

TECNOLOGIA ITALIANA NEL CARBON CAPTURE

*Ombretta Cannizzaro, Paolo Cavezzale, Giuseppe Di Vittorio
Termokimik Corporation – Impianti e Procedimenti Industriali S.p.A.
Stefano Malloggi, Cristiana La Marca
Enel S.p.A -Divisione Ingegneria e Innovazione - Ricerca*

1. Summary

Il primo Marzo 2011 è stato ufficialmente inaugurato dal Ministro dell' Ambiente e della Tutela del territorio, dal Commissario Europeo per l' Energia e dalle Autorità locali, il primo impianto pilota Italiano, di 'Carbon Capture and Storage' (CCS).

L'impianto, d'avanguardia a livello mondiale, è il frutto di un investimento di oltre 15 M€ da parte di ENEL, principale utility italiana.

L'infrastruttura, il cui progetto di base è stato sviluppato da Enel, è sita presso la Centrale Termoelettrica Federico II di Brindisi, ed è stata costruita e messa in marcia da *Termokimik Corporation*.

L'impianto pilota è stato installato in configurazione 'side stream', a valle del desolforatore del gruppo termoelettrico n.4 e 'cattura' circa 2,5 tons di CO₂ all'ora (8000 tonnellate/anno).

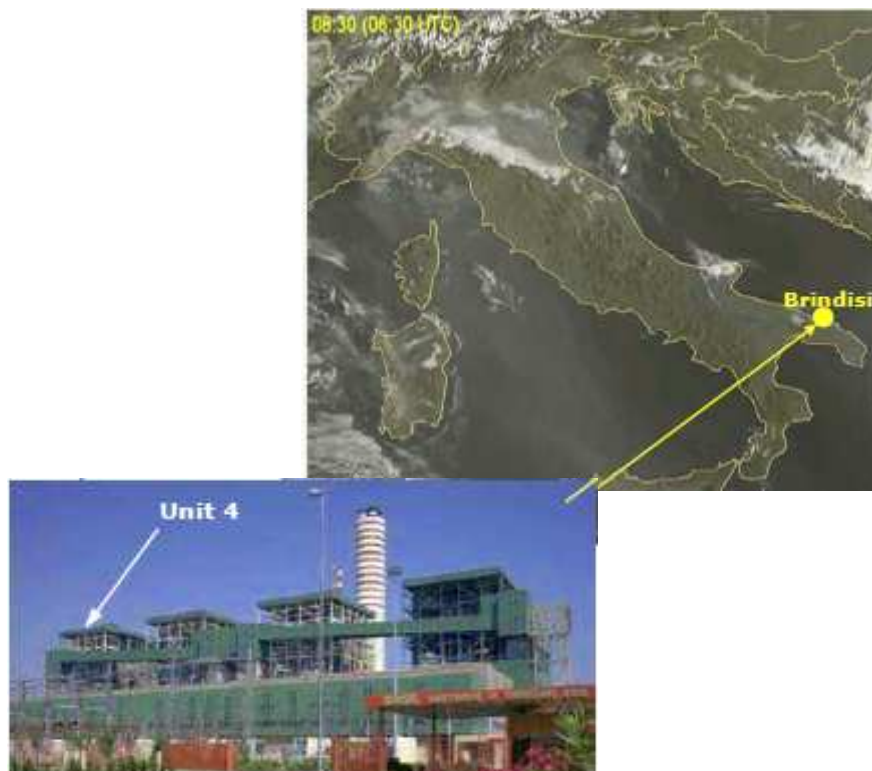


Fig.1 – Area insorgenza Pilota CC

La figura sotto riportata illustra le differenti tecnologie disponibili in ambito Carbon Capture. In funzione del processo o dell'applicazione in questione, ci sono tre differenti metodi di cattura della CO₂ generata da combustibile fossile: Post combustione, Precombustione e Ossicombustione.

