dalla Legge n. 120/2020 e con il Decreto Legge n. 77/2021, convertito con modificazioni dalla Legge n. 108/2021, sono state introdotte disposizioni di semplificazione; con il Decreto Legge n. 181/2023 convertito, con modificazioni, dalla Legge n. 11/2023, sono state introdotte disposizioni dirette a completare il quadro normativo CCUS e abilitare le autorizzazioni allo stoccaggio di CO<sub>2</sub>. Nello specifico:

- i. viene chiarito l'iter autorizzativo finalizzato al rilascio di autorizzazioni allo svolgimento di programmi sperimentali di stoccaggio;
- ii. viene stabilita l'idoneità allo stoccaggio dei siti di giacimenti di idrocarburi esauriti *offshore*;
- iii. viene attribuita al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica la competenza in materia autorizzativa, anche non provvisoria, allo svolgimento di progetti di stoccaggio (anche non sperimentali) nei giacimenti di idrocarburi esauriti *offshore*;
- iv. in tema autorizzativo, viene garantita la priorità ai titolari di programmi sperimentali, evitando l'obbligo di ricorrere ad una procedura in concorrenza;
- v. vengono stabiliti in via definitiva i criteri per la valutazione delle istanze autorizzative in concorrenza;
- vi. viene previsto nelle more dell'emanazione del DM all'art. 25 che l'entità della garanzia finanziaria sia definita in sede autorizzativa, tenendo conto anche delle capacità e del livello di *rating* del richiedente;
- vii. vengono quantificati gli oneri amministrativi posti a carico degli operatori;
- viii. viene previsto che il Ministero metta a disposizione del pubblico le informazioni ambientali sullo stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>, anche nell'ambito di programmi sperimentali, superando la necessità di uno specifico DM in materia;
- ix. vengono poste le basi per valutare la fattibilità dello sviluppo della filiera CCUS prevedendo che il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica elabori il presente Studio il cui ambito e finalità sono stati già delineati al Cap. 1;
- x. viene prevista l'adozione un Decreto Ministeriale recante la regola tecnica per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza delle infrastrutture e dei servizi di trasporto Cap.4;
- xi. l'inclusione delle opere necessarie allo stoccaggio nell'ambito del programma sperimentale ed al trasporto di CO<sub>2</sub> tra le infrastrutture di pubblica utilità ai sensi e per gli effetti di cui al D.P.R. n. 327/01.

Da ultimo, si segnala che con l'art.9 del DL n. 89/2024, è stata aggiornata la disciplina relativa al Comitato per lo sviluppo della cattura e dello stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> in qualità autorità competente ai sensi della Direttiva 2009/31/CE per l'adempimento dei compiti previsti dal D lgs 162/2011 inclusi quelli relativi all'esame delle istanze ai fini del rilascio delle autorizzazioni.

Si rappresenta, infine, che nel mese di luglio 2024 i Ministeri dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e delle Infrastrutture e Trasporti hanno trasmesso alla Commissione Europea la versione definitiva del PNIEC (PNIEC 2024), in cui viene confermato il ruolo della CCUS quale principale leva di decarbonizzazione nei settori industriali *Hard to Abate* (acciaio, cemento, chimica, raffinazione, ecc.). dove le emissioni di CO<sub>2</sub> sono strettamente connesse ai cicli produttivi e particolarmente complesse da abbattere. Altri ambiti di applicazione della CCUS contemplati dal Piano sono gli inceneritori *Waste to Energy (WtE)*, l'idrogeno *low carbon*, il settore termoelettrico, *Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS)* e *Direct Air Carbon Capture and Sequestration (DACCS)*. Il contributo CCUS inserito nel PNIEC 2024 è stato ampliato rispetto alla versione del giugno 2023 sfruttando le conoscenze acquisite nel corso del presente Studio anche per rispondere alle raccomandazioni della Commissione. Si è delineato sia il potenziale di stoccaggio nazionale che il profilo temporale della capacità di iniezione prevista dal 2030 al 2050 nel principale hub di stoccaggio, le modalità di trasporto della CO<sub>2</sub> potenzialmente sviluppabili via terra e via mare sulla base dei quali si è individuato un obiettivo non vincolante di cattura e stoccaggio al 2030 pari a 4 Mtpa da emettitori nazionali dislocati nella pianura padana e nei principali siti industriali costieri del paese. Infine, sono state delineate alcune linee evolutive per quanto riguarda le misure previste per il settore CCUS.

## 2.4 Quadro di sintesi confronto normativa paesi

A seguire si riporta un quadro di sintesi ricostruito sulla base dello Studio della normativa dei principali stati che hanno disciplinato la CCUS descritto nel precedente paragrafo.

Il confronto mette in luce approcci normativi piuttosto differenti tra i diversi stati, come ad esempio quello olandese più di tipo "*market based*" sebbene sussidiato rispetto a quello più regolato sviluppato in UK.

L'Italia evidenzia un deficit normativo in particolare per quanto riguarda la definizione di strumenti a supporto per la cattura ed una eventuale regolazione tecnica economica dei servizi di trasporto e stoccaggio.

Il modello normativo inglese è stato valutato come il più completo e avanzato a cui tendere con opportune modifiche per renderlo idoneo alle peculiarità del contesto nazionale.

Figura 8 – Matrice di confronto normative CCUS per paese e fase filiera

	Cattura	Utilizzo	Trasporto	Stoccaggio
 Norme Internazionali	n/a	n/a	• Emendamento al Protocollo di Londra consente scambi transfrontalieri CO2 e possibili accordi di cooperazione	n/a
 Normativa UE	• Quote ETS non dovute per CO2 CCUS • Innovation Fund: grant per progetti cattura	• Criteri per la definizione dell'utilizzo CO2 con legame chimico permanente	• Accesso a terzi non discriminatorio • TEN-E Fondo CEF grant per infrastrutture T&S PCI	• Direttiva CCS 2009/31/CE disciplina principalmente stoccaggio • TEN-E Fondo CEF grant per infrastrutture T&S PCI • NZIA obiettivi e quote obbligo stoccaggio
 Normativa IT	n/a	n/a	• Accesso a terzi alle infrastrutture T&S non discriminatorio da disciplinare nel dettaglio con DM	• Recepimento direttiva CCS tramite DLgs 162/2011 e modifiche attuate da DL 181/2023 che disciplinano principalmente aspetti autorizzativi
 Normativa UK	• Clustering e selezione centralizzata • Incentivi CfD e capex negoziati bilateralmente • Diversi Business Model per settore cattura (Industriali, Power, Blu H2 ecc.)	n/a	• Recepimento Direttiva CCS e ratifica emendamento protocollo Londra • T&S Monopolio naturale: autorizzazione e licenza economica regolate • Separazione attività T&S da cattura • Tariffe T&S regolate (approccio RAB) pagate da emittitori sussidiati (passanti) • Grant governativi e garanzie di ultima istanza per rischio volumi, operativi	
 Normativa NL	• Attività libera • Incentivi CCfD ad una via che remunerano intera filiera assegnati tramite aste competitive con altre tecnologie di decarbonizzazione	n/a	• Approccio merchant con partnership pubblico (EBN, Gasunie)-privato • Modalità di accesso e tariffe T&S lasciate alla libera iniziativa delle parti della filiera • Garanzie accesso a terzi e separazione da cattura • Supervisione e prezzo esercizio T&S, tariffe T&S pagate tramite CfD emittitori	
 Normativa DK	• Attività libera • Fondi governativi con incentivi CCfD ad una via assegnati su base competitiva	n/a	• Aree idonee e gare per l'assegnazione di permessi per lo stoccaggio • Partecipazione pubblica diretta alle licenze di esplorazione e stoccaggio di CO2 attraverso la società di Stato Nordsøfonden (quota 20%) • tariffe T&S pagate tramite CCfD emittitori	
 Normativa FR	• Clustering degli emittitori • Fondi governativi con supporto tramite CCfD assegnati su base competitiva	n/a	• Partenariati con altri paesi europei per export CCS e sviluppo siti stoccaggi nazionali • CRE incaricato di regolare tariffa di utilizzo rete di trasporto • Allo studio strumenti di copertura del rischio controparte cross-filiera	

### 3 Orientamenti per l'evoluzione del quadro normativo e regolatorio in materia CCUS

L'istituzione e la conseguente implementazione della filiera CCUS, quale leva che contribuisce al contenimento delle emissioni nel rispetto degli obiettivi di decarbonizzazione nazionali ed europei, impone la definizione di un quadro normativo che consenta di disciplinare compiutamente i vari aspetti che la caratterizzano e al contempo individuare delle misure che possano creare delle condizioni favorevoli al suo sviluppo.

Dalla ricognizione del quadro legislativo nazionale emerge sostanzialmente un deficit normativo-regolatorio che, allo stato attuale, non consentirebbe l'avvio e il pieno sviluppo di una filiera CCUS. A riguardo, a mero titolo esemplificativo e non esaustivo, si evidenzia l'assenza di disposizioni e misure relative allo svolgimento delle attività di cattura e alla regolazione tecnica ed economica dei servizi di trasporto e stoccaggio.

In via preliminare, si rileva che per colmare il vuoto normativo, tenuto conto della complessità, dell'ampiezza e dell'elevato tasso di tecnicità degli argomenti da disciplinare, lo strumento più adeguato è rappresentato dalla delega legislativa da parte del Parlamento al Governo. Con una legge delega verrebbero definiti i criteri e le linee guida generali, lasciando all'esecutivo la facoltà di delineare le norme di dettaglio con uno o più decreti legislativi.

Il ricorso allo strumento della delega consentirebbe, inoltre, di novellare il decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162, al fine di assicurarne la necessaria coerenza con il quadro regolatorio della nascente filiera CCUS.

Ciò premesso, di seguito si espongono gli aspetti principali che, alla luce delle risultanze del presente studio, potrebbero costituire oggetto di normazione, secondo diversi livelli di dettaglio, sia nell'ambito della legge delega sia in sede di sua attuazione.

#### 3.1 Governance e inquadramento normativo delle attività CCUS

In primo luogo, tenuto conto della presenza di una molteplicità di attività economiche coinvolte nella catena del valore CCUS (cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio), ciascuno con distinte caratteristiche, emerge la necessità di disciplinare la governance della filiera. In particolare, si ravvede l'esigenza di chiarire i ruoli e le attività dei diversi attori coinvolti nella filiera. In particolare, si ritiene di primaria importanza definire e ampliare quindi le principali competenze e poteri dei diversi soggetti istituzionali coinvolti nei processi della filiera CCUS, individuando almeno:

- L'Ente governativo che definisce gli indirizzi strategici e la normativa in materia CCUS;
- L'autorità di regolazione indipendente che regola alcuni ambiti della filiera quali, a titolo non esaustivo, le condizioni di accesso ai servizi di trasporto e stoccaggio e la remunerazione degli stessi (di seguito: Autorità);
- L'Ente gestore dei meccanismi di supporto per gli emettitori che abbattono la CO<sub>2</sub> mediante CCUS e dei meccanismi di garanzia;
- Le autorità coinvolte nelle procedure di autorizzazione per gli impianti di cattura (inclusi gli allacci) e per le opere e le attività connesse al trasporto e allo stoccaggio della CO<sub>2</sub> (aspetti in parte già definiti nel d.lgs. n. 162/2011).

Nell'ambito della governance, si ritiene che si debba procedere con l'individuazione del regime giuridico a cui sono sottoposte le attività di cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio, con la qualifica della natura delle stesse e la conseguente definizione dei requisiti richiesti ai soggetti che a vario titolo svolgeranno un ruolo nell'ambito della filiera. Tenuto conto che l'attività di trasporto tramite rete e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> presentano caratteristiche di monopolio naturale e/o di fatto, al fine di garantire condizioni di accesso non discriminatorie, trasparenti e a costi competitivi, appare opportuno disciplinare tali attività come servizi regolati separati dall'attività di cattura.

Relativamente alla cattura, al trasporto diverso da rete (nave, treno ecc.) e all'utilizzo della CO<sub>2</sub>, si ritiene invece che siano attività che possano essere svolte come attività economicamente libere,

abbinandole, eventualmente, a misure di supporto per favorirne la competitività e la concorrenzialità nelle attuali condizioni mercato. Tali attività dovranno essere svolte oltre che in conformità alle procedure autorizzative ambientali previste dalla normativa anche nel rispetto delle condizioni di accesso ai servizi regolati del trasporto tramite rete e dello stoccaggio.

### 3.2 Regolazione dei servizi di trasporto tramite rete e stoccaggio della CO2

Appare opportuno, per le caratteristiche di monopolio naturale, inquadrare il trasporto tramite rete e lo stoccaggio della CO2, come attività regolate tenendo conto dei principi e dei criteri da delineare all'interno della delega legislativa quali, ad esempio:

- le modalità di svolgimento del servizio, tra cui l'accesso da parte di terzi, siano definite secondo modalità trasparenti e non discriminatorie sulla base di criteri di efficienza e volti anche a minimizzare i costi di sistema della filiera;
- le tariffe siano determinate secondo criteri trasparenti, in maniera da garantire un uso efficiente delle risorse di sistema e una congrua remunerazione dei capitali investiti;
- siano previsti adeguati livelli di standard di sicurezza e qualità dei servizi in condizioni di economicità e redditività.

Per regolare questi aspetti appare opportuno conferire ad un'autorità di regolazione indipendente le competenze in materia di regolazione della filiera CCUS: al fine di definire le condizioni di accesso alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio a terze parti, i criteri di allocazione della capacità di trasporto e di stoccaggio, le modalità di erogazione di tali servizi (incluse le attività di misura), il sistema tariffario, gli obblighi in capo agli operatori delle infrastrutture e agli utenti delle stesse..

E' possibile ritenere che la regolazione debba evolvere unitamente allo sviluppo della conoscenza tecnica, scientifica e di mercato della CCUS, attraverso un approccio regolatorio evolutivo che, partendo da approcci anche specifici, progredisca man mano che viene acquisita maggiore consapevolezza e conoscenza in relazione ai rischi e alle incertezze oggi connaturati allo sviluppo di questo nuovo settore. Il grado di sviluppo della filiera della CCUS dipenderà anche da quanto i costi per la cattura, trasporto e stoccaggio della CO2 si riveleranno competitivi rispetto ai costi per l'abbattimento delle emissioni tramite altre tecnologie e ai costi delle quote ETS, e dei volumi di CO2 che verranno conferiti nel tempo anche per effetto di eventuali incentivi e all'evoluzione del quadro normativo europeo.

#### 3.2.1 *Unbundling* attività CCUS

Data la prevalenza di condizioni di monopolio naturale nell'ambito dei servizi di trasporto via tubo e stoccaggio - tipicamente legate alle infrastrutture essenziali non duplicabili (*essential facilities*), caratterizzate da elevati costi fissi e non recuperabili (*sunk cost*), - si ritiene che debba trovare adeguata normazione, l'aspetto dell'*unbundling*. La necessità di procedere con tale regolazione risponde non solo all'esigenza di garantire la neutralità della gestione delle infrastrutture ma anche di impedire la creazione di sussidi incrociati. A riguardo, è possibile ipotizzare che a livello di legge delega sia introdotto il principio della separazione (*unbundling*) dei soggetti della filiera CCUS, rinviando, invece, alla norma di esecuzione la scelta tra le diverse forme di *unbundling*, quali:

- *Unbundling* societario (che fa riferimento alla suddivisione delle attività in società distinte).
- *Unbundling* funzionale o gestionale (ovvero la separazione delle attività di un'impresa in unità operative gestite in autonomia da soggetti diversi).
- *Unbundling* contabile (che riguarda la separazione contabile).

Più precisamente, la separazione nell'ambito della filiera CCUS potrebbe articolarsi secondo le seguenti opzioni:

- *Unbundling* verticale tra Cattura e T&S: al fine di favorire la competitività e la gestione trasparente e non discriminatoria nell'accesso di terze parti (emettitori con cattura CO2), si ritiene opportuno adottare una separazione societaria tra gli emettitori con Cattura (attività libere) e le attività di trasporto e stoccaggio (attività regolate).

- *Unbundling* tra trasporto e stoccaggio: al fine di favorire la competitività e flessibilità tra le opzioni di trasporto in un sistema multimodale, evitare fenomeni di sussidi incrociati, nonché consentire una rilevazione separata dei costi anche a fini tariffari, si ritiene opportuno prevedere, almeno nel breve periodo, una separazione di tipo contabile tra attività di trasporto e stoccaggio.
- *Unbundling* orizzontale: al fine di avere un'appropriata imputazione dei valori economici e patrimoniali alle attività CCUS e una trasparenza riguardo le modalità di utilizzo delle tariffe di accesso all'infrastruttura e al contempo evitare il fenomeno dei sussidi incrociati tra attività regolate diverse nel settore energetico, si ritiene in una prima fase di sviluppo del settore che possa essere sufficiente una separazione contabile.

### 3.2.2 Condizioni di accesso alle infrastrutture

In relazione alla regolazione dell'accesso alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio, la scelta per una soluzione *Third Party Access*<sup>6</sup> regolata sottende la necessità di garantire concorrenza in un settore dove gli operatori sono pochi, al fine di impedire abusi di potere di mercato, dove i prezzi per l'accesso diventano troppo alti, o l'incumbent impedisce l'accesso all'infrastruttura di altri operatori. Tale soluzione è stata adottata per la regolazione del trasporto e dello stoccaggio nel settore del gas naturale, anche in ragione delle condizioni che allora caratterizzavano il settore: forte integrazione verticale e alto grado di concentrazione.

Per la filiera CCUS si ritiene ragionevole ipotizzare che una parte preponderante della capacità delle infrastrutture di trasporto (via tubo) e stoccaggio sia allocata per il tramite di conferimenti *long term*, possibilmente tramite *open season*<sup>7</sup> (verosimilmente coordinate con l'assegnazione degli strumenti di supporto per la cattura (Capitolo 7), sulla base di regole stabilite dall'Autorità ed applicando tariffe che riflettono i costi di investimento e gestione delle infrastrutture stesse. Lo sviluppo dell'infrastruttura dovrebbe quindi avvenire in maniera coordinata e coerente con le richieste emerse dalla procedura di conferimento *long term*, valutando al contempo economie di scala e ottimizzazioni legate agli sviluppi ulteriori e progressivi della rete e/o della capacità di stoccaggio nel futuro. La realizzazione e l'ampliamento delle infrastrutture potrebbe avvenire solo qualora gli impegni vincolanti siano superiori a una determinata soglia di capacità minima da conferimento *long term* anche tenendo conto dei tracciati comuni necessari all'attività di trasporto e stoccaggio. L'eventuale quota di capacità non conferita attraverso procedure di conferimento *long term* ed eventuali riaggiustamenti delle posizioni potrebbero essere allocati sulla base di conferimenti di breve termine in regime regolato *Third Party Access*.

Con riferimento alla disciplina che regola le condizioni di accesso alle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio si ritiene che sia possibile replicare l'esperienza maturata nei servizi energetici regolati (gas ed energia elettrica) attraverso la predisposizione di specifici "Codici di accesso alle infrastrutture", contenenti disposizioni da applicare in maniera trasparente e non discriminatoria a tutti gli utenti del servizio che garantiscano un accesso coordinato alle infrastrutture. In tale ambito dovranno essere specificati i requisiti e le procedure per l'accesso, le modalità di connessione e di conferimento, i criteri secondo cui l'accesso possa essere negato (ad esempio per mancanza di capacità di trasporto o stoccaggio, incompatibilità con requisiti tecnici di accesso a cui non si può ovviare ecc.).

### 3.2.3 Regolazione tariffe e remunerazione trasporto e stoccaggio

Strettamente connesso al tema dell'accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio, tenuto conto delle condizioni di monopolio naturale, è il tema della regolazione tariffaria. In proposito, infatti, emerge l'opportunità di definire a cura dell'Autorità un quadro tariffario e il modello di remunerazione che consenta, da un lato, un uso efficiente delle risorse, dall'altro sia una congrua remunerazione degli investimenti nelle infrastrutture sia la copertura dei costi operativi correlati al trasporto e allo stoccaggio. Vi sono, ulteriori ambiti di regolazione che potranno essere rimessi all'Autorità, quali quelli relativi agli

<sup>6</sup> accesso di terzi, uno dei principi alla base della liberalizzazione europea riguardante, in particolare, l'accesso non discriminatorio alle infrastrutture essenziali non duplicabili (*essential facilities*) e alle infrastrutture essenziali duplicabili (*bottleneck facilities*). Più nello specifico, il principio *TPA* riguarda sia le tariffe che le condizioni di accesso regolato o negoziato alla rete e agli stoccaggi.

<sup>7</sup> Procedura pubblica con cui il Gestore dà inizio ad una sollecitazione alla sottoscrizione della capacità disponibile da parte di potenziali clienti, su base trasparente e non discriminatoria, conformemente a determinati parametri definiti da disposizioni regolatorie.

obblighi degli operatori della filiera, agli schemi di contratto, alla qualità commerciale alle garanzie o altri strumenti volti a mitigare i rischi di controparte.

In ambito tariffario appare opportuno prevedere una regolazione distinta per il servizio di trasporto via rete e per quello dello stoccaggio (inclusivo del trasporto *offshore via pipeline*), in ragione delle differenti specificità dei due servizi nonché dei potenzialmente diversi gradi di rischio degli stessi; per la definizione della tariffa regolata si potrebbe prevedere l'adozione di criteri di determinazione dei ricavi di riferimento analoghi a quelli già adottati per gli altri servizi infrastrutturali regolati dei settori gas ed elettrico, quali ad esempio:

- Modalità determinazione della RAB
- Modalità determinazione tasso di remunerazione del capitale investito
- Modalità di determinazione dell'ammortamento a fini tariffari
- Promozione *repurposing* di infrastrutture esistenti in luogo di nuove infrastrutture
- Tariffazione tramite tariffe separate per trasporto e stoccaggio Modalità determinazione corrispettivi tariffari a copertura costi di capitale e costi operativi, di monitoraggio e *decommissioning*.

Si dovrà anche valutare l'opportunità di introdurre specifiche misure funzionali a tenere conto di condizioni svantaggiate per il trasporto in contesti geograficamente sfavorevoli non raggiunti dalle infrastrutture di rete. Si prevede che le tariffe per il trasporto e lo stoccaggio -in analogia con altri schemi regolati- siano corrisposte dagli emettitori che conferiscono CO<sub>2</sub> alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio eventualmente sussidiati secondo quanto indicato al Cap.7.

### 3.2.4 Titolarità del biossido di Carbonio

Un altro aspetto che merita di essere affrontato nell'ambito della definizione della disciplina della filiera CCUS è quello relativo alla titolarità, in ciascun ambito in cui si articola la filiera, del biossido di carbonio catturato. In proposito, si ritiene necessario che venga normativamente delineato un assetto che non esponga gli emettitori, e i gestori delle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio, ai rischi connessi ad attività di cui non hanno il diretto controllo o la gestione.

Il tema della titolarità del biossido di carbonio potrebbe essere risolto considerando la possibilità di adottare le seguenti opzioni anche in funzione della modalità di trasporto:

- con il conferimento dell'anidride carbonica al sistema di trasporto la proprietà passa dall'emettitore al gestore della rete di trasporto e solamente quando la CO<sub>2</sub> viene immessa nel sito di stoccaggio avviene il passaggio della proprietà al gestore dello stoccaggio;
- la proprietà del bene non diventa in nessun caso del gestore della rete di trasporto ma viene trasferita solo dall'emettitore al gestore dello stoccaggio. In tal caso è necessario disciplinare sia in quale momento avviene il passaggio della titolarità - che potrebbe avere luogo al momento della cessione del bene alla rete di trasporto oppure al momento della consegna al sito stoccaggio - sia le *liabilities* connesse al trasporto.

Chiaramente, ognuna delle menzionate soluzioni produce effetti diversi in relazione alla gestione dei rischi e delle performance del sistema. In ogni caso, la disciplina del trasferimento della titolarità dovrebbe prevedere il tipo di responsabilità (cd *liabilities*) associate alla titolarità e alla custodia della CO<sub>2</sub>.

Si rappresenta, inoltre che il tema del trasferimento di responsabilità è trattato dall'art. 24 del D. Lgs. 162/2011 in base al quale la titolarità della CO<sub>2</sub> passa in capo allo Stato, decorsi 20 anni dalla chiusura del sito di stoccaggio.

### 3.2.5 Piani di sviluppo

La pianificazione costituisce uno strumento cruciale per lo sviluppo efficiente delle infrastrutture, in special modo considerando lo stato ad oggi embrionale della filiera della CCUS, ove ancora permangono grandi incertezze sui potenziali volumi di CO<sub>2</sub> che potrebbero essere trasportati e stoccati.

Per garantire uno sviluppo della filiera CCUS coerente con il PNIEC e con le diverse esigenze di decarbonizzazione, si ritiene necessario, inoltre, introdurre a livello di normazione primaria una disciplina che preveda la programmazione degli interventi di sviluppo delle infrastrutture di Trasporto sulla base di Piani pluriennali di sviluppo presentati dagli stessi Gestori.

Le linee di sviluppo degli interventi infrastrutturali dovranno tenere conto anche dei fabbisogni di decarbonizzazione dei diversi settori e ambiti territoriali, dei risultati delle attività di clustering e delle manifestazioni di interesse. E' ragionevole, quindi, ritenere che le infrastrutture di rete prioritarie per il trasporto della CO<sub>2</sub> siano preliminarmente individuate per il tramite di una procedura idonea ad ottimizzare le connessioni degli emettitori dotati di impianti per la cattura della CO<sub>2</sub> o degli *hub* per la raccolta di emissioni ai siti di stoccaggio, anche tenendo conto dei tracciati comuni necessari all'attività di trasporto e stoccaggio, in coordinamento con le procedure di selezione dei progetti di cattura cui assegnare gli schemi di supporto.

La pianificazione delle infrastrutture dovrebbe evolvere verso una pianificazione integrata che parta da scenari energetici che tengono conto dei legami tra vettori energetici diversi e faccia riferimento ad analisi costi-benefici che siano elaborate tanto per le infrastrutture gas, quanto per quelle per il trasporto di idrogeno e della CO<sub>2</sub>.

Inoltre, dal momento che in alcuni casi la realizzazione delle reti per il trasporto della CO<sub>2</sub> potrebbe almeno in parte originare dalla riqualificazione di reti gas esistenti, il Piano gas dovrebbe progressivamente contemplare, accanto alle nuove infrastrutture gas da potenziare e costruire, anche i programmi di decommissioning, nonché le potenziali possibilità di riqualificazione delle infrastrutture esistenti<sup>8</sup>.

La pianificazione delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di CO<sub>2</sub>, pertanto, potrà adottare regole di pianificazione simili a quelle già adottate per le reti di trasporto dell'elettricità e del gas naturale, con esplicita approvazione degli interventi di sviluppo da parte del MASE, acquisito il parere dell'Autorità.

### 3.3 Strumenti di supporto per lo sviluppo della filiera

Per lo sviluppo della filiera CCUS alla luce dell'attuale maggior costo di abbattimento della CO<sub>2</sub> mediante CCUS rispetto al prezzo della quota ETS (Cap. 6) in analogia a quanto già avviene in altri Stati Membri (Cap. 2), è necessario prevedere in sede di normazione specifici meccanismi di incentivazione rivolti ad alcune tipologie di emettitori sotto forma di contratti per differenza eventualmente accompagnati anche da strumenti di parziale supporto in conto capitale. Il tema è ampiamente analizzato anche valutando alcune opzioni preliminari di schemi di incentivazione implementabili per la cattura al cap.7.

Oltre agli incentivi per la cattura si ritiene opportuno prevedere degli strumenti di garanzia, sia lato operatori infrastrutturali che lato emettitori, volti a mitigare rischi della filiera, quali quelli legati ad una mancata sincronizzazione tra gli sviluppi tra gli impianti di cattura e le infrastrutture di trasporto e stoccaggio, con i conseguenti rischi volume connessi. In tal modo, in particolare, si cercherebbe di consentire:

- ai *"first movers"* di sostenere un ragionevole costo di trasporto e stoccaggio che, diversamente, potrebbe risultare troppo elevato o eccessivamente variabile sull'orizzonte temporale di conferimento;
- agli operatori infrastrutturali di conseguire dei corrispettivi in linea alle disposizioni dell'autorità di regolazione che garantiscano la sostenibilità economica e finanziaria delle infrastrutture.

<sup>8</sup> La direttiva gas ed idrogeno prevede che vi sia un Piano unico gas e un Piano unico idrogeno (o alternativamente un piano unico congiunto gas ed idrogeno), e che questi forniscano, unitamente alle informazioni sulle nuove infrastrutture da costruire o potenziare nei successivi dieci anni, una indicazione esaustiva delle infrastrutture gas che possono o saranno smantellate, e di quelle che potranno o saranno riqualificate per il trasporto di idrogeno, in particolare ai settori cd Hard to Abate.

I Meccanismi di supporto per la filiera CCUS potrebbero trovare copertura su diverse fonti di finanziamento determinate sulla base dei settori delle utenze collegate al processo di decarbonizzazione mediante la filiera CCUS. Appare opportuno, quindi, avvalersi prevalentemente dei proventi ETS e, in via complementare, degli oneri di sistema elettrici sulla base degli incentivi alla cattura riconosciuti agli impianti termoelettrici e degli oneri di sistema gas per eventuali incentivi riconosciuti alla produzione di idrogeno blu. Si ritiene necessario, inoltre, introdurre dei massimali di spesa ed eventuali regole per limitare il fabbisogno risorse in caso di estrema volatilità dei prezzi ETS con meccanismi di ripartizione del rischio pubblico-privato.

### 3.4 Gap normativi e possibili evoluzioni

Da quanto esaminato, per creare un quadro normativo idoneo allo sviluppo di progetti CCUS appare opportuno innanzitutto emanare una Legge Delega che indichi gli aspetti della filiera che devono essere ancora disciplinati, fornendo al contempo i principi e criteri direttivi da seguire, rimettendo ad uno o più decreti legislativi la definizione delle norme di dettaglio. Tra gli aspetti principali che si ritiene prioritario disciplinare si segnalano:

- Governance filiera e inquadramento normativo delle varie attività della filiera
- Regolazione dei servizi T&S (*unbundling*, accesso di terzi, modello remunerazione e tariffe, passaggi di titolarità della CO<sub>2</sub>, piani di sviluppo ecc.)
- Strumenti di supporto (incentivi alla cattura, meccanismi di garanzia) e fonti di finanziamento

Restano inoltre da completare una serie di Decreti Ministeriali previsti dal D lgs 162/2011 su diversi aspetti che caratterizzano le varie fasi correlate alla gestione dello stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub>. La maggior parte di questi, pur se affrontati dal DL 181/2023, che ha istituito dei regimi transitori (applicabili nelle more dell'emanazione di alcuni dei DM) per consentire di sviluppare gli iter autorizzativi dei progetti di stoccaggio, necessitano comunque un completamento della disciplina come segue:

Tabella 2 – Decreti ministeriali previsti nel D.lgs 162/2011

DM da emanare in materia CCUS (D.lgs 162/2011)	Riferimenti normativi (D.lgs 162/2011)	Disposizioni DL 181/2023	Aspetti da completare
DM Aree idonee per lo stoccaggio geologico CO <sub>2</sub>	art 7 comma 1	I giacimenti di idrocarburi esauriti <i>offshore</i> sono definiti come aree idonee ex lege	Mappatura giacimenti di idrocarburi esauriti e in via di esaurimento <i>offshore</i> Aree idonee stoccaggio diverse da giacimenti di idrocarburi esauriti <i>offshore</i>
DM istanze licenze di esplorazione in concorrenza sulla medesima area	art 11 comma 8	-	Ai fini della semplificazione, valutare l'opportunità di riscrivere la disposizione alla luce delle novità introdotte da DL 181/2023 in merito alle autorizzazioni allo stoccaggio
DM trasferimento responsabilità post chiusura	art. 24 comma 5	-	Da predisporre DM che definisca i criteri in materia tenendo conto anche quanto delineato nelle nuove <i>guidance</i> della Commissione alla 2009/31/CE pubblicate ad Agosto 2024
DM garanzia finanziaria	art. 25 comma 2	Nelle more dell'entrata in vigore del DM l'entità della garanzia finanziaria è stabilita, previo parere del Comitato, in sede di rilascio delle licenze ovvero delle autorizzazioni allo stoccaggio	
DM contributo finanziario	art. 26 comma 1	-	

DM tariffe per oneri amministrativi e istruttori	art. 27 comma 2	Nelle more dell'entrata in vigore del DM gli oneri derivanti dalle attività CCS art. 4 e 6 D lgs 162/2011 e al rilascio di licenze sono posti a carico degli operatori interessati dalle attività medesime mediante il versamento di un contributo di importo pari all'uno per mille del valore delle opere da realizzare	Da predisporre DM
DM accesso da parte di terzi alle infrastrutture	art. 28 comma 2	DM da emanare sulla base di risultanze studio CCUS a 180 gg da predisposizione	Da emanare alla luce del quadro normativo della filiera CCUS che sarà definito nell'ambito della legge delega CCUS

## 4 Regola tecnica per le reti di trasporto della CO<sub>2</sub>

### 4.1 Contesto di riferimento

Il comma 4-bis, dell' articolo 7 del Decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n.11, stabilisce che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, con il Ministero dell'interno, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e il Ministero della salute, predispone la Regola tecnica per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza delle reti di trasporto della CO<sub>2</sub> di cui all'articolo 3, comma 1, lettera aa), del Decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162.

La rete di trasporto e il sito di stoccaggio sono così definiti dal D.Lgs.n.162/2011:

*“rete di trasporto: la rete di condutture, comprese le stazioni intermedie di pompaggio, per il trasporto di CO<sub>2</sub> al sito di stoccaggio”;*

*“sito di stoccaggio: l'insieme del volume della formazione geologica utilizzata ai fini dello stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>, della sua proiezione in superficie, nonché degli impianti di superficie e di iniezione connessi;”.*

Conseguentemente, il Decreto in via di adozione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di concerto con il Ministero dell'interno, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e il Ministero della salute, recante: **“Regola tecnica per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza delle reti di trasporto della CO<sub>2</sub>”**, è specificatamente dedicata al trasporto di CO<sub>2</sub> dai siti industriali di cattura, fino all'ingresso degli impianti di trattamento e di iniezione nella formazione geologica.

In conformità con il comma 4-bis, dell'art.7 del D.L. n.181/2023, per la predisposizione della Regola tecnica è stato istituito un Gruppo di Lavoro, coordinato dal MASE, costituito da rappresentanti dei Ministeri concertanti (Ministero dell'interno, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e il Ministero della salute), del Comitato italiano gas (CIG) e del Comitato centrale per la sicurezza tecnica della transizione energetica e per la gestione dei rischi connessi ai cambiamenti climatici, (di seguito “Comitato centrale per la sicurezza”), nonché dai rappresentanti del Ministero dell'interno (VVF), CNR, ISPRA, ENEA, Dipartimento della protezione civile del MIT del Ministero della Salute ed un esperto del Politecnico di Torino.

La Regola tecnica per le reti di trasporto della CO<sub>2</sub> è stata predisposta al fine di fornire criteri operativi per la di progettazione, realizzazione ed esercizio di dei gasdotti di trasporto della CO<sub>2</sub> per lo stoccaggio permanente della CO<sub>2</sub> stessa. L'applicazione della Regola Tecnica potrà garantire che l'attività di trasporto di CO<sub>2</sub> dai siti industriali di emissione ai siti di stoccaggio sia realizzata con il massimo livello di sostenibilità ambientale, di sicurezza, di tutela della salute della popolazione, degli impianti e delle cose.

