



Ricerca di Sistema elettrico

Report su pubblicazioni IEA Clean Coal Centre

Ottobre 2013 – Settembre 2014

Settembre 2014

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2013

Area: Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente

Progetto: Test di gassificazione presso la Piattaforma Pilota Sotacarbo

Obiettivo: Cattura della CO₂ in Post e Pre-Combustione, con produzione di combustibili fossili

Responsabile del Progetto: ing. Stefano Giammartini, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "*Studi sull'utilizzo pulito di combustibili fossili, cattura e sequestro della CO₂*"

Responsabile scientifico ENEA: ing. Paolo Deiana

Responsabile scientifico SOTACARBO: ing. Enrico Maggio

Indice

1	COMBINARE CARBONE E RINNOVABILI (CCC/223)	4
2	QUANTIFICARE LE EMISSIONI DA COMBUSTIONE SPONTANEA DEL CARBONE (CCC/224)	5
3	SFIDE E OPPORTUNITÀ PER LA GASSIFICAZIONE DEL CARBONE NEI PAESI IN VIA DI SVILUPPO (CCC/225)	6
4	ANALISI COMPARATIVE FRA LE TECNOLOGIE DI COMBUSTIONE A POLVERINO DI CARBONE E A LETTO FLUIDO CIRCOLANTE (CCC/226)	8
5	PROGRESSI NELLE TECNOLOGIE DI CONTROLLO POLIVALENTE DEGLI INQUINANTI CCC 227	10
6	PROSPETTIVE DI SVILUPPO PER IL CARBONE IN BOTSWANA, MOZAMBIQUE, ZAMBIA, ZIMBABWE E NAMIBIA (CCC 228)	10
7	CICLI A VAPORE AVANZATI ULTRASUPERCRITICI (A-USPCC) IN IMPIANTI TRADIZIONALI A POLVERINO DI CARBONE – STATO DELL’ARTE (CCC/229).....	11
8	UTILIZZO SOSTENIBILE DELLA BIOMASSA IN CO-COMBUSTIONE (CCC/230)	12
9	GESTIONE DEI RIFIUTI OTTENUTI DALLA COMBUSTIONE DEL CARBONE (CCC 231).....	13
10	SVILUPPI NELLA MODELLAZIONE E SIMULAZIONE DELLA GASSIFICAZIONE DEL CARBONE (CCC/232)	14
11	LE RISERVE DI CARBONE IN UN FUTURO CON MENO CO2 (CCC/233)	15
12	ACCIAI PER ALTE TEMPERATURE IMPIEGATI IN CAMERE DI COMBUSTIONE PER CARBONE POLVERIZZATO (CCC/234).....	16
13	STANDARD DI CAMPIONAMENTO E ANALISI DEL CARBONE (CCC/235)	18
14	UTILIZZI DEL CARBONE ALTERNATIVI ALLA COMBUSTIONE (CCC/236)	19
15	INCREMENTO DELL’EFFICIENZA DEL PARCO MONDIALE DI CENTRALI ELETTRICHE A CARBONE PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA CCC/237	20
16	MISCELAZIONE DI CARBONI PER SODDISFARE LE ESIGENZE DELLE CENTRALI ELETTRICHE (CCC/238)	21
17	PROSPETTIVE PER L’UTILIZZO DEL CARBONE E DELLE TECNOLOGIE DI CARBONE PULITO IN TURCHIA (CCC/239)	23
18	SVILUPPI DELLA TECNOLOGIA DI OSSICOMBUSTIONE DEL CARBONE CCC/240	24
19	TECNOLOGIE E ECONOMIE DELLE MODERNE TECNOLOGIE DI PRE - ESSICCAMENTO PER GLI IMPIANTI ALIMENTATI A LIGNITE (CCC/241)	25
20	COME AUMENTARE LA FLESSIBILITÀ DELLE CENTRALI ELETTRICHE A CARBONE (CCC/242)	25

Rapporti IEA Clean Coal Centre (Ottobre 2013/Settembre 2014)

In questo rapporto sono riportati in sintesi i contenuti delle monografie IEA Clean Coal Centre pubblicate a partire dal settembre 2013. Le monografie approfondiscono vari aspetti sia tecnici che politico-economici sulla produzione e l'utilizzo del carbone partendo dalla estrazione del combustibile sino alle tecnologie di combustione per la produzione termoelettrica e ai sistemi di controllo delle emissioni.

Ogni monografia è scritta da esperti del settore e fornisce una recensione critica, completa e esaustiva della letteratura più recente. Le sintesi (in italiano) riportate di seguito sono presenti anche sul sito sotacarbo.it, mentre i report originali sono consultabili sul sito iea-coal.org.uk.