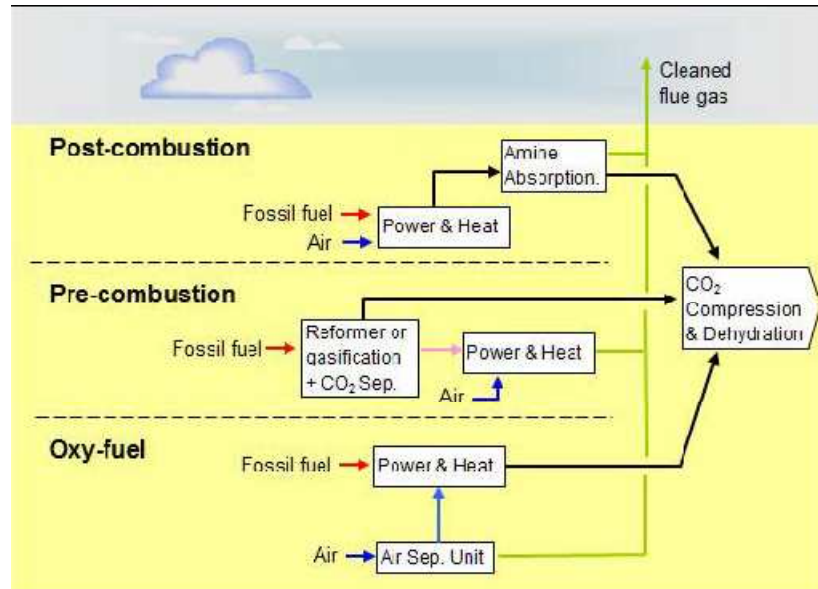


Fig. 2 Tecnologie Carbon Capture

Il processo di *Post Combustione* consiste nella separazione della CO₂ presente nei fumi prodotti dal processo di combustione utilizzando un sorbente liquido, principalmente Ammine (MEA e DEA).

Nel processo di *Pre- Combustione* l'utilizzo di aria comburente primaria in un primo reattore con vapore ed aria/ossigeno, produce il gas di sintesi (principalmente monossido di carbonio e idrogeno). La reazione tra CO e vapore dà luogo alla formazione addizionale di CO₂ e H₂ che vengono separati e veicolati. La CO₂ può successivamente essere stoccata, e l'idrogeno, essendo libero da carbone, può essere utilizzato per generare potenza. Questo processo è normalmente impiegato in impianti che utilizzano gas naturale o impianti carbone che utilizzino un ciclo combinato (IGCC).

Il processo di *Ossicombustione (Oxy Fuel)* utilizza ossigeno al posto dell'aria di combustione e produce dei fumi principalmente composti da CO₂ e vapore acqueo facilmente separabili.

Il programma di sviluppo di Termokimik è al momento concentrato sul processo di **'Post Combustione'**, che è attualmente disponibile per sviluppi su scala commerciale. L'impianto pilota utilizza MEA (MonoEtanolAmmina) come sorbente e in fase di esercizio sperimentale continuativo ha raggiunto efficienze di cattura della CO₂ oltre il 90%.

L'impianto, illustrato in fig.3, si sviluppa su un'area di circa 1.700 m².



Fig.3 – Impianto pilota di cattura CO₂ presso la Centrale Enel Federico II

2. Scheda progetto

I dati principali relativi all'impianto Pilota di Brindisi sono riportati nella seguente scheda progetto:



○ Progetto:	Unità Pilota
○ Position:	Downstream FGD+WESPs
○ Flue Gas Flow:	12.000 Nm ³ /h
○ CO ₂ Capture Eff.:	90%-85%
○ CO ₂ Purity:	> 99%
○ Start-Up year:	2010

2.1 Caratteristiche dei fumi in Ingresso Impianto

L'impianto pilota opera su una corrente di fumi prelevati a valle del trattamento in una centrale già ambientalizzata con sistema di denitrificazione catalitica, precipitatori elettrostatici e sistema di desolforazione.

Le principali caratteristiche dei fumi di combustione in ingresso impianto.