### 4.2 I contenuti della regola tecnica

La Regola Tecnica, che costituisce l'Allegato A del Decreto interministeriale del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, è articolata in 8 capitoli in cui vengono trattati aspetti relativi: alla progettazione (tracciati, distanze, profondità, etc.), ai materiali idonei di utilizzo, alle condizioni di esercizio con particolare riguardo agli aspetti di sicurezza, alle condizioni di riconversione di condotte esistenti, agli aspetti di ispezione e manutenzione. A seguire una ricognizione più puntuale degli ambiti affrontati:

- Capitolo 1 “Disposizioni Generali” (Scopo ed ambito di applicazione; Definizioni; Classificazione delle condotte; Parametri del sistema di trasporto; Livelli di pressione; Composizione della miscela di CO<sub>2</sub>; Gestione della sicurezza del sistema di trasporto; Aspetti generali della sicurezza del sistema di trasporto; Sicurezza del flusso di CO<sub>2</sub>; Rilevamento delle perdite);

- Capitolo 2 “Criteri di Progettazione”: criteri di progetto e grado di utilizzazione; scelta del tracciato; sezionamento in tronchi; profondità di interrimento; distanze di sicurezza delle condotte; distanze di sicurezza nei confronti di fabbricati; distanze di sicurezza nei confronti di nuclei abitati; distanze di sicurezza nei confronti di luoghi di concentrazione di persone; distanze di sicurezza per condotte a mare; distanze da linee elettriche; parallelismi ed attraversamenti; manufatti di protezione; criteri di progetto dei punti di linea; criteri di progetto delle centrali di spinta; progettazione della protezione contro la corrosione;
- Capitolo 3 “Materiali”: materiali metallici; materiali non metallici; lubrificanti; rivestimento interno;
- Capitolo 4 “Costruzione in Cantiere”: posa delle condotte e degli impianti a terra e in mare; giunzione delle condotte; collaudo in opera delle condotte; messa in esercizio e consegna della condotta e dei relativi impianti all'esercizio;
- Capitolo 5 “Esercizio”: gestione della rete; caratteristiche minime di dispacciamento dati per il controllo della rete; sistemi di comunicazione; gestione delle emergenze;
- il Capitolo 6 “Ispezione e Manutenzione”: criteri generali; sorveglianza delle condotte a terra; sorveglianza delle condotte a mare; misure e controlli per la protezione contro la corrosione esterna; ispezioni interne delle condotte; manutenzione degli impianti, dei punti di linea e delle centrali di spinta; apparati a pressione; recipienti; accessori di sicurezza;
- Capitolo 7 “Installazioni Interne delle Utenze e degli Emettitori Industriali”: condotta di alimentazione; impianti di riduzione e misura della pressione all'interno delle utenze industriali; rete di adduzione;
- Capitolo 8 “Riconversione di Condotte Esistenti al Trasporto di CO<sub>2</sub>” .

Per lo sviluppo della nuova Regola tecnica, è stata presa come base di partenza la Regola tecnica per il trasporto del gas naturale (“Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8” - basata a sua volta sulla EN 1594), adottata in Italia con il Decreto Ministeriale 17 aprile 2008, opportunamente rimodulata per tener conto delle specifiche caratteristiche e degli effetti della CO<sub>2</sub>, applicando i requisiti aggiuntivi previsti dalla norma ISO 27913 – 2016 (*Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Pipeline transportation systems*), specifica per CO<sub>2</sub> e degli aggiornamenti in merito pubblicati dal Comitato Tecnico ISO (ISO/TC 265).

La norma internazionale ISO 27913-2016, attualmente unica norma di riferimento disponibile specifica per il trasporto di CO<sub>2</sub>, come indicato nella stessa, deve essere applicata in combinazione con altri standard specifici per il gas naturale o per liquidi. Poiché la EN 1594, norma di riferimento in Europa per il trasporto di gas naturale (anche citata come riferimento dalla ISO 27913) è stata alla base della definizione della Regola tecnica per il trasporto del gas naturale adottata in Italia con il citato D.M. 2008, in maniera analoga, nella definizione della Regola tecnica per il Trasporto della CO<sub>2</sub> ci si è basati sulla stessa EN 1594 ed è stata coordinata con i requisiti aggiuntivi previsti dalla ISO 27913 (specifica per il trasporto di CO<sub>2</sub>). Quindi, nella stesura della regola tecnica per il trasporto della CO<sub>2</sub>, si sono consultati principalmente i seguenti documenti di riferimento:

- ISO 27913:2016, *Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Pipeline transportation systems*;
- ISO/FDIS 27913:2024, *Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Pipeline transportation systems*;
- Decreto Ministeriale 17 aprile 2008, Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8;
- UNI EN 1594:2024, Infrastrutture del gas - Condotte per pressione massima di esercizio maggiore di 16 bar - Requisiti funzionali.

In particolare, è stato verificato che i meccanismi di danneggiamento (*failure mode* e loro cause) per le condotte di trasporto di CO<sub>2</sub> fossero gli stessi di quelli caratteristici del gas naturale. Pertanto, i requisiti e le prescrizioni finalizzati alla prevenzione ed alla mitigazione dei meccanismi di danneggiamento previsti della Regola tecnica per trasporto del gas naturale sono ritenuti adeguati anche ai fini del trasporto di CO<sub>2</sub>.

Diversamente, la Regola tecnica per trasporto CO<sub>2</sub> prevede opportuni requisiti aggiuntivi per contrastare la corrosione interna e prevede criteri più restrittivi: in termini di ispezionabilità, controllo della composizione del flusso in ingresso e introduzione della possibilità di considerare un sovrappessore di corrosione. Si è inoltre tenuto conto del potenziale impatto su persone, ambiente e cose di eventuali rilasci di CO<sub>2</sub>.

In analogia con il campo di applicazione previsto dal citato D.M. 17 aprile 2008, è stato quindi definito il campo di applicazione della Regola tecnica: il trasporto di CO<sub>2</sub> in fase gassosa a partire dal confine di stato e dai punti di consegna degli impianti industriali, al cui interno operano gli impianti di cattura e compressione della CO<sub>2</sub> emessa dai camini, fino al punto di riconsegna agli impianti di superficie e di iniezione connessi al sito di stoccaggio o ad eventuali utenze industriali, che utilizzano CO<sub>2</sub> per usi industriali.

Il sistema di trasporto comprende le condotte di trasporto a terra e a mare (ad esclusione delle condotte facenti parte dei siti di stoccaggio), i punti di linea, gli impianti di regolazione, i sistemi di misura di portata e composizione ed eventuali centrali di spinta (ad esclusione degli impianti di compressione all'interno dei siti di stoccaggio e all'interno dei siti di cattura). Per le condotte a mare, oltre a quanto definito nella Regola Tecnica, è previsto che si debba fare riferimento per tutti gli argomenti tecnici specifici (quali, a titolo di esempio, il calcolo dello spessore, la saldatura, i materiali) alle norme emanate dall'Ente Italiano di Normazione (UNI) e, in mancanza di queste, alle normative e agli standard internazionali maggiormente utilizzati in materia.

È stato considerato il trasporto solo nella fase gassosa, in quanto il trasporto in fase densa richiede considerazioni tecniche diverse, inoltre sia l'intensa urbanizzazione del territorio italiano quanto le lunghezze limitate delle condotte di trasporto previste (nell'ordine delle centinaia di Km), conducono a privilegiare il trasporto di CO<sub>2</sub> in fase gassosa. La Regola tecnica lascia in capo al trasportatore la responsabilità di verificare e mantenere condizioni di flusso tali da garantire, in tutte le condizioni di esercizio ed in tutti i punti del sistema di trasporto, la CO<sub>2</sub> sia in fase gassosa.

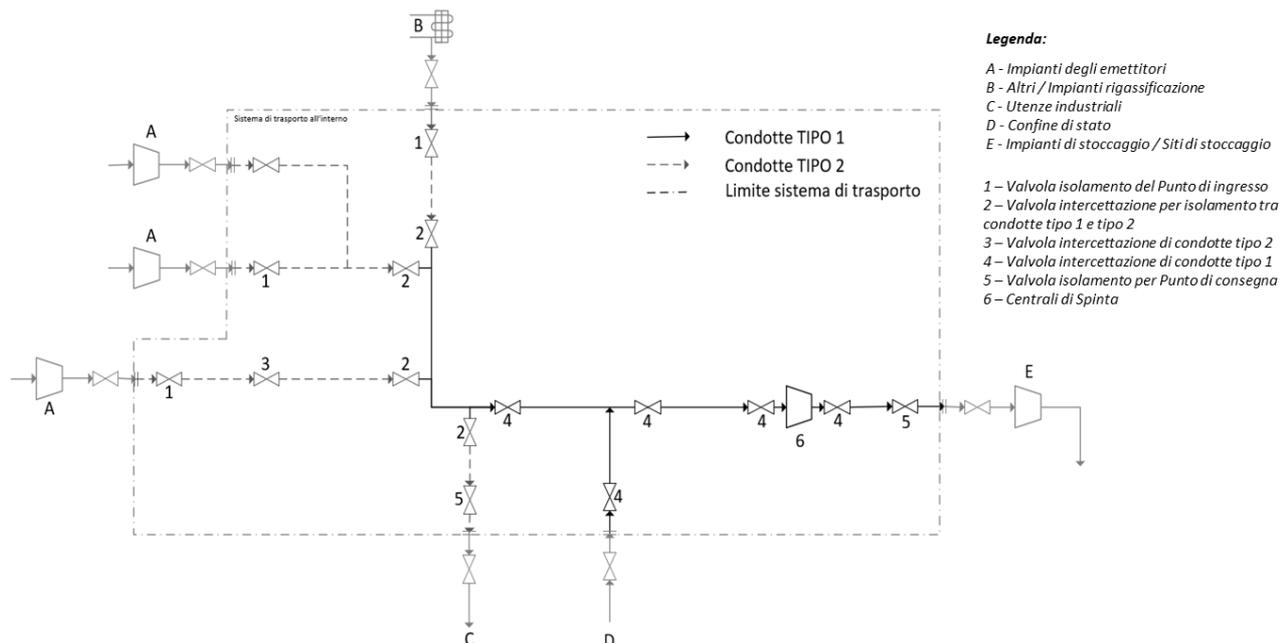
La Regola tecnica stabilisce la composizione della miscela di CO<sub>2</sub> che può essere immessa nella rete di trasporto: la CO<sub>2</sub> dovrà costituire almeno il 95% della miscela e il residuo 5% si riferisce alla presenza di incondensabili e impurezze che dovranno rispettare parametri specifici presi dalla ISO 27913 per evitare la formazione di idrati e la corrosione interna delle tubazioni.

Al fine di garantire livelli di sicurezza non inferiori a quelli applicati al gas naturale, attraverso una comparazione delle probabilità e conseguenze dei potenziali eventi di rottura connessi al trasporto del gas naturale e della CO<sub>2</sub>, è stato verificato che le prescrizioni del citato DM 17 aprile 2008 (in particolare le distanze di sicurezza) possano essere applicate al trasporto della CO<sub>2</sub> garantendo livelli di sicurezza superiori o uguali a quelli relativi al gas naturale.

È stata adottata la seguente classificazione delle condotte per il trasporto di CO<sub>2</sub> gassosa:

- condotte di tipo 1: che ricevono CO<sub>2</sub> da una o più condotte e che lo trasportano o ad un'altra condotta o al punto di consegna per lo stoccaggio;
- condotte di tipo 2: rientrano in questo tipo due tipologie:
  - o condotte che ricevono CO<sub>2</sub> da uno o più punti di ingresso e che lo trasportano ad una condotta di tipo 1;
  - o condotte che ricevono CO<sub>2</sub> da una condotta di tipo 1 e che lo trasportano ad uno o più utenze industriali.

Figura 9 – Schema esemplificativo della rete e tipologia di condotta



La classificazione delle condotte in tipo 1 e tipo 2 viene fatta al momento della progettazione. In caso di condotta che trasporta CO<sub>2</sub> da un singolo emettitore ad un punto di consegna per lo stoccaggio, essa può essere definita come una unica condotta di tipo 1 o come due condotte, una iniziale di tipo 2 e una successiva di tipo 1. Le condotte di tipo 1 sono generalmente ubicate all'esterno dei nuclei abitati. Le condotte di tipo 2 allacciano emittitori o utenze industriali e possono essere ubicate alla periferia dei nuclei abitati.

Per definire le prescrizioni deterministiche della Regola tecnica relativa al trasporto di CO<sub>2</sub>, sono state considerate, in corrispondenza di tutti i possibili eventi incidentali (foro piccolo, medio e rottura completa), sia le distanze di sicurezza da singoli fabbricati, nuclei abitati e luoghi di concentrazione delle persone, sia le distanze tra le valvole lungo le condotte. Per validare le distanze di sicurezza sono state quindi confrontate le condizioni di rischio (combinazione tra probabilità incidentale e conseguenze) del trasporto di gas naturale rispetto a quelle del trasporto di CO<sub>2</sub> gassosa per tutti gli eventi incidentali considerati. Si è quindi verificato, tramite simulazioni utilizzando modelli di dispersione (*DNV Phast v9.0*), che le distanze delle conseguenze da CO<sub>2</sub> gassosa nel caso di foro piccolo e medio siano inferiori alle distanze di sicurezza previste dal citato DM 17 aprile 2008 per il gas naturale e che le probabilità e le conseguenze di rottura completa in caso di CO<sub>2</sub> siano assimilabili o inferiori al caso di gas naturale. Per tutti i dettagli di questa analisi si rimanda Capitolo 3 "Determinazione delle distanze di sicurezza nel trasporto di CO<sub>2</sub> gassosa" dell'allegato tecnico.

Sono stati inoltre definiti i materiali da utilizzare, il calcolo degli spessori e le profondità minime di interrimento in funzione della tipologia di suolo (terreno roccioso, strade, autostrade, fossi, cunette). Non è ammessa l'ubicazione delle condotte fuori terra al di fuori delle aree recintate mentre l'attraversamento di fiumi dovrà essere realizzato in sotterraneo con tecniche *trenchless* per garantire i massimi livelli di sicurezza.

Relativamente alla riconversione di condotte esistenti ed esercite per il trasporto di gas naturale, la Regola Tecnica prevede che possono essere convertite al trasporto di CO<sub>2</sub> solo a condizione che vengano riqualificate per tale servizio in conformità ai requisiti descritti in questa regola.

Tale riqualificazione deve comprendere:

- la verifica dei requisiti descritti in questa regola;
- la valutazione e la realizzazione di eventuali modifiche per adeguare a questa regola caratteristiche specifiche della rete altrimenti non adeguate (a titolo di esempio: distanze di sicurezza da fabbricati e nuclei abitati, adeguatezza di tutti i materiali, dimensioni degli impianti,

- il posizionamento degli sfiati, distanze tra le valvole di intercettazione ed il loro controllo, sistemi di misura della composizione chimica e blocco, sistemi di misura idonei al trasporto di CO<sub>2</sub>);
- valutazioni ed interventi preliminari alla conversione, quali ad esempio:
  - o la valutazione dell'idoneità alla conversione dello stato di integrità della condotta;
  - o la valutazione, la progettazione e l'esecuzione – se necessario – di un'attività di pulizia e bonifica della condotta prima della conversione al nuovo trasporto.
  - o una valutazione delle potenziali reazioni del flusso di CO<sub>2</sub> con il fluido precedente;
  - o il cambio di direzione del flusso e le sue implicazioni.

#### 4.3 Le disposizioni del Decreto interministeriale

La Regola tecnica costituisce l'Allegato A al Decreto interministeriale del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'interno, il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e il Ministro della salute.

Il Decreto interministeriale è costituito da 4 articoli.

- L'Articolo 1 (Scopo e campo di applicazione) definisce lo scopo e il campo di applicazione del Decreto. Il comma 1 indica che scopo del Decreto è l'emanazione della regola tecnica per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza della rete di condutture, comprese le stazioni intermedie di pompaggio, per il trasporto di CO<sub>2</sub> al sito di stoccaggio, al fine di garantire la sicurezza e la possibilità di interconnessione e interoperabilità dei sistemi stessi. Relativamente al campo di applicazione. Il comma 2 stabilisce che la Regola tecnica si applica agli impianti o sistemi di trasporto di nuova realizzazione, nonché a quelli esistenti all'atto dell'entrata in vigore del Decreto stesso solo nel caso di modifiche sostanziali come definite nella Regola tecnica. Il comma 3 specifica che, nel caso di cui al comma 2, la Regola tecnica si applica solo alle parti oggetto di modifica, fermo restando il rispetto delle preesistenti condizioni di sicurezza per le parti non oggetto di modifica.
- L'Articolo 2 (Clausola di reciproco riconoscimento), al comma 1 specifica che le attrezzature a pressione (valvole, regolatori di pressione, valvole di sicurezza, filtri, recipienti a pressione, scambiatori di calore), devono essere conformi alle norme specifiche per i recipienti a pressione quindi al Decreto legislativo 15 febbraio 2016, n. 26, di attuazione della Direttiva 2014/68/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 15 maggio 2014. Il comma 2 specifica, inoltre, che tutte le apparecchiature utilizzate devono essere conformi anche Regolamento (UE) N. 305/2011 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 9 marzo 2011, che fissa condizioni armonizzate per la commercializzazione dei prodotti da costruzione. Il comma 3 specifica che quanto disposto dalla Regola tecnica non costituisce specifica di prodotto obbligatoria per prodotti che ricadono al di fuori del campo di applicazione delle suddette direttive e che sono legalmente fabbricati e/o commercializzati in un altro Stato membro dell'Unione europea. Il comma 4 specifica che può essere rifiutata l'immissione in commercio di un prodotto legalmente fabbricato e/o commercializzato in uno Stato membro dell'Unione europea, nel caso in cui tale prodotto non garantisca un livello di protezione equivalente a quello richiesto dalla Regola tecnica. Il comma 5 stabilisce, infine, che le prescrizioni della Regola Tecnica non si applicano alla progettazione, alla costruzione ed al collaudo delle attrezzature a pressione standard ricadenti nel campo di applicazione del citato Decreto legislativo 15 febbraio 2016, n. 26.
- L'Articolo 3 (Procedure), al comma 1 prevede che, qualora per particolari esigenze di carattere tecnico e/o di esercizio, non fosse possibile il rispetto delle disposizioni stabilite dallo stesso Decreto, il soggetto interessato può presentare domanda motivata di deroga al Comitato centrale per la sicurezza tecnica della transizione energetica e per la gestione dei rischi connessi ai cambiamenti climatici, di cui all'articolo 9 del Decreto-legge 24 febbraio 2023, n. 13, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 aprile 2023, n. 41. Per l'esame delle deroghe, tale Comitato è integrato da un rappresentante del Ministero della salute e del Comitato italiano gas. Il comma 2 specifica che agli impianti ed alle opere di cui all'art. 1, comma 1, soggette al rilascio del parere del Ministero delle imprese e del made in Italy, si applicano le procedure tecnico amministrative di cui al Decreto legislativo 1° agosto 2003, n. 259 e s.m.i.. Il comma 3, in relazione agli impianti soggetti al rilascio delle autorizzazioni di cui al Decreto del Ministro per i

trasporti e l'aviazione civile 23 febbraio 1971, n. 2445 e s.m.i., specifica che a tali impianti si applicano le “Norme tecniche per gli attraversamenti ed i parallelismi di condotte e canali convoglianti liquidi e gas con ferrovie ed altre linee di trasporto” di cui al Decreto 4 aprile 2014 del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

- L'Articolo 4 (Disposizioni finali), infine, stabilisce i termini dell'entrata in vigore del Decreto.

Il Decreto in oggetto, come tutte le norme tecniche, è stato sottoposto alla procedura d'informazione nel settore delle norme e regolamentazioni tecniche come previsto dalla Direttiva (UE) 2015/1535 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 9 settembre 2015 che ha abrogato le direttive n. 98/34/CE e n. 98/48/CE. La norma di riferimento italiana è legge n.317/86, come modificata con Decreto legislativo 15 dicembre 2017, n.223. La regola tecnica è stata notificata in data 26 settembre 2024 alla Commissione europea e si è concluso il termine di tre mesi fissato dall'articolo 6, paragrafo 1, della direttiva (UE) 2015/1535 per la presentazione di eventuali osservazioni da parte degli altri Stati Membri.

## 5 Analisi domanda cattura e offerta stoccaggi per CCUS

Questa sezione descrive l'analisi dei fabbisogni di decarbonizzazione che possono essere soddisfatti, almeno in parte, mediante il ricorso alla filiera CCUS.

Inizialmente, sono stati analizzati i fabbisogni di cattura della CO<sub>2</sub> nel panorama nazionale, individuando le emissioni dei settori più idonei al conferimento di CO<sub>2</sub> alla filiera CCUS, definendone le principali caratteristiche. Sulla base di questa ricognizione e in relazione anche alle altre opzioni di decarbonizzazione disponibili per ciascun settore è stato ricostruito un indice di rilevanza della leva CCUS.

Successivamente, è stata analizzata la potenziale offerta di capacità di stoccaggio nelle diverse formazioni geologiche impiegabili a tale scopo, delineando l'evoluzione della capacità di iniezione attesa nel principale sito di stoccaggio del paese. Si è proceduto inoltre ad una breve ricognizione sulle potenziali forme di utilizzo della CO<sub>2</sub> e il loro potenziale anche in relazione al quadro normativo vigente.

È stata sviluppata una mappatura delle principali sorgenti emmissive del paese su base territoriale caratterizzandole in termini di settori e di altre variabili rilevanti a fini CCUS. Infine sono stati illustrati i piani preliminari di sviluppo infrastrutturali individuati dagli operatori e alcuni progetti di impianti di cattura selezionati nell'ambito dell'*Innovation Fund*.

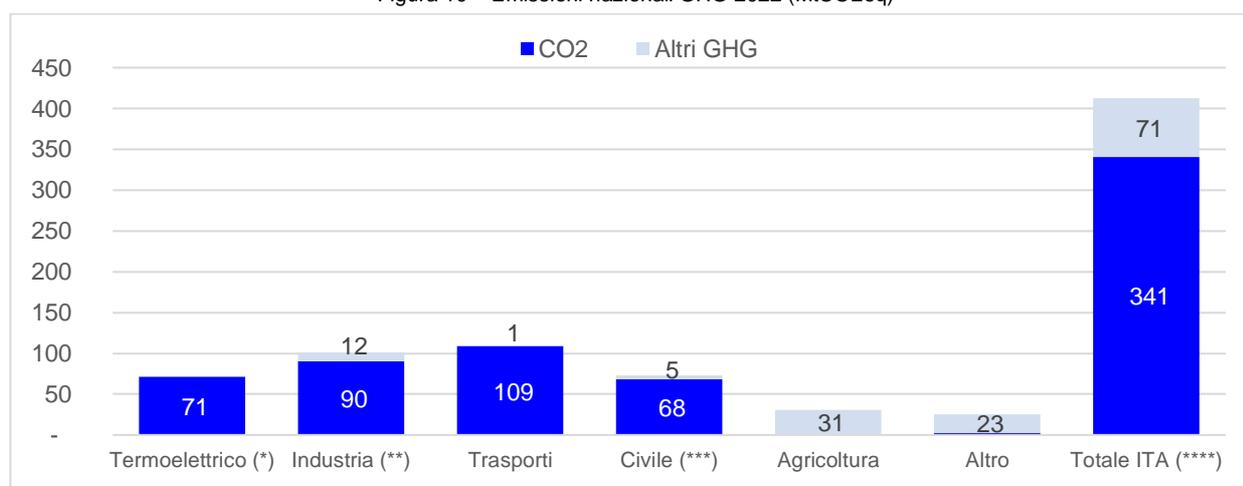
### 5.1 Fabbisogni di decarbonizzazione dei settori idonei alla CCUS

Le emissioni di gas serra prodotte a livello nazionale nel 2022 ammontano a 412 MtCO<sub>2</sub>eq<sup>9</sup> (Fonte ISPRA).

La tecnologia CCUS non si presta ad essere applicata per piccole sorgenti di emissioni di CO<sub>2</sub> (quali quelle del settore trasporti<sup>10</sup>, civile, agricoltura, altro<sup>11</sup>) e agli altri gas serra (CH<sub>4</sub> N<sub>2</sub>O) a cui è riconducibile il 60% delle emissioni nazionali.

I settori industriale, termoelettrico e incenerimento rappresentano i principali settori target della CCUS, a cui nel 2022 corrispondono 166 MtCO<sub>2</sub>, ovvero il 40% delle emissioni di gas serra nazionali. Questi settori sono caratterizzati da una notevole eterogeneità di installazioni che differiscono per caratteristiche delle emissioni e distanze da un potenziale sito di utilizzo o stoccaggio. Questi aspetti hanno un impatto notevole sui costi di sviluppo e sulla fattibilità della CCUS, quindi questo valore è da intendersi solo come un massimale teorico.

Figura 10 – Emissioni nazionali GHG 2022 (MtCO<sub>2</sub>eq)



(\*) Termoelettrico: include emissioni da produzione elettrica e calore ricadente nel settore IPCC «*Public electricity and heat production*» ovvero di tipo utilities. Sono escluse in questo perimetro le emissioni relative ad impianti termoelettrici Integrati negli impianti produttivi e gli inceneritori conteggiati nel settore civile.

(\*\*) Industria: include emissioni da combustione e di processo di industrie manifatturiere e della trasformazione (raffinerie, cokerie) comprese emissioni di termoelettrici integrati nei poli produttivi.

(\*\*\*) include emissioni da inceneritori dei rifiuti. (\*\*\*\*) totale gas serra nazionali esclusi assorbimenti LULUCF.

<sup>9</sup> Non includono le emissioni di CO<sub>2</sub> da bioenergie (oltre 40 MtCO<sub>2</sub>) e degli assorbimenti forestali

<sup>10</sup> al netto di qualche applicazione ancora in fase di studio per la *Carbon Capture* in ambito navale

<sup>11</sup> Comprende più settori, principalmente rifiuti non destinati ad incenerimento *WtE*

### 5.1.1 Industria

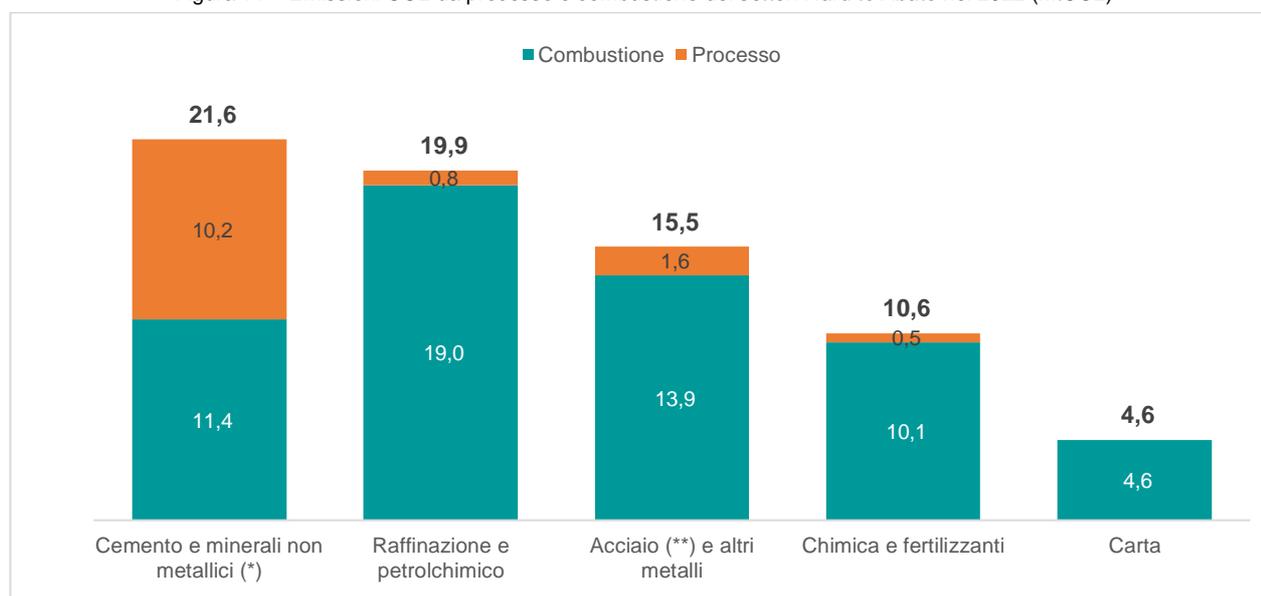
Il settore industriale e in particolar modo le industrie *Hard to Abate (HtA)* rappresentano i soggetti che potrebbero avere più difficoltà a raggiungere una completa decarbonizzazione (es. tramite elettrificazione). Questi settori sono caratterizzati da installazioni con volumi di emissioni significative, con una quota di emissioni di processo, elevati fabbisogni energetici ed un'elevata esposizione ai costi ETS. La CCUS potrebbe giocare un ruolo importante per la decarbonizzazione di questi ambiti preservandone la competitività.

Circa 70 MtCO<sub>2</sub> delle 90 MtCO<sub>2</sub> emesse nel settore industriale nel 2022, sono riconducibili ai settori *HtA* (Chimica, Raffineria, Siderurgia, Cemento, Calce, Ceramica, Vetro, Carta).

Si precisa che non è da escludersi che i settori industriali considerati non *Hard to Abate* (Alimentare, Tessile, Meccanico, Legno, ecc.), possano optare per la CCUS aggregandosi in *cluster* con altre installazioni limitrofe in caso di collocamento geografico favorevole rispetto alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio. Tuttavia, salvo situazioni particolarmente favorevoli, appare verosimile si orientino ad altre soluzioni di decarbonizzazione (elettrificazione, rinnovabili ecc.).

Alla luce dei confronti avuti con alcuni dei principali operatori industriali del settore *HtA* che hanno avviato analisi di fattibilità per la CCUS si è appreso che la maggior parte di essi destinerebbe alla CCUS solo una quota dell'intero ammontare delle emissioni dello stabilimento. La CCUS, infatti, viene spesso utilizzata in via complementare ad altre soluzioni di decarbonizzazione (efficienza, *fuel switch* con FER, elettrificazione ecc.) focalizzandosi su quella porzione di emissioni residue difficilmente riducibile altrimenti in ottica *net zero*. Dai casi esaminati la CCUS potrebbe occuparsi indicativamente dell'abbattimento dal 30 al 70 % delle emissioni attuali degli stabilimenti *HtA* in funzione dei settori, mentre l'altra parte sarebbe attuata mediante altre tecnologie di decarbonizzazione.

Figura 11 – Emissioni CO<sub>2</sub> da processo e combustione dei settori *Hard to Abate* nel 2022 (MtCO<sub>2</sub>)



(\*) include calce, gesso, vetro e ceramica

(\*\*) include emissioni ciclo integrale per la produzione di coke

### 5.1.2 Termoelettrico

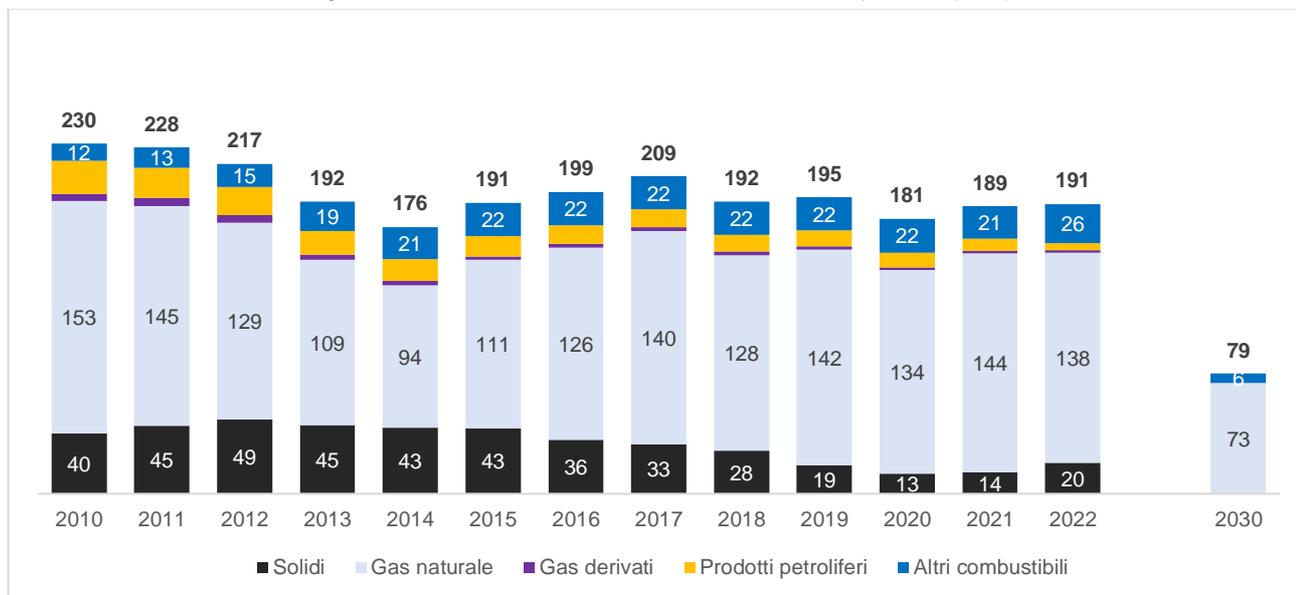
La decarbonizzazione del settore elettrico, da realizzarsi principalmente attraverso l'incremento della generazione delle fonti rinnovabili elettriche, potrebbe richiedere, oltre allo sviluppo degli accumuli, il mantenimento di una quota di produzione programmabile per la sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico.

La CCUS associata ad alcuni degli impianti termoelettrici strategici per la sicurezza del sistema elettrico consentirebbe infatti di preservare una quota di produzione di energia elettrica decarbonizzata, programmabile e flessibile. Al contempo la CCUS potrebbe supportare anche la decarbonizzazione di

alcuni impianti cogenerativi di taglia medio-grande asserviti ai fabbisogni termici (ed elettrici) di attività produttive o di centri urbani tramite reti di teleriscaldamento.

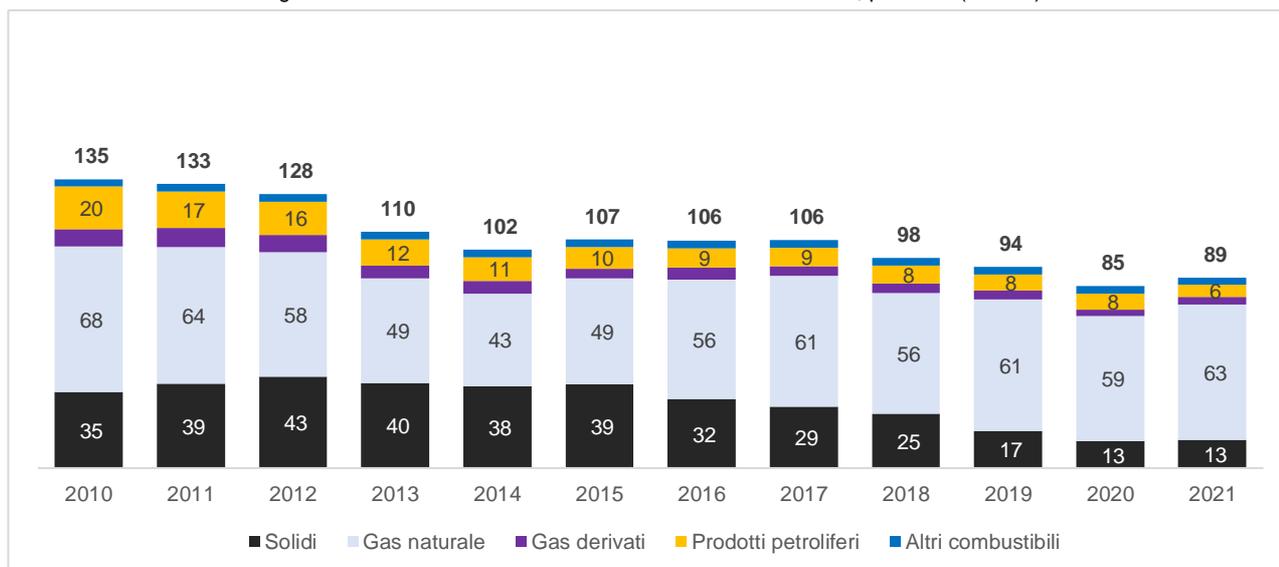
La produzione termoelettrica da combustibili in Italia negli ultimi anni (2021 e 2022) ammonta rispettivamente a 189 e 191 TWh di cui oltre il 70% da gas naturale. In ottica futura, la produzione non rinnovabile nello scenario PNIEC 2023 dovrebbe ridursi a 79 TWh al 2030.

