

DESCRIZIONE TECNICA

Un impianto di generazione termoelettrico a carbone è basato sul ciclo Rankine. I principali componenti di una tipica centrale a polverino di carbone, sia essa di tipo tradizionale o USC, sono essenzialmente costituiti dal macchinario principale (caldaia, turbina e generatore elettrico) e dal macchinario ausiliario, tra cui il nastro di trasporto del carbone in pezzi dal deposito ai silos in prossimità della caldaia, i mulini per la polverizzazione del carbone, le pompe di acqua alimento del ciclo termodinamico, le pompe di circolazione dell'acqua di raffreddamento, i ventilatori dell'aria comburente e di estrazione fumi, il Ljungstroem di preriscaldamento dell'aria comburente e i motori diesel di emergenza. Sul percorso dei gas di scarico al camino si trovano poi i sistemi di ambientalizzazione costituiti dal denitrificatore (impianto DeNO_x), dai filtri di cattura delle polveri (filtri elettrostatici e/o a manica) e dal desolfatore (impianto DeSO_x). Vi sono poi i trasformatori elettrici e la sottostazione elettrica per la connessione in rete. Uno schema tipico di impianto è rappresentato nella Figura 1; nelle centrali a carbone italiane il vapore scaricato dalla turbina di bassa pressione è condensato con prelievo di acqua di mare o di un corso d'acqua.

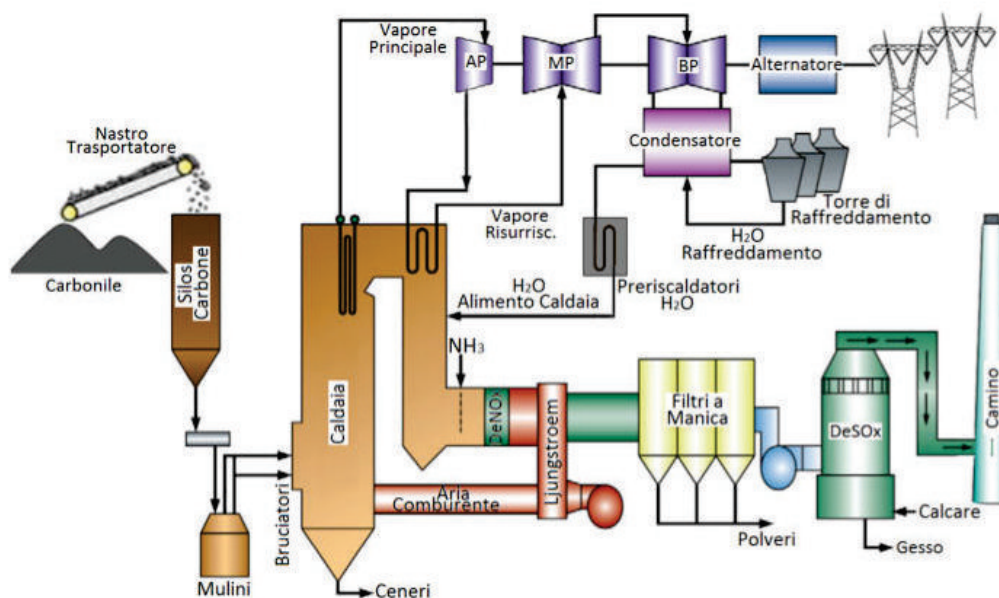


Figura 1 Schema di impianto USC a carbone

Le centrali a polverino di carbone in Italia sono generalmente site in riva al mare e richiedono importanti infrastrutture come il porto d'attracco e scarico delle navi carboniere, i nastri trasportatori del carbone dal porto al carbonile e dal carbonile ai silos in prossimità della caldaia, la ciminiera, le tramogge di raccolta e i condotti di evacuazione delle polveri nei fumi e delle ceneri in caldaia. Negli impianti moderni il carbonile e i nastri di trasporto del carbone, ceneri e polveri sono coperti e mantenuti in lieve depressione per evitare il rilascio all'atmosfera di polveri.

Per gli impianti più tradizionali (subcritici) la tecnologia è in larghissima parte consolidata ed eventuali miglioramenti di prestazioni e rendimento non possono che essere marginali. Lo stato dell'arte è invece costituito dagli impianti Super-Critici (SC) o Ultra-Super-Critici (USC). Lo schema di impianto è il medesimo di quello degli impianti subcritici, ma l'innalzamento della temperatura del vapore generato nella caldaia fino a 600÷620 °C e della pressione fino a 30÷32 MPa (300÷320 bar) consente di arrivare a valori di rendimento dell'ordine del 42÷46 % a regime, in funzione anche delle condizioni ambientali esterne.