- Concentrazione in ingresso di SO₂ 400 mg/Nm³ @6% O₂ dry
- Concentrazione in ingresso di particolato 25 mg/Nm³ @6% O₂ dry
- Concentrazione CO₂ in ingresso al DeSO_x 14 % vol. Dry
- Portata Fumi 10.000- 12.000- 3.000 Nm³/h

L'aspetto realmente innovativo dell'impianto pilota di Brindisi risiede nella possibilità di simulare diverse condizioni all'ingresso sia in termini di temperatura che di tenore di inquinanti grazie alla presenza di una sezione di pre-trattamento che ha lo scopo di ridurre ulteriormente SO₂, SO₃, particolato e mist fino a livelli estremamente bassi.

La presenza di un pre-trattamento a due stadi, ciascuno munito di un by-pass ad apertura variabile, consentirà di valutare l'influenza del tenore di inquinanti sul sistema di cattura sia in termini di efficienza che di deterioramento del sorbente.

2.2 Descrizione funzionale dell' impianto pilota

L'impianto il cui general flow diagram è riportato in fig. 4 è costituito delle seguenti principali sezioni operative:

Sezione 1 – Prelievo fumi;

Sezione 2 – Desolforazione – DeSO_x;

Sezione 3 – Riduzione del tenore di polveri – WESP;

Sezione 4 – Carbon Capture System;

Parti comuni :

- Drenaggi
- Close drain
- Condense
- Acqua raffreddamento
- Utilities/vapore
- Antincendio