1 Combinare carbone e rinnovabili (CCC/223)

Stephen Mills

Ottobre 2013

Esistono diverse possibilità, alcune delle quali già sviluppate a livello commerciale, per l'utilizzo della biomassa in combinazione con il carbone in processi di gassificazione e produzione di energia. I processi fino ad oggi maggiormente studiati utilizzano principalmente biomasse residuali di tipo legnoso, una risorsa attualmente ancora poco sfruttata commercialmente nonostante la sua grande disponibilità in varie zone del pianeta. Non tutti i siti produttivi sono infatti facilmente accessibili e la raccolta ed il trasporto dei residui forestali possono risultare poco convenienti quando il costo di approvvigionamento di questa tipologia di combustibile supera il suo valore di mercato. La gassificazione del carbone è un processo ampiamente sfruttato su scala industriale per la generazione elettrica, per la produzione di prodotti chimici e di combustibili liquidi. Le tecnologie maggiormente utilizzate sono di tre tipi: a letto trascinato, a letto fluido e a letto fisso. La produzione di gas dalla sola biomassa (in reattori di scala inferiore rispetto a quelli che vengono attualmente utilizzati per il carbone) è generalmente praticata per la generazione di energia elettrica o termica, ma ultimamente si è osservato un crescente interesse anche per la produzione di combustibili liquidi. Uno degli effetti positivi legati all'utilizzo combinato dei due combustibili è la riduzione delle emissioni inquinanti tipiche delle centrali a carbone convenzionali; fra gli svantaggi legati all'utilizzo della biomassa i più significativi sono rappresentati dal basso potere calorifico e dalla bassa densità. Il suo sfruttamento richiede pertanto grossi volumi di stoccaggio e sezioni di impianto dedicate per la preparazione del combustibile; questa maggiore complessità negli impianti di gassificazione e combustione incide inevitabilmente sul costo di produzione dell'energia prodotta. La co-gassificazione è stata già implementata con successo su scala commerciale in diversi impianti IGCC a carbone basati su gassificatori di varia tipologia ed è applicabile anche alla produzione di gas naturale sintetico, prodotti chimici, fertilizzanti, carburanti liquidi per trasporti (benzina, diesel, jet-fuel). Molti studi hanno evidenziato come i maggiori rendimenti nella produzione di questi combustibili si possano ottenere con i due principali processi di sintesi noti come Fischer Tropsch (FT) e Methanol To gasoline (MTG) attraverso co-gassificazione; è comprensibile allora come questa desti un sempre maggior interesse, in particolar modo in quei paesi caratterizzati da elevato consumo dei prodotti della raffinazione del petrolio e, nel contempo, da importanti riserve di carbone. Sono in fase di sviluppo inoltre diversi studi e sperimentazioni in cui il processo di co-gassificazione viene affiancato alla produzione di energia elettrica da altre fonti rinnovabili non programmabili quali l'eolico o il solare. Un inconveniente di questi sistemi integrati è dato dall'intermittenza della produzione energetica, a causa della quale il picco di produzione può verificarsi quando la richiesta di energia elettrica è scarsa e viceversa. In questo report sono presentate diverse possibilità per utilizzare l'eventuale surplus, tra le quali l'elettrolisi dell'acqua per la produzione di idrogeno

e di ossigeno, riutilizzabili nello stesso sistema ibrido: l'idrogeno può infatti essere usato per alimentare delle celle a combustibile, come carburante per il trasporto o come combustibile in un impianto di generazione elettrica; l'ossigeno può essere usato invece per svariate applicazioni industriali, come agente gassificante o in impianti di ossi-combustione. Ad oggi le tecnologie relative ai sistemi ibridi non sono sufficientemente mature e le applicazioni commerciali su larga scala risultano ancora molto costose; tra queste, l'elettrolisi per la produzione di idrogeno non è attualmente economicamente sostenibile. In futuro una riduzione del costo dell'energia a seguito di un maggiore sfruttamento delle fonti eolica e solare potrebbe rendere più conveniente tale processo. I sistemi ibridi mostrano comunque un grande potenziale a medio termine, in particolare in quei paesi caratterizzati da abbondanti disponibilità in termini di carbone, biomassa ed energia eolica.

2 Quantificare le emissioni da combustione spontanea del carbone (CCC/224)

Lesley Sloss

Ottobre 2013

La combustione spontanea può essere un importante problema per l'industria carbonifera, non solamente per ovvi motivi di sicurezza e di potenziale perdita economica, ma anche relativamente al rilascio di gas inquinanti, soprattutto CO₂, provenienti da incendi non controllati. Questo report illustra le metodologie per la misurazione delle emissioni da combustione spontanea, ed esamina i metodi utilizzabili per quantificarle, stimarle e contabilizzarle allo scopo di predisporre un inventario delle stesse. Per combustione spontanea del carbone si intende la non prevista ed istantanea ignizione del combustibile, sia che esso si trovi nel sottosuolo, in cumuli o in transito. La figura 1 mostra la classificazione dei differenti tipi di incendio a seconda del loro sviluppo, della loro età, della posizione e dello stadio di combustione.