Figura 12 – Produzione elettrica annuale da combustibile, per fonte (TWh)



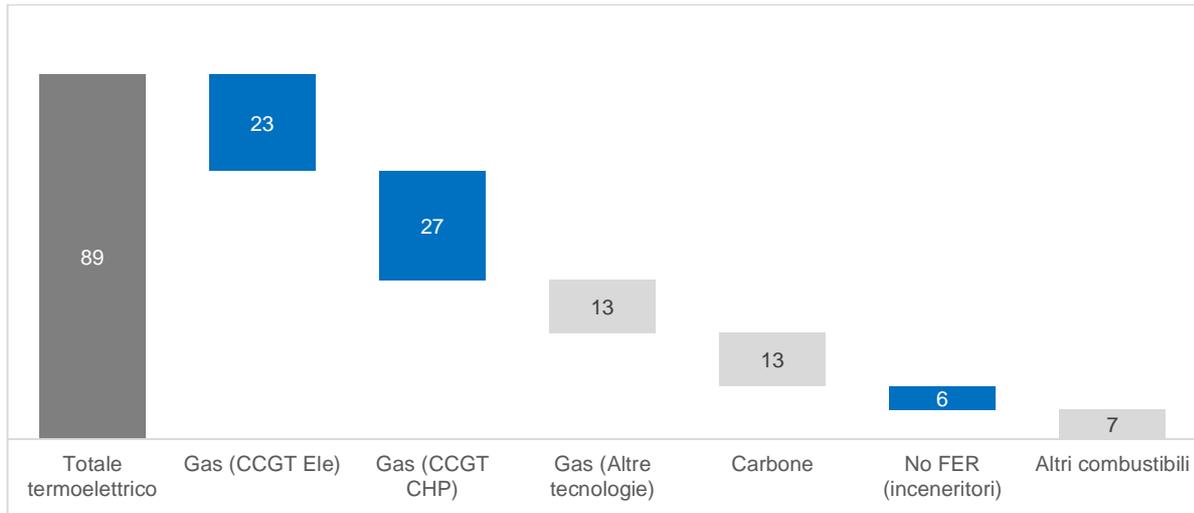
Le emissioni di CO2 connesse alla produzione termoelettrica nel 2021 ammontano a 89 MtCO2<sup>12</sup>. Restringendo il campo di applicazione della CCUS ai termovalorizzatori e al gas naturale (praticamente unico vettore fossile al 2030), e limitandosi per quest'ultimo alle tecnologie più significative (CCGT), è possibile stimare emissioni di CO2 per 56 MtCO2 al 2021.

Figura 13 – Emissioni annuali di CO2 del settore termoelettrico, per fonte (MtCO2)



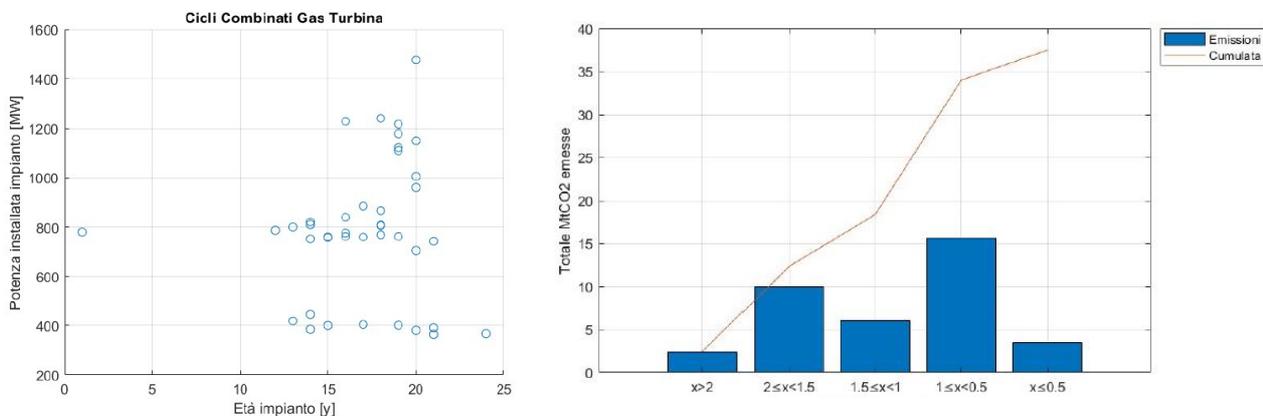
<sup>12</sup> Rispetto alla precedente rappresentazione in figura 10 in cui le emissioni del termoelettrico ammontavano a solo 71 MtCO2, qui si conteggiano anche le emissioni dei termoelettrici integrati negli impianti produttivi e gli inceneritori

Figura 14 – Breakdown emissioni CO2 relative al 2021, per combustibile e tecnologia (MtCO2)

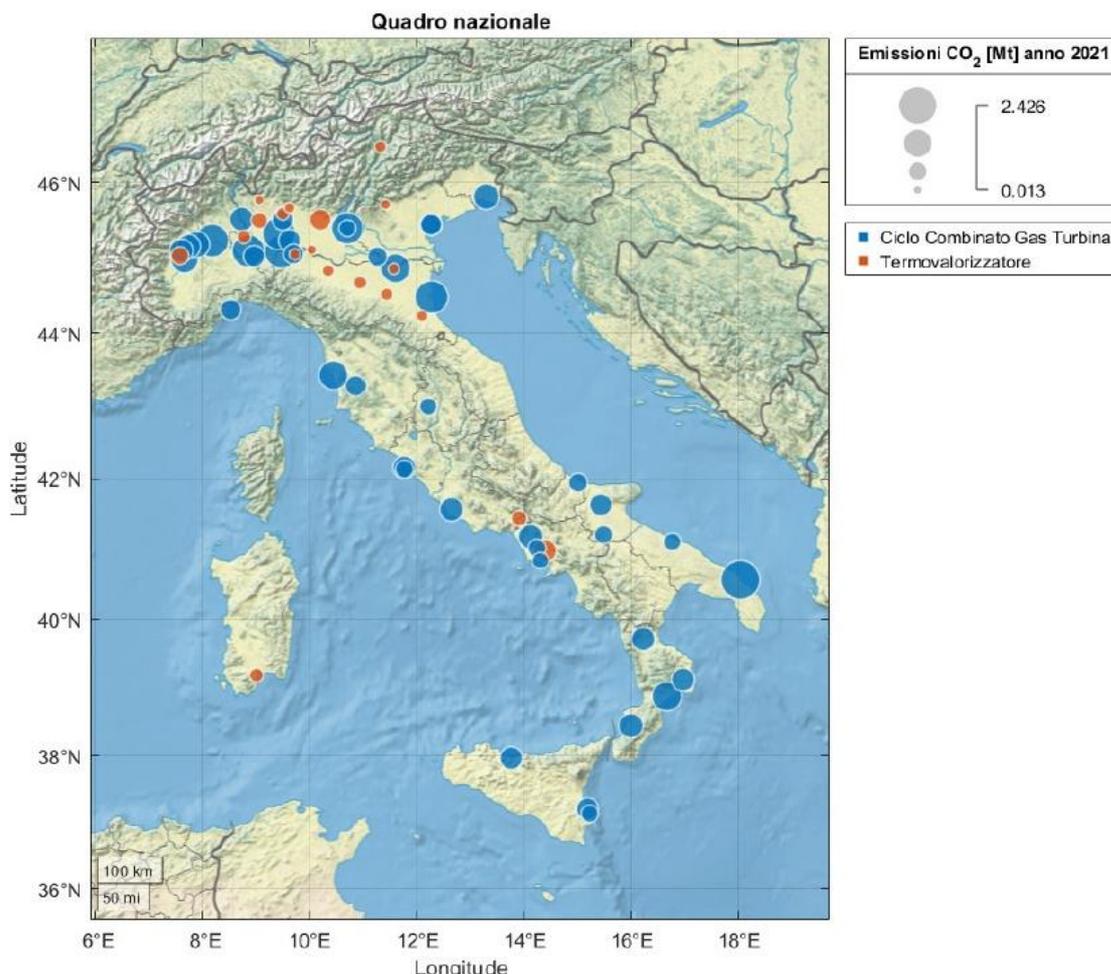


Al 2030, con le ipotesi di produzione dello scenario PNIEC, è possibile stimare preliminarmente che le emissioni si possano quasi dimezzare, attestandosi quindi nell'ordine di grandezza delle 30 MtCO2. Da un'analisi condotta da RSE sui principali CCGT a gas in esercizio in Italia da meno di 25 anni, con potenza superiore ai 200 MW, emerge che il parco termoelettrico nazionale è segmentato fondamentalmente in tre taglie di potenza: 400, 800 e 1.200 MW. Circa il 70% degli impianti ha tra i 15 e 20 anni di esercizio. La gran parte degli impianti CCGT emette annualmente nel range di 0,5-2 MtCO2.

Figura 15 – Parco termoelettrico nazionale – Fonte: RSE



In termini di collocamento geografico, si denota una concentrazione prevalente nelle regioni della Pianura Padana e in Lombardia e una dislocazione lungo le coste della penisola e della Sicilia.

Figura 16 – Mappa delle emissioni nazionali di CO<sub>2</sub> da impianti CCGT – Fonte: RSE

### 5.1.3 Incenerimento rifiuti (*Waste to Energy – WTE*)

Il settore dell'incenerimento dei rifiuti per il recupero energetico è uno dei settori di interesse prioritario per la CCUS per via dell'elevata concentrazione di emissioni di CO<sub>2</sub> presente nei fumi e per l'assenza di opzioni di decarbonizzazione alternative.

Gli impianti di incenerimento e co-incenerimento dei rifiuti in esercizio in Italia sono circa 50. Le emissioni annue di anidride carbonica degli impianti con recupero energetico ammontano complessivamente a 7,5 MtCO<sub>2</sub>, di cui 2 MtCO<sub>2</sub> afferenti alla parte biogenica dei rifiuti. A queste si aggiungono circa 0,3 MtCO<sub>2</sub> da inceneritori di rifiuti industriali/ospedalieri senza recupero energetico.

Dal punto di vista delle attività di rendicontazione per gli obiettivi sulle emissioni di CO<sub>2</sub>, le emissioni da incenerimento rifiuti sono conteggiate nel settore civile e ricadono in ambito ESR (*Effort Sharing Regulation*) per la parte non biogenica.

Per quanto riguarda la collocazione geografica, si evince la concentrazione degli inceneritori nelle regioni del Nord Italia (in particolare Emilia-Romagna e Lombardia).

Figura 17 – Caratterizzazione emissioni nazionali di CO2 da impianti di incenerimento rifiuti

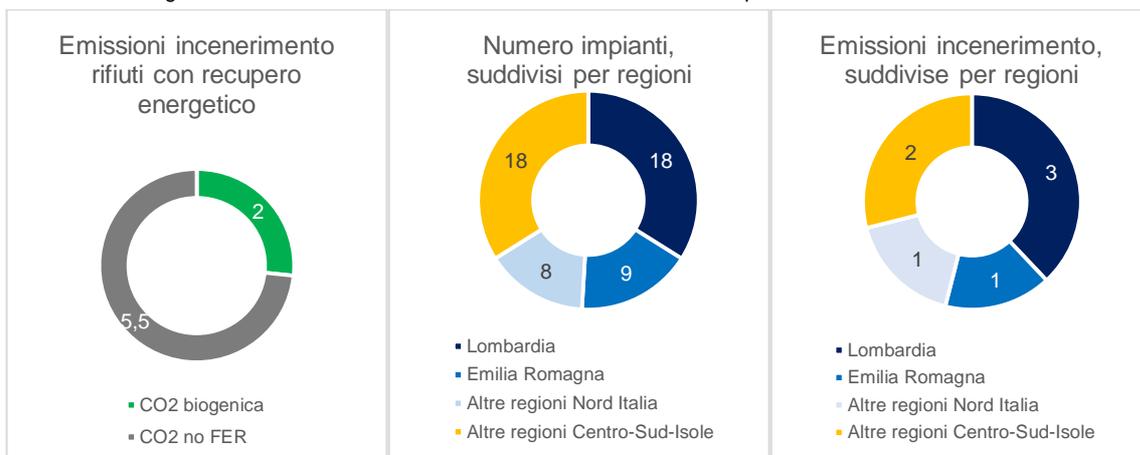


Figura 18 – Mappa delle emissioni nazionali di CO2 da impianti di incenerimento rifiuti



#### 5.1.4 Indice rilevanza CCUS

Per valutare la rilevanza dell'opzione tecnologica CCUS per la decarbonizzazione dei diversi settori industriali è stato elaborato un indice ad hoc definito come "Indice di rilevanza CCUS". Questo indice è stato valorizzato per i diversi settori su una scala da 1 a 4 in relazione alla caratterizzazione delle emissioni e alla imprescindibilità della soluzione CCUS nel quadro complessivo delle opzioni di decarbonizzazione disponibili.

Nel particolare sono stati classificati i seguenti livelli di rilevanza:

- livello 1): include settori come il cemento, la calce e l'incenerimento dei rifiuti dove la CCUS rappresenta la soluzione di decarbonizzazione imprescindibile per raggiungere emissioni *net-zero* poiché le altre opzioni non sono applicabili o possono avere un ruolo molto marginale.
- livello 1b): comprende i settori industriali quali chimica, raffinazione, acciaio primario (DRI) e produzione di idrogeno blu per i quali si delinea una elevata compatibilità per l'implementazione della soluzione CCUS. Tra i principali *driver* che rendono favorevole ed agevole la sua implementazione si segnalano i costi competitivi di sviluppo riconducibili anche alle elevate taglie degli impianti e alla continuità della produzione, il *know-how* dei processi (chimica, raffinazione) e la possibilità di sviluppo in impianti *ex novo* (DRI, idrogeno blu). Tuttavia rispetto al gruppo 1a) la soluzione CCUS è meno imprescindibile e si può ricorrere anche ad altre opzioni di decarbonizzazione.
- livello 2): in cui sono individuate attività quali fonderie, altri metalli, vetro, acciaio secondario e lavorazioni varie dei metalli che presentano emissioni con caratteristiche interessanti per la CCUS ma un po' inferiori a quelli del livello 1b) per via principalmente di volumi di conferimento generalmente più contenuti che incidono sulle economie di scala.
- livello 3): il termoelettrico e le rimanenti industrie *HtA* (carta, ceramica) in ragione della minore concentrazione di CO<sub>2</sub> nei fumi e per il termoelettrico anche di ore di utilizzo più contenute rispetto alle industrie *HtA* (per via delle esigenze di flessibilità del sistema e la concorrenza di altre opzioni di decarbonizzazione: rinnovabili, nucleare, accumuli etc.) che rendono l'opzione CCUS valutabile caso per caso.
- livello 4): *Bioenergy with Carbon Capture and Storage* (BECCS) e le altre industrie non *HtA* essenzialmente per i volumi molto contenuti di conferimento e le ridotte economie di scala.

Le valutazioni di rilevanza della CCUS per settore costituiscono un aspetto sistemico di cui tener conto, ma che non prescinde da una valutazione specifica e pragmatica delle singole progettualità in termini di costi di cattura, costi per il trasporto in funzione della localizzazione e di maturità progettuale quale quella ipotizzata per la selezione dei progetti, come descritto più dettagliatamente al Par. 7.2.

Tabella 3 – Indice di rilevanza CCUS dei settori oggetto di applicabilità del processo di cattura della CO2

Indice rilevanza CCUS	Settore	Range Conc CO <sub>2</sub> (vol %)	Range volumi per impianto Min-Max (ktCO <sub>2</sub> )	Volumi medi per impianto (ktCO <sub>2</sub> )	Tipologia emissioni CO <sub>2</sub>	Configurazione Cattura	Considerazioni
1a	Cemento, Calce	15 – 30	10 - 900	271	Processo: 65% Combustione: 35%	Retrofit	Assenza di altre opzioni per la decarbonizzazione delle consistenti emissioni di processo (>50%).
	Waste to Energy	8 – 12	5 - 850	141	Processo: 0% Combustione: 100%	Retrofit	Assenza di altre opzioni per la decarbonizzazione. Limiti incertezza normativa ETS. Contributo target ESR.
1b	Raffinazione, chimica, H2 blu	10 – 26	2 - 6.000	266	Processo: 15 % Combustione: 85 %	Nuovo Retrofit	Leva competitiva sia per emissioni di processo che di combustione. Leva abilitante per l'idrogeno blu/verde. Contiguità nelle attività know how.
	DRI (Acciaio)	10 – 25	1.000 – 2.000	1500	Processo: 20÷40 % Combustione: 60÷80 %	Nuovo	Taglie rilevanti ed economie di scala, nuovi impianti che potrebbero essere già progettati in un'ottica CCUS, leva competitiva per il mercato (CBAM, rottami etc.).
2	Vetro	8	1 - 200	42	Processo: 25÷35 % Combustione: 65÷75 %	Retrofit	Emissioni processo e livelli di concentrazione CO2 adatte a CCUS. Applicabilità di interesse, da valutare caso per caso sulla base di taglia e localizzazione.
	Acciaio secondario, metalli, fonderie	2 – 26	5 - 5.000	127	Processo: 15% Combustione: 85%	Retrofit	Applicabilità di interesse, in competizione altre opzioni decarbonizzazione, da valutare sulla base di taglia e localizzazione.
3	Termoelettrici Utility (CCGT)	3 - 5	900 – 2.000	1500	Processo: 0% Combustione: 100%	Nuovo Retrofit	Taglie grosse ed economie di scala. Disponibilità potenziale di energia termica di recupero. Incertezza fattore di utilizzo e opzioni di decarbonizzazione concorrenti.
	CHP (*)	3 - 5	10 – 2.000	374	Processo: 0% Combustione: 100%	Nuovo Retrofit	Applicabilità di interesse. Competitività da valutare sulla base di taglia e disponibilità di calore per cattura. Presenza di opzioni concorrenti di decarbonizzazione.
	Ceramica	5	1 - 200	42	Processo: 15÷25 % Combustione: 75÷85 %	Retrofit	Applicabilità di interesse. Basse concentrazioni. Taglie limitate, valutare potenzialità distretti hub.
	Carta	3 - 5	2 - 200	38	Processo: 0% Combustione: 100%	Retrofit	Applicabilità di interesse. Basse concentrazioni. Taglie piccole, assenza emissioni di processo.
4	Altra industria		1 - 200	21	Processo: 0% Combustione: 100%	Retrofit	Applicabilità di interesse limitato.
	BECCS		1 - 200	21	Processo: 0% Combustione: 100%	Retrofit	Applicabilità di interesse. Limitata dal contesto normativo attuale da rivalutare.

(\*) L'indice di rilevanza CHP potrebbe crescere in funzione della produzione di calore da cogenerazione. Gli impianti CHP accoppiati a impianti di cattura, sottoforma di impianti accessori e ausiliari, fanno riferimento all'indice di rilevanza del settore a cui è applicata la CCUS.

## 5.2 Potenziale capacità di stoccaggio della CO2 nazionale

I siti dove è possibile effettuare uno stoccaggio permanente di CO2 sono principalmente i giacimenti esauriti (in particolare i giacimenti a gas) e gli acquiferi salini.

I giacimenti esauriti hanno diversi vantaggi, che derivano principalmente da un'approfondita conoscenza delle caratteristiche del sito, maturata nel corso degli anni di sviluppo e produzione di idrocarburi. Infatti, le fasi di esplorazione e coltivazione del giacimento consentono di caratterizzare la geologia del sito, di avere una conoscenza della dinamica del giacimento ed evidenza di tenuta idraulica della copertura ed in ultimo della sua caratterizzazione. La presenza di idrocarburi nei giacimenti conferma, inoltre, la definizione di una "trappola" geologica che possa in futuro contenere la CO2, poiché ha contenuto il gas naturale per milioni di anni. Infine, i giacimenti esauriti o in via di esaurimento sono caratterizzati dalla presenza di infrastrutture industriali utilizzate nelle fasi produttive (impianti, pozzi, pipeline) una parte delle quali può essere riutilizzata per i nuovi sviluppi necessari per lo stoccaggio della CO2.

In questo contesto, Eni ha condotto una prima analisi delle potenzialità di stoccaggio in Italia focalizzata su giacimenti esauriti o in fase di esaurimento afferenti al proprio portafoglio di titoli minerari ancora vigenti. Più precisamente, per la stima è stato adottato un approccio analitico con cui è stata calcolata la massa di CO2 immagazzinabile (valutata in Mt), nell'ipotesi in cui si sostituiscano i volumi di idrocarburi prodotti con la CO2 iniettata. L'analisi è stata focalizzata sui soli giacimenti a gas, che sono considerati più idonei allo stoccaggio di CO2 perché, a fine vita produttiva, presentano dei fattori di recupero degli idrocarburi molto elevati<sup>13</sup> (tipicamente maggiori del 60% e, nel caso di alcuni giacimenti dell'Adriatico, con valori maggiori del 90%) e quindi una capacità di stoccaggio potenziale molto alta. Questa valutazione analitica della capacità di stoccaggio per i siti di maggior rilievo è stata verificata anche tramite aggiornamenti dei modelli geologici tridimensionali.

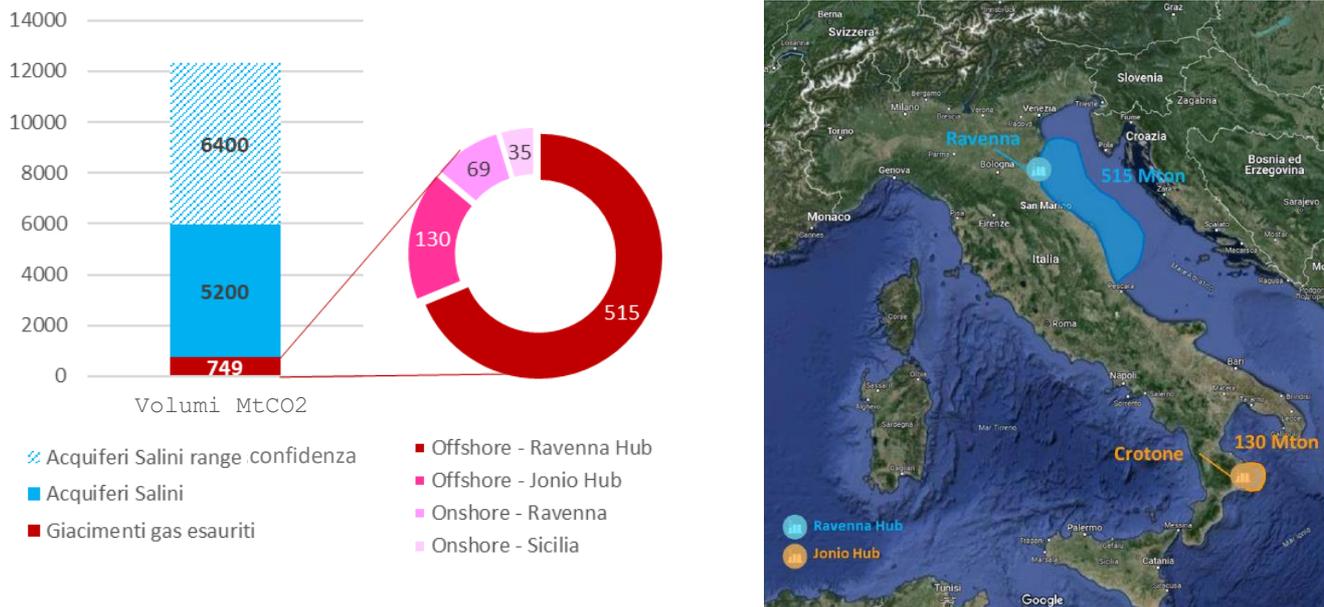
Nel PNIEC 2024 è stato delineato il potenziale nazionale ad oggi noto di capacità di stoccaggio geologico della CO2. Esso comprende:

- **giacimenti oil&gas** esauriti o in fase di esaurimento, con una capacità pari a circa **750 Mt**, basata sulle analisi Eni prima citate, di cui:
  - Ravenna Hub (515 Mt), rappresenta probabilmente il principale Hub noto per lo stoccaggio geologico dell'Area Mediterranea ed è costituito da diversi giacimenti a gas esauriti o in fase di esaurimento che saranno progressivamente dedicati allo stoccaggio della CO2 in stretta sinergia tra loro;
  - Jonio Hub (130 Mt), sito per lo stoccaggio geologico della CO2 che potrebbe rendersi operativo indicativamente a partire dal 2040, in considerazione delle code di produzione attese e a causa di una maggiore complessità geologica;
  - due giacimenti *onshore* nella zona di Ravenna e in Sicilia, che nel complesso potrebbero ospitare 100 Mt.
- **acquiferi salini** caratterizzati da una maggiore capacità di stoccaggio dei giacimenti di idrocarburi esauriti, ma da una minore conoscenza geologica che li rende attualmente meno maturi per uno sfruttamento nel breve termine. In letteratura sono riportate diverse stime con focus sull'*offshore* Adriatico che riportano valori in un range tra 5.200 e 11.600 MtCO2 (Buttinelli et al., 2011; Donda et al., 2011, 2013; Civile et al., 2013; Volpi et al., 2015).

Sulla base della normativa vigente in materia gli stoccaggi in corrispondenza dei giacimenti esauriti *offshore* risultano gli unici ad essere considerati idonei *ex lege* (art. 7, comma 3 D.Lgs. 162/2011). I giacimenti *onshore* e gli acquiferi salini potranno essere definiti eventualmente idonei se rientranti nelle aree del territorio nazionale e della zona economica esclusiva individuate dal D.M. di cui all'art. 7, comma 1 del D. Lgs. 162/2011, ad oggi ancora non emanato.

<sup>13</sup> Si segnala che per queste stime analitiche le Linee Guida della Commissione indicano di utilizzare cautelativamente un fattore di recupero del 50%

Figura 19 – Potenziale nazionale della capacità di stoccaggio geologico di CO2 e mappa degli stoccaggi offshore



Sulla base di quanto preso in esame - in ragione del livello di conoscenza geologico attuale, della maturità delle iniziative progettuali in essere, delle condizioni normative e l'entità della capacità di stoccaggio - l'hub di Ravenna si configura come il principale sito di stoccaggio di CO2 sfruttabile nel paese per i prossimi anni e verosimilmente anche per l'intera area del Mediterraneo<sup>14</sup>.

L'area del sito di Stoccaggio di Ravenna presenta diversi vantaggi tra cui:

- la presenza di giacimenti gas *offshore* esauriti o con produzione marginale, con un'elevata capacità di stoccaggio e l'esistenza di impianti e infrastrutture convertibili o sinergici alle attività di iniezione e sequestro della CO2;
- è vicina a diversi *cluster* di emettitori dislocati nelle province limitrofe delle Pianura Padana in cui si concentrano molte delle emissioni industriali *HtA* del Paese;
- dispone di un'area logistica e portuale adatta al ricevimento di CO2 sia via terra e sia via mare, consentendo l'accesso all'infrastruttura da tutto il territorio nazionale e dal bacino del Mediterraneo.

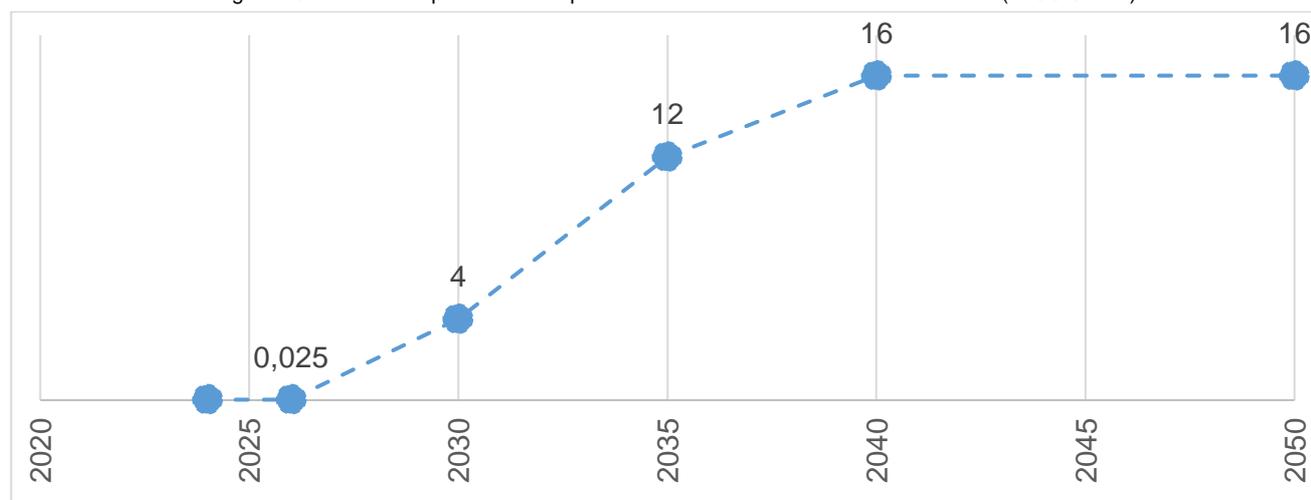
Proprio per il sito di Ravenna, nel 2023 è stata rilasciata la prima autorizzazione per svolgere un programma sperimentale denominato "CCS Ravenna Fase 1". Nell'agosto del 2024 sono iniziate le operazioni di cattura, trasporto e stoccaggio della CO2 emessa dalla centrale Eni di trattamento del gas naturale di Casalborgorsetti, stimata fino a circa 25 ktCO2/anno.

L'avvio dell'esercizio della fase industriale del sito di stoccaggio di Ravenna (Fase 2) è prevista per dicembre 2027 con una capacità di iniezione di 4 MtCO2/anno da raggiungere entro il 2030.

Successive fasi di espansione, in base alla richiesta di mercato e con la necessità di ulteriori investimenti, potranno consentire il raggiungimento di una capacità di iniezione di 12 MtCO2/anno intorno al 2035, per arrivare ad un plateau di circa 16 MtCO2/anno nel periodo 2040-50.

Questo sviluppo prevede forti sinergie tra i diversi campi, andando progressivamente ad integrare nuovi siti di stoccaggio per raggiungere i *target* iniettivi descritti. Tale proiezione della capacità di iniezione riveste carattere indicativo programmatico e non di obiettivo vincolante, come riportato nel PNIEC. A riguardo potranno essere riviste in aumento le capacità di iniezione al 2030, anche tenendo conto dei volumi di domanda nazionale ed estera, compatibilmente con i vincoli di natura tecnica.

<sup>14</sup> Il progetto *Prinos*, l'unico altro progetto di stoccaggio attualmente in via di sviluppo su scala industriale nel Mediterraneo in Grecia, presenta una capacità di stoccaggio inferiore a Ravenna.

Figura 20 – Profilo temporale della capacità di iniezione annuale del Ravenna Hub (MtCO<sub>2</sub>/anno)

Infine, tra i contributi pervenuti dal tavolo CCUS, ISPRA ha effettuato una valutazione preliminare dei criteri da adottare per l'individuazione delle aree all'interno delle quali possono essere selezionati i siti di stoccaggio sotterraneo della CO<sub>2</sub>: nelle zone *offshore* e *onshore*, anche sulla base di quanto previsto dal D. Lgs. 162/2011. Nella proposta sono stati individuati 7 macro-gruppi di criteri volti a identificare delle aree in cui potrebbero verificarsi potenziali impatti e interazioni tra ambiente, territorio e gli interventi di stoccaggio di CO<sub>2</sub>. I 7 macro-gruppi di criteri portati in rassegna includono:

- Aree protette
- Aree caratterizzate da elevata pericolosità/suscettività per fenomeni naturali
- Aree di interesse storico, culturale e paesaggistico
- Infrastrutture critiche e aree urbanizzate
- Aree industriali e infrastrutturali e aree designate a specifici utilizzi
- Aree di emergenza e sicurezza
- Vincoli e divieti basati sulle norme in vigore o sulle linee guida internazionali

I criteri proposti preliminarmente da ISPRA saranno oggetto di maggiori approfondimenti al fine di individuare un sottogruppo di criteri imprescindibili (tenendo conto dei criteri di non idoneità riportati dalla norma) che dovrebbero concorrere nella fase di individuazione delle aree idonee e non idonee e quelli che, diversamente, potranno essere oggetto di valutazione sito specifica in sede di iter autorizzativo adottando metodologie di analisi di rischio anche in linea agli orientamenti delle *Guidance* della Commissione alla Direttiva 31/2009/CE.

### 5.3 Potenziale capacità di utilizzo della CO<sub>2</sub>

Le forme di utilizzo della CO<sub>2</sub> che danno luogo ad un legame chimico permanente che consente di derogare all'obbligo di restituzione delle quote di CO<sub>2</sub> (ai sensi dell'art. 12, par. 3 ter, della Direttiva 2003/87/CE) devono soddisfare i criteri definiti nel Regolamento Delegato (UE) del 30.7.2024, ovvero in riferimento alla CO<sub>2</sub>:

- (a) è stata legata chimicamente in un prodotto attraverso un processo di utilizzo attivo e controllato, che consente di misurare e determinare la quantità di CO<sub>2</sub> equivalente legata nel prodotto durante questo processo, escludendo il carbonio eventualmente presente nel materiale prima del processo di utilizzo o assorbito naturalmente dall'atmosfera o da altre fonti dopo il processo di utilizzo, e
- (b) rimane legata chimicamente in modo permanente in un prodotto in modo da non entrare nell'atmosfera in condizioni d'uso normali del prodotto, compresa qualsiasi attività normale che interviene dopo la fine del ciclo di vita del prodotto, per un periodo di almeno diversi secoli. Nel caso di prodotti con più condizioni d'uso normali e più percorsi di fine vita, ai fini del presente paragrafo devono essere prese in considerazione tutte le possibilità. I prodotti che durante le condizioni d'uso normali, comprese le attività normali che intervengono dopo la fine del ciclo di vita del prodotto, possono essere esposti a combustione ad alta temperatura, ad esempio

durante l'incenerimento dei rifiuti, non devono essere considerati prodotti che legano chimicamente in modo permanente la CO<sub>2</sub>.

Nell'*Annex I* del Regolamento delegato sono esplicitati i prodotti che comprendono esclusivamente Carbonati minerali utilizzati nei seguenti prodotti da costruzione:

- aggregati carbonatici utilizzati non legati o legati in prodotti da costruzione a base minerale;
- componenti del cemento carbonatato utilizzati nel calcestruzzo o in altri prodotti a base di cemento;
- calcestruzzo carbonatato, compresi blocchi, pavimentazioni o calcestruzzo aerato;
- mattoni o tegole carbonatati.

Questi materiali potrebbero rivestire un crescente interesse in futuro al fine di consentire di trasformare le industrie del cemento e dei materiali da costruzione da grandi emettitori a grandi assorbitori di CO<sub>2</sub> e i centri urbani tramite i propri edifici e infrastrutture civili che impiegherebbero questi materiali in stoccaggi permanenti di CO<sub>2</sub>. Alcune fonti di letteratura<sup>15</sup> segnalano che l'utilizzo della CO<sub>2</sub> nei materiali da costruzione è considerato uno dei percorsi più promettenti per il sequestro del carbonio, con un'opportunità di mercato di 400 miliardi di dollari e un potenziale di riduzione delle emissioni annuali di CO<sub>2</sub> fino a 3 Gt entro il 2030. Alcuni dei principali fattori che limitano, ad oggi, l'uso di CO<sub>2</sub> su larga scala nello sviluppo di materiali da costruzione possono ricondursi alla disponibilità delle materie prime, il costo di produzione dei carbonati, la disponibilità di fonti idonee di CO<sub>2</sub> e i codici e gli standard di costruzione. Nell'ambito del presente Studio non è stato possibile pervenire a delle stime sul potenziale utilizzo della CO<sub>2</sub> da queste applicazioni in ambito nazionale.

Come evidenziato anche nella *Industrial Carbon Management Strategy* (ICMS), la CO<sub>2</sub> catturata potrebbe essere utilizzata anche per sostituire il carbonio di origine fossile nei prodotti sintetici, prodotti chimici o carburanti; tuttavia, sulla base dell'art. 12, par. 3 ter, della Direttiva 2003/87/CE questa tipologia di utilizzi attualmente non possono beneficiare di alcuna agevolazione in termini di annullamento delle quote emissione, poiché la CO<sub>2</sub> catturata sarebbe emessa successivamente al momento dell'utilizzo del carburante.