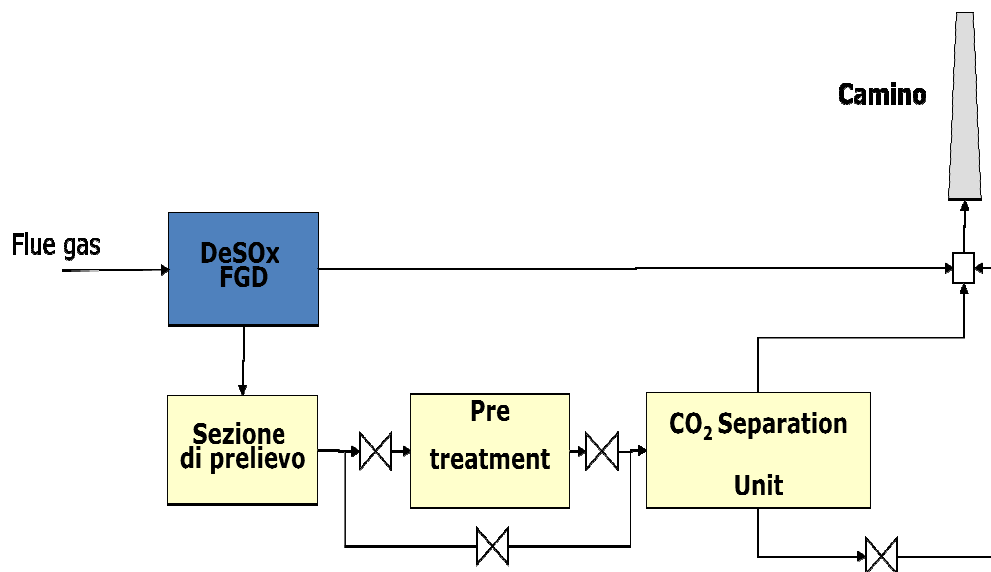


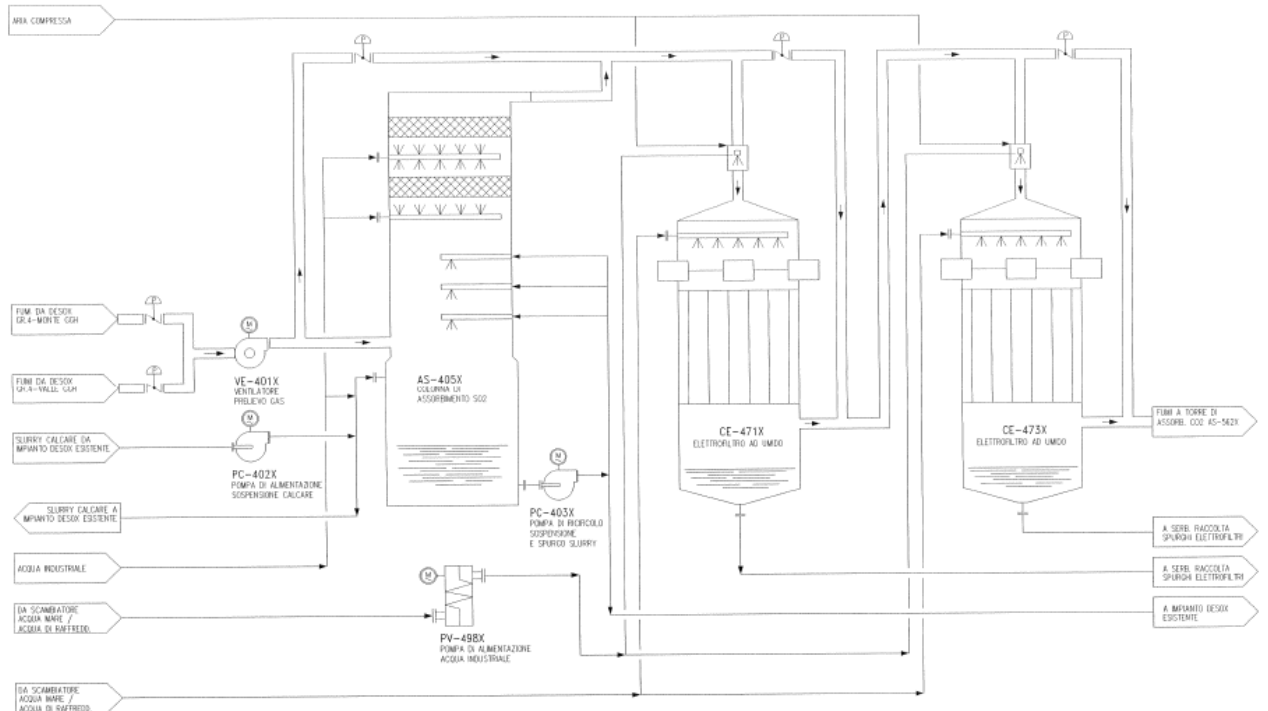
Fig.4 – General flow diagram dell'impianto pilota

2.2.1 Sezione 1- Prelievo fumi

I fumi da trattare vengono prelevati mediante due stacchi posti immediatamente a monte (stacco freddo) e a valle (stacco caldo) dello scambiatore rigenerativo GGH (lato fumi puliti). La possibilità regolare la temperatura in mandata consente di valutare l'impatto di tale parametro sul sistema di cattura.

I fumi da trattare devono contenere bassissime percentuali di SO_x e NO_x e polveri onde evitare la formazione dei ben noti *Heat Stable Salt (HSS)* sali non rigenerabili e stabili, durante la reazione con la MEA. Gli HSS sono i prodotti della reazione acido base tra le ammine e i differenti acidi presenti nei fumi. Una volta formati devono essere riconvertiti in ammine attraverso un processo di reclaiming. Il reclaiming viene eseguito nell'impianto pilota in modalità batch mediante distillazione all'interno del Reclaimer. Per evitare l'eccessiva formazione di HSS può risultare economicamente più vantaggioso pre-trattare i fumi con delle sezioni dedicate. Uno degli obiettivi della sperimentazione è appunto valutare fino a che efficienza spingere il pre-trattamento al fine di trovare la migliore sinergia fra parametri tecnici ed economici..

Lo schema di flusso sotto riportato illustra la sezione di pre-trattamento composta da un Desolfatore e da due Precipitatori elettrostatici ad umido.