Negli anni recenti sono stati sviluppati e hanno raggiunto un certo grado di maturità gli impianti di cattura e sequestro della CO₂ (CCS). La cattura pre-combustione della CO₂ richiede modifiche impiantistiche più sostanziali e viene realizzata su gruppi di generazione definiti come "oxyfuel". L'implementazione più comune prevede invece la cattura post-combustione dai fumi inviati alla ciminiera mediante ammine in soluzione acquosa. L'impianto di cattura post-combustione viene integrato a valle del desolfatore ed è solitamente dimensionato per una cattura del 90% della CO₂ prodotta in caldaia. Questi sistemi sono adatti per retro-fit di impianti già in esercizio e hanno trovato applicazioni dimostrative su impianti di generazione di energia elettrica a carbone di taglia commerciale. Un impianto progettato per la stessa potenza netta resa alla rete elettrica deve avere caldaia, turbina e generatore sovradimensionati rispetto ad un impianto di pari potenza netta privo di sistema CCS; il retro-fit su impianti esistenti comporta viceversa una perdita di potenza netta.

Sistemi di cattura post-combustione basati su altre tecnologie, come la cattura con ammine su supporto solido o adsorbimento, il calcium looping sono ancora limitati a sistemi dimostrativi in scala limitata.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa, al di fuori dell'Italia, unità a carbone SC o USC risultano installate in 3 Paesi ([1], [2], [3]).

In Danimarca si contano 4 gruppi SC e uno USC, per una potenza installata totale di circa 2100 MW.

In Olanda si trovano 4 gruppi USC per una potenza complessiva di circa 3500 MW.

La Germania conta invece 4 unità SC e 12 unità USC.

8 gruppi sono a lignite ed altrettanti a carbone bituminoso.

La potenza complessiva installata è pari a circa 13850 MW.

In Polonia veniva dichiarata operativa nel 2017 la centrale di Koźienice Unit 11 della ENEA Wytwarzanie S.A. da 1075 MW. Una buona parte di queste unità è in parte utilizzata in configurazione CHP a scopo di teleriscaldamento e nessuno di questi impianti è dotato di impianti CCS.

Nazionale

In Italia l'unica centrale a polverino di carbone con 3 unità USC da 660 MW ciascuna è la centrale di Torrevaldaliga Nord di proprietà di ENEL S.p.A. Una prima unità è entrata in esercizio commerciale nel 2009; la centrale è pienamente operativa dalla fine del 2010. La centrale non è dotata di sistemi di CCS.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia degli impianti a carbone SC o USC, eventualmente in configurazione CHP, si può ritenere già largamente consolidata. Il suo impiego negli impianti di nuova realizzazione greenfield o anche brownfield è di fatto lo standard corrente.

Vi è tuttavia ancora spazio per significativi miglioramenti. Si lavora infatti per portare la pressione del vapore fino a 35 MPa e la temperatura fino a 700 °C. In questo modo ci si aspetta di poter arrivare a rendimenti del 50% o anche di qualche punto superiori.

Gli sforzi di ricerca e sperimentazione sono soprattutto focalizzati sulle caratteristiche dei materiali che devono sopportare le suddette condizioni.

Per quanto riguarda la tecnologia CCS applicata come cattura post-combustione, ve ne sono di diverso TRL come evidenziato nella Figura 2. L'assorbimento con MEA è la più matura da considerarsi a TRL 7 [4]. Non sono note tuttavia applicazioni della tecnica CCS a cicli USC.