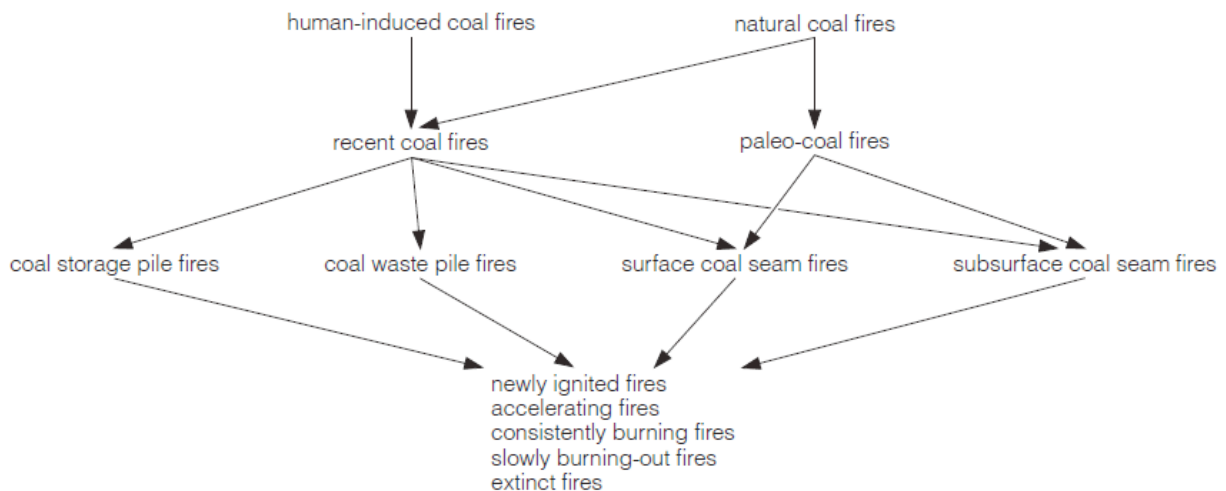


Figura 1 Classificazione dei fuochi da carbone a seconda della genesi, dell'età, della dislocazione e dello stadio di combustione (Kuenzer and Stracher, 2012)

Dal momento che la combustione spontanea risulta un fenomeno indesiderato che si sviluppa senza preavviso, è raro che al suo verificarsi si possano avere a disposizione gli strumenti atti a monitorare e misurare accuratamente le emissioni che da essa si sprigionano. Queste ultime si sviluppano generalmente da grossi cumuli di carbone o da estesi giacimenti presenti nel sottosuolo ed è possibile dunque arrivare ad una misurazione accurata delle emissioni o ottenere una stima del loro valore in base ai dati di attività e dei fattori di emissione. Molti dei siti interessati da fenomeni di combustione si trovano invece in località

remote, abbandonate o difficilmente raggiungibili; per tale motivo acquisisce una grande importanza la valutazione delle emissioni globali da essi provenienti. Esse sono in larga parte uguali a quelle che si realizzano nelle centrali a carbone, anche se il fattore di emissione sarà in generale maggiore nel caso della combustione spontanea.

Le emissioni di maggior interesse sono comunemente quelle di CO₂, CH₄, CO, mercurio e altre sostanze tossiche; la pericolosità di tali incendi è quindi evidente, e tra le conseguenze più importanti possono essere segnalati decessi, significativi livelli di inquinamento in generale e il movimento forzato di intere comunità.

Nel caso di incendi con origine in luoghi inaccessibili, la loro durata può estendersi anche per secoli senza che se ne venga a conoscenza, portando in questo modo a una grande perdita di carbone; questa è stata stimata, per quanto riguarda gli incendi degli ultimi due millenni, in uno o due ordini di grandezza superiore alla quantità totale dello stesso combustibile utilizzato nell'ultimo secolo; la stima del carbone bruciato in vene e cumuli di stoccaggio risulta variabile tra lo 0,5% e il 10% della produzione globale annua. In Cina le riserve consumate annualmente in tali incendi, o rese inaccessibili alle operazioni di estrazione come conseguenza di questi, variano tra le 10 e le 200 milioni di tonnellate, per un valore complessivo che si stima potrebbe essere pari a tre volte questo dato. I costi dei progetti di bonifica solamente negli Stati Uniti d'America risultano essere superiori al miliardo di dollari annui, con il 90% di questi concentrato negli stati della Pennsylvania e West Virginia, con un maggior aggravio di costi per lo spegnimento dei fuochi sviluppati nel sottosuolo rispetto a quelli di superficie. Vi sono in merito due distinti approcci per la stima delle emissioni:

- Dati empirici: calcolati sulla base di un fattore di emissione per il carbone e della quantità nota di carbone consumato;
- Dati misurati: basati su monitoraggi in situ al fine di produrre più accurati valori del rapporto tra fattore di emissione e attività.