2.2.2 Sezione 2 – Desolfurazione

I fumi prelevati a monte e a valle del GGH, vengono inviati ad una sezione di Desolfurazione DeSO_x grazie all’ausilio di un ventilatore centrifugo.

Il trattamento di Desolfurazione previsto nell’impianto pilota di Brindisi è realizzato mediante un Assorbimento del tipo ‘a pioggia’ operante in controcorrente. Il lavaggio dei fumi è effettuato con l’impiego di una sospensione di calcare in acqua al 25% wt.

2.2.3 Sezione 3 – Controllo del particolato – WESP

L’impiego di due precipitatori elettrostatici ad umido (WESP) consente elevate % di rimozione del particolato presente nei fumi provenienti dalla sezione di desolfurazione.

Le particelle solide contenute nei fumi, al loro ingresso nell’elettrofiltro, vengono caricate negativamente per mezzo di un sistema ad alto voltaggio. L’azione del campo elettrico sulle particelle caricate negativamente produce la loro migrazione verso le pareti dei tubi di raccolta dove si accumulano e da dove vengono successivamente rimosse con continuità per effetto di un film di acqua che fluisce verso il basso. Al fine di controllare l’acidità dei fumi in ingresso, indotta dalla presenza di SO₃, viene effettuato un dosaggio di una soluzione acquosa di soda caustica.

- Materiale di costruzione.

L'output della simulazione ha portato a scegliere un riempimento di tipo strutturato e supportato da griglia. Ogni riempimento è inoltre equipaggiato con distributore a gravità di liquido.

In uscita dalla sezione di assorbimento è installato un Demister al fine di ridurre il trascinato di liquido dalla torre e le conseguenti perdite di MEA. Eventuali perdite incidentali del sorbente vengono collettate da una apposita rete e rilanciate allo stoccaggio.

La soluzione amminica esausta (MEA rich) viene accumulata sul fondo della colonna, da dove viene estratta ed alimentata alla successiva sezione di Rigenerazione.

2.2.6 Rigenerazione - Stripper

La rigenerazione delle ammine nel processo di post combustione è estremamente importante. La soluzione di MEA Rich prelevata all'uscita dello assorbitore, viene alimentata ad uno scambiatore rigenerativo, dove viene preriscaldata per effetto del calore ad essa ceduto dalla soluzione di MEA Lean, proveniente dall'uscita della colonna di stripping.

Lo stripper opera in leggera pressione e in controcorrente di vapore. Il flusso gassoso in uscita è convogliato da prima ad un condensatore e poi ad un separatore del trascinato: per effetto del raffreddamento con acqua, nel condensatore avviene la separazione dell'anidride carbonica dal vapore acqueo.

I gas in uscita dal separatore del trascinato (contenenti quasi esclusivamente CO₂) vengono reinviati al condotto fumi in ingresso al Gruppo 4.

La quantità di calore richiesta per rigenerare la MEA rich nella sezione di stripping è espressa in calore (KJ) per unità di massa (Kg) di CO₂ catturata.

Teoricamente il calore necessario per invertire la reazione di assorbimento della CO₂ in MEA è di circa 1900 KJ/Kg CO₂. Praticamente questa quantità è nettamente superiore a causa dell'elevato calore latente dovuto alla diluizione della MEA in acqua.

Il calore necessario viene fornito da un REBOILER a circolazione naturale del tipo Kettle installato alla base della colonna di stripping e alimentato dalla rete vapore della centrale dopo laminazione a bassa pressione.

2.2.7 Trattamento in linea del sorbente

Circa il 20% della soluzione rigenerata e ricircolata di MEA Lean è sottoposta ad un trattamento di filtrazione prima della sua re iniezione nello assorbitore.

La filtrazione è effettuata mediante un filtro meccanico a cartuccia, un filtro a carbone attivo ed un ulteriore filtro meccanico a cartuccia.

2.2.8 Tempistiche di realizzazione impianto

Il progetto è stato assegnato durante il mese di Luglio 2008 e l'impianto è stato collaudato superando in modo positivo i Performance Tests, a Settembre 2010.