In ambito carburanti, in ottemperanza ai Regolamenti (UE) sull'aviazione e sul marittimo, sono previsti crescenti obblighi di decarbonizzazione. Nel settore dell'aviazione, sono previste delle quote minime di miscelazione dei *Sustainable Aviation Fuel* (SAF), dal 2025 (2%), crescenti ogni 5 anni (6% al 2030), nonché di quote minime di *Renewable Fuels of Non Biological Origin* (RFNBO), dal 2030. Al raggiungimento di queste quote potranno concorrere anche i carburanti da carbonio riciclato, l'idrogeno rinnovabile e altri carburanti *low carbon*. Questi Regolamenti possono creare un mercato per queste tipologie di utilizzo; tuttavia, permangono delle incertezze sui possibili sviluppi nel medio-lungo periodo. Infatti sulla base di quanto riportato nel Regolamento Delegato (UE) 2023/1185 che definisce la soglia minima di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dei carburanti derivanti da carbonio riciclato, l'origine del carbonio usato per produrre carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto e carburanti derivanti da carbonio riciclato non è rilevante per calcolare la riduzione delle emissioni di tali carburanti a breve termine, in quanto attualmente sono disponibili varie fonti di carbonio che può essere catturato continuando a fare progressi nella decarbonizzazione. In un'economia che segue una traiettoria verso la neutralità climatica entro il 2050, le fonti di carbonio che possono essere catturate dovrebbero diventare meno abbondanti a medio e lungo termine e sempre più limitate alle emissioni di CO<sub>2</sub> più difficili da ridurre. Inoltre, continuare a usare carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto e di carburanti derivanti da carbonio riciclato che contengono carbonio da combustibili non sostenibili non è compatibile con la traiettoria verso la neutralità climatica entro il 2050, in quanto comporterebbe l'uso di combustibili non sostenibili e delle relative emissioni. Pertanto, quando si calcola la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto e di carburanti derivanti da carbonio riciclato, le emissioni catturate generate da combustibili non sostenibili non dovrebbero essere considerate emissioni evitate per sempre. Le emissioni catturate derivanti dalla combustione di combustibili non sostenibili per la produzione di energia elettrica dovrebbero essere considerate emissioni evitate fino al 2035, in quanto la maggior parte dovrebbe ridursi entro tale data, mentre le

<sup>15</sup>Ning Li et al. "Emerging CO<sub>2</sub> utilization technologies for construction materials: A review" 2022

emissioni derivanti da altri usi di combustibili non sostenibili dovrebbero essere considerate evitate fino al 2040 perché saranno di più lunga durata. La tempistica sarà riesaminata alla luce dell'attuazione a livello dell'Unione, nei settori contemplati dalla Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del traguardo in materia di clima per il 2040 che la Commissione dovrà presentare al più tardi entro sei mesi dal primo bilancio globale eseguito a norma dell'accordo di Parigi, in conformità del Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio. L'attuazione del traguardo di cui alla Direttiva 2003/87/CE preciserà meglio la scarsità di emissioni prevista in ciascun settore.

#### 5.4 Clustering potenziali fruitori del servizio di trasporto e stoccaggio di CO2

Nell'ambito delle attività di analisi della domanda di cattura della CO2 è stata sviluppata una mappatura delle sorgenti di emissioni rientranti nel perimetro ETS. Ciascuna sorgente è stata caratterizzata in termini di volumi di CO2 emessi, e classificata in macrosettori.

In totale, sono stati mappati oltre 800 impianti per circa 140 MtCO2 come riportato nel dettaglio nella tabella sottostante.

Tabella 4 – numero installazioni e volumi di emissioni per settore nel perimetro ETS

Settore	Sotto-settore	Numero installazioni	Volume Emissioni (MtCO2)
Industriali ETS	Raffinazione - Chimica	94	25
	Cemento	50	14
	Acciaio - Metalli	80	10
	Ceramica - Vetro	129	5
	Carta	99	4
	Altro non HtA	134	3
Utilities Energia	Termoelettrici	185	69
	Oil & Gas	34	2
	Inceneritori	53	7,5
<b>Totale</b>	<b>Totale</b>	<b>805</b>	<b>140</b>

Figura 21 – Mappa delle emissioni di CO2 per siti industriali, impianti termoelettrici e inceneritori



Come si evince dalla mappa, i siti interessati al conferimento della CO2 risultano concentrati in Pianura Padana ed in corrispondenza di alcuni grandi distretti industriali costieri del Sud e delle isole, in linea con la distribuzione del tessuto industriale italiano.

I siti localizzati nella Pianura Padana potranno essere collegati tramite rete di trasporto *onshore* via tubo: è previsto uno sviluppo modulare della rete a partire dal Ravennate verso il resto della Pianura Padana. La prima fase di sviluppo della rete è prevista colleghi le aree industriali di Ravenna e di Ferrara, che rappresentano i cluster emissivi limitrofi più significativi, a Casalborsetti (RA) da cui si procederà ad inviare la CO2 nei giacimenti *offshore* di Ravenna. Ulteriori sviluppi potrebbero seguire due direttrici principali: una da Ravenna verso il Nord-Est e l'altra risalendo la Pianura Padana in direzione Ovest. Tali direttrici verranno sviluppate con tempistiche, tracciati e dimensionamenti da affinare in linea con il quadro normativo ed in funzione delle richieste del mercato.

Figura 22 – Mappa delle emissioni di CO2 per installazioni ETS e inceneritori Nord Italia

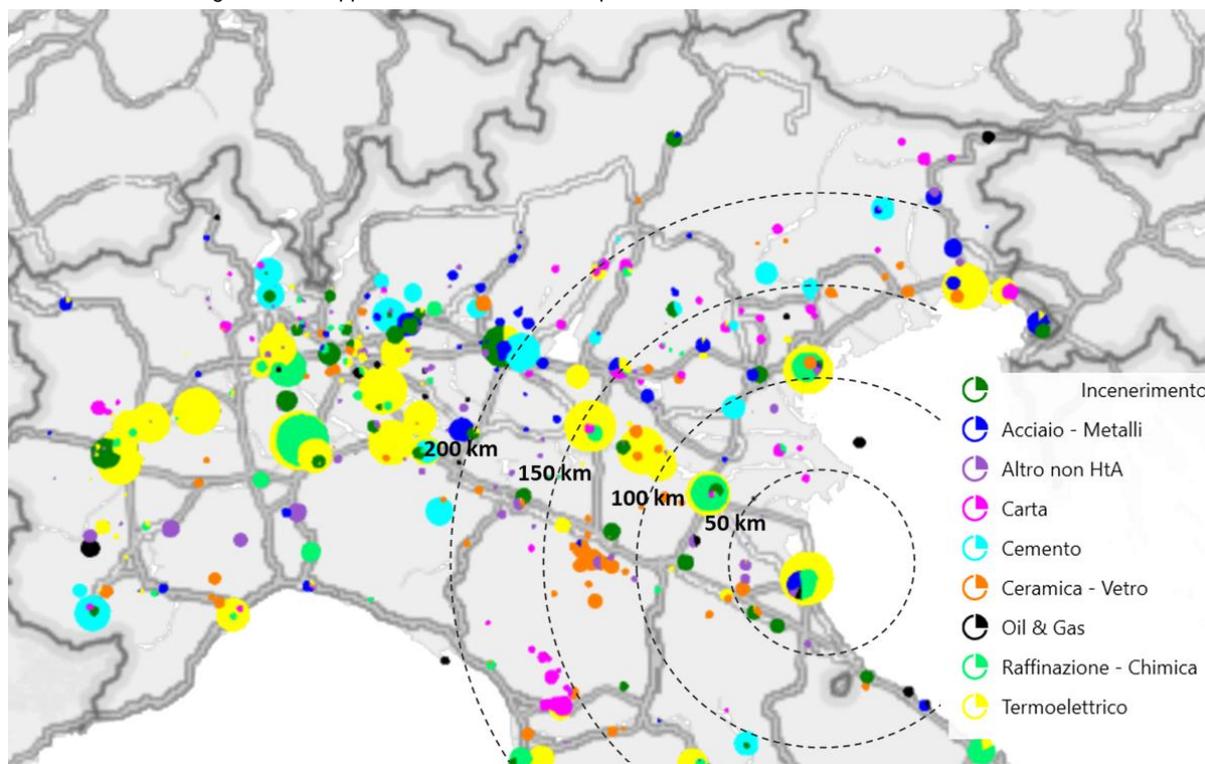
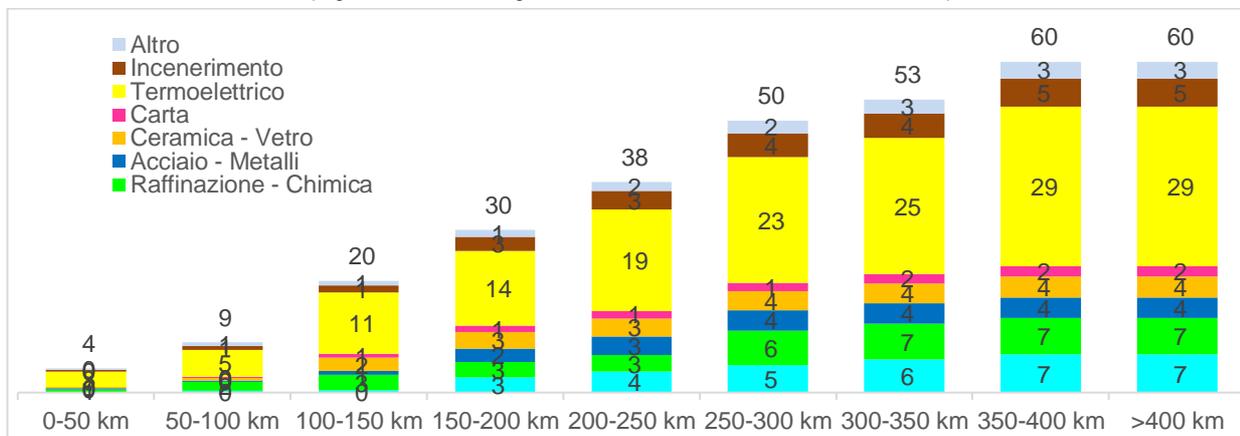
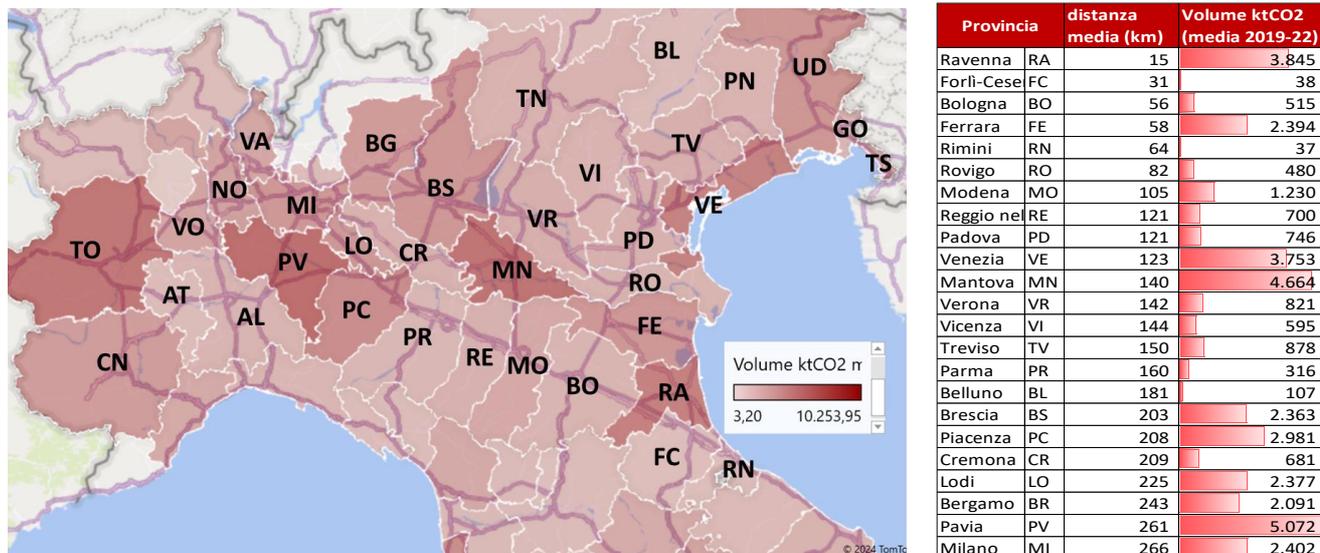


Figura 23 – Quantitativi di emissioni di CO2 (\*) per settore, in funzione della distanza da Ravenna (regioni: Emilia-Romagna, Veneto, Lombardia, Friuli-Venezia Giulia)



(\*) la rappresentazione è effettuata sulle emissioni medie degli ultimi anni degli impianti ricadenti in ETS e non considera le emissioni derivanti da impianti in fase di progettazione/costruzione

Figura 24 – Mappa delle emissioni di CO2, dettaglio provinciale per le regioni Emilia-Romagna, Veneto, Lombardia, Friuli-Venezia Giulia

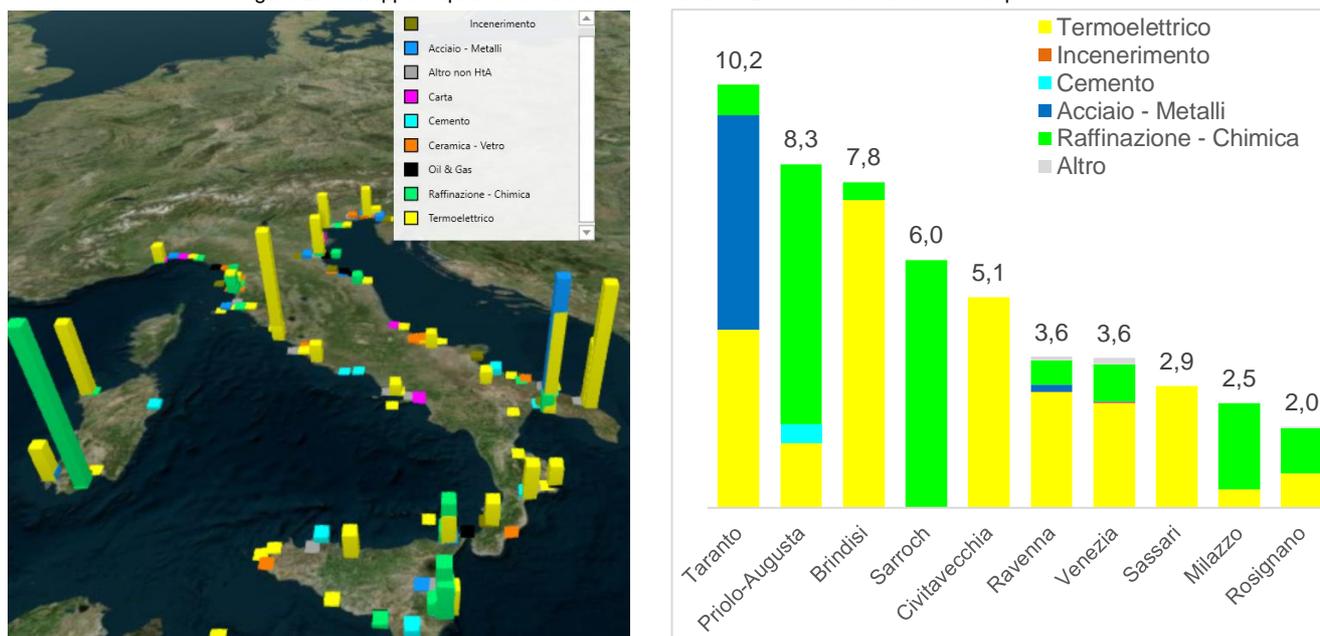


I siti industriali costieri, localizzati per lo più nel Sud Italia e nel Centro Italia con affaccio sul Mediterraneo, potranno essere raggiunti via nave: tale modalità di trasporto risulta significativamente più costosa del trasporto via tubo (Par. 5.3.1 e 5.3.2), ma presenta alcuni vantaggi in termini di flessibilità, sebbene richieda anch'essa delle infrastrutture a supporto (porti, impianto di liquefazione, stoccaggio temporaneo ecc.).

Le installazioni ETS localizzati in comuni costieri sono quasi 200 ed emettono circa 70 MtCO2. Tra questi, 15 comuni costieri presentano emissioni ETS sopra 1 MtCO2 e, nel loro complesso (escludendo Ravenna e Venezia già conteggiate tra i siti della pianura Padana), contano 50 MtCO2.

Alcuni degli emettitori dei poli industriali costieri, quali quelli di Taranto, Priolo-Augusta e Cagliari (Sarroch), fra i principali in Italia, sono dotati di infrastrutture portuali avanzate che potranno abilitare il collegamento via nave per Ravenna Hub e potenzialmente fungere da punti di raccolta e smistamento della CO2 proveniente dalle zone limitrofe.

Figura 25 – Mappa e quantitativi delle emissioni di CO2 dei siti industriali costieri per settore



## 5.5 I progetti infrastrutturali per il trasporto e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> e gli impianti di cattura

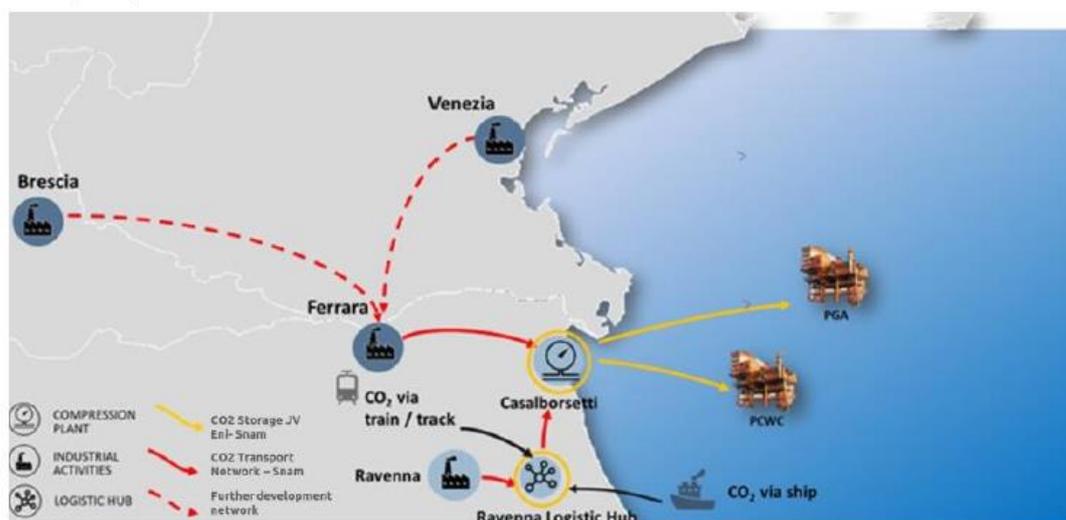
Lo sviluppo della filiera CCUS richiede lo sviluppo di infrastrutture quali quelle per il trasporto della CO<sub>2</sub> e per lo stoccaggio geologico che consentano di sfruttare i giacimenti di gas esauriti *offshore* nel Mare Adriatico per abilitare l'abbattimento delle emissioni in alcuni dei principali distretti industriali del Paese e del Mediterraneo.

A seguire si riportano alcune delle evidenze emerse da alcune proiezioni di sviluppo infrastrutturali proposte dagli operatori Eni e Snam sulla base degli esiti delle loro analisi di fattibilità e studi di progettazione. Le ipotesi riportate sugli sviluppi infrastrutturali (tracciati, dimensionamenti, tempi ecc.) sono da intendersi indicativi e non vincolanti poiché saranno definite e approvati nel dettaglio a seguito di procedure pubbliche, trasparenti e soggette ad autorizzazione. La finalità di delineare questi sviluppi è soprattutto quella divulgativa volta a rappresentare come si potrebbe strutturare anche da un punto di vista progettuale la filiera CCUS e come questa potrebbe abilitare in breve tempo un significativo contributo alla decarbonizzazione principalmente nei settori *HtA*.

Il Progetto dello stoccaggio di Ravenna è previsto si sviluppi in più fasi:

- **FASE 1 (2024):** lo stoccaggio di Ravenna è in esercizio dal 3 agosto 2024. In questa fase sono catturate e iniettate a stoccaggio fino a 25 ktpa di CO<sub>2</sub> nel campo *offshore* di Porto Corsini Mare Ovest (PCMW). La CO<sub>2</sub> iniettata viene catturata dall'esistente impianto di compressione del gas naturale Eni situato a Casalborgsetti (Ravenna);
- **FASE 2 (2025-2030):** rappresenta lo sviluppo della fase industriale e prevede la realizzazione delle infrastrutture previa autorizzazione entro la fine del 2027 per trarre la cattura e il sequestro di 4 Mtpa entro il 2030 nei giacimenti *offshore* a largo di Ravenna. A questi volumi concorre oltre alla CO<sub>2</sub> trasportata via rete di cui a seguire, anche la CO<sub>2</sub> trasportata via nave (eventualmente anche via treno o autobotti) in forma liquida e stoccata temporaneamente in un terminal di importazione di CO<sub>2</sub> a Ravenna (Ravenna Hub), per poi essere successivamente rigassificata e veicolata via rete da Ravenna a Casalborgsetti. Dal Terminale di Casalborgsetti, dotato di impianto di compressione, la CO<sub>2</sub> verrebbe trasportata attraverso due gasdotti *offshore* per essere iniettata nello stoccaggio permanente costituito da due giacimenti di gas esauriti situati nel Mare Adriatico (a circa 10 e 40 km a est della costa ravennate) Porto Corsini Mare West (PCMW) già utilizzato nella Fase 1 e Porto Garibaldi/Agostino (PGA).
- **Successive espansioni (dal 2030 in poi):** ulteriori espansioni sfruttando anche altri giacimenti limitrofi sono previste dal 2030 in poi con l'obiettivo di raggiungere una capacità di iniezione fino a 16 Mtpa dal 2040.

Figura 26 – Configurazione progetto Ravenna fase 2 (2027-2030)



Il progetto Ravenna CCS presenta una notevole rilevanza anche da un punto di vista europeo. Infatti, quest'ultimo è parte integrante del progetto *CALLISTO* ("Carbon Liquefaction, Transportation and Storage") - *Mediterranean CO2 Network*, rientrato nella 1° Lista dell'Unione dei Progetti di Interesse Comune (PCI) e dei Progetti di Mutuo Interesse (PMI), secondo il nuovo Regolamento TEN-E. Nel suo schema principale, il PCI *CALLISTO Mediterranean CO2 Network* include la raccolta e il trasporto sia *onshore*, attraverso condotte già esistenti o nuovi gasdotti in superficie, sia via mare tramite spedizione di CO<sub>2</sub> da emettitori in Italia e Francia, con i relativi *hub* di rigassificazione e liquefazione della CO<sub>2</sub> situati nei due Paesi, per poi procedere con lo stoccaggio finale nello stoccaggio di Ravenna. Lo scopo di questa iniziativa è perseguire efficacemente gli obiettivi di decarbonizzazione preservando nel contempo i livelli di produzione delle industrie ad alta intensità energetica presenti nella regione ed abilitando il trasporto transfrontaliero. Il progetto Callisto a dicembre 2024 ha rinnovato la sua candidatura ai progetti di interesse comune (2° lista PCI-PMI) ampliando il perimetro di potenziali emettitori nazionali da servire. Italia, Francia e Grecia hanno aggiornato nel mese di dicembre 2024 un piano a sostegno dello sviluppo di infrastrutture CCS nel bacino del Mar Mediterraneo nell'ambito di applicazione del Regolamento TEN-E denominato CCS Mediterranean Plan presentato per la prima volta alla Commissione Europea nella primavera 2023.

Al fine di collegare i cluster di emettitori della pianura padana al sito di stoccaggio di Ravenna è fondamentale sviluppare una rete di trasporto dedicata alla CO<sub>2</sub>. Il progetto di rete di trasporto *onshore* di anidride carbonica prevede una rete di gasdotti in grado di collegare i distretti industriali con l'infrastruttura di raccolta e stoccaggio di Ravenna CCS. Per tale rete di trasporto *onshore* è previsto uno sviluppo modulare a partire dal Ravennate tramite la costruzione di una dorsale lungo la Pianura Padana. Lo sviluppo della rete sarà guidato dalla domanda di conferimento da parte degli emettitori. Il progetto prevede il ricorso, ove fattibile, al "*repurposing*" di gasdotti esistenti. Ove questo non fosse ritenuto fattibile, sarà prevista la realizzazione di nuovi gasdotti.

Inizialmente è previsto il collegamento del distretto industriale di Ravenna e del polo logistico con la centrale di spinta di Casalborsetti e la realizzazione di una dorsale di nuova realizzazione tra Casalborsetti e l'area di Ferrara, in grado di soddisfare sia la capacità crescente richiesta nel ferrarese, sia i conferimenti da altre aree di successivo sviluppo nella Pianura Padana. Tali infrastrutture hanno concluso da poco la fase di progettazione. Si rappresenta inoltre che a luglio 2024 Snam ha avviato la procedura di *permitting* presentando la valutazione di impatto ambientale per i due tratti di rete Ravenna-Casalborsetti e Ferrara-Casalborsetti<sup>16</sup>.

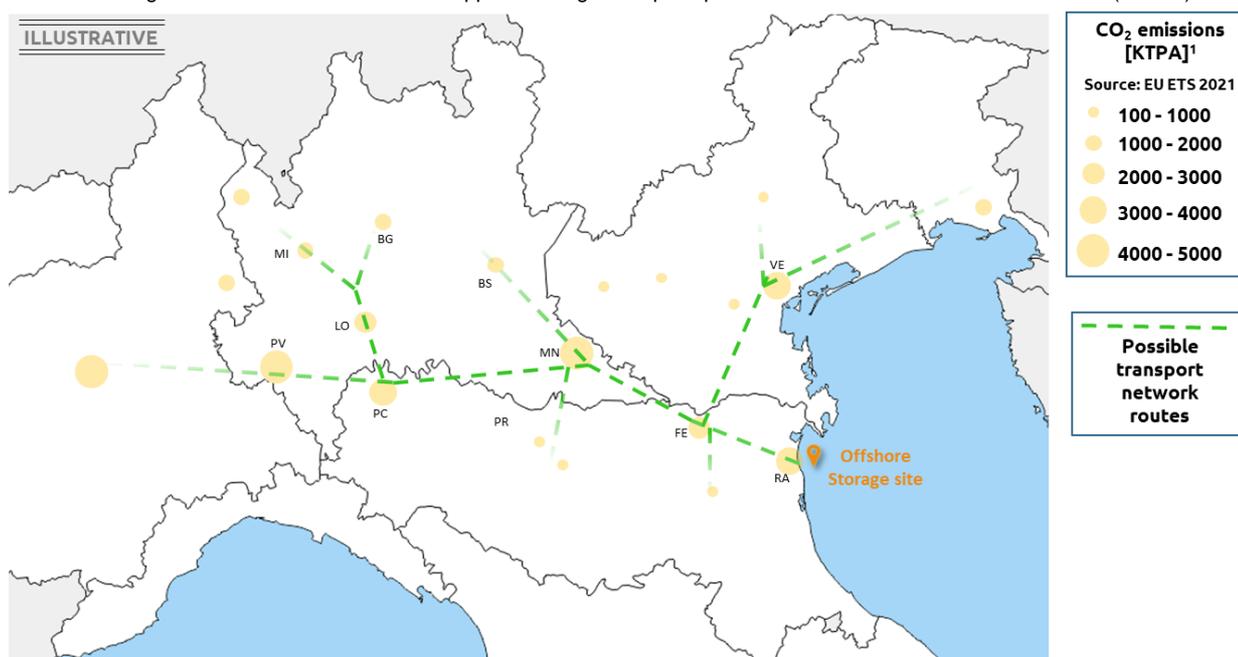
Figura 27 – Inquadramento opere rete trasporto



<sup>16</sup> <https://va.mite.gov.it/it-IT/Oggetti/Info/11069>

Successivamente, i principali distretti industriali oggetto di prima analisi, sulla base della distanza da Ferrara/Ravenna e della presenza di potenziali conferitori, sono quelli di Venezia/Marghera/Padova e di Mantova/Brescia/Bergamo. Tali direttrici verranno sviluppate con tempistiche e dimensionamenti da affinare in base alle richieste provenienti dal mercato e i tracciati saranno ottimizzati in modo da intercettare possibili utenti lungo il percorso. La conferma dei suddetti tracciati o lo sviluppo di percorsi alternativi sarà gestita all'interno dei piani di sviluppo (Par. 3.2.5) e dipenderà dall'evoluzione della domanda di conferimento manifestata anche attraverso gli schemi di supporto.

Figura 28 – Potenziali tracciati sviluppabili collegando i principali Cluster Emissivi della Pianura Padana (Fase 3)



Laddove possibile, il tracciato della nuova rete di trasporto di anidride carbonica seguirà quello dei gasdotti esistenti, minimizzando dunque l'impatto ed i vincoli sul territorio. Per questioni tecniche, normative e di sicurezza si prevede lo sviluppo di una infrastruttura di trasporto in fase gassosa.

Il primo sviluppo relativo alla rete di trasporto CO<sub>2</sub> nell'area di Ravenna prevede il riutilizzo di un metanodotto dismesso della lunghezza di 15 km. Tale scelta consentirà di validare anche da un punto di vista tecnico e non solo di sostenibilità la conversione di metanodotti al momento inseriti nella Rete Gas Nazionale.

Per quanto riguarda gli impianti per la cattura, sono diversi gli emettitori industriali delle aree di Ravenna Ferrara, Marghera, Brescia, Padova, Bergamo con progetti di impianti di cattura a diversi livelli di sviluppo che potrebbero realizzarsi in parallelo o in seguito agli sviluppi infrastrutturali e del sistema di regolazione e supporto del settore. Tra questi si segnala in particolari due progetti italiani che sono stati selezionati per ricevere i finanziamenti previsti dal quarto bando per progetti *mid-scale* dell'*EU Innovation Fund* nell'ottobre 2024: l'impianto di cattura da realizzarsi per il 2028 presso il termovalorizzatore di Ferrara e l'impianto di cattura da realizzarsi presso lo stabilimento metallurgico Marcegaglia a Ravenna.

Al fine di testare anche la prontezza del mercato verso la tecnologia CCUS, Eni e Snam hanno lanciato negli ultimi mesi un'indagine di mercato denominata «Indagine sul potenziale mercato per il trasporto e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> presso il sito di Ravenna CCS» indirizzata a soggetti con siti emissivi sul territorio italiano e rimasta attiva dal 7 febbraio al 5 maggio 2024. Le manifestazioni di interesse - non vincolanti - raccolte corrispondono a un potenziale di cattura pari a circa 30 MtCO<sub>2</sub> all'anno intorno il 2030, con trasporto sia *onshore* che *offshore* confermando l'importanza attribuita alla CCUS da parte del tessuto industriale italiano, in particolare dai settori *Hard to Abate*, Termoelettrico e *Waste to Energy*.

## 6 Analisi dei costi della filiera CCUS

Questa sezione descrive l'analisi tecnico-economica condotta per acquisire una maggiore confidenza sui costi di investimento e di gestione delle fasi di cattura, trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub>, connessi allo sviluppo nel breve termine della filiera CCUS in Italia.

Nella prima parte di tale sezione viene illustrata la metodologia e le assunzioni utilizzate nell'analisi tecnico-economica e nell'esercizio successivo di confronto e approfondimento dei risultati. La seconda parte è dedicata all'analisi dei risultati e ad approfondimenti, sia numerici che concettuali, sulle singole fasi della filiera, per poi arrivare ai dati di sintesi dell'intera filiera CCUS.

La ricostruzione dei costi dell'intera filiera CCUS è frutto di un significativo lavoro di acquisizione ed omogeneizzazione di dati di letteratura e di progetti di operatori con esperienze nell'ambito della filiera CCUS, con i quali sono state condotte numerose ed approfondite attività di consultazione e Studio.

### 6.1 Metodologia di analisi tecnico-economica

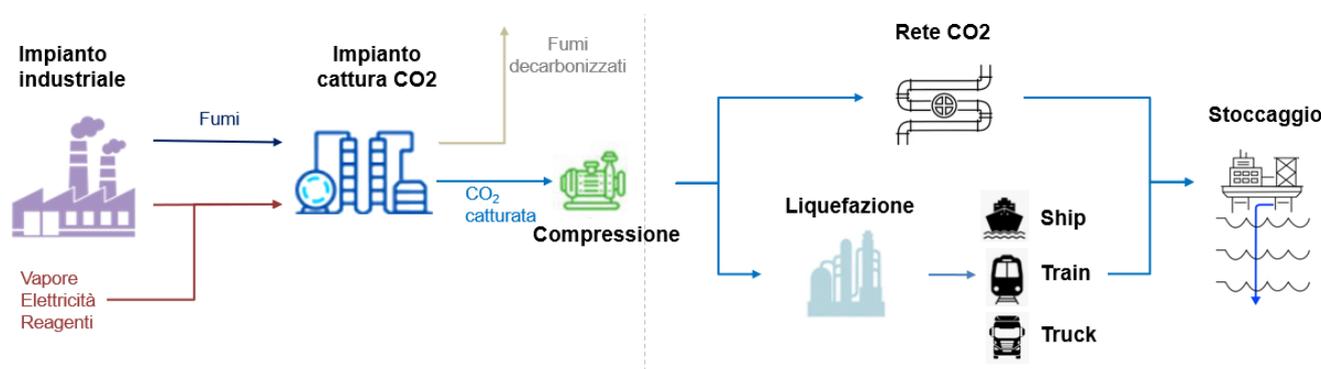
Per quanto riguarda la fase di cattura, sono stati esaminati i principali settori di applicazione, utilizzando come processo di cattura di riferimento, la tecnologia più matura (TRL 9)<sup>17</sup>, ovvero l'utilizzo di solventi amminici in post-combustione, a cui è stata affiancata l'opzione tecnologica dell'ossi-combustione per il solo settore del cemento. Si segnala che esistono numerose tecnologie alternative per la cattura con diversi livelli di sviluppo, costi differenti e che presentano anche prospettive di applicazione molto interessanti a seconda delle installazioni. Tuttavia, si è scelto di mantenere un riferimento tecnologico unico più consolidato e di cui si disponevano di dati economici più robusti per limitare la già significativa eterogeneità dei diversi casi Studio esaminati e dei risultati economici ottenuti.

Per quanto riguarda le fasi di trasporto e stoccaggio si è cercato di fare riferimento ai costi desumibili dai progetti preliminari di sviluppo infrastrutturale sul territorio nazionale. Seppur con qualche specificità e particolarità per qualche settore di applicazione, la metodologia di calcolo e le assunzioni di base sono state fissate in modo univoco al fine di non generare, o quanto meno ridurre al minimo, differenze ed incongruenze tra i diversi settori oggetto di Studio.

#### 6.1.1 Modello tecnico-economico

Il modello tecnico-economico è stato sviluppato a partire dal generico diagramma rappresentato nella seguente figura che ripercorre le principali fasi della filiera CCUS nella sua declinazione tecnologica più matura<sup>18</sup>.

Figura 29 – Diagramma filiera CCUS nel caso di cattura CO<sub>2</sub> in post-combustione



Le interfacce dell'impianto di cattura sono, sinteticamente, rappresentate da:

<sup>17</sup> TRL è l'acronimo di Technology Readiness Level (il Livello di Maturità Tecnologica) ed è una metodologia per la valutazione del grado di maturità di una tecnologia. È basata su una scala di valori da 1 a 9, dove 1 è il più basso (definizione dei principi base) e 9 il più alto (sistema già utilizzato in ambiente operativo).

<sup>18</sup> Il diagramma rappresenta la filiera nel caso di cattura della CO<sub>2</sub> mediante post-combustione, altri processi di cattura quali quelli in pre-combustione ed ossi-combustione presentano flussi tra impianto di cattura e impianto industriale differenti, sia in termini tecnici che economici.

- Fumi: gas esausti da impianto di processo (per settore), in condizioni normali di scarico in atmosfera, e in ingresso all'impianto di cattura della CO<sub>2</sub>;
- Fumi decarbonizzati: gas scaricati in atmosfera dopo rimozione della CO<sub>2</sub>;
- CO<sub>2</sub> catturata: CO<sub>2</sub> separata dai fumi dell'impianto di cattura ed esportata, previa compressione/trasformazione;
- Vapore, Elettricità, Reagenti: insieme delle utilities (vapore, energia elettrica, gas naturale, acqua, aria strumenti e azoto) e dei prodotti chimici e consumabili (solventi, sorbenti, reagenti) necessari e critici per l'esercizio dell'impianto di cattura. Tali flussi possono essere interni all'impianto industriale di un determinato settore, per esempio calore di scarto dal processo per un certo settore industriale oppure energia elettrica e vapore per il settore elettrico, ovvero possono provenire dall'esterno.

Relativamente alle fasi di trasporto e di stoccaggio, anch'esse necessitano di energia elettrica, altre utilities e additivi chimici (non evidenziati nel diagramma), il modello tecnico-economico si basa su considerazioni a più ampio respiro relative allo sviluppo delle infrastrutture necessarie all'intera filiera nazionale.