Australia	• Kogan Creek, 2007, 750 MWe
Canada	• Genesee Unit 3, 2005, 450
China	• aigaoqiao, 2008, 2x1 000 MWe • Yuhuan, 2007-08, 4x1 000 MWe • Under construction, ~50 000 MWe • Planned by 2015 - >110 000 MWe
India	• Sipat, 2007-09, 3x660 MWe • Barh, 2009, 3x660 MWe • UltraMega Projects – 2012, 5x4 000 MWe plants; unit size 660 MWe or 800 MWe
United States	• 2008, 545 MWe, 890 MWe • Oak Grove, Texas, 2009, 800 MWe
Italy	• Torrevaldaliga Nord, 2010, 3x660 MWe • Planned by 2015, 3x660 MWe
Mexico	• Pacifico, 2010, 700 MWe
Netherlands	• Eemshaven, under construction, 2013, 2x800 MWe
South Africa	• 2011-15, 6x800 MWe
Russia	• Berezovskaya, 2011, 800 MWe • Novocherkasskaya, 2012, 330 MWe, CFB • Petrovskaya, 012-14, 3x800 MWe
Germany	• Niederaussem, 2003, 1 000 MWe, Lignite • Walsum, 2010, 750 MWe • Neurath, under construction, 2011, 2x1100 MWe, largest lignite-fired USC units • Hamm, Under construction, 2012, 2x800 MWe
Poland	• Lagisza, 2009, 460 MWe, CFB • Belchatow, 2010, 833 MWe
Korea	• Tangjin, 2006, 2x519 MWe • 2008-10, 5x500 MWe, 2x 870 MWe

Tabella 1 Impianti commissionati o in costruzione nel mondo (Fonte: IEA 2011)

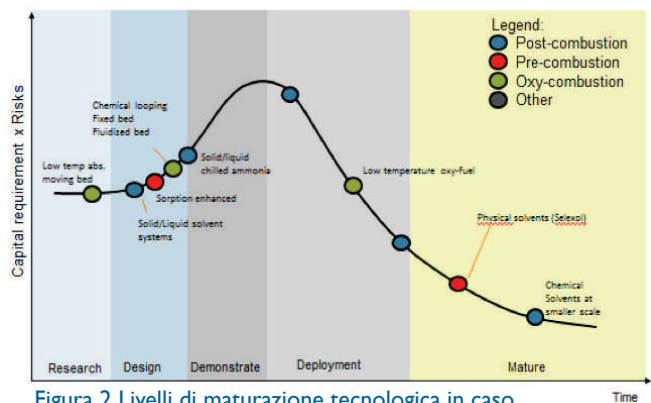


Figura 2 Livelli di maturazione tecnologica in caso di applicazione di tecnologia CCS

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

- Carbone bituminoso
- Lignite
- Olio combustibile (combustibile secondario)
- Biomasse (co-combustibile)

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia SC o USC si ritiene appropriata solo per impianti di generazione di energia elettrica, eventualmente in configurazione CHP a fini di teleriscaldamento. Tuttavia, potrebbe trovare ragionevolmente impiego in stabilimenti di grosse dimensioni dove si conducano lavorazioni energivore. La CCS viene applicata nel settore industriale dell'estrazione petrolifera, dove si sfrutta vantaggiosamente il pompaggio della CO₂ nei pozzi per facilitare l'estrazione di petrolio o gas, che contribuisce al processo indicato come EOR (Enhanced Oil Recovery).

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

A titolo di esempio, si elencano di seguito i dati di emissioni riportati nella dichiarazione ambientale relativa all'anno 2013 Nord della centrale di Torrevadalia:

SO ₂	: 1588 [t]	(0.1414 [kg/MWh])
NO _x	: 2866 [t]	(0.2553 [kg/MWh])
Polveri	: 65 [t]	(0.0058 [kg/MWh])
CO	: 1690 [t]	(0.1505 [kg/MWh])
CO ₂	: 9726013 [t]	(866.28 [kg/MWh])
NH ₃	: 20 [t]	(0.0018 [kg/MWh])

Emissioni CO₂/MWh

Dati di letteratura [9] per unità USC indicano valori di emissioni di CO₂ nella fascia 740÷800 kg/MWh; nell'esempio studiato in [10] si indica un valore di 774 kg/MWh Exhibit 3-42 Case B12A air emissions.

Per le tre unità USC di Torrevadalia Nord nel 2013 è stata registrata emissioni di CO₂ pari a 866.28 kg/MWh [8].

Emissioni CO₂/MWh evitate

Considerando dati di letteratura [9] che indicano per impianti sub-critici valori di emissione di CO₂ ≥880 kg/MWh, si può assumere conservativamente un valore di 900 kg/MWh; sempre da [9] si ricava un dato medio di emissione di unità USC 770 kg/MWh. Un valore indicativo di emissioni evitate adottando la tecnologia USC rispetto a quella tradizionale sarebbe dunque stimabile in 130 kg/MWh. Con riferimento ai dati 2013 relativi al parco a carbone italiano riportati più sopra, la riduzione specifica di emissioni di CO₂ ottenibile con l'estensione della tecnologia USC dell'impianto di Torrevadalia Nord a tutto il parco italiano delle centrali a carbone è valutabile in 138.5 kg/MWh.