Nel corso della progettazione e realizzazione ci sono state molti miglioramenti sia alla configurazione dell'impianto stesso che alla disposizione delle apparecchiature, al fine di ottenere un sistema che rappresenti lo *'state of the art'* della cattura della CO₂.



Fig.4 Fase realizzativa dell'impianto Pilota

3. Principali risultati prove funzionali (collaudo impianto)

L'impianto è stato collaudo nel mese di Settembre 2010. Il collaudo è stato effettuato facendo funzionare il pilota per 72 ore consecutive e in tre differenti condizioni operative:

- portata nominale (10000 Nm³/h);
- portata massima (12000 Nm³/h);
- Portata minima (3000 Nm³/h).

Le misure sui parametri di interesse sono state eseguite nel corso del giorno, mentre durante la notte si sono effettuati transitori per variare le condizioni operative.

Il Team di Ricerca di Enel è stato parte attiva del collaudo effettuando i prelevamenti e le misure in campo, più precisamente:

- Misure di portata fumi in ingresso all'impianto e di CO₂ in uscita dallo stripper;
- Campionamenti lato gas e su stream liquidi
- Misure di portata vapore in ingresso al re boiler e di portata condensa.

Il collaudo ha avuto esito positivo nel rispetto dei parametri richiesti a garanzia riportati in tabella.

Parametri	UM	Portata Fumi (Nm ³ /h)		
		10000	12000	3000
Sezione DeSOx				
1. Efficienza abbattimento SO ₂	%		≥95%	
2. Concentrazione SO ₂ in uscita assorbitore	mg/ Nm ³ @6% O ₂ dry		≤ 20	
Sezione WESP				
1. Concentrazione particolato	mg/ Nm ³ @6% O ₂ dry		≤ 0,25	
Sezione cattura CO₂				
1. Efficienza cattura CO ₂	%	≥90%	≥85%	≥85%
2. Purezza CO ₂ in uscita	%	≥99%	≥99%	≥99%
3. Concentrazione MEA nei fumi in uscita assorbitore	mg/ Nm ³ @6% O ₂ dry	≤ 5	≤ 5	≤ 5

4. Proseguo dell'attività sperimentale

L'impianto pilota di Brindisi, uno dei primi della sua taglia in Europa e nel mondo, permetterà di proseguire la sperimentazione sul processo di Post combustione. La campagna attualmente in corso prevede l'impiego di i diversi sorbenti disponibili sul mercato ed è volta ad individuare le condizioni operative ottimali, ovvero:

- a parità di efficienza di rimozione CO₂ il minimo consumo termico specifico (duty) espresso in GJ/t CO₂
- a parità di efficienza di rimozione CO₂ la minore perdita di carico lato fumi per minimizzare i consumi elettrici
- valutare la degradazione del sorbente e possibili fenomeni di formazione schiume
- valutare eventuali fenomeni di corrosione

5. Conclusioni

La grande attenzione di ENEL ai temi ambientali e l'impegno a 360° di Termokimik per uno sviluppo sostenibile hanno portato alla realizzazione di un impianto pilota dal carattere fortemente innovativo, che permette di ottimizzare il processo di cattura della CO₂ e di integrarlo in Centrali di potenza.

L'infrastruttura sperimentale concepita da Enel e realizzata da Termokimik consentirà di valutare le diverse opzioni tecnologiche nell'ottica di realizzare future Centrali a Zero Emissioni. Le tecnologie di depurazione dei fumi utilizzate come pre-trattamento hanno di fatto raggiunto efficienze di rimozione elevatissime e l'ulteriore riduzione delle emissioni legata alla cattura della CO₂ rendono tale obiettivo sempre più vicino.

La sfida che ci attende consiste nel rendere la cattura della CO₂ affidabile e competitiva contenendo i costi operativi e limitando gli impatti sul ciclo termico. Termokimik è fortemente determinata a cogliere questa sfida proseguendo nello sviluppo di questa innovativa tecnologia.