Per quanto riguarda la parte economica, la struttura dei costi dell'intera filiera prevede costi di investimento (*CAPEX*) e di esercizio (*OPEX*) differenti per le fasi di cattura, trasporto e stoccaggio, e che rispecchiano, da un punto di vista tecnico, quanto descritto sopra.

Per la fase di cattura la struttura costi è sinteticamente costituita da tre macrovoci:

- *CAPEX*: insieme dei costi di investimento dell'impianto di cattura, costituito da costi di sviluppo dell'iniziativa, costi di ingegneria di base e *Front-End Engineering Design (FEED)*, costi legati al permitting, costi di *EPC (Engineering, Procurement and Construction)* impianto e *ownering*, ed altro. Nell'analisi non sono stati considerati i costi di investimento per l'allacciamento alla rete principale di trasporto.
- *OPEX* fissi: indipendenti dall'efficienza e dal livello di funzionamento dell'impianto di cattura, quali costi fissi relativi a esercizio impianto, personale, amministrazione, manutenzione.
- *OPEX* variabili: direttamente correlati al funzionamento dell'impianto, ad esempio fabbisogni energetici, altre utilities, solventi chimici, rifiuti, ecc.

Per le fasi di trasporto e stoccaggio, i relativi *CAPEX* ed *OPEX* sono quelli connessi allo sviluppo delle infrastrutture per lo sviluppo delle stesse nell'orizzonte al 2030 (4 Mtpa). Tali costi dipendono dalla quantità di CO<sub>2</sub> che si prevede venga trasportata e stoccata, dalle modalità di trasporto (tubo, nave, etc.) dalle distanze, dai dimensionamenti, dai tracciati, dalle infrastrutture necessarie alla trasformazione (stazioni di compressione, liquefazione, gassificazione) e da alcuni aspetti normativi e regolatori ancora da definirsi. I costi connessi alle infrastrutture ricostruiti nell'ambito dello Studio sono da ritenersi, dunque, ad oggi, dei valori indicativi, che potrebbero variare in sede di progettazione definitiva che sarà orientata dalle dinamiche di mercato che si svilupperanno e dall'iter autorizzativo.

Tuttavia, al fine di pervenire a delle stime economiche più significative e sito specifiche di quelle desumibili da letteratura si è proceduto ad esaminare i piani preliminari di sviluppo infrastrutturali individuati dagli operatori T&S Snam (trasporto via rete) Eni (stoccaggio, shipping) e le stime di investimenti previste dagli stessi operatori, fornite nell'ambito del tavolo di lavoro.

### 6.1.2 Indicatori chiave delle performance economiche finanziarie della CCUS

Sulla base della letteratura in materia sono stati individuati ed elaborati degli indicatori economici finanziari in grado di misurare sinteticamente le performance economiche finanziarie delle diverse applicazioni della filiera CCUS.

Gli output chiave per ogni settore analizzato sono l'indice *LCOC (Levelized Cost of Capture)*, l'indice *LCCA (Levelized Cost of Carbon Avoided)* e un indicatore dell'impatto del sistema di cattura della CO<sub>2</sub> sul costo del prodotto finale. Questi output permettono di analizzare i costi di decarbonizzazione della CCUS in diversi settori ed effettuare confronti con altre soluzioni (quali idrogeno, elettrificazione,

efficienza energetica). La differenza tra il costo unitario di abbattimento della filiera CCUS valutato tramite l'indice *LCOC* o *LCCA* e il prezzo ETS può invece fornire un'indicazione del *funding gap* unitario (ossia per tonnellata di CO<sub>2</sub>) da coprire mediante un sistema di incentivazione.

Tutti e tre gli indicatori descritti possono riferirsi ai soli costi della fase di cattura oppure all'intera filiera CCUS qualora si includano anche i costi delle fasi di trasporto e stoccaggio. Nel corso della trattazione che segue saranno valutati in entrambe le forme.

### LCOC – Levelized Cost of Capture

$$LCOC \left( \frac{\text{€}}{t_{CO_2}} \right) = \frac{\text{costo a vita intera, attualizzato}}{\text{quantità di CO}_2 \text{ catturata a vita intera, attualizzata}} = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{CC_t}{(1+r)^t}}$$

Dove per *CAPEX* ed *OPEX* si intendono i costi di investimento e di esercizio del solo sistema di cattura valutato in alcuni casi per differenza tra i costi dell'impianto *unabated* (senza impianto di cattura) e quello con cattura. Per *CC* si intende *Carbon Captured*, ovvero i volumi di CO<sub>2</sub> catturati. Il costo della CO<sub>2</sub> catturata per la filiera CCUS è l'indice che si riconduce più agevolmente alle misure dei flussi fisici di CO<sub>2</sub> che attraversano tutte le fasi della filiera.

### LCCA – Levelized Cost of Carbon Avoided

$$LCCA \left( \frac{\text{€}}{t_{CO_2}} \right) = \frac{\text{costo a vita intera, attualizzato}}{\text{quantità di CO}_2 \text{ evitata a vita intera, attualizzata}} = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{CA_t}{(1+r)^t}}$$

Per *CA* si intende *Carbon Avoided*. La CO<sub>2</sub> evitata differisce da quella catturata poiché considera eventuali emissioni aggiuntive di CO<sub>2</sub> sostenute dall'implementazione di una soluzione di decarbonizzazione, emissioni associate alla cattura, al trasporto e allo stoccaggio della CO<sub>2</sub>. La CO<sub>2</sub> evitata è, dunque, inferiore alla CO<sub>2</sub> catturata in quanto tiene in conto l'effettiva riduzione delle emissioni tra impianto con cattura e impianto *unabated*, il quale non produrrebbe una parte della CO<sub>2</sub> necessaria all'implementazione della cattura stessa (ad esempio fabbisogni energetici). Al contrario della CO<sub>2</sub> catturata non è direttamente misurabile e può variare anche sulla base della metodologia e dei riferimenti adottati per la sua valutazione. Il costo della CO<sub>2</sub> evitata è l'indicatore chiave per fare confronti tra la CCUS e altre soluzioni di decarbonizzazione.

### Δcosto – impatto sul costo del prodotto

$$\begin{aligned} \Delta \text{costo} \left( \frac{\text{€}}{\text{unità}} \right) &= \text{Costo del prodotto con CCUS} \left( \frac{\text{€}}{\text{unità}} \right) - \text{costo base} \left( \frac{\text{€}}{\text{unità}} \right) \\ &= \text{costo base} \left( \frac{\text{€}}{\text{unità}} \right) + LCOC * \frac{CO_2 \text{ catturata} (t_{CO_2})}{\text{quantità di prodotto} (\text{unità})} \end{aligned}$$

Dove per costo base (€/unità) si intende il costo unitario del prodotto rappresentativo del mercato attuale (senza impianto di cattura "unabated"), mentre la quantità di prodotto (unità) rappresenta il numero di unità di prodotto generato durante tutta la vita utile dell'impianto di cattura.

#### 6.1.3 Principali assunzioni

Per valutare in maniera omogenea i costi della CCUS nei diversi settori esaminati si è proceduto a fissare il valore di alcune variabili esogene da cui dipendono. A seguire le principali assunzioni utilizzate nell'analisi economica della filiera.

Tabella 5 – Principali assunzioni dell'analisi tecnico-economica

Parametro	Valore	Note
<b>Vita utile impianto Cattura</b>	25 anni	Periodo che intercorre tra l'inizio e il termine dell'esercizio.
<b>WACC</b>	8 %	Tasso di congrua remunerazione in linea a quelli adottati per la notifica di meccanismo di supporto per impianti rinnovabili compatibili alla disciplina degli aiuti di stato
<b>Efficienza di cattura</b>	>90 %	Livello di cattura minimo assunto per tutti gli scenari.
<b>Quantità gas trattati</b>	100 %	L'impianto di cattura tratta la totalità delle emissioni dirette di CO <sub>2</sub> sia di processo che di combustione prodotte dall'emettitore industriale incluse quelle prodotte da eventuale caldaia aggiuntiva per la fornitura di vapore all'impianto di cattura. Nel caso dei rifiuti si è ipotizzato di trattare anche le emissioni CO <sub>2</sub> biogeniche.
<b>Tecnologia di cattura</b>	Utilizzo di ammine in post-combustione (*) - MEA-PC	Tecnologia più matura (TRL 9) e più diffusa, per la quale sono presenti diversi riscontri bibliografici.
<b>Costo gas</b>	32 €/MWh	Prezzo del gas (scenario PNIEC 2030).
<b>Prezzo CO<sub>2</sub> ETS (**)</b>	95 €/tCO <sub>2</sub>	Prezzo delle quote ETS (scenario PNIEC 2030)
<b>Prezzo energia elettrica ingrosso PUN 2030</b>	98 €/MWh	Costo marginale CCGT gas (rendimento 53%) inclusivo dei costi ETS
<b>Costo energia elettrica prelevata</b>	138 €/MWh	PUN 2030 (98 €/MWh) + 40 €/MWh trasporto e oneri.
<b>Costo vapore</b>	47 €/MWh	Costo gas 32 €/MWh, rendimento termico =90%; coeff. di maggiorazione = 0,3 (fonte: DOE 2003 - How to calculate the true cost of steam).
<b>Fabbisogno elettrico Cattura - MEA-PC</b>	100-150 kWh/t_CO <sub>2</sub>	Energia elettrica consumata dall'impianto cattura
<b>Fabbisogno termico Cattura - MEA-PC</b>	900-1.000 kWh/t_CO <sub>2</sub>	Energia termica consumata dall'impianto cattura
<b>Fattore emissivo EE assorbita da cattura</b>	0,263 t_CO <sub>2</sub> /MWh	Fattore emissivo elettrico elaborato come media tra il mix elettrico medio al 2030 (mix 63% FER-E e resto CCGT gas) e FE CCGT gas (rendimento 53%)
<b>Fattore emissivo ET assorbita da cattura</b>	0,226 t_CO <sub>2</sub> /MWh	Fattore emissivo caldaia a gas rendimento 90%

(\*) Per il settore del cemento è stato analizzato anche il caso della ossicombustione.

(\*\*) Il prezzo ETS è stato utilizzato solo per il calcolo del costo unitario di produzione, mentre non è stato utilizzato per il calcolo della CO<sub>2</sub> catturata ed evitata (LCOC, LCCA). Torna comunque utile nelle stime del funding gap e del fabbisogno delle risorse di sistema.

#### 6.1.4 Parametri analisi di sensitività

Al fine di acquisire un range di confidenza sulla possibile variabilità dei risultati in funzione delle assunzioni delineate, è stata condotta un'analisi di sensitività sui parametri che impattano maggiormente sugli output.

Oltre allo scenario base, indicato con il termine MEDIUM, sono stati individuati altri due scenari, LOW e HIGH, che rappresentano fondamentalmente gli estremi inferiore e superiore entro cui variare i parametri oggetto di sensitività. Di seguito è riportata la tabella riepilogativa.

Tabella 6 – Scenari di sensitività

Parametro	MEDIUM	LOW	HIGH
Prezzo GAS (€/MWh)	32	30	40
Prezzo ETS (€/tCO <sub>2</sub> )	95	120	60
WACC (%)	8%	7%	9%
CAPEX (Var %)	0%	-15%	15%
Vita utile (anni)	25	25	25
Capacity factor (Solo termoelettrico utility con cattura)	40%	30%	50%

## 6.2 Costi di cattura della CO<sub>2</sub>

I costi della cattura dipendono dallo specifico settore di applicazione, nonché dal processo industriale interessato. Nell'analisi condotta sono stati modellizzati dei casi Studio di alcune delle principali applicazioni di interesse della filiera, dei quali è stato possibile acquisire informazioni dettagliate durante la campagna di raccolta dati.

Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche tecnico-economiche dei casi Studio analizzati, ottenuti sia da fonti di letteratura<sup>19</sup> che direttamente da operatori di settore sulla base di alcune analisi di fattibilità preliminari su progetti di cattura.

<sup>19</sup> Global CCS Institute (2021) – Technology readiness and costs of CCS  
 IEAGHG (2017) – Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone /Merchant Hydrogen Plant with CCS  
 Shah et al (2022) - Engineering design of a Linde-BASF advanced post-combustion CO<sub>2</sub> capture technology at a Linde Steam Methane reforming H<sub>2</sub> plant  
 De Cataldo et al., 2024. Ultra-low emission flexible plants for blue hydrogen and power production, with electrically assisted reformers. International Journal of Hydrogen Energy 49, 978–993  
 DOE, 2022. Comparison of Commercial, State-of-the-Art, Fossil-Based Hydrogen Production Technologies.  
 DOE 2023. Analysis of Carbon Capture Retrofits for Cement Plants

Tabella 7 – Sintesi casi Studio e caratteristiche tecnico-economiche

Settore	Tipologia impianto	Nuovo/Retrofit	Taglia tipo	CAPEX Cattura(*)	OPEX FIX Cattura (*)	OPEX VAR Cattura (*)	Note impiantistiche
Termoelettrico	CCGT utility (**) – MEA PC	Nuovo	750 MW	870 k€/MW	26 k€/MW	10 €/MWh	Fabbisogno termico cattura da spillamento 100% Fattore di capacità 40% CCGT con cattura Fattore di capacità 25% CCGT unabated
	CHP grande taglia – MEA PC	Nuovo/Retrofit	300 MW	1540 k€/MW	46 k€/MW	28 €/MWh	Fabbisogno termico cattura da spillamento 50% e da boiler ausiliario 50% Fattore di capacità 60%
	TG CHP – MEA PC	Retrofit	40 MW	2.870 k€/MW	86 k€/MW	35 €/MWh	Fabbisogno termico cattura da spillamento 30% e da boiler ausiliario 70% Fattore di capacità 60%
	Termovalorizzatore (WTE) – MEA PC	Retrofit	360.000 t/y di rifiuti	520 €/(t_rif/y)	8 €/t_rif	55 €/t_rif	Fabbisogno termico cattura da processo 50% e da boiler ausiliario 50% Fattore di capacità 71%
Cemento	Cemento – MEA PC	Retrofit	1 Mt/y di clinker	500 €/(t_clk/y)	22 €/t_clk	56 €/t_clk	Fabbisogno termico cattura da processo 30% e da boiler ausiliario 70% Fattore di capacità >90%
	Cemento – Oxyfuel	Retrofit	1 Mt/y di clinker	340 €/(t_clk/y)	12 €/t_clk	22 €/t_clk	Fattore di capacità >90%
Vetro	Vetro Piano – MEA PC	Retrofit	200 kt/y vetro	400 €/(t_vetro/y)	9 €/t_vetro	22 €/t_vetro	Fabbisogno termico cattura da processo 30% e da boiler ausiliario 70% Fattore di capacità >90%
Idrogeno blu	SMR – MEA PC	Nuovo	100.000 Nm <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub> (78.000 t/y H <sub>2</sub> )	2.700 €/(t_H2/y)	64 €/t_H2	300 €/t_H2	Impianto CCGT asservito Fattore di capacità >90%
	SMR – MEA PC	Retrofit	220.000 Nm <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub> (170.000 t/y H <sub>2</sub> )	3.200 €/(t_H2/y)	78 €/t_H2	430 €/t_H2	Fattore di capacità >90%
Acciaio	DRI – MEA PC	Retrofit	4 Mt/y di HRC	189 €/(t_HRC/y)	40 €/t_HRC		Fattore di capacità >90%
	BOF – MEA PC	Retrofit	4 Mt/y di HRC	690 €/(t_HRC/y)	10 €/t_HRC	130 €/t_HRC	Fattore di capacità >90%

(\*) Costi calcolati come differenza tra impianto con cattura CO<sub>2</sub> e impianto unabated, oppure come stima diretta dei costi del solo impianto di cattura in retrofit. Nel caso di impianti termoelettrici CCGT utility la differenza dei CAPEX ed OPEX fissi riportata non tiene conto dei diversi utilizzi dell'impianto con cattura rispetto al caso unabated. Per quanto riguarda OPEX variabili la differenza non tiene conto dei diversi costi ETS.

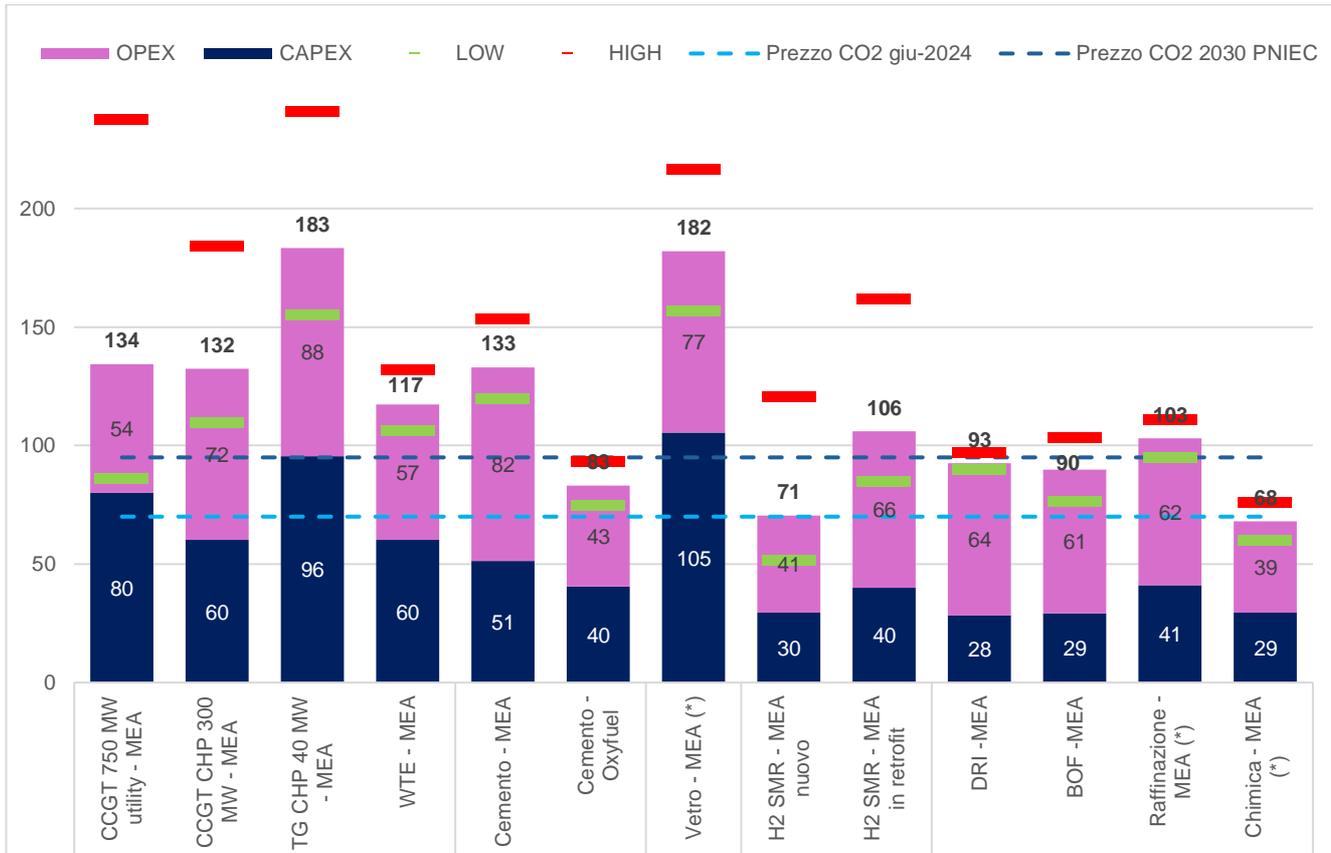
(\*\*) Cicli combinati di nuova generazione ad alta efficienza CCGT-H con rendimenti di conversione dell'ordine del 63%.

A partire dai dati di input, in parte presenti nella tabella precedente, e facendo variare i parametri di sensitività sono stati ricavati i risultati presentati nei seguenti paragrafi.

Per ciascuno dei casi Studio precedentemente rappresentato da un punto di vista tecnico-economico, è stata sviluppata un'analisi economica volta a quantificare il costo medio unitario livellato di cattura della CO<sub>2</sub>.

I costi unitari della cattura elaborati a seguire non considerano i costi di allacciamento alla rete principale di trasporto, che sono molto variabili in funzione della distanza tra sito di cattura e tracciato rete e potrebbero essere non trascurabili.

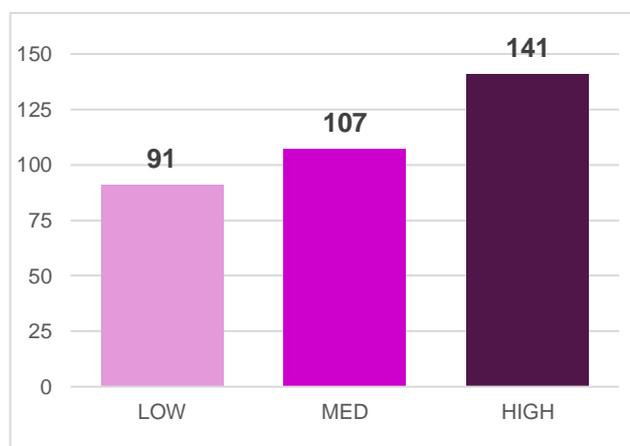
Figura 30 – LCOC (€/tCO2) per i diversi casi Studio ed intervallo di confidenza sensitività



(\*) i costi rappresentati per i casi Studio relativi ai settori vetro, raffinazione e chimica (fertilizzanti), sono stati elaborati sulla base di letteratura e progetti senza acquisire dati di input sufficientemente dettagliati tali da garantire un'omogeneità agli altri casi Studio, per tale ragione non sono inclusi nel calcolo del media LCOC (sebbene un'eventuale inclusione non comporti scostamenti significativi). Nel prosieguo della trattazione i settori vetro, raffinazione e chimica sono parzialmente esclusi da alcuni calcoli e valutazioni, a causa dell'incompletezza di dati e informazioni sottostanti.

I costi unitari livellati della CO2 catturata più competitivi si riscontrano nei casi chimica, idrogeno blu, cemento (*oxyfuel*), acciaio, con costi nel range 70-100 €/tCO2, termoelettrici WTE e CCGT utility scale e CHP grande taglia esprimono valori nell'intorno di 120-130 €/tCO2, i CHP di taglia media (<50 MW) e alcuni processi industriali caratterizzati da volumi emissivi più contenuti (ad esempio vetro) presentano costi sopra i 150 €/tCO2.

Figura 31 – Valori medi LCOC per i range di costo individuati (€/tCO2)

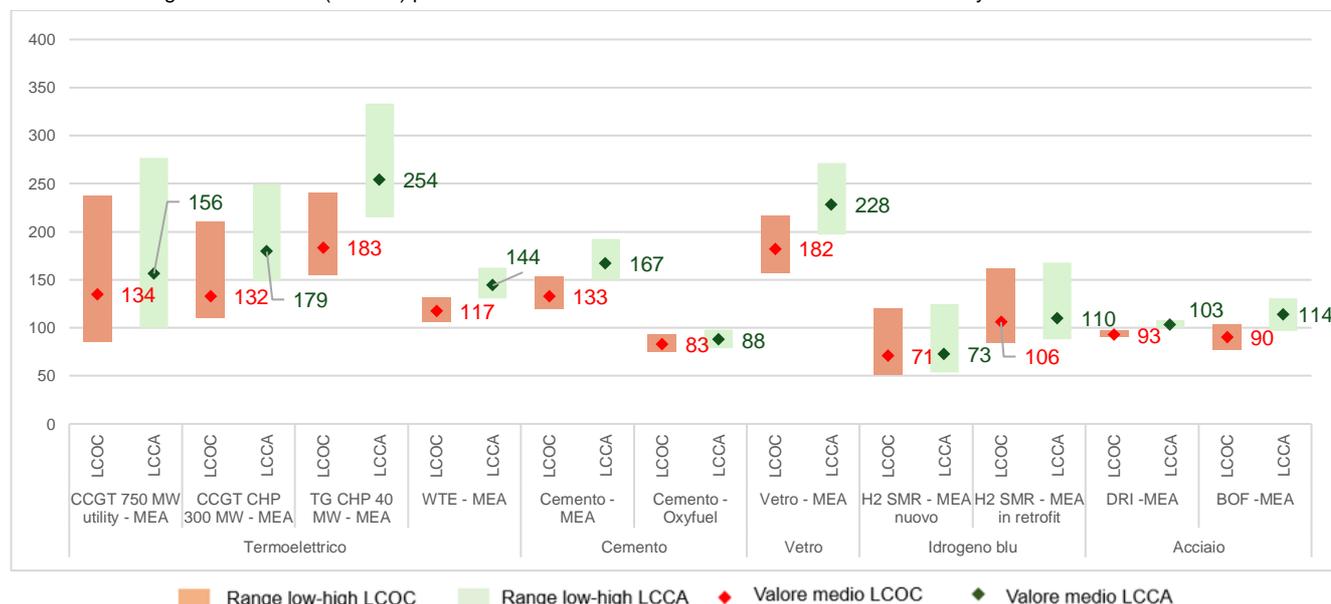


Mediando i valori degli scenari medium, high e low dei diversi casi Studio si è ottenuta una forchetta dei costi di cattura di ampiezza pari a 50 €/tCO2, variabile dai 91 ai 141 €/tCO2.

A seguire per ciascun caso Studio si riportano i risultati sia in termini di LCOC che LCCA con i relativi range frutto della sensitivity. I costi LCCA sono superiori a quelli LCOC in un range compreso tra il 5%-

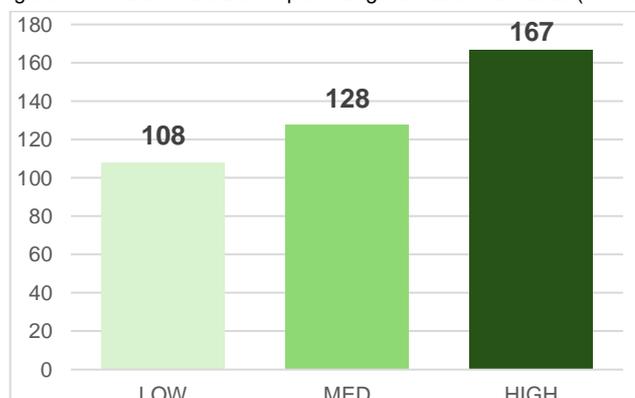
38% in funzione dei fabbisogni energetici del processo di cattura implementato e del livello di efficienza raggiunto dall'impianto a fronte dei fabbisogni energetici aggiuntivi necessari al processo di cattura.

Figura 32 – LCCA (€/tCO2) per i diversi casi Studio ed intervallo di confidenza sensitivity. Confronto con LCOC.



Anche per i valori su base CO2 evitata si è proceduto con il calcolo dei valori medi degli scenari medium, high e low dei diversi casi Studio ea forchetta che si è ottenuta ha ampiezza pari a circa 60 €/tCO2, variabile dai 108 ai 167 €/tCO2. Sono stati esclusi i settori vetro, raffinazione e chimica.

Figura 33 – Valori medi LCCA per i range di costo individuati (€/tCO2)



### 6.3 Costi di trasporto e stoccaggio della CO2

I costi di trasporto e stoccaggio della CO2 (per abbreviazione T&S), analizzati nel seguito, rappresentano una stima specifica dei costi delle infrastrutture da sviluppare a livello nazionale per avviare la filiera nel breve termine (4MtCO2 al 2030), con dei margini di incertezza dettati dal livello di maturità commerciale delle iniziative progettuali ad oggi disponibili che scontano diversi fattori di aleatorietà (tra cui quali utenti servire, le modalità di trasporto, i tracciati e l'effettivo volume di CO2 trasportato e stoccato).

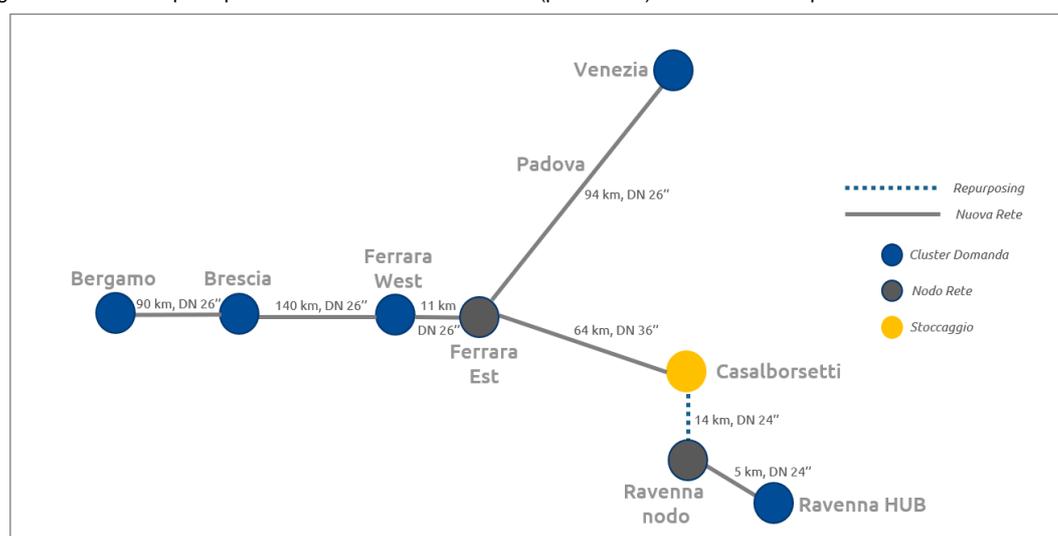
#### 6.3.1 Trasporto onshore via tubo

Al fine di pervenire a dei valori economici significativi per i dimensionamenti e i tracciati ipotizzabili per il contesto italiano, sono stati esaminati, oltre alle fonti di letteratura, i progetti di sviluppo infrastrutturali ipotizzati dagli operatori T&S Snam (trasporto via rete) ed Eni (stoccaggio), ed ulteriori informazioni sui relativi investimenti previsti fornite nell'ambito del tavolo di lavoro. Le ipotesi su tracciati, dimensionamenti ed altre caratteristiche infrastrutturali, per quanto ragionevoli, sono da intendersi a

mero titolo esemplificativo poiché saranno definite, nel dettaglio e previa autorizzazione, solo a seguito di procedure pubbliche, trasparenti gestite centralmente in ottica sistemica. I costi utilizzati nell’analisi sono da intendersi, pertanto, come stime preliminari fornite dagli operatori e includono contingency e margini di incertezza legati anche al contesto attuale di avvio della filiera (mancanza di offerte economiche vincolanti risultanti da gare, alcune incertezze normative con ricadute economiche ecc.). Si rappresenta inoltre che, tenuto conto di quanto esposto nonché dei limiti derivanti dai dati in possesso dal contesto normativo in via di definizione, non sono state effettuate verifiche di congruenza e di ammissibilità dei costi infrastrutturali, avendo assunto che tali attività saranno eseguite nell’ambito della regolazione tariffaria. Allo stesso modo, anche i livelli di remunerazione della filiera, incluse le vite utili degli investimenti, sono da intendersi puramente indicativi in quanto dipendenti dalla futura attività di regolazione tariffaria.

Sulla base di un’analisi della domanda potenziale dei servizi di trasporto della CO<sub>2</sub> via tubo, Snam ha individuato e dimensionato preliminarmente una dorsale principale, che non include gli allacciamenti e le diramazioni che potrebbero essere necessarie per collegare ulteriori cluster industriali.

Figura 34 – Dorsale principale e relativo dimensionamento (preliminari) della rete di trasporto della CO<sub>2</sub> – Fonte: Snam



La rete raffigurata è stata utilizzata per le analisi preliminari del costo via tubo e considera già un dimensionamento delle condotte adeguato a soddisfare non solo la prima fase industriale da 4 Mtpa, ma anche ulteriori sviluppi geografici e di capacità. In particolare, la rete dovrebbe consentire una capacità di trasporto fino a 6-8 Mtpa senza necessità di ricomprensioni, mentre l’implementazione di stazioni di compressione permetterebbe, a parità di rete, di incrementare la capacità di trasporto fino a 8-10 Mtpa. Tali range sono da intendersi indicativi e dipendono fortemente dall’esatta origine dei volumi di CO<sub>2</sub> nonché dalla stabilità dei flussi immessi in rete (fattore di utilizzo<sup>20</sup>). Si fa presente (come meglio indicato al Par. 5.5) che la rete di trasporto *onshore* convoglia anche la CO<sub>2</sub> trasportata via nave in forma liquida (ma potenzialmente anche via treno e gomma) che verrebbe consegnata e rigassificata in corrispondenza di un polo logistico da realizzarsi a Ravenna (denominato “Ravenna Hub”), e da lì trasportata via tubo a Casalboretetti da cui partono le tubature *offshore* verso i giacimenti di stoccaggio dell’Adriatico. I costi di investimento specifici, stimati da Snam, si aggirano tra 1 e 4 M€/km, in funzione del diametro, della possibilità di riutilizzo di tubature esistenti e di altri fattori legati al tracciato (morfologia, etc.) come esplicitato a seguire:

Tabella 8 – costi tubature CO<sub>2</sub> in funzione di diametro fonte: SNAM

Diametro Tubazione	Tubatura	CAPEX [M€/km]
DN 24" – 600 mm	Repurposing	<1,0
DN 26" – 650 mm	Nuovo	2,0 - 3,0

<sup>20</sup> ovvero la stabilità dei flussi trasportati (rapporto tra volumi di picco e di base). Tali valori includono i volumi via shipping trasportati via pipeline tra il Ravenna Hub e Casalboretetti

DN 36" – 900 mm	Nuovo	3,0 - 4,0
-----------------	-------	-----------

I costi annuali sono nell'ordine di 13 k€/km/a, di cui 6 k€/km/a costi O&M e 7 k€/km/a<sup>21</sup> CAPEX di mantenimento, mentre restano esclusi gli allacci, aventi costo medio pari 10 M€<sup>22</sup>, e le stazioni di ricomprensione, non necessarie nella prima fase di sviluppo con volumi di fino a 6 MtCO<sub>2</sub> nell'ipotesi di emettitori distribuiti nel range di qualche centinaio di km che immettono a 40 bar con compressione (i costi di compressione fino a 40 bar sono inclusi nei costi di cattura).

L'investimento relativo all'infrastruttura di rete che dovrebbe garantire la connessione dei primi distretti industriali della Pianura Padana al sito di stoccaggio di Ravenna dovrebbe aggirarsi tra i 230 e i 950 M€, al netto degli allacciamenti in funzione dello sviluppo del tracciato tra il primo tratto "Ravenna-Ferrara" che sottintende in realtà due tratti Ravenna-Casalborsetti e Ferrara-Casalborsetti e gli ulteriori eventuali sviluppi sulle direttrici in direzione nord-est "Ferrara-Padova-Venezia" e in direzione ovest "Ferrara-Mantova-Brescia-Bergamo". La direttrice più lunga (FE-BS-BG) potrà essere sviluppata anche in fasi successive, dal momento che i primi centri intercettati (es. MN, BS) hanno già il potenziale per raccogliere importanti volumi di emissioni.

Si possono, quindi, delineare tre principali scenari di investimento in funzione del tracciato da sviluppare e dei costi specifici:

- 230 M€ per lo sviluppo del tratto Ravenna-Ferrara (80 km ca.) considerando il valore minimo del range di costo specifico
- 500 M€ per lo sviluppo di una delle due direttrici alternative (160 km ca.) nord-est Ravenna-Ferrara-Padova-Venezia oppure ovest Ravenna-Ferrara-Mantova con dei costi specifici di sviluppo lineari intermedi
- 950 M€, prevede lo sviluppo completo della direttrice ovest Ravenna-Ferrara-Mantova-Brescia-Bergamo (320 km ca.), oppure entrambe quella Nord-Est fino a Venezia e quella ad ovest solo fino a Mantova considerando il valore massimo del range previsto di costo specifico.

I costi specifici a parità di volume (4 Mtpa) aumentano in maniera più che lineare con le distanze, poiché all'aumentare della distanza possono subentrare oltre ai maggiori costi di sviluppo della rete anche altre esigenze tecniche con CAPEX ed OPEX aggiuntivi (es. impianti ricomprensione). Al contempo si segnala che verosimilmente all'aumentare delle distanze coperte dal tracciato di rete aumentano anche i volumi conferibili e di conseguenza l'incremento del costo unitario dovrebbe essere in parte mitigato.