I sistemi CCS post-combustione possono essere dimensionati per diversi livelli di cattura della CO₂. Solitamente viene indicata una cattura della CO₂ al 90%.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Da dati Terna [6], si ricava che nel 2014 in Italia la potenza netta installata di impianti a vapore a condensazione con sola produzione di energia elettrica da combustibili solidi (essenzialmente carbone nazionale, estero e lignite) era pari a 8700.2 MW. La produzione netta di energia elettrica da tali impianti è stata pari a 39314.1 GWh nel 2014, con un consumo specifico medio di 2455 kcal/kWh [6]; nel 2013 [7], la produzione netta era pari a 40691.5 GWh, con un consumo specifico medio di 2475 kcal/kWh. Il rendimento netto equivalente dell'intero parco di generazione delle centrali a carbone nel 2013 risulta perciò pari al 34.74%. Dalla Dichiarazione Ambientale della centrale di Torrevadalia Nord da 1980 MW relativa ai dati 2013 [8], si ricava che l'energia netta venduta alla rete è stata pari a 11227.384 GWh con un consumo specifico medio di 2228 kcal/kWh, equivalente ad un rendimento netto dell'impianto pari al 38.6%; si osserva che tale dato è sensibilmente inferiore rispetto a quelli attesi da impianti USC. Dall'insieme dei dati appena illustrati si ricava che il rendimento del restante parco di generazione a carbone, escluso Torrevadalia Nord, è pari al 33.3%. I bassi valori di rendimento sono in parte ascrivibili al regime di funzionamento flessibile, con prolungate permanenze a basso carico e un certo numero di avviamenti, indotto dall'evoluzione del mercato elettrico. Con riferimento ad impianti già in esercizio commerciale e corredato dai sistemi di ambientalizzazione (DeNOx, DeSOx, cattura polveri) nei comuni limiti di norma, il rendimento netto (LHV) di unità a carbone SC viene indicato tipicamente in una fascia del 42÷43%, mentre per le unità USC si indicano valori fino al 45% [9], [10]. In prospettiva, si individua un rendimento anche superiore al 50% come obiettivo di sviluppo degli impianti USC. Gli effettivi rendimenti degli impianti dipendono ovviamente anche dalle condizioni ambientali. Nell'impianto USC di Nordjylland in Danimarca, che fruisce di condizioni ambientali particolarmente favorevoli, è stato registrato un rendimento (LHV) anche del

47%.L'eventuale integrazione di sistemi CCS post-combustione, con ammine in soluzione acquosa e obiettivo di abbattimento della CO₂ al 90%, comporta una perdita di rendimento valutabile nell'ordine di almeno 8.5 punti percentuali, ovvero ad esempio dal 42.5% al 34.0%. Il tempo di vita convenzionalmente accettato per gli impianti a carbone è pari a 35 anni.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- ENEL S.p.A. nel settore della generazione di energia elettrica.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Le società più attive si possono elencare come Enel S.p.A., Ansaldo Caldaie, RSE S.p.A, ENEA, CNR, Centro Sviluppo Materiali S.p.A, Sotacarbo S.p.A., ITEA S.p.A., Magaldi S.p.A. [5].

BEST PRACTICES

L'unico esempio italiano di installazione di cicli SC o USC a carbone è costituito dalla centrale di Torrevaldaliga Nord di proprietà di ENEL S.p.A., con 3 unità USC da 660 MW ciascuna.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] <http://globalenergyobservatory.org/>
- [2] IEA Clean Coal Centre
- [3] Power Plants Around the World
- [4] A.S.Bohwn, "Status and analysis of next generation post-combustion CO₂ capture technologies", EPRI, Energy Procedia 63 (2014) 542 – 549
- [5] S.Mills, "Prospects for coal and clean coal technologies in Italy", IEA Clean Coal Centre, June 2015
- [6] "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2014", Terna, 2015
- [7] "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2013", Terna, 2014
- [8] "Dichiarazione ambientale - aggiornamento 2014 - Impianto termoelettrico Torrevaldaliga Nord Civitavecchia (RM) - Anno di riferimento dati 2013", Enel S.p.A.
- [9] "Technology Roadmap High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation", IEA, 2012
- [10] "Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity Revision 3", DOE/NETL-2015/1723, July 6, 2015