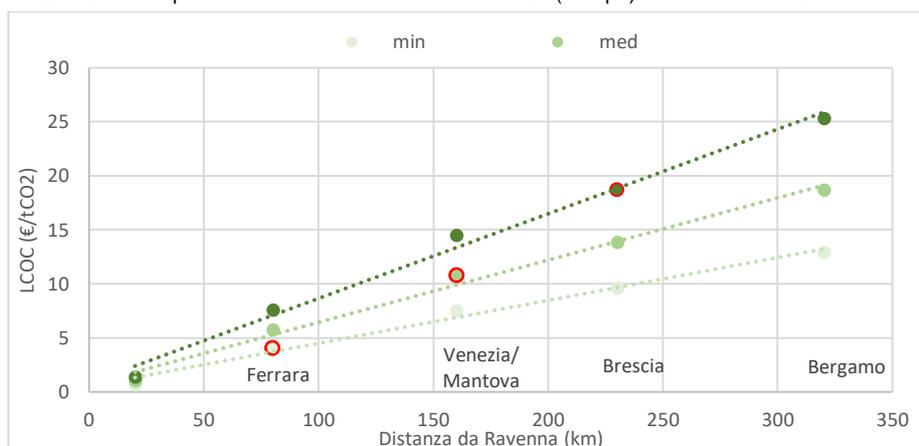
Sulla base di un'analisi di sensitività sui principali parametri (costi specifici, WACC, vita utile), sono stati rappresentati 3 livelli di costo unitario del trasporto:

- Min, che considera 4Mtpa, WACC 6%, vita utile 40 anni (in lieve analogia con i valori riconosciuti per alcune infrastrutture regolate relative al gas naturale);
- Med, che considera 4 Mtpa, WACC 7%, vita utile 30 anni (scenario intermedio);
- Max, che considera 4 Mtpa, WACC 8%, vita utile 25 anni (allineato alle assunzioni utilizzate nella fase di cattura).

<sup>21</sup> Tali valori sono considerati dall'operatore indicativi e soddisfabili con economia di scala e sinergie

<sup>22</sup> Valore variabile e caso specifico

Figura 35 – Costi trasporto via tubo in funzione della distanza (4 Mtpa) – Fonte: elaborazioni su dati Snam



Prendendo come riferimento le distanze di 80 km (Ferrara), 160 km (Venezia o Mantova) e 230 km (Brescia)<sup>23</sup>, e incrociando i valori min, med e max di costo, si ottengono i seguenti scenari di costo:

- **Low = 3,8 €/tCO<sub>2</sub>**, per 80 km e costi min (4 Mtpa, WACC 6%, vita utile 40 anni);
- **Medium = 10,4 €/tCO<sub>2</sub>**, per 160 km e costi med (4 Mtpa, WACC 7%, vita utile 30 anni);
- **High = 18,3 €/tCO<sub>2</sub>**, per 230 km e costi max (4 Mtpa, WACC 8%, vita utile 25 anni).

Il costo unitario livellato del trasporto via tubo si stima nell'ordine dei 10 €/tCO<sub>2</sub> in condizioni di sviluppo tecnico-economiche intermedie, variabile nel range 4-18 €/tCO<sub>2</sub>. Essendo l'analisi basata su 4 Mtpa, i costi unitari rappresentati sono da considerarsi **cautelativi** rispetto all'intera vita utile (entro la quale sembra verosimile attendersi uno sviluppo oltre i 4 Mtpa, per sfruttare tutto il potenziale disponibile) e rappresentativi soprattutto delle **prime fasi di sviluppo**. Ad ultimo si segnala che nei primissimi anni di sviluppo (2027-30) la CO<sub>2</sub> trasportata via rete potrebbe essere inferiore a 4 Mtpa per via del graduale ingresso degli emettitori nella rete di trasporto al termine della realizzazione degli impianti di cattura.

### 6.3.2 Trasporto offshore via nave

Il costo del trasporto via nave dipende da diversi fattori: sono da considerare ulteriori attività necessarie al trasporto via nave (quali le fasi di liquefazione, stoccaggio e ri-gassificazione), la capacità delle navi e il relativo riempimento lungo il tragitto, le distanze da percorrere.

Studi di letteratura<sup>24</sup> e approfondimenti di settore eseguiti, in via preliminare da Eni sulla valutazione dei costi legati al trasporto via nave, mettono in evidenza costi molto più alti del trasporto via tubo.

Per il trasporto *offshore* si prevede saranno disponibili a breve sul mercato navi di taglia pari a 7.500 m<sup>3</sup>, ma la taglia da 20.000 m<sup>3</sup> è quella ritenuta più probabile ed efficiente per il trasporto su larga scala di CO<sub>2</sub> legato ai progetti CCUS. Il passaggio di scala da 7.500 a 20.000 m<sup>3</sup> non presenta particolari difficoltà tecniche né prevede differenze tecnologiche. Nella stima dei CAPEX legati al trasporto *offshore* si considera solo il costo di investimento legato a navi per il trasporto di CO<sub>2</sub> di taglia da 20.000 m<sup>3</sup>, stimato in 80-90 M€ per nave. Tali considerazioni sono relative al trasporto di 1 milione di tonnellate l'anno su tratte progressivamente più lunghe. All'aumentare della distanza aumenta il fattore di utilizzo della nave, che da circa il 50% del caso 100km raggiunge il 100% ad una distanza di circa 1200 km. Per distanze maggiori un'unica nave non risulta più sufficiente per trasportare 1 Mtpa e quindi si rende necessario l'utilizzo di 2 navi.

Per quanto riguarda gli OPEX delle navi si tiene conto di costi fissi O&M pari a 4,7 M€/anno, e variabili diritti di attracco e costi di carburante GNL (1,9-4,4 M€/anno per 100-1300 km).

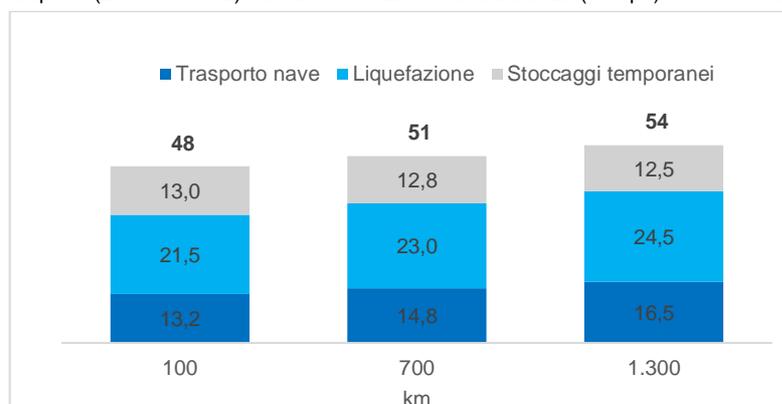
Oltre ai costi di trasporto via nave sono considerati anche i costi di liquefazione ed eventualmente gli stoccaggi temporanei che hanno il loro impatto sul costo complessivo come di seguito rappresentato.

<sup>23</sup> Nello scenario high non si è considerato lo scenario di sviluppo massimo del tracciato (320 km) sulla direttrice ovest fino a Bergamo o su entrambe le direttrici fino a Venezia e Mantova si ritiene che un tale tracciato possa dar luogo a conferimenti e volumi trasportati maggiori di 4 Mtpa

<sup>24</sup> Ervia CCS Pre-FEED study for gathering liquefaction, temporary storage and shipping of captured CO<sub>2</sub>

Oltre ai costi identificati e rappresentati nel seguente grafico, sono da considerare anche i costi di rigassificazione della CO<sub>2</sub> liquida proveniente da navi (e potenzialmente, per trasporto su gomma o rotaia). I costi dell'attività di rigassificazione, che si prevede di realizzare in un polo logistico nell'hinterland di Ravenna, sono inclusi nei costi di stoccaggio illustrati nel seguente paragrafo.

Figura 36 – Costi trasporto (LCOC €/tCO<sub>2</sub>) via nave in funzione della distanza (1 Mtpa) – Fonte: elaborazioni su dati Eni



Prendendo come riferimento le distanze di 100, 700 e 1.300 km, e ipotizzando eventuali ottimizzazioni logistiche nel caso di costi bassi, si ottengono i seguenti scenari di costo:

- **Low = 40,6 €/tCO<sub>2</sub>**, per 1 Mtpa, 100 km, -15% costi da ottimizzazione logistica, WACC 8%, vita utile 25 anni;
- **Medium = 50,6 €/tCO<sub>2</sub>**, per 1 Mtpa, 700 km, no ottimizzazione logistica, WACC 8%, vita utile 25 anni;
- **High = 53,5 €/tCO<sub>2</sub>**, per 1 Mtpa, 1.300 km, no ottimizzazione logistica, WACC 8%, vita utile 25 anni.

Il costo unitario livellato del trasporto via nave si stima quindi complessivamente nell'ordine dei 50 €/tCO<sub>2</sub> in condizioni di sviluppo tecnico-economiche intermedie, variabile nel range 40-55 €/tCO<sub>2</sub>.

### 6.3.3 Stoccaggio

Il costo tecnico<sup>25</sup> previsto per lo stoccaggio di Ravenna, nella sua fase di sviluppo iniziale per raggiungere gli obiettivi di iniezione al 2030 (4 Mtpa), è stimato da Eni e Snam in 30 €/ton CO<sub>2</sub> con un range di confidenza dal -10% al +40% in quanto non supportati da proposte economiche vincolanti.

Lo stoccaggio corrispondente ha una capacità complessiva stimata in 100 MtCO<sub>2</sub>, pari a circa un 20% della capacità complessiva degli stoccaggi inclusi nel Ravenna Hub, che si stima possa essere sfruttato in una vita utile di 25 anni nell'ipotesi di piena allocazione della massima capacità di stoccaggio.

La stima economica dei costi di investimento effettuata dall'operatore include le seguenti opere: *Plug&Abandonment* dei pozzi esistenti (limitatamente agli extra-costi per rendere i pozzi CO<sub>2</sub> proof), realizzazione pozzi di iniezione, sito di stoccaggio geologico e relative opere di pertinenza (ad es. piattaforme e centrale di compressione *onshore*), tubature *offshore* per raggiungere il sito di stoccaggio, polo logistico di Ravenna per ricezione CO<sub>2</sub> liquida, sistemi di monitoraggio (piano preliminare). Le stime non includono i costi dei contributi e delle garanzie finanziarie previste dal D lgs 162/2011.

Ai fini della determinazione del WACC, l'attività di stoccaggio presenta delle incertezze di business maggiori di quella di trasporto via rete, aspetto riconosciuto anche nella regolazione delle infrastrutture gas.

In merito allo stoccaggio della CO<sub>2</sub>, gli scenari di costo identificati sono i seguenti:

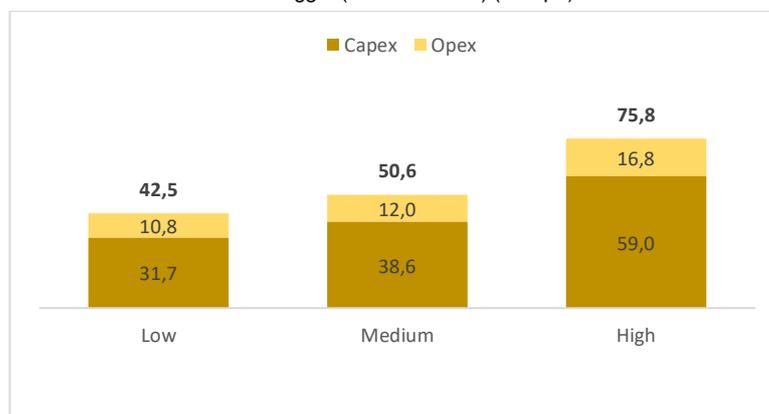
- **Low = 42,5 €/tCO<sub>2</sub>**, per 4 Mtpa, costi min (-10%), WACC 6% (rendimento riconosciuto per alcune infrastrutture energetiche già oggetto di regolazione), vita utile 25 anni;
- **Medium = 50,6 €/tCO<sub>2</sub>**, per 4 Mtpa, costi med, WACC 7% (scenario intermedio), vita utile 25 anni;

<sup>25</sup> Rapporto tra i costi totali stimati da sostenere nella vita utile dello stoccaggio senza considerare alcun fattore di remunerazione dei capitali investiti e il volume di CO<sub>2</sub> stoccata nella vita utile dello stoccaggio

- **High = 75,8 €/tCO<sub>2</sub>**, per 4 Mtpa, costi max (+40%), WACC 8% (allineato alle assunzioni utilizzate nella fase di cattura), vita utile 25 anni.

Il costo unitario livellato dello stoccaggio si stima complessivamente nell'ordine dei 50 €/tCO<sub>2</sub> in condizioni di sviluppo tecnico-economiche intermedie e variabile nel range 40-75 €/tCO<sub>2</sub>.

Figura 37 – Scenari di costo dello stoccaggio (LCOC €/tCO<sub>2</sub>) (4 Mtpa) – Fonte: elaborazioni su dati Eni



#### 6.4 Impatto sul costo del prodotto

L'incidenza dei costi della cattura della CO<sub>2</sub> sul costo di produzione è stata valutata sia in termini assoluti che percentuali rispetto al valore base del prodotto nello scenario controfattuale *unabated*. Il costo del prodotto sia nella configurazione *unabated* che nella configurazione con CCUS dipende anche dal costo sostenuto per la CO<sub>2</sub> e dall'ammontare di quote *ETS* gratuite assegnate, che sono state valutate secondo due differenti scenari:

- scenario **2024**, in cui la quasi totalità dei settori dispongono di quote gratuite *ETS* che coprono larga parte (ipotesi 80%) delle emissioni prodotte (ad esclusione del termoelettrico che già ad oggi non dispone di quote gratuite di emissione). In questo scenario di breve termine l'impianto *unabated* sostiene un costo *ETS* per la parte delle sue emissioni eccedenti le quote gratuite, mentre l'impianto con cattura può ottenere un ricavo dalla vendita delle quote gratuite della CO<sub>2</sub> catturata per compensare in parte gli incrementi del costo di produzione connessi alla CCUS;
- scenario **2034**, in cui saranno annullate le quote di emissioni gratuite *ETS* per una moltitudine di settori che saranno oggetto del meccanismo *CBAM* (*Carbon Border Adjustment Mechanism*). In questo scenario di medio termine l'impianto *unabated* sostiene un costo *ETS* per tutte le sue emissioni prodotte, con conseguente incremento del costo del prodotto *unabated* rispetto allo scenario di breve termine. L'impianto con cattura, pur mantenendo i medesimi costi legati alla CCUS, non ottiene ricavi dalla vendita delle quote gratuite, pertanto il costo del prodotto con CCUS risulta sempre maggiore di quello dello scenario di breve termine. Le differenze complessive del costo di produzione tra impianto *unabated* e impianto con CCUS rimangono sostanzialmente inalterate.

Il prezzo delle quote *ETS* è stato mantenuto costante e pari a 95 €/tCO<sub>2</sub> in entrambi gli scenari. La stessa cifra è stata utilizzata per valorizzare anche l'attività di vendita della CO<sub>2</sub> gratuita catturata.

Tabella 9 – Risultati impatto economico CCUS sul costo del prodotto – scenario 2025

Settore	Tipologia impianto	U.d.M.	ETS gratuite	Costo prodotto unabated	Δcosto cattura (***)			Δcosto T&S			Arlicavo ETS MED
					LOW	MED	HIGH	LOW	MED	HIGH	
Termoelettrico	CCGT utility - MEA	€/MWh	0%	119 (*)	-11	14	64	18	25	37	0
	TG CHP - MEA	€/MWh	0%	112	34	53	84	33	45	68	0
	WTE - MEA	€/t_rif	100%	100	117	135	159	62	85	128	-108
Cemento	Cemento - MEA	€/t_clinker	80%	107	96	111	133	51	71	107	-65
	Cemento - Oxyfuel	€/t_clinker	80%	107	42	51	62	43	60	90	-65
Idrogeno blu	SMR - MEA (nuovo)	€/kg_H2	80%	1,9	0,2	0,4	0,9	0,5	0,7	1,0	-1
	SMR - MEA (in retrofit)	€/kg_H2	80%	1,9	0,4	0,6	1,1	0,4	0,6	0,9	-1
Acciaio	DRI -MEA	€/t_HRC	80%	536	37	45	54	33	46	70	-53
Vetro	Vetro piano - MEA	€/t_vetro	80%	501	47	65	87	21	29	44	-27

Tabella 10 – Risultati impatto economico CCUS sul costo del prodotto – scenario 2034

Settore	Tipologia impianto	U.d.M.	ETS gratuite	Costo prodotto unabated	Δcosto cattura (***)			Δcosto T&S		
					LOW	MED	HIGH	LOW	MED	HIGH
Termoelettrico	CCGT utility - MEA	€/MWh	0%	119 (*)	-11	14	64	18	25	37
	TG CHP - MEA	€/MWh	0%	112	34	53	84	33	45	68
	WTE - MEA	€/t_rif	0% (**)	208	9	26	50	62	85	128
Cemento	Cemento - MEA	€/t_clinker	0%	172	31	46	69	51	71	107
	Cemento - Oxyfuel	€/t_clinker	0%	172	-22	-14	-3	43	60	90
Idrogeno blu	SMR - MEA (nuovo)	€/kg_H2	0%	2,8	-0,5	-0,3	0,2	0,5	0,7	1,0
	SMR - MEA (in retrofit)	€/kg_H2	0%	2,8	-0,4	-0,2	0,3	0,4	0,6	0,9
Acciaio	DRI -MEA	€/t_HRC	0%	588	-16	-8	2	33	46	70
Vetro	Vetro piano - MEA	€/t_vetro	0%	527	21	38	60	21	29	44

(\*) Calcolato in condizioni di uguale producibilità elettrica tra unabated e configurazione MED (circa 3.000 heq). Se si considera differente producibilità elettrica, come quella ipotizzata nel caso Studio con fattori di capacità pari a 25% per unabated e 40% per impianto con CCUS, il costo prodotto MED dei due casi sarà paragonabile con il costo prodotto dello scenario unabated (con prezzo ETS di 95 €/tCO2).

(\*\*) Per i rifiuti sono state ipotizzate allocazioni gratuite nulle anche per quanto riguarda la parte biogenica, oggetto di cattura, per omogeneità con il resto degli altri impianti.

(\*\*\*) Calcolato come differenza tra costo prodotto da impianto con cattura e costo prodotto da impianto unabated, considerando anche i rispettivi contributi ETS, ma senza tenere conto del costo dei servizi di trasporto e stoccaggio.

Figura 38 – Incidenza percentuale delle fasi di cattura e T&S della CO2 sul costo del prodotto – scenario 2025

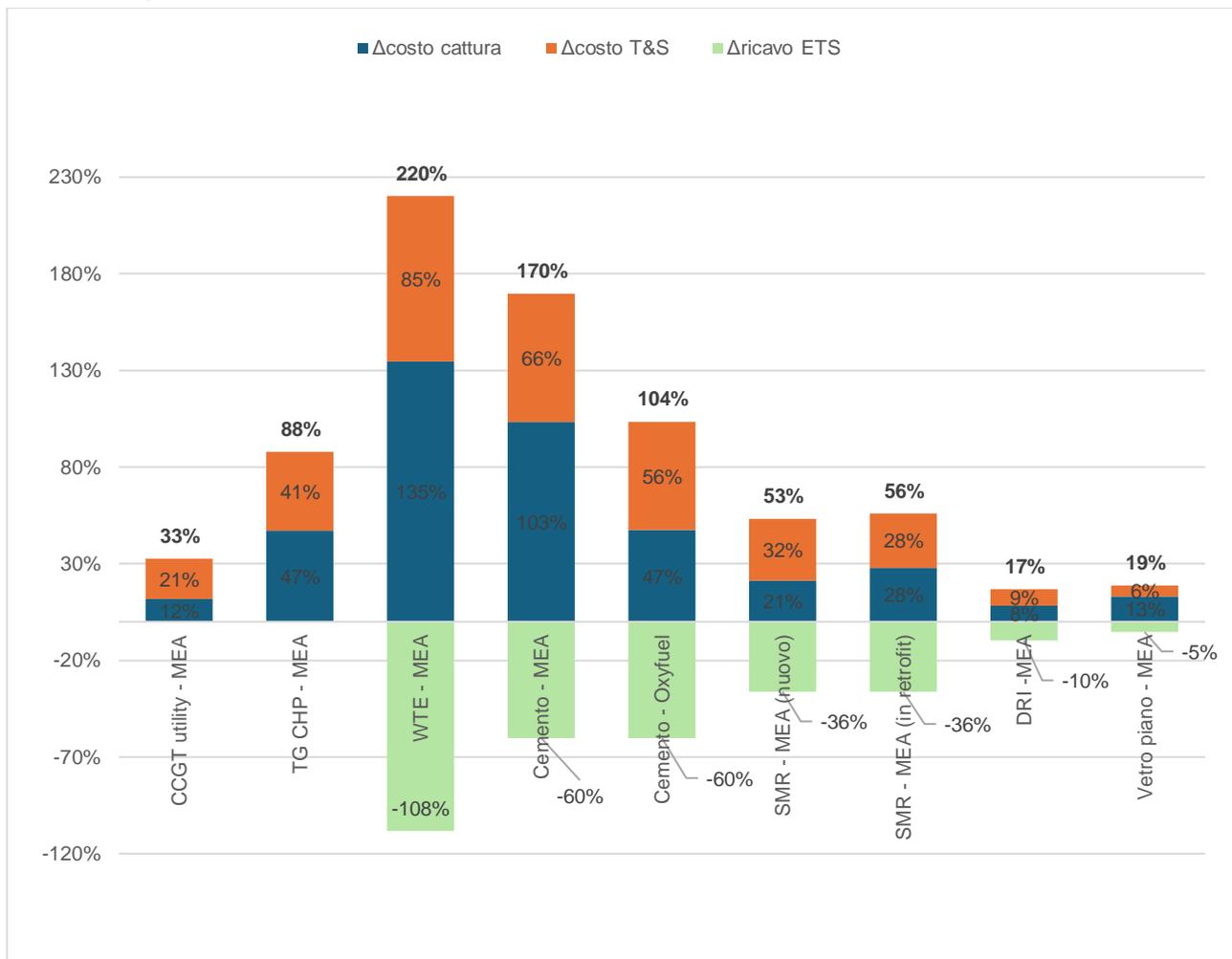
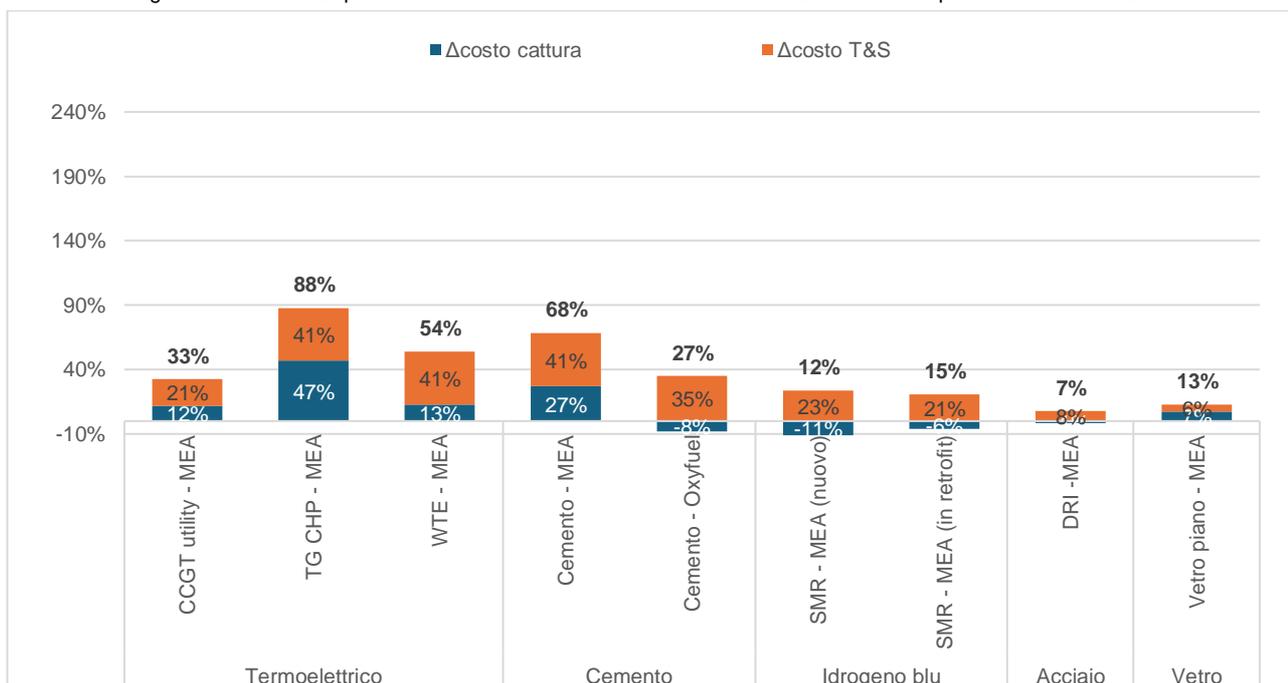


Figura 39 – Incidenza percentuale delle fasi di cattura e T&S della CO2 sul costo del prodotto – scenario 2024



### 6.5 Confronto costi filiera CCUS Studio con letteratura internazionale

L'attività di confronto dei costi della filiera CCUS risulta molto incerta da eseguire a causa di una moltitudine di fattori, quali assunzioni alla base, dati di input disallineati (es. costi dell'energia, costi degli impianti, fattori di utilizzo, parametri tecnici ecc.), e range di variabilità esaminati. A seguire sono posti a confronto<sup>26</sup> i costi della filiera CCUS desunti dall'analisi condotta a livello nazionale nel presente Studio raffrontati con quelli desumibili a livello internazionale, estratti dal report IEA "CCUS Policies and Business Models" di recente pubblicazione (2023).

I risultati nazionali sono tendenzialmente più elevati di quelli rilevati su letteratura, tuttavia si ritiene che tale gap sia in buona parte riconducibile ai diversi input e ipotesi adottate nelle analisi.

Figura 40 – Confronto internazionale LCOC fase di cattura (€/tCO2)

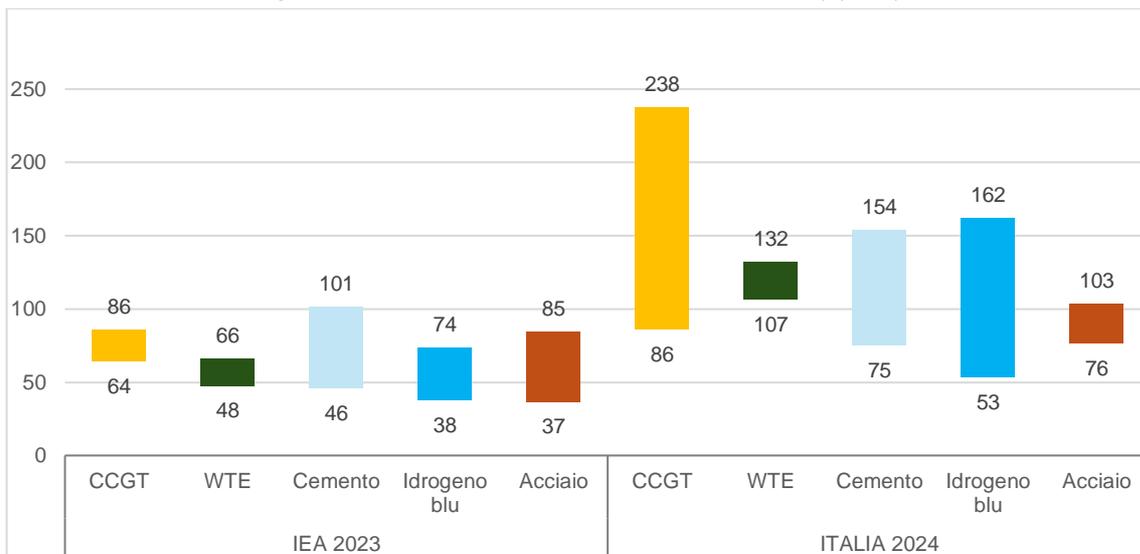
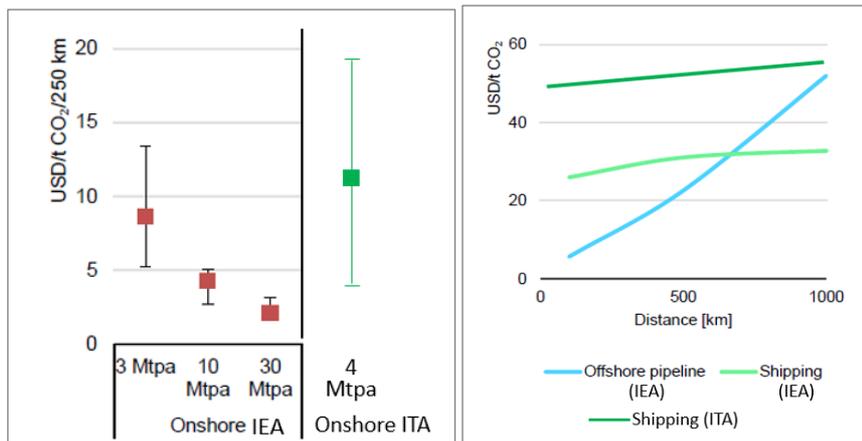
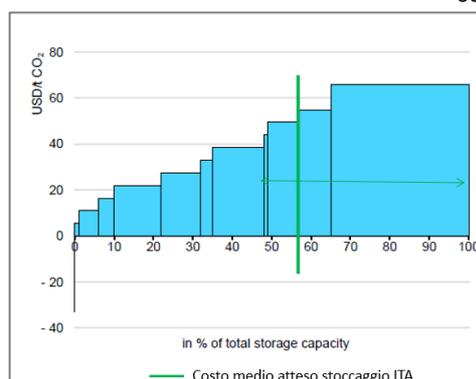


Figura 41 – Confronto internazionale LCOC fase di trasporto via tubo onshore e via nave offshore (€/tCO2)



<sup>26</sup> A tal fine, si è preferito non procedere ad un'omogeneizzazione puntuale dei parametri, per giunta non facilmente ed integralmente rilevabili nella fonte di letteratura esaminata, per evitare di introdurre ulteriori distorsioni nell'attività di confronto

Figura 42 – Confronto internazionale LCOC fase di stoccaggio (€/tCO2)



### 6.6 Costi della filiera CCUS e funding gap

Mettendo insieme i costi emersi per ciascuna delle diverse fasi della filiera, per le due opzioni di trasporto, si ottiene una vista completa del costo totale per i casi Studio esaminati per la filiera.

Di seguito la tabella riepilogativa dei costi delle diverse fasi della filiera e dell'intera filiera CCUS per ciascun caso Studio esaminato.

Tabella 11 – Valori di LCOC (€/tCO2) per le fasi e l'intera filiera CCUS.

LCOC (€/tCO2)		CATTURA			TRASPORTO VIA PIPELINE			TRASPORTO VIA NAVE			STOCCAGGIO			FILIERA CCUS VIA PIPELINE			FILIERA CCUS VIA NAVE		
Settore	Tipologia impianto	Med	Range		Med	Range		Med	Range		Med	Range		Med	Range		Med	Range	
Termoelettrico	CCGT utility - MEA	134	86	238										195	132	332	236	169	367
	TG CHP - MEA	183	155	241										244	202	335	285	238	370
	WTE - MEA	117	107	132										178	153	226	219	190	261
Cemento	Cemento - MEA	133	120	154										194	166	248	234	203	283
	Cemento - <i>Oxyfuel</i>	83	75	93	10	4	18	51	41	54	51	42	76	144	121	187	184	158	223
Idrogeno blu	SMR - MEA (nuovo)	71	52	121										132	98	215	172	135	250
	SMR - MEA (in retrofit)	106	85	162										167	208	164	207	245	199
Acciaio	DRI -MEA	93	90	97										154	136	191	194	173	227
Vetro	Vetro piano - MEA	182	157	216										243	203	311	283	240	346

Al fine di stimare il *funding gap*, con cui si intende rappresentare la differenza sussistente tra i costi di abbattimento mediante CCUS e il costo della CO2 a mercato all'interno del sistema ETS, si è proceduto a ricostruire un costo medio unico per la filiera CCUS, per ognuno degli scenari *LOW*, *MED* e *HIGH*. Per la fase di cattura, il costo è stato ottenuto come valor medio di un mix tra le applicazioni esaminate. Per la fase di trasporto, il costo è stato ottenuto attraverso delle ipotesi di diversi mix di modalità di trasporto nave-tubo:

Tabella 12 – Quote trasporto via tubo e via nave per i diversi scenari considerati

	Quota trasporto via tubo	Quota trasporto via Nave
<b>LOW</b>	80%	20%
<b>MED</b>	67%	33%
<b>HIGH</b>	50%	50%

Per la fase di stoccaggio, il costo è pari a quello rappresentato nel relativo paragrafo. I costi medi di filiera così ottenuti sono stati messi a confronto con il prezzo delle quote ETS, variabile anch'esso secondo le assunzioni sui parametri oggetto di sensibilità (60 €, 95 €, 120 €), e i risultati sono stati rappresentati nel seguente grafico di insieme.

Nell'analisi allo stato attuale, che sottende alla prima fase di sviluppo della filiera (4 Mtpa senza considerare economie di scala sulle infrastrutture e riduzioni di costo attese nella filiera in una fase più matura da un punto di vista commerciale), è stato possibile stimare un funding gap in condizioni intermedie di 87 €/tCO<sub>2</sub>, variabile tra 25 €/tCO<sub>2</sub> del caso LOW e 193 €/tCO<sub>2</sub> del caso HIGH. Per una stima più completa dei fabbisogni di risorse di sistema, commisurate anche agli schemi di incentivazione preliminarmente analizzati per la filiera si rimanda al Par. 7.4.

Figura 43 – Costo unitario livellato filiera CCUS (€/tCO<sub>2</sub>) con LCOC vs prezzi ETS

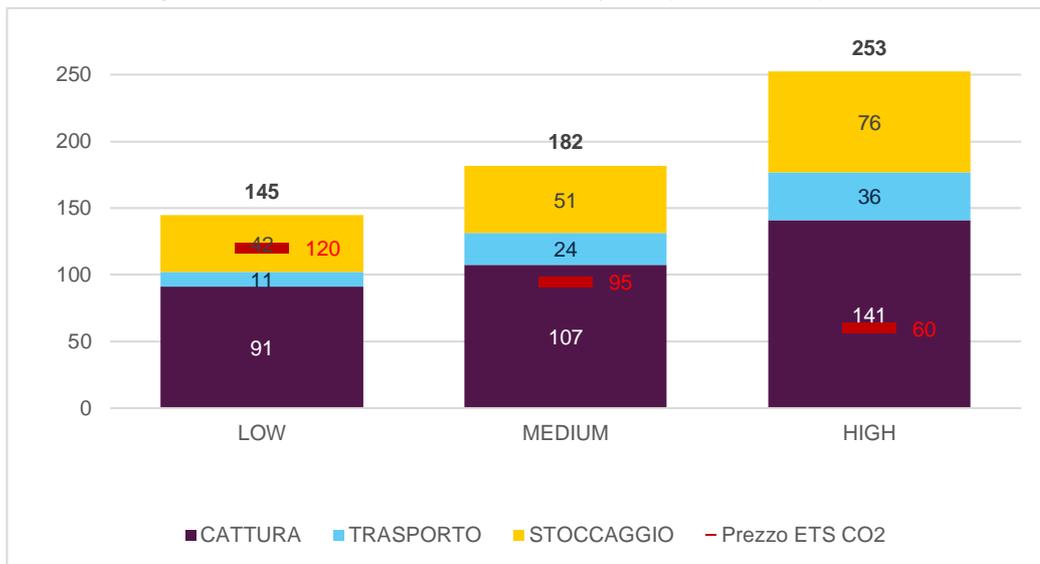
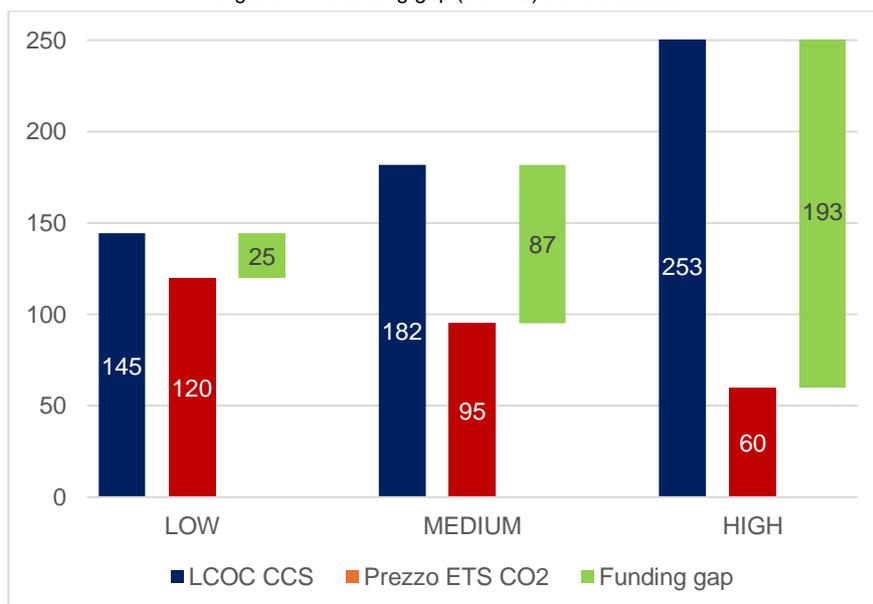


Figura 44 – Funding gap (€/tCO<sub>2</sub>) con sensibilità



### 6.7 Confronto costi CO<sub>2</sub> evitata tra diverse opzioni di decarbonizzazione

La CCUS può rivestire un ruolo importante all'interno del ventaglio di strumenti e tecnologie da adottare per raggiungere la neutralità climatica, soprattutto nell'ambito dei settori *Hard to Abate* che dispongono di soluzioni di decarbonizzazione con margini di abbattimento più limitati.

Al fine di tracciare la neutralità climatica, come anche tracciato nell'ultimo PNIEC, ciascuna delle opzioni di decarbonizzazione giocherà un ruolo importante, dal momento che ognuna di esse ha caratteristiche differenti, per certi versi non sovrapponibili, quindi complementari e sinergiche fra di loro. Il mix di leve di decarbonizzazione e la penetrazione di ciascuna di esse all'interno del contesto energetico nazionale (o all'interno di un dato complesso industriale) dipenderanno da diversi fattori, quali lo sviluppo del settore/processo interessato e la relativa applicabilità di ciascuna leva, lo sviluppo delle tecnologie e dei loro costi, l'evoluzione del quadro normativo e regolatorio.

Al fine di valutare i costi di decarbonizzazione mediante CCUS anche in relazione alle altre opzioni tecnologiche disponibili, si è proceduto a sviluppare un'analisi dei costi della CO<sub>2</sub> evitata offerti da alcune delle principali soluzioni di decarbonizzazione alternative facendo riferimento ad un intervallo di costi rappresentativo delle applicazioni più significative in ambito industriale. Il costo di abbattimento delle emissioni tra le diverse tecnologie è senz'altro uno dei *driver* determinanti per la scelta di una data soluzione tanto più in ambito industriale, ma chiaramente non l'unico poiché tutte le soluzioni presentano dei vincoli di natura tecnica e dei costi in un range di variabilità anche più ampio di quello rappresentato che ne limitano l'impiego alle diverse tipologie di emissione da abbattere.

Inoltre, si evidenzia come valorizzare il costo *stand-alone* di una soluzione rispetto alla sola riduzione di CO<sub>2</sub> potrebbe portare ad una valutazione parziale dei benefici connessi a queste opzioni di decarbonizzazione (es. in termini di sicurezza degli approvvigionamenti, riduzione degli altri inquinanti, etc.) che meriterebbero una valutazione a più ampio spettro. Ad ogni modo con la presente analisi anche se in via molto semplificata si cerca di confermare se l'ordine di grandezza dei costi di decarbonizzazione riscontrati per la soluzione CCUS siano in linea a quelli offerti dalle altre soluzioni tecnologiche disponibili.

I principali aspetti metodologici e assunzioni alla base del calcolo semplificato implementato includono:

- Sono state considerate le sole emissioni di esercizio e non le emissioni dell'intero ciclo di vita.
- Non sono state prese in esame tutte le opzioni di decarbonizzazione disponibili (a titolo di esempio nucleare, rinnovabili termiche ecc.).
- I costi di idrogeno, biometano, elettricità non tengono conto dei relativi costi di trasporto<sup>27</sup>, né dei costi di bilanciamento per modulare le produzioni.
- I costi di adeguamento e ammodernamento degli impianti esistenti per l'utilizzo di un determinato vettore energetico (per i casi di elettrificazione e idrogeno) sono stati trascurati.
- tutte le valutazioni sono fatte senza considerare il costo dell'ETS quindi i costi risultanti possono essere confrontati con il prezzo della quota per valutarne il *gap* economico.
- il calcolo del valore di LCCA è stato eseguito con riferimento al gas naturale come controfattuale (Considerando un prezzo di 32 €/MWh, e un fattore emissivo di 56,7 tCO<sub>2</sub>/TJ);
- Il costo unitario della CO<sub>2</sub> evitata considerato per la CCUS si basa sui risultati delle analisi del presente capitolo trascurando i contributi emissivi connessi alle attività T&S (per fabbisogni energetici ecc.)
- si sono utilizzati i seguenti valori di costi unitari energetici delle diverse opzioni di decarbonizzazione riferiti ad un orizzonte di breve termine

Tabella 13 – Valori di LCOE utilizzati per le diverse opzioni di decarbonizzazione

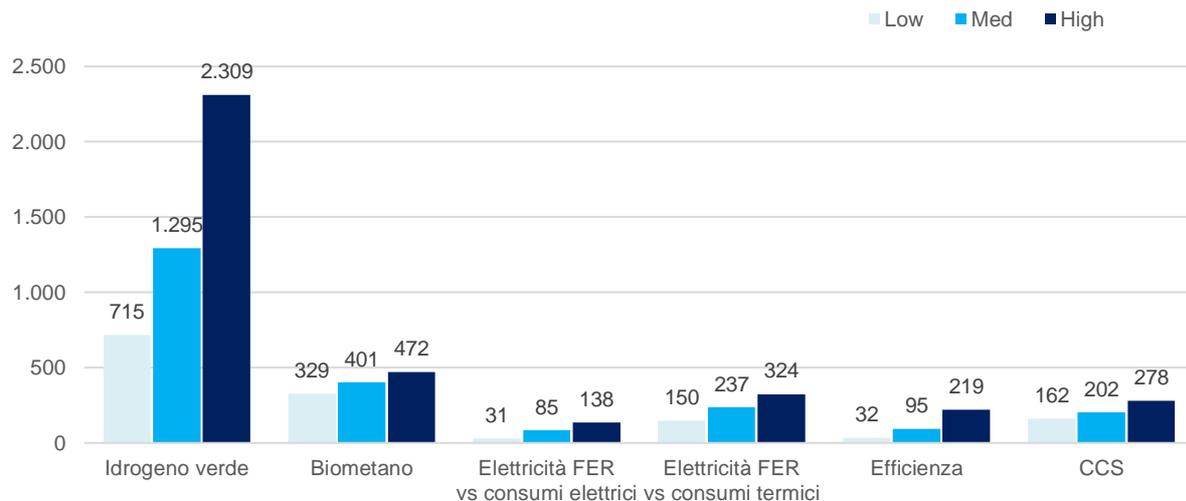
Costi unitari energia rinnovabile o risparmiata <sup>28</sup>			
Opzione di decarbonizzazione	Low	Med	High
Idrogeno verde (€/kg)	6	10	17
Biometano (€/MWh)	100	115	130
Elettricità FER (€/MWh)	70	90	110
Efficienza (€/tep)	450	600	900

<sup>27</sup> Tale aspetto è trascurabile nel caso in cui i costi di trasporto rimangano costanti rispetto al caso controfattuale e in configurazioni di autoconsumo

<sup>28</sup> Per l'idrogeno è stato utilizzato il range di variabilità dei costi di produzione rappresentato nella Strategia Nazionale H<sub>2</sub> per il settore HTA. Per il Biometano è stato utilizzato il range di variabilità della tariffa del DM 15/09/2022 a cui è aggiunto la quota parte relativa al contributo in

I risultati del calcolo evidenziano che dopo le leve efficienza energetica e FER elettriche in sostituzione di consumi elettrici, la CCUS si dimostra allo stato attuale tra le leve di decarbonizzazione più competitive in termini di costi di abbattimento delle emissioni, anche in questo confronto semplificato di natura *stand-alone*. Tale aspetto conferma come la CCUS sia particolarmente indicata per abbattere le emissioni dei settori industriali *HtA* in sinergia con le riduzioni di emissioni ottenibili con interventi di efficienza energetica e di elettrificazione.

Figura 45 – Confronto LCCA (€/tCO<sub>2</sub>) per diverse opzioni di decarbonizzazione



conto capitale del 40%. Per l'elettricità FER per i valori *low-med* è stato utilizzato come riferimento le analisi dei costi generazione funzionali alla determinazione delle tariffe del FER-X, mentre per il valore *high* si è ipotizzato un prezzo indicativo di riferimento per un PPA FER (tali valori non interiorizzano i costi necessari per ottenere un profilo *baseload*). Per l'efficienza si è fatto riferimento a dei costi elaborati su dati ENEA RAEE 2023 derivanti da diagnosi energetiche.

## 7 Analisi meccanismi di supporto CCUS

Sulla base dell'analisi degli strumenti di incentivazione per la CCUS promossi in altri stati (Cap. 2), in questa sezione si procede ad esaminare possibili schemi di supporto che potrebbero essere implementati a livello nazionale per creare quelle condizioni favorevoli al dispiegarsi degli investimenti necessari per l'avvio e lo sviluppo della filiera CCUS.

Gli strumenti di incentivazione per la filiera dovrebbero consentire di compensare quel gap economico finanziario che non permette ad oggi alle tecnologie CCUS di svilupparsi all'interno dell'attuale contesto normativo e di mercato. Gli schemi di supporto per la CCUS, sperimentati negli altri stati (Cap. 2), sono principalmente basati su incentivi in conto esercizio, strutturati come contratti per differenza (CfD), volti a compensare i maggiori costi sostenuti per la decarbonizzazione dei processi produttivi mediante CCUS.

Oltre a possibili modalità di supporto sono stati presi in esame alcuni schemi preliminari per la selezione dei progetti di cattura da incentivare e la connessa determinazione dei livelli degli incentivi da erogare; schemi preliminari che dovranno, da una parte, selezionare i progetti sulla base di un ordine di merito tecnico economico volto ad un uso ottimale delle risorse di decarbonizzazione complessivamente disponibili al sistema, dall'altra coordinarsi con i relativi sviluppi infrastrutturali necessari e "guidarli".

Per mitigare alcuni rischi di controparte specialmente nelle prime fasi di avvio della filiera, si valuterà l'opportunità di introdurre anche strumenti di garanzia di ultima istanza.

Sono stati infine analizzati scenari relativi ai possibili costi a carico del sistema per sostenere le misure a supporto della filiera e una valutazione preliminare delle possibili fonti di finanziamento.

### 7.1 Tipologia soggetti ammissibili ai meccanismi di supporto e possibili requisiti di accesso

La CCUS è una soluzione di decarbonizzazione che potrebbe essere efficacemente utilizzata in diverse tipologie di processi produttivi con emissioni di CO<sub>2</sub> tra cui: Industrie *Hard to Abate*, impianti di generazione termoelettrici fossili, Inceneritori (*Waste to Energy*), impianti per la produzione di idrogeno low carbon, BECCS (impianti termoelettrici a bioenergie e biometano con CCUS); così come potrebbe essere applicata per la cattura e stoccaggio direttamente dalla CO<sub>2</sub> presente nell'atmosfera (DACCS).

Si tratta di applicazioni che operano in mercati caratterizzati da differenti dinamiche e livelli di regolazione e che presentano un diverso livello di esposizione ai rischi connessi all'evoluzione dei costi delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Si è pertanto ritenuto opportuno individuare quattro categorie di emettitori:

- a) **Industrie *Hard to Abate***: includendo alcuni settori di attività industriali, tra quelli compresi nel sistema ETS, maggiormente esposti alla CO<sub>2</sub> e idonei alla CCUS (es. cemento, chimica, raffineria, acciaio, vetro, carta ecc.). In una prima fase di sviluppo si potrebbe valutare di includere in questa categoria anche gli impianti di incenerimento (*WtE*);
- b) **Blu *Power***: impianti termoelettrici che producono elettricità *low carbon* poiché sebbene alimentati da fonti fossili effettuano cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Tenendo conto del prossimo phase out del carbone, l'applicazione dovrebbe riguardare essenzialmente CCGT di nuova generazione per la produzione elettrica all'ingrosso e servizi di flessibilità e impianti cogenerativi a gas di taglia medio-grande;
- c) **Blu *Hydrogen***: produzione di H<sub>2</sub> low carbon destinato alla sostituzione di combustibili fossili. La presente categoria non include la produzione di idrogeno blu integrata in alcuni processi industriali tramite cattura di CO<sub>2</sub> da SMR (quali raffinazione, chimica ed altri) già compresa nel gruppo a);
- d) **Emissioni negative**: include le applicazioni BECCS e DACCS e la parte di emissioni biogeniche dei rifiuti (*WtE*). Questa categoria di sicuro interesse prospettico come delineato negli scenari di sviluppo della ICMS (Par. 2.1.2) verrà probabilmente introdotta in maniera graduale nei meccanismi di supporto in relazione ai livelli di sviluppo normativi e di mercato raggiunti.

Per rendere più efficace il processo di selezione dei progetti, potrebbe essere opportuno introdurre dei **requisiti minimi** di accesso agli incentivi, eventualmente differenziati tra le quattro macro categorie di emittitori delineate; detti requisiti potrebbero riguardare:

- **Impianto nuovo/retrofit:** alcune categorie potrebbero contemplare solo interventi di cattura su impianti nuovi, altre solo retrofit di installazioni esistenti altre comprendere entrambe le casistiche;
- **Taglia:** alcune categorie potrebbero prevedere delle soglie minime di accesso in termini di capacità di cattura o volume di emissioni (es. HtA) oppure di capacità produttiva (es. Blu Power);
- **Efficienza di rimozione della CO2:** livello minimo di efficienza di rimozione del processo di cattura della CO2 richiesto;
- **Soglie emissive:** soglia massima di inquinanti consentite nei gas di scarico a valle del processo di cattura;
- **Localizzazione:** localizzazione degli emittitori nel territorio nazionale o in zone del territorio nazionale con eventuali prerequisiti logistici abilitanti (rete di trasporto, porti, ferrovie etc.)
- **Anno:** anno limite per l'entrata in esercizio.

A questi requisiti minimi potrebbero seguire degli **ulteriori requisiti** che potrebbero essere presi in considerazione eventualmente in una fase più avanzata del processo di valutazione e selezione dei progetti:

- **Garanzie finanziarie:** che diano conto della solidità finanziaria dell'iniziativa ed eventuali progetti beneficiari di fondi pubblici;
- **Livello autorizzativo:** che dia conto di un iter autorizzativo concluso positivamente o quantomeno avviato;
- **Maturità del progetto di cattura:** stato di avanzamento del progetto (studio di fattibilità, progetto esecutivo etc.) che dia conto della maturità e fattibilità tecnica dell'iniziativa nei tempi di esercizio previsti
- **Requisiti tecnici per l'accesso al trasporto e/o stoccaggio:** che diano conto della maturità e della fattibilità logistica dell'iniziativa nei tempi di esercizio previsti sulla base di eventuali valutazioni o procedure preliminari da definire

## 7.2 Meccanismo di selezione dei progetti da incentivare

Al fine di ottimizzare le risorse di sistema per promuovere la decarbonizzazione è necessario sviluppare un processo di selezione dei progetti di cattura da incentivare che si basi su un ordine di merito tecnico economico che tenga conto anche delle altre soluzioni di decarbonizzazione disponibili e che dovrà guidare anche i relativi sviluppi infrastrutturali necessari. La selezione dei progetti da incentivare dovrebbe avvenire in maniera centralizzata valutando la possibilità di procedere tramite appositi bandi.

A tal fine si potrà valutare se predisporre bandi con contingenti separati (ad esempio per categorie di emittitori), o in alternativa adottare un contingente unico. Si segnala, a riguardo, che il dimensionamento dei bandi e degli eventuali contingenti di un nuovo meccanismo di supporto, in una filiera in fase di avvio, potrebbe richiedere un trade off tra esigenze di efficienza e di corretta pianificazione congiunta della filiera, da una parte, e difficoltà a garantire il sufficiente livello di partecipazione e competitività nelle procedure di selezione, dall'altra. Per ridurre alcuni margini di incertezza, preliminarmente alla definizione dei contingenti, si potrebbe prevedere una fase di acquisizione delle manifestazioni di interesse da parte degli operatori con indicazione delle tempistiche di sviluppo. Nel caso i soggetti effettivamente in grado di sviluppare progetti di cattura della CO2 prima del 2030 (*first movers*), risultassero particolarmente limitati (per volumi e numerosità), si potrebbe valutare l'opportunità di definire un contributo unitario per il calcolo CfD<sup>29</sup> differenziato per diverse tipologie di emittitori definito ex ante per via amministrata, oppure attraverso una negoziazione bilaterale con una controparte centrale (come sperimentato nella fase di avvio in UK). In tal caso l'implementazione di una procedura competitiva di assegnazione su base centralizzata si rimanderebbe

<sup>29</sup> Volte a compensare gli extra costi della filiera CCUS in coerenza alla disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia (CEEAG)

ad una fase di maggiore maturità della filiera, esempio a partire da 2030, in cui la numerosità dei partecipanti, i volumi da conferire e il livello di conoscenza potrebbero garantire una contendibilità adeguata.

Tenuto conto degli aspetti da approfondire pocanzi rappresentati, a seguire si propone comunque una possibile ipotesi di meccanismo di accesso e di riconoscimento degli incentivi che preveda (almeno) due fasi funzionali ad ottenere una selezione efficace delle progettualità e al contempo una coerenza tra sviluppi della cattura e sviluppi infrastrutturali.

## FASE 1

- a) Si delineano delle linee di sviluppo preliminari delle infrastrutture per lo stoccaggio e per il trasporto multimodale con delle tempistiche indicative sulla base delle progettualità e degli iter autorizzativi in corso e di ulteriori sviluppi futuri
- b) I soggetti proponenti progetti di cattura (anche raggruppati in cluster) presentano una richiesta preliminare di incentivo per la CCUS fornendo alcune informazioni di carattere generale sul progetto di cattura
- c) Si procede ad una selezione preliminare dei progetti tramite una procedura di qualifica volta a verificare i requisiti minimi di accesso e di compatibilità tecnica con le linee di sviluppo di cui al punto a), pervenendo così ad un insieme di progetti eleggibili

## FASE 2

- a) I progetti eleggibili in esito alla fase 1 sono ammessi alla seconda fase di selezione centralizzata su base competitiva (da valutare se per contingenti separati): i proponenti selezionati sono quindi chiamati a fornire ulteriori elementi di dettaglio sui progetti di cattura proposti.
- b) Si procede ad una successiva selezione basata su **ulteriori requisiti** specifici di accesso, ad esempio, sotto il profilo autorizzativo e finanziario.
- c) Viene costruita una graduatoria, sulla base di una serie di criteri di selezione a cui corrispondono diversi punteggi e pesi predefiniti. Una prima ipotesi di **criteri** potrebbe essere la seguente:
  - i. **Costo unitario della cattura:** costo unitario [es. €/tCO<sub>2</sub>], fornito dal proponente, per realizzare la cattura suddiviso nelle componenti di costo CAPEX e OPEX tenendo conto anche di valori soglia definiti ex ante. Oltre ai costi della cattura potrebbe essere opportuno tener conto del costo logistico e di trasporto aggiuntivo (allacci, trasporto multimodale) per raggiungere il perimetro delle infrastrutture regolate di cui al punto a) della FASE 1.
  - ii. **Costi T&S di sistema:** costo valutato a livello centralizzato [€/tCO<sub>2</sub>] sulla base dei volumi attesi conferiti, delle distanze e modalità di trasporto e tenendo conto anche di eventuali sinergie con altri cluster di progetti presentati/potenziati limitrofi.
  - iii. **Maturità Progettuale:** valutata sulla base di alcuni elementi forniti dal proponente quali: data prevista di esercizio, stato del progetto, prerequisiti per il trasporto e lo stoccaggio. Al fine di garantire il rispetto dei tempi pianificati, appare opportuno prevedere meccanismi dissuasivi quali ad esempio la riduzione degli incentivi riconosciuti<sup>30</sup>.
  - iv. **Indice di rilevanza CCUS settoriale:** valutazione assegnata sulla base del livello di decarbonizzazione raggiungibile tramite CCUS rispetto alle altre leve di decarbonizzazione disponibili, tenendo conto anche della fattibilità tecnica-economica.

In accordo alle linee guida sulla disciplina comunitaria sugli aiuti di stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia (CEEAG), nel caso di procedure competitive si assume che i criteri economici abbiano un peso prevalente.

<sup>30</sup> Da valutare se includerlo integralmente nei prerequisiti di accesso alla graduatoria di cui al punto b) ed escluderlo dai criteri della graduatoria

- d) I progetti sono ordinati per punteggio e selezionati in coerenza ai limiti della capacità di trasporto eventualmente individuati attraverso processo di *open season* che terrà conto eventualmente anche di emettitori non incentivati (es. esteri). Appare opportuno prevedere anche un margine di flessibilità, per poter eventualmente revisionare, in difetto o in eccesso, il contingente messo ad asta anche per evitare di “spezzare” i volumi delle progettualità ricadenti al margine della saturazione del contingente.
- e) Si ipotizza di poter adeguare lo sviluppo infrastrutturale preliminare di cui al punto a) della fase 1 sulla base degli esiti delle *open season* verificando eventuali incompatibilità tecniche economiche nell’orizzonte temporale previsto (sia lato progetti cattura selezionati che di sviluppo infrastrutturale).
- f) Si definisce la lista definitiva di progetti che possono accedere agli incentivi del bando.

### 7.3 Ipotesi di schemi di supporto per gli emettitori della filiera CCUS

La filiera Carbon Capture and Storage è caratterizzata da un significativo fabbisogno di capitali di investimento e al contempo di costi di esercizio non trascurabili per via soprattutto dei fabbisogni energetici connessi al processo di cattura (cap. 5). Al fine di colmare il gap economico e finanziario della soluzione CCUS rispetto all’attuale contesto normativo e di mercato appare necessario introdurre un meccanismo incentivante in conto esercizio, eventualmente affiancato ad un meccanismo di supporto in conto capitale riconosciuto agli emettitori che abbattano le loro emissioni attraverso il ricorso alla CCUS.

Gli investimenti complessivi necessari per realizzare gli impianti e le infrastrutture della filiera nazionale CCUS (Cattura, Trasporto, Utilizzo<sup>31</sup>, Stoccaggio) nella sua prima fase di sviluppo (4 Mtpa al 2030) sono stimati nell’intervallo dei 3,5-6 Mld (come descritto più dettagliatamente al Par. 7.4).

Un eventuale meccanismo di supporto in conto capitale (presente anche in altri paesi, come ad esempio in UK), che supporti una quota parte minoritaria degli investimenti iniziali delle diverse fasi della filiera, potrebbe agevolare la scelta di investimento e la bancabilità dei progetti. Un eventuale meccanismo di supporto in conto capitale dovrà necessariamente essere accompagnato anche da un sistema in conto esercizio, riconosciuto agli emettitori con cattura, e tener conto di eventuali ulteriori strumenti di supporto a livello europeo al fine di evitare sovra remunerazioni. L’introduzione di un meccanismo in conto capitale comporta tuttavia un inevitabile incremento delle spese di supporto nel breve termine e potrà essere valutata e ponderata solo sulla base dei vincoli sulle risorse a disposizione per finanziare l’avvio della filiera, che verranno definite nei prossimi anni con il completamento del quadro normativo.

Il meccanismo in conto esercizio può basarsi, come riscontrato in esperienze normative di altri stati europei (Cap. 2), su un contratto per differenza CfD tra i costi sostenuti per l’abbattimento della CO<sub>2</sub> mediante CCUS e il controvalore delle quote ETS oppure, in alternativa, tra i costi di produzione low carbon mediante CCUS e quelli in un impianto controfattuale unabated.

In particolare, per ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> catturata netta (o evitata) e stoccata (o utilizzata in via permanente) o per ogni unità di prodotto decarbonizzato, può essere corrisposta un contributo unitario pari alla differenza di:

$$CfD = SP_{tot\ CCUS} - RP$$

Dove:

$SP_{tot\ CCUS}$ : Strike Price riconosciuto per i costi di investimento e operativi sostenuti dall’operatore per la cattura, il trasporto multimodale e lo stoccaggio o utilizzo della CO<sub>2</sub>. Può essere espresso in termini di costo per unità di CO<sub>2</sub> catturata netta o evitata (€/tCO<sub>2</sub>) o per unità di prodotto low carbon (€/t, €/kg, €/MWh), e coincide con la somma di tre contributi:

<sup>31</sup> Sulla base degli elementi acquisiti nello studio non si è a conoscenza di progetti di Utilizzo che entreranno a far parte della filiera nazionale CCUS nel breve termine e di conseguenza non sono stati conteggiati nell’ammontare di investimenti stimato per l’avvio della filiera

$$SP_{tot\ CCUS} = SP_{Catt\ CAPEX} + SP_{Catt\ OPEX} + T_{T\&S}$$

$SP_{Catt\ CAPEX}$ : è la quota parte dello strike price riconducibile ai costi di investimento sostenuti dall'investitore per la realizzazione della cattura<sup>32</sup>, al netto di eventuali ulteriori sussidi in conto capitale da meccanismi comunitari (es. Innovation Fund) o nazionali. Può essere espresso come costo per unità di CO2 catturata netta o evitata o per unità di prodotto decarbonizzato mediante CCUS.

$SP_{Catt\ OPEX}$ : è la quota parte dello strike price riconducibile ai costi operativi fissi e variabili sostenuti per la cattura<sup>33</sup>. Al fine di mantenere un'aderenza ai reali costi sostenuti nella vita utile dall'operatore si ritiene opportuno valutare una loro indicizzazione ai prezzi commodities e quote ETS. Può essere espresso come costo per unità di CO2 catturata netta o evitata o per unità di prodotto decarbonizzato mediante CCUS.

$T_{T\&S}$ : è la quota parte dello strike price riconducibile ai costi per il trasporto e lo stoccaggio della CO2. Di conseguenza potrebbe corrispondere ad un contributo a copertura delle tariffe regolate per il trasporto e lo stoccaggio e ad un'eventuale componente addizionale forfettaria per mitigare i costi del trasporto per contesti geograficamente sfavorevoli. Questa componente addizionale, potrebbe basarsi su parametri standard di costo unitario del trasporto fuori rete oppure essere calcolata in funzione del costo regolato.

$RP$ : il reference price nel caso lo strike price è espresso per unità di CO2 può essere indicizzato al prezzo ETS o espresso tramite una sua funzione (es. una funzione del prezzo ETS di mercato con dei cap e dei floor, oppure una traiettoria che definisce un prezzo ETS amministrato nel tempo). Nel caso invece lo strike price fosse espresso per unità di prodotto decarbonizzato mediante CCUS può essere rappresentato dal costo della produzione controfattuale unabated indicizzato al prezzo dei combustibili e della quota ETS da cui dipende.

La durata dell'incentivo, a fronte di tecnologie che hanno una vita tecnica stimabile in circa 25 anni può essere individuata nell'intervallo di 10-20 anni con eventuali differenziazioni tra le categorie di emettitori ed eventuale possibilità di proroghe. L'incentivo in analogia ad altre tecnologie di decarbonizzazione supportate dovrà consentire una congrua remunerazione degli investimenti ( $IRR \geq 8\%$ ) al fine di poter attrarre gli operatori a sviluppare queste nuove tecnologie di decarbonizzazione.

L'incentivo sarà riconosciuto sulla base delle quantità di CO2 catturata al netto delle emissioni ausiliarie connesse al processo stesso di cattura (una proxy quindi della CO2 "evitata") prevedendo una procedura sufficientemente agile di contabilizzazione (es. valori di default per configurazione impiantistica con eventuale possibilità di misure su richiesta) e in maniera da premiare le configurazioni più efficienti. Il contributo delle emissioni riconducibili alle attività T&S (es. fabbisogni energetici, perdite ecc.) sarà valorizzato in maniera da promuovere l'efficienza all'interno delle tariffe regolate T&S.

In una fase iniziale del meccanismo di incentivazione il supporto potrebbe essere riconosciuto per le sole emissioni di origine non biogenica poiché valorizzabili con prezzi di riferimento legati al sistema ETS nel contratto per differenza che minimizzano l'onere per la collettività. Queste emissioni sono inoltre ad oggi le uniche conteggiate ai fini degli obiettivi in materia di clima e per i target afferenti ai settori non ETS al 2030. Tuttavia, l'evoluzione attesa nel quadro normativo Europeo porta a ritenere che la cattura di emissioni biogeniche o dall'atmosfera saranno maggiormente integrate e valorizzate sia nei target climatici che nei meccanismi di mercato in relazione a quando sarà disponibile un sistema di certificazione Europeo e un mercato volontario delle emissioni più consolidato. Sulla base di queste considerazioni lo schema analizzato e proposto per le emissioni negative al Par. 7.3.4 sarà attivato in funzione del livello di maturità tecnologica e normativo di questo settore. Considerata la particolarità del settore dei rifiuti, appare possibile estendere i *Carbon contract for Difference* (Par. 7.3.1) anche alle emissioni del settore *Waste to Heat* valutando eventualmente anche la possibilità, solo per questo settore, di includere fin da subito anche le emissioni biogeniche per evitare condizioni che inducano ad uno sviluppo sub ottimo degli impianti.

<sup>32</sup> Potrebbe includere anche alcuni costi di investimento logistici a carico dell'emettitore quali allacci, stoccaggi temporanei ecc.

<sup>33</sup> Potrebbe includere eventuali costi di trasporto multimodale al di fuori del perimetro regolato che eccedono l'eventuale componente riconosciuta nella componente T&S

L'incentivo CfD potrebbe essere strutturato "a due vie" in maniera da compensare l'emettitore in caso di prezzo ETS inferiore allo *strike price* e viceversa di ricevere una compensazione dall'emettitore in caso di prezzo della quota ETS superiore (per un valore in entrambi i casi pari della differenza tra i due). Con la struttura "a due vie" gli emettitori decarbonizzati mediante CCUS continuano a rispecchiare i costi ETS per qualsiasi livello di prezzo della quota. L'incentivo ad ogni modo garantisce una congrua remunerazione degli investimenti. In alternativa, l'incentivo CfD potrebbe essere strutturato "ad una via" in maniera da compensare l'emettitore nel solo caso di prezzo ETS inferiore allo *strike price* non comportando alcun esborso dell'emettitore in caso di prezzi ETS superiori allo *strike price*. Con la struttura ad "una via" gli emettitori decarbonizzati mediante CCUS continuano a rispecchiare i costi ETS solo per prezzi ETS inferiori allo *strike price* CCUS, mentre per valori superiori sostengono il costo del solo *strike price* CCUS che di fatto fisserebbe un cap al costo delle emissioni ETS ridotte con CCUS. Nel caso di settori meno esposti alle ricadute del costo della CO<sub>2</sub> sui mercati (es. *Energy&Utilities*) si potrebbe optare per un meccanismo a due vie in analogia anche ad altre misure di decarbonizzazione (rinnovabili elettriche, idrogeno). Nel caso di settori industriali *Hard to Abate* a fronte dell'esigenza del settore di disporre di tecnologie di decarbonizzazione che mitighino anche l'esposizione alle ricadute dei costi ETS, poiché maggiormente esposti alla concorrenza dei mercati internazionali, si potrebbe optare per un meccanismo "ad una via calmierato". Si intende una tariffa per differenza che in caso di prezzi ETS inferiori allo *strike price* CCUS compensa la differenza, mentre per prezzi ETS al di sopra dello *strike price* CCUS consente all'emettitore di trattenere una parte della differenza con l'effetto di mitigare parzialmente i suoi costi ETS e al contempo di consentire un recupero di risorse da parte del sistema (es. l'emettitore corrisponde una parte dei margini conseguiti al sistema solo per prezzi ETS superiore di un certa soglia allo *strike price*, oppure una ripartizione in quote percentuali tra emettitore e sistema dei mancati costi ETS in caso di prezzi ETS sopra lo *strike price*). Per mitigare i costi di sistema in caso di prezzi ETS particolarmente bassi si potrebbe valutare l'opportunità di introdurre un valore di soglia minimo (*floor*) al valore del *Reference Price* al di sotto del quale la differenza di costo non viene compensata. Ovviamente le tariffe incentivanti nelle diverse forme di compensazione tra i costi CCUS ed ETS dovranno risultare compatibili con la disciplina comunitaria in materia di aiuti di Stato.

Come già anticipato l'incentivo tramite CfD può essere strutturato per unità di CO<sub>2</sub> evitata mediante CCUS, o per unità di prodotto decarbonizzato mediante CCUS, nel primo caso si svilupperebbe sottoforma di un CCfD *Carbon Contract for Difference* (Par. 7.3.1) nell'altro caso come CfD simili a quelli già in via d'implementazione per l'elettricità e l'idrogeno per altre opzioni di decarbonizzazione riadattandoli alla CCUS (Par. 7.3.2 e 7.3.3). La scelta di un unico schema di incentivazione del tipo CCfD potrebbe favorire una maggiore omogeneizzazione ed integrazione del mercato della CO<sub>2</sub>, garantendo condizioni di maggiori competitività tra le diverse tipologie di emettitori sulla base di regole comuni. La scelta di adottare schemi CfD dedicati, in analogia a quanto proposto a seguire per l'idrogeno e l'elettricità, potrebbe avere, da un lato, il vantaggio di garantire una migliore integrazione con gli altri mercati energetici di riferimento e i relativi strumenti e regolazioni già presenti, dall'altro, comportare difficoltà attuative nel gestire un procedimento competitivo unico per tutti gli emettitori. Guardando alle esperienze adottate dagli altri stati si riscontrano entrambi gli approcci: in Olanda il meccanismo "SDE++" è assimilabile ad uno schema unico CCfD, mentre in UK sono stati sviluppati sia CCfD che CfD differenziati per settore.

### 7.3.1 Schema di incentivazione CCfD *Carbon Contract for Difference*

Per ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> catturata netta o evitata mediante CCUS, potrebbe essere corrisposta una tariffa sottoforma di «*Carbon Contract for Difference*» pari a:

$$CCfD = SP_{tot\ CCUS} - RP$$

Con:

$$SP_{tot\ CCUS} = LCOC_{Catt\ CAPEX} + LCOC_{Catt\ OPEX} + T_{T\&S}$$

Dove:

$LCOC_{Catt CAPEX}$ : quota parte  $CAPEX$  del costo unitario livellato della CO<sub>2</sub> catturata netta o evitata [€/tCO<sub>2</sub>]<sup>34</sup>, decurtato dei costi coperti da altri incentivi ricevuti in conto capitale. Si potrebbe valutare di commisurare questa componente sulla base di un ammontare di emissioni catturate potenzialmente raggiungibili prima della fine della vita utile di incentivazione (es. 5-10 anni). L'incentivazione termina o al raggiungimento di questo ammontare di emissioni oppure al raggiungimento del periodo di tempo identificato (ad esempio al decimo anno).

$LCCA_{Catt OPEX}$ : quota parte  $OPEX$  del costo unitario livellato della CO<sub>2</sub> catturata netta o evitata [€/tCO<sub>2</sub>]<sup>35</sup>. Componente riconosciuta per l'intera vita utile dell'incentivo eventualmente indicizzata al prezzo gas e alle quote ETS.

$T_{T\&S}$ : è la quota parte dello strike price riconducibile ai costi per il trasporto e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Di conseguenza potrebbe corrispondere ad un contributo a copertura delle tariffe regolate per il trasporto e lo stoccaggio e ad un'eventuale componente addizionale forfettaria per mitigare i costi del trasporto per contesti geograficamente sfavorevoli.

$RP$ : Reference Price, che può essere indicizzato al prezzo ETS o espresso tramite una sua funzione (es. una funzione del prezzo ETS di mercato con dei cap e dei floor, oppure una traiettoria che definisce un prezzo ETS amministrato nel tempo). È valorizzato in misura analoga per le rispettive quote gratuite e non. Eventuali quote gratuite corrispondenti alle emissioni catturate e stoccate rimangono nelle disponibilità del soggetto emittitore che può rivenderle sul mercato. Nel caso degli inceneritori, per la parte di emissioni non biogeniche potrebbe assumere la stessa valorizzazione degli emittitori industriali, nel caso sia confermata nei prossimi anni la loro inclusione in ETS, mentre qualora fossero incluse anche le emissioni biogeniche si potrebbe prevedere un  $RP$  in funzione del prezzo del mercato volontario o una traiettoria di prezzo predefinita che possa contemplare anche prezzi nulli in una fase di avvio transitoria.

*Soggetti ammessi*: Industriali HtA afferenti a specifici sottosectori di attività (per la parte di emissioni non biogeniche soggette ad ETS), inceneritori WtE ed eventualmente impianti termoelettrici e Idrogeno Low carbon nel caso si optasse per tutte le tipologie di emittitori per uno schema di supporto unico CCfD.

*Durata incentivo*: Per gli industriali 10 anni prorogabili a 15 o a 20 per la parte di incentivo  $OPEX$  (inclusi anche compensazioni costi T&S). La parte di incentivo  $CAPEX$  potrebbe essere riconosciuta per una durata inferiore sulla base delle logiche illustrate in precedenza. Per impianti Energy and Utilities (WTE, ma anche Termoelettrici e Idrogeno blu nel caso si optasse per uno schema unico CCfD) 15 anni prorogabili a 20.

### 7.3.2 Schema di incentivazione CfD per settore termoelettrico con cattura

Per gli impianti termoelettrici che generano elettricità *low carbon*, mediante CCUS, il meccanismo CCfD descritto in precedenza dovrebbe essere opportunamente modificato per tenere conto dei maggiori costi in conto capitale ed operativi dell'impianto di generazione dotato di cattura rispetto ad un impianto controfattuale *unabated* dovuti alla riduzione del rendimento di conversione ed all'impatto economico connesso all'esigenza di esercire l'impianto ad un livello di potenza minimo necessario ad assicurare contestualmente l'efficiente funzionamento dell'impianto di cattura ed il rispetto dei vincoli tecnici dell'impianto di generazione; ai costi operativi sostenuti per i servizi T&S; nonché tenere conto anche dei risparmi conseguiti in ambito ETS per le mancate emissioni<sup>36</sup>.

Pertanto, a mero titolo esemplificativo, la struttura del CfD<sup>37</sup> diverrebbe, per ogni unità di energia elettrica immessa decarbonizzata mediante cattura:

<sup>34</sup> Potrebbe includere anche alcuni costi di investimento logistici a carico dell'emittitore quali allacci, stoccaggi temporanei ecc.

<sup>35</sup> Potrebbe includere eventuali costi di trasporto multimodale al di fuori del perimetro regolato che eccedono l'eventuale componente riconosciuta nella componente T&S

<sup>36</sup> Nel caso di un impianto CCGT *utility scale*, per prezzi gas nell'intervallo 30-40 €/MWh, i costi operativi variabili dell'impianto con cattura sono superiori all'impianto *unabated* per valori della quota ETS <95€/tCO<sub>2</sub>, viceversa al di sopra.

<sup>37</sup> Dividendo per il fattore emissivo della CO<sub>2</sub> evitata per unità di generazione di energia elettrica da impianto termoelettrico con cattura rispetto alla medesima produzione da impianto senza cattura si otterrebbe l'equivalente valore in €/Tco<sub>2</sub>

$$CfD_{Termo} = SP_{tot\ CCUS_{Termo\_mintec}} + SP_{tot\ CCUS_{Termo\_disp}} - RP_{Termo}$$

Con:

$$\begin{aligned} SP_{tot\ CCUS_{Termo\_mintec}} &= [SP_{Power-CCS} + SP_{Catt\ CAPEX} + SP_{CAPEX} - P_{market}] \times E_{min}/E_{tot} \\ SP_{tot\ CCUS_{Termo\_disp}} &= [SP_{Power-CCS} + SP_{Catt\ CAPEX}] \times E_{disp}/E_{tot} \\ RP_{Termo} &= [RP_{Power-unab}] \times E_{disp}/E_{tot} \end{aligned}$$

Dove:

$SP_{tot\ CCUS_{Termo\_mintec}}$ : Strike price generazione elettrica low carbon per la quota di minimo tecnico

$SP_{tot\ CCUS_{Termo\_disp}}$ : Strike price generazione elettrica low carbon per la quota parte dispacciabile

$RP_{Termo}$ : Strike price termoelettrico unabated di riferimento per la quota parte dispacciabile

$E_{min}$ : generazione elettrica low carbon immessa riconducibile alla producibilità minima tecnica;

$E_{disp}$ : generazione elettrica low carbon immessa riferita alla quota di potenza disponibile ulteriore rispetto a quella corrispondente alla producibilità minima tecnica;

$E_{tot} = E_{disp} + E_{min}$ : generazione elettrica low carbon totale immessa  $SP_{Catt\ CAPEX}$ : è la quota parte dello strike price riconducibile ai costi di investimento sostenuti dall'investitore per la realizzazione della cattura<sup>38</sup>, al netto di eventuali ulteriori sussidi in conto capitale da meccanismi comunitari (es. Innovation Fund) o nazionali, espresso come costo atteso per unità di energia elettrica decarbonizzata prodotta (o che ci si attende sarà prodotta) dall'impianto termoelettrico con cattura;

$SP_{CAPEX}$ : è la quota parte dello strike price riconducibile ai costi di capitale che caratterizzano l'impianto termoelettrico (al netto di quelli relativi alla cattura) per la sola quota attribuibile alla potenza corrispondente alla producibilità minima tecnica;

$SP_{Power-CCS}$ : *strike price* impianto elettrico con cattura, ovvero il costo operativo di generazione di dell'impianto termoelettrico con cattura che tiene conto almeno dei costi connessi al consumo di combustibile, di eventuali costi residuali ETS e dei costi dei servizi T&S;

$RP_{Power-unab}$ : *reference price* impianto termoelettrico *unabated* di riferimento, ovvero il costo operativo di generazione di un impianto termoelettrico ad elevata efficienza (probabilmente un CCGT) che tenga conto almeno dei costi connessi al consumo di combustibile e dei costi ETS. Questo prezzo di riferimento è indicizzato a prezzi gas ed ETS;

$P_{market}$ : prezzo di mercato all'ingrosso spot dell'energia elettrica ottenibile, in ciascun periodo rilevante di mercato, dall'impianto di generazione con cattura e riferito alla zona di mercato in cui è localizzato l'impianto stesso;

Volendo utilizzare un CfD ad una via, la formula precedente diverrebbe:

$$CfD_{Termo} = SP_{tot\ CCUS_{Termo\_mintec}} + Max \left[ 0; SP_{tot\ CCUS_{Termo\_disp}} - RP_{Termo} \right]$$

Potrebbe tuttavia essere opportuno definire per il termoelettrico con cattura uno schema di supporto che consenta da una parte di massimizzare l'efficacia della decarbonizzazione del settore elettrico e dall'altra di integrare pienamente lo schema di supporto nell'ambito dei mercati a termine oggi esistenti, consentendo tra l'altro di ridurre i rischi a cui sono esposti i produttori a beneficio del sistema.

In particolare, similmente a quanto sperimentato già in Gran Bretagna (Par.2.2.1), si potrebbe integrare lo schema di supporto precedentemente illustrato con un CfD ad una via a favore del sistema quale il

<sup>38</sup> Potrebbe includere anche alcuni costi di investimento logistici a carico dell'emettitore quali allacci, stoccaggi temporanei ecc.

seguinte, applicabile ad una quota di potenza dell'impianto con cattura corrispondente alla quota di potenza disponibile ulteriore rispetto a quella corrispondente alla producibilità minima tecnica:

$$CfD_2 = \text{Max}[0; P_{\text{market}} - RP_{\text{power-unab}}]$$

L'applicazione di questo CfD consentirebbe da una parte di trattenere a favore del sistema i margini ottenibili dall'impianto termoelettrico con cattura in caso di prezzi dell'energia elettrica superiori ai costi variabili standard<sup>39</sup>; dall'altra di incentivare gli impianti termoelettrici *low carbon* ad offrire (per la quota di potenza "dispacciabile") prezzi intermedi tra le rinnovabili e gli impianti termoelettrici unabated favorendo la formazione di un *merit order* sul mercato elettrico in cui la generazione termoelettrica decarbonizzata con cattura sia dispacciata prima di un impianto *unabated* ad elevata efficienza, ma dopo le rinnovabili.

È d'altra parte evidente che applicando uno schema di supporto che includa il suddetto CFD ad una via l'impianto con cattura non potrebbe coprire appieno i propri costi fissi.

Pertanto, sarebbe necessario prevedere un'apposita componente a copertura dei costi fissi<sup>40</sup> degli impianti termoelettrici con cattura. Per consentire una piena integrazione degli schemi di supporto per gli impianti termoelettrici con cattura con l'impianto degli altri meccanismi di mercato a termine, si potrebbe valutare la possibilità di intervenire sul meccanismo del *capacity market*, aggiornandone le attuali regole al fine di contemplare all'interno di tale meccanismo anche un segmento dedicato a questa tipologia di impianti termoelettrici *low carbon* (ovvero impianti che si dotano di impianti di cattura). Le regole che caratterizzerebbero questo specifico segmento del *capacity market* dovrebbero essere opportunamente modificate per tenere conto, ad esempio: di un maggior *derating* della potenza (ai fini del calcolo della capacità disponibile in probabilità o CDP) per tenere conto della perdita di efficienza connessa ai processi di cattura, di una modifica della struttura del contratto di opzione che caratterizza il *capacity market*, rivedendo tra l'altro la costruzione dello strike price per allinearli a quello del CfD una via sopra ipotizzato ( $RP_{\text{power-unab}}$ ) nonché per integrare eventualmente nel *capacity market* anche lo schema di supporto base.

Lo schema di supporto nel suo insieme potrebbe essere commisurato ad una vita utile di 15 anni eventualmente prolungabile per la parte a compensazione dei costi operativi.

### 7.3.3 Schema di incentivazione CfD per idrogeno blu

Per la produzione di idrogeno *low carbon*, mediante CCUS, si potrebbe adottare, in alternativa ad uno schema CCfD, uno schema di supporto dedicato che si integri e coordini con lo schema di supporto in via di definizione per l'idrogeno rinnovabile. Nel particolare per ogni kg di H2 *low carbon* mediante CCUS potrebbe essere riconosciuta una tariffa sottoforma di *Contract for Difference* pari a:

$$CfD = SP_{\text{tot CCUS}} - RP$$

Con:

$$SP_{\text{tot CCUS}} = LCOH_{\text{Catt off CAPEX}} + LCOH_{\text{Catt off OPEX}} + T_{T\&S}$$

Dove:

$LCOH_{\text{Catt off CAPEX}}$ : quota parte CAPEX del costo unitario livellato di produzione dell'idrogeno con cattura di CO2 (€/kgH2) eventualmente decurtato dei costi coperti da incentivi in conto capitale.

$LCOH_{\text{Catt off OPEX}}$ : quota parte OPEX del costo unitario livellato di produzione dell'idrogeno con cattura (€/kgH2) indicizzato eventualmente al prezzo gas e delle quote. Questa componente potrebbe

<sup>39</sup> Si consideri che già lo schema di supporto "base" consente di trattenere a favore del sistema eventuali margini afferenti alla producibilità minima tecnica e alla differenza tra costi variabili tra impianto con e senza cattura (salvo l'opportunità di strutturare lo schema base come CCFD ad una via).

<sup>40</sup> Potrebbero contemplare oltre ai costi di investimento anche i costi operativi fissi, oppure in alternativa questi ultimi potrebbero essere inclusi nei costi operativi di generazione prima descritti

essere valutata in ottica futura al netto di eventuali GO dedicate (GO H2 blu) nel caso si sviluppasse un eventuale sistema di garanzia di origine ad hoc.

$T_{T\&S}$ : è la quota parte dello strike price riconducibile ai costi per il trasporto e lo stoccaggio della CO2. Di conseguenza potrebbe corrispondere al contributo a copertura delle tariffe regolate per il trasporto e lo stoccaggio e ad un eventuale componente addizionale forfettaria per contesti geograficamente sfavorevoli.

$RP$ : Qualora si adotti una struttura per utilizzatore come quella ipotizzata nello schema di supporto in via di definizione per l'idrogeno rinnovabile il reference price potrebbe essere rappresentato dal costo del combustibile sostituito in funzione del settore di impiego come segue:

- Trasporti: Prezzo gasolio + costo CO2
- Altri usi termici: Prezzo gas naturale + costo CO2
- Sostituzione idrogeno grigio: proxy costo di produzione dell'idrogeno grigio

*Durata incentivo*: 15 anni prorogabili a 20.

*Soggetti ammessi*: l'ammissione a questo schema potrebbe essere limitato agli impianti di produzione di idrogeno low carbon mediante CCUS. Il caso di installazione di un sistema di cattura integrato alla produzione di idrogeno nell'ambito di un processo industriale (es. SMR con cattura in raffinerie chimica ecc.) potrebbe essere adeguatamente supportato anche mediante il CCfD previsto per gli HtA (Par.7.3.1).

*Tipologia CfD*: si potrebbe optare per una struttura "a due vie"

### 7.3.4 Schema di incentivazione CCfD per emissioni negative con CCUS

Per ogni tonnellata di CO2 biogenica o atmosferica catturata netta o evitata mediante CCUS applicata nell'ambito delle emissioni negative, potrebbe essere corrisposta una tariffa sottoforma di «Carbon Contract for Difference» pari a:

$$CCfD = SP_{tot\ CCUS} - RP$$

Con:

$$SP_{tot\ CCUS} = LCOC_{catt\ off\ CAPEX} + LCOC_{catt\ off\ OPEX} + T_{T\&S}$$

Dove:

$LCOC_{catt\ off\ CAPEX}$ : quota parte  $CAPEX$  del costo unitario livellato della CO2 catturata netta o evitata [€/tCO2], eventualmente decurtato dei costi coperti da altri incentivi in conto capitale.

$LCOC_{catt\ off\ OPEX}$ : quota parte  $OPEX$  cattura del costo unitario livellato CO2 catturata netta o evitata [€/tCO2]. Componente riconosciuta per l'intera vita utile dell'incentivo eventualmente prorogabile. Si valuterà in sede di definizione di dettaglio del meccanismo se possa risultare necessario introdurre un'indicizzazione di questa componente.

$T_{T\&S}$ : è la quota parte dello strike price riconducibile ai costi per il trasporto e lo stoccaggio della CO2. Di conseguenza potrebbe corrispondere al contributo a copertura delle tariffe regolate per il trasporto e lo stoccaggio, e un'eventuale componente addizionale forfettaria per mitigare i costi del trasporto per contesti geograficamente sfavorevoli.

$RP$ : *Reference Price*, indicizzato al prezzo della CO2 nei mercati volontari (o ad una sua funzione) oppure basato su una traiettoria di prezzo predefinita che possa contemplare anche prezzi nulli in una fase di avvio transitoria.

*Tipologia CfD*: Da definire sulla base degli sviluppi inerenti i mercati volontari tra il modello a "due vie" o ad "una via calmierato".

*Soggetti ammessi*: BEECS, DACCS e a tendere anche rifiuti WtE con elevata componente biogenica.

*Durata incentivo*: 15 anni prorogabili a 20 anni

#### 7.4 Scenari fabbisogni risorse di sistema per l'avvio della filiera CCUS

A seguire si illustra un'analisi preliminare del fabbisogno di risorse di sistema per finanziare lo sviluppo della filiera CCUS necessario per raggiungere i target di decarbonizzazione previsti nel PNIEC al 2030 (4 MtCO<sub>2</sub>). I costi degli sviluppi della filiera CCUS sono valutati, con un approccio cautelativo, sulla base delle analisi dei costi della filiera (Cap. 6) e delle assunzioni di seguito specificate, quest'ultime dipendenti anche dal contesto normativo e di mercato che si andrà a realizzare nei prossimi anni.

Per acquisire una maggiore contezza del fabbisogno di risorse necessario per diverse combinazioni di incentivi (in conto esercizio e in conto capitale) è stata condotta un'analisi di sensitività secondo le assunzioni elencate nel seguito.

- La stima del fabbisogno di risorse si basa su una valutazione dei costi minimi, medi e massimi di investimento della filiera per raggiungere 4 Mtpa al 2030 riportati nella tabella seguente:

Tabella 14 – CAPEX e OPEX della filiera CCS.

	CAPEX med [M€]	CAPEX Low-High [M€]	OPEX med [M€/y]	OPEX Low-High [M€]
<b>Totale filiera CCS Italia (*)</b>	<b>4.593</b>	<b>3.581 – 6.117</b>	<b>325</b>	<b>260 - 455</b>

(\*) Scenari considerati per trasporto rete: LOW tratte Casalborsetti-Ravenna-Ferrara, MED Casalborsetti-Ravenna-Ferrara-Venezia oppure Casalborsetti-Ravenna-Ferrara-Mantova, HIGH Casalborsetti-Ravenna-Ferrara-Brescia. Scenari considerati per trasporto via nave: LOW pari a 0 Mtpa, nel caso in cui non si concretizzi questa modalità di trasporto per ragioni di mercato, MED equivalente a 1,3 Mtpa, HIGH equivalente a 2,3 Mtpa

- Le 4 Mtpa conferite alla filiera CCUS sono integralmente riconducibili ad emettitori nazionali.
- L'incentivo in conto capitale (con diverse quote CAPEX, ipotizzate dal 10 al 40%) è corrisposto integralmente prima dell'avvio dell'esercizio della filiera, previsto al termine del 2027, a tutte le tipologie di investimento della filiera, fasi di cattura, trasporto (incluse infrastrutture shipping), stoccaggio, in maniera uniforme tra i settori. Non sono presi in considerazione eventuali incentivi in conto capitale a valere su fondi Europei. Entrambe queste ipotesi sono da intendersi cautelative poiché diversi progetti potrebbero accedere a incentivi Europei (CEF, Innovation Fund) e alcuni dei costi di investimento riportati nella filiera potrebbero non essere riconosciuti integralmente.
- L'incentivo in conto esercizio compensa i CAPEX residui, e (tutti) i costi operativi CCUS al netto di ricavi indiretti ETS (considerati per ipotesi: 95€/tCO<sub>2</sub> nello scenario MED, 70 €/tCO<sub>2</sub> nello scenario LOW, 120 €/tCO<sub>2</sub> nello scenario HIGH).
- Le durate dei meccanismi di supporto sono state modellizzate in via semplificata per calcolare l'ammortamento dei CAPEX secondo le seguenti ipotesi sulla vita utile: 15 anni per la cattura, 25 anni per il trasporto via nave e per lo stoccaggio, 30 anni per il trasporto via tubo.
- I volumi conferiti sono stati ipotizzati pari a 2 Mtpa nel 2028, 3 Mtpa nel 2029 e 4 Mtpa nel 2030. I volumi conferiti incidono sui costi sostenuti per gli incentivi della cattura, dal momento che seguono l'entrata in esercizio degli impianti stessi di cattura. Per la parte infrastrutturale si è assunto che la quota di ammortamento annuo dei CAPEX sia coperta a partire dal primo anno di esercizio, a prescindere dai volumi conferiti.
- Il costo a regime del meccanismo in conto esercizio per il volume target di 4 MtCO<sub>2</sub> è raggiunto nel 2030.

I risultati della *sensitivity*, illustrati nel grafico sottostante, evidenziano, nello scenario di costo medio atteso della filiera, un costo di sistema dei meccanismi in conto capitale compreso tra 0-1,8 Mld e un costo per i meccanismi di supporto in conto esercizio dell'ordine dei 200-400 mln€/anno in funzione del livello di quota CAPEX riconosciuta negli schemi in conto capitale.

Considerando, invece, un livello di quota CAPEX riconosciuto negli schemi in conto capitale del 20%, il costo dei meccanismi in conto capitale è compreso tra 0,7-1,2 Mld mentre il costo i meccanismi di supporto in conto esercizio un costo di sistema dell'ordine dei 100-700 mln€/anno in funzione dello scenario di costo della filiera considerato (LOW/MED/HIGH).

Figura 46 – Scenario fabbisogno risorse di sistema per finanziare i meccanismi di supporto della filiera CCUS, per diverse combinazioni di incentivi in conto capitale (CC) e in conto esercizio (CE) e per diversi scenari di costo della filiera



(\*) Per semplicità di rappresentazione, si è supposto che l'onere incentivo in conto capitale sia corrisposto nel periodo dal 2025 al 2027. Verosimilmente, la distribuzione di tale incentivo si protrarrà oltre il 2027, secondo una ripartizione annuale che dipenderà dall'avanzamento dello sviluppo delle infrastrutture, nonché dal dispiegarsi dei progetti di cattura.

### 7.5 Fonti di finanziamento risorse di sistema per la CCUS

I Meccanismi di supporto per l'avvio della filiera CCUS potrebbero trovare copertura su più fonti di finanziamento sia in relazione alla molteplicità dei settori e dei vettori energetici interessati, sia per consentire una maggiore flessibilità di allocazione degli oneri in maniera da mitigare eventuali impatti per fabbisogni concomitanti derivanti da altre misure di decarbonizzazione.

L'articolo 23, comma 7, lettera h), del D.lgs. n. 47/2020, consente di "incentivare la cattura e lo stoccaggio geologico ambientalmente sicuri di CO<sub>2</sub>, in particolare quello emesso dalle centrali a combustibili fossili solidi e da una serie di settori e sottosectori industriali, anche nei Paesi terzi".

In considerazione di ciò, al fine di promuovere l'avvio di una filiera nazionale della CCUS per conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 inclusi nel piano nazionale energia e clima, risulta prioritario poter utilizzare una quota parte delle risorse di cui all'articolo 1, comma 2, lettera i), dello schema di decreto di riparto dei proventi delle aste ETS.

Nonostante ciò, oltre che delle risorse derivanti dai proventi ETS, si potrebbe prevedere di avvalersi anche di quelle relative agli oneri di sistema (di elettricità e gas) per la parte di decarbonizzazione conseguita nei settori Termoelettrico e Idrogeno tramite il ricorso alla CCUS, in analogia a quanto avviene per altre misure di decarbonizzazione (quali le rinnovabili e l'efficienza energetica) nel settore elettrico e del gas.

Un'ipotesi preliminare per individuare le fonti di finanziamento per gli schemi di supporto CCUS potrebbe essere quella di adottare un criterio di settore o vettore oggetto di decarbonizzazione. Con questo principio, si potrebbe ipotizzare di assegnare la copertura degli schemi di supporto per gli emettitori delle utenze *Hard to Abate* ai proventi ETS, quelli delle utenze termoelettriche agli oneri del sistema elettrico, mentre per l'idrogeno low carbon per la vendita a terzi si potrebbe far riferimento agli

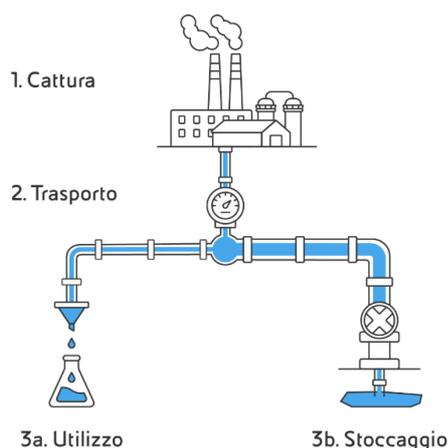
oneri di sistema gas per la parte destinata ad uso termico ad altre risorse adottate per finanziare i meccanismi di supporto per la decarbonizzazione del settore trasporti.

## Allegato 1: Cos'è la CCUS

La **Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS)** è una soluzione tecnologica di decarbonizzazione che consente di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera attraverso le seguenti fasi che costituiscono una filiera tecnologica:

- **Cattura:** il processo di cattura può avvenire attraverso diversi processi e impianti in prossimità dell'emettitore industriale. La cattura avviene generalmente per separazione dell'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) dai gas di scarico mediante diversi processi chimici o fisici (post-combustione)<sup>41</sup> a cui segue una compressione per abilitare il trasporto;
- **Trasporto:** il trasporto della CO<sub>2</sub> concentrata verso la sua destinazione finale avviene generalmente in forma gassosa tramite l'utilizzo di condotte, oppure in forma liquida via mare con l'utilizzo di navi o via terra mediante treni o autobotti;
- **Utilizzo o Stoccaggio** la CO<sub>2</sub> è quindi iniettata in idonee formazioni geologiche dando luogo ad uno stoccaggio geologico permanente (CCS) oppure è impiegata in processi industriali (CCU) per la produzione di prodotti a base di carbonio. Le due fasi sono alternative ma possono agire anche in via complementare. Nel presente Studio si fa riferimento alla sola CCUS sottintendendo entrambi i processi.

Figura 47 – Fasi della filiera CCUS



La CCUS prevede l'impiego di tecnologie consolidate applicate ormai da decenni sia nelle industrie *oil&gas* sia in diversi processi industriali. Nel particolare le tecnologie di separazione dei gas sono state sviluppate nella prima metà del XX secolo principalmente per rimuovere le componenti acide (CO<sub>2</sub> ed H<sub>2</sub>S) dal gas naturale al fine di poterlo commercializzare ed immettere nelle reti di distribuzione. La tecnologia di base con solventi chimici e fisici (assorbimento e adsorbimento) è stata poi applicata in altri ambiti come la produzione di idrogeno, la chimica e la petrolchimica, la produzione di gas tecnici come ossigeno, azoto e, appunto, anidride carbonica. L'applicazione ai fumi di combustione al fine di evitare le emissioni in atmosfera è più recente, ma si basa sostanzialmente sugli stessi principi e sulle stesse tecnologie. Negli ultimi anni la spinta verso la decarbonizzazione e l'interesse del mercato verso la CCUS hanno comportato un notevole sforzo ingegneristico e di ricerca su queste tecnologie. Sono emerse quindi numerose tecnologie di cattura alternative, a livello commerciale ed in alcuni casi ancora in via di sviluppo, che puntano a conseguire un'elevata efficienza di abbattimento, ridurre i costi di investimento e di esercizio (consumi energetici, reagenti chimici etc.), per le diverse tipologie di applicazioni industriali.

Il trasporto della CO<sub>2</sub> avviene in gasdotti assimilabili a quelli già impiegati per il trasporto del gas naturale con specifici requisiti per tener conto delle caratteristiche della CO<sub>2</sub> allo stato gassoso (Regole

<sup>41</sup> Tra i processi di cattura alternativi alla post-combustione si segnala l'ossicombustione che prevede il trattamento dell'aria per la produzione di ossigeno per alimentare il processo di combustione così da poter poi separare la CO<sub>2</sub> dai gas di scarico tramite semplice raffreddamento e condensazione del vapore acqueo, oppure le tecniche di pre-combustione con cui si procede a trasformare il combustibile di partenza a base di carbonio verso un gas di sintesi low carbon (ad alto tenore di idrogeno)

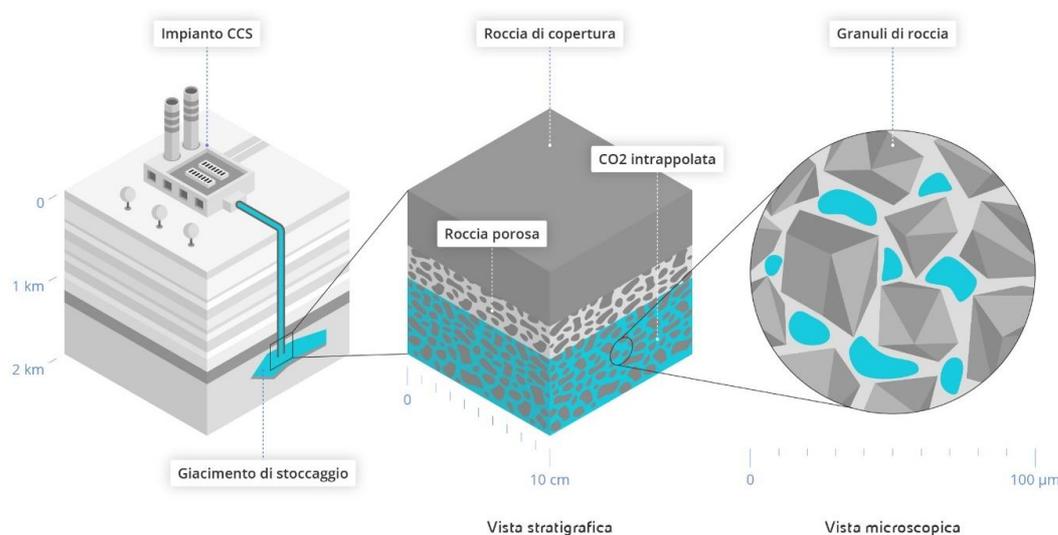
tecniche Cap. 4). Il trasporto via tubo *onshore* rappresenta la modalità di trasporto più economica della CO<sub>2</sub> per distanze dell'ordine delle centinaia chilometri. L'anidride carbonica può essere trasportata anche via nave, treno o autobotte impiegando tecnologie simili a quelle già adottate nelle fasi *midstream oil&gas*, sebbene ad oggi ancora non del tutto sviluppate su larga scala in questo ambito.

La CO<sub>2</sub> può essere utilizzata in nuovi cicli produttivi, secondo i principi dell'economia circolare, per sostituire il carbonio di origine fossile nei prodotti sintetici, prodotti chimici o carburanti. Soltanto alcune forme di utilizzo nei cicli produttivi, tuttavia danno luogo ad un legame chimico permanente del carbonio, che consente anche da un punto di vista normativo di derogare all'obbligo di restituzione delle quote ETS, quali quelli relativi ai materiali edilizi a base di carbonati (maggiori dettagli Par. 5.3)

La CO<sub>2</sub> può essere alternativamente destinata ad uno stoccaggio geologico permanente, in questo caso viene iniettata all'interno di formazioni geologiche idonee ad immagazzinarla per un tempo indefinito. Queste formazioni sono costituite da una roccia porosa e permeabile, la roccia serbatoio, isolata dalle formazioni superiori da uno o più strati di roccia impermeabile, la cosiddetta roccia di copertura. L'anidride carbonica va a riempire gli interstizi all'interno dei granuli di roccia nella formazione porosa e rimane intrappolata dalla roccia di copertura, esattamente come avvenuto naturalmente nei giacimenti di idrocarburi spesso accompagnati da quote non trascurabili di CO<sub>2</sub>. I meccanismi che garantiscono la permanenza dell'anidride carbonica nel giacimento sono quattro, di cui il primo si verifica immediatamente dopo l'iniezione, mentre gli altri si susseguono su orizzonti temporali anche molto lunghi:

- Confinamento fisico: essendo più leggera dell'acqua, la CO<sub>2</sub> tenderà a risalire nella roccia serbatoio per rimanere intrappolata sotto lo strato di contenimento impermeabile.
- Confinamento capillare: penetrando nei pori della roccia serbatoio, l'anidride carbonica rimane intrappolata dalla tensione capillare che ne ostacola l'ulteriore spostamento.
- Solubilizzazione: parte della CO<sub>2</sub> a contatto con l'acqua geologica nel giacimento viene disciolta al suo interno.
- Mineralizzazione: reagendo lentamente con alcuni minerali presenti nelle rocce, la CO<sub>2</sub> precipita sotto forma di carbonati e si trasforma permanentemente in minerali.

Figura 48 – stoccaggio permanente della CO<sub>2</sub> in formazioni geologiche



Lo stoccaggio può avvenire in giacimenti esauriti o in formazioni acquifere saline per scopi puramente ambientali, ed in questo caso si parla di stoccaggio geologico, oppure in giacimenti di idrocarburi ancora attivi al fine di incrementarne la produzione petrolifera, ed in questo caso si parla di *Enhanced Oil Recovery* (EOR). La finalità della quasi totalità dei moderni progetti di CCS è esclusivamente quella di

decarbonizzazione attraverso lo stoccaggio geologico, che non è in nessun modo collegato alla produzione di idrocarburi e non è compatibile con essa.

Nel caso di impiego di giacimenti esauriti di gas naturale, come quelli che utilizzerà il progetto Ravenna CCS, si procederà a utilizzare formazioni geologiche che sono ben conosciute a seguito di decenni di indagini geologiche e monitoraggi legati alle attività estrattive. Inoltre, il riutilizzo di parte delle infrastrutture esistenti permette di sviluppare i progetti con maggiore rapidità, applicando i principi dell'economia circolare alla decarbonizzazione. La pressione a cui avvengono le operazioni è molto inferiore rispetto al valore iniziale del giacimento, proprio a causa del precedente sfruttamento del gas a fini energetici. Man mano che l'anidride carbonica verrà iniettata nel giacimento ci si avvicinerà gradualmente allo stato di pressione che il giacimento aveva in origine, terminando le operazioni prima di raggiungerlo. Lo stoccaggio avviene in giacimenti che presentano delle strutture geologiche impermeabili di copertura che hanno immagazzinato grandi quantità di gas naturale per milioni di anni e che potranno svolgere il medesimo ruolo anche per la CO<sub>2</sub>.

La CCUS è un processo tecnologico che consente di evitare l'immissione in atmosfera di anidride carbonica proveniente da grandi impianti industriali (*Hard to Abate* - HtA), e dalla generazione elettrica. Con particolare riferimento alle attività produttive dei grandi impianti industriali, le emissioni sono legate in maniera preponderante alle trasformazioni chimico fisiche che avvengono nel processo stesso, e quasi nessuna tecnologia è in grado oggi di ridurle in modo significativo, potendo quindi solo essere intercettate prima che raggiungano l'atmosfera. È il caso della produzione del cemento, dove i due terzi circa della CO<sub>2</sub> proviene dalla calcinazione del calcare, o della siderurgia, nella quale il carbonio è un elemento imprescindibile della metallurgia dell'acciaio. In questi casi l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili hanno limitata efficacia, e non esistono ad oggi e nell'immediato futuro soluzioni alternative alla CCUS altrettanto efficaci per l'abbattimento in termini tecnici ed economici.

Oltre alla decarbonizzazione dei settori industriali, la CCUS gioca un ruolo importante nel contributo al bilanciamento delle reti elettriche permettendo di preservare una quota di produzione di energia elettrica decarbonizzata e programmabile. La natura intermittente (sia a livello giornaliero che stagionale) e non programmabile delle energie rinnovabili rappresenta da questo punto di vista una sfida, tanto maggiore quanto più elevata sarà la percentuale di fonti rinnovabili nel mix energetico, rendendo quindi necessari in futuro sistemi secondari che garantiscano il bilanciamento delle reti elettriche. Tra le possibili soluzioni sono inclusi gli accumulatori elettrici (batterie), la produzione di idrogeno rinnovabile come sistema di accumulo energetico e l'utilizzo di impianti termoelettrici dotati di CCUS per sopperire ai periodi di indisponibilità di energia rinnovabile senza generare emissioni di gas serra. Da segnalare, infine, il ruolo che potranno giocare in futuro le Bioenergie con CCS (BECCS) e la cattura diretta dall'aria (DACCS). Entrambe prevedono di trasportare e stoccare l'anidride carbonica come nelle tecnologie CCUS, ma differiscono nella sorgente della CO<sub>2</sub>. Questa è l'atmosfera stessa nella DACCS, mentre per la BECCS si cattura l'anidride carbonica sviluppata dallo sfruttamento industriale o energetico di biomasse, che a loro volta hanno sottratto il carbonio dall'aria con la fotosintesi clorofilliana durante la loro vita vegetale. In entrambi i casi è possibile ottenere un effetto netto di riduzione della concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera, permettendo di ridurre l'anidride carbonica accumulata in passato: per questo motivo queste tecnologie sono definite carbon negative.

Sulla base delle precedenti considerazioni, tutte le maggiori organizzazioni internazionali (Unione Europea, IPCC, ONU e IEA) ritengono la CCUS un elemento fondamentale di una strategia di decarbonizzazione di medio e lungo termine solida e credibile, che combini al meglio le diverse soluzioni per la riduzione delle emissioni.

Secondo le principali organizzazioni internazionali impegnate per la decarbonizzazione, il ricorso alla cattura e allo stoccaggio/utilizzo della CO<sub>2</sub> rappresenta una delle leve indispensabili per raggiungere l'obiettivo di contenimento del riscaldamento globale.