Il primo approccio restituisce una visione maggiormente critica dello scenario poiché prende in considerazione la mole completa di dati sull'inquinamento in relazione alla quantità massima di carbone bruciato. Il secondo metodo può invece dare una stima più accurata dei valori ma richiede maggiore tempo ed esperienza. L'utilizzo di entrambi gli approcci rende l'analisi più attendibile nell'ottica della realizzazione di un inventario delle emissioni. Allo stato attuale si può dire che una stima di questo tipo di emissioni, a livello nazionale e internazionale, non sia facilmente raggiungibile. Si sta comunque compiendo un consistente lavoro per l'adeguamento degli strumenti e delle metodologie di misurazione in modo tale da avere, in un futuro prossimo, delle stime sempre più precise, visto anche il crescente numero di aree interessate al problema. L'utilizzo combinato di metodologie standard e di dati geografici provenienti da rilevatori satellitari potranno, nei prossimi anni, migliorare in modo significativo la stima delle emissioni globali provenienti dalle diverse fonti di combustione spontanea.

3 Sfide e opportunità per la gassificazione del carbone nei paesi in via di sviluppo (CCC/225)

Andrew Minchener

Ottobre 2013

Per i paesi in via di sviluppo che possiedono grandi giacimenti di carbone e limitate riserve di petrolio e gas naturale, le tecnologie di gassificazione per la conversione del carbone offrono un potenziale significativo per la produzione di chemicals e combustibili liquidi e gassosi e quindi l'opportunità di valorizzare economicamente i carboni di basso rango che a livello globale si trovano in abbondanza e il cui sfruttamento risulta economicamente conveniente. La realizzazione di importanti progetti in tali paesi

potrebbe incontrare tuttavia difficoltà di natura tecnico-economica. Per quei paesi con un basso PIL, le tecnologie di conversione del carbone sono particolarmente attrattive. La tendenza è quella di potenziare le attività di esplorazione delle risorse nazionali tramite accordi multilaterali di cooperazione con partner internazionali (costituiti principalmente da gruppi minerari e altre imprese industriali). E' evidente che i tempi per l'organizzazione dei progetti possano essere piuttosto lunghi e che il loro successo sia legato spesso ai governi locali e alle politiche adottate. In pratica questi paesi in via di sviluppo necessitano di un significativo supporto finanziario internazionale per l'avvio di iniziative in grado di attrarre partner esteri che supportino l'applicazione delle tecnologie con l'obiettivo finale di migliorare le condizioni di vita delle popolazioni locali. Per i paesi invece in via di industrializzazione con un PIL pro-capite nella media e nei quali sono già presenti infrastrutture industriali, alcune interessanti opportunità di sviluppo sono già in corso. In molti casi però la mancanza di un appoggio politico favorevole alla esplorazione delle risorse energetiche, si concretizza in una assenza di applicazioni industriali nel settore, ostacolando quindi l'avanzamento di progetti in tale ambito. Con queste premesse, alcuni paesi tra cui Sud Africa e Cina si stanno già muovendo in questa direzione. Il Sud Africa ospita l'unico impianto al mondo di taglia commerciale "coal to liquid" (CTL) oltre che un impianto "coal to chemicals" e presenta pertanto una posizione decisa in tale ambito e diretta verso lo sviluppo di questi processi sull'utilizzo del carbone. Nel continente africano, il Mozambico è il paese più promettente per lo sfruttamento del carbone. Nonostante la mancanza di adeguate infrastrutture viarie e portuali, sono infatti in corso progetti per l'estrazione e l'esportazione di carbone di alta qualità. La realizzare in loco di impianti di CTL per la preparazione di combustibili liquidi per il mercato nazionale e per l'esportazione, consentirebbe il superamento dei limiti legati al trasporto del carbone e la migliore remunerazione della miniera stessa e dei rifiuti derivanti dai trattamenti primari del carbone estratto. Un freno a tale sviluppo potrebbe però derivare dalla esplorazione dei depositi di gas naturale "off shore" vicino alle coste del paese. Botswana e Zimbabwe invece, nonostante le potenzialità offerte dalle loro riserve di carbone, sono paesi meno promettenti in quanto le politiche nazionali non sono dirette in questo settore. La Cina rappresenta, a livello globale, il paese in cui la gassificazione del carbone è una realtà dominante. Anche se considerato un paese in via di sviluppo, la Cina è una nazione largamente industrializzata in cui è inoltre crescente la necessità di impiego di energie pulite. La conversione del carbone attraverso la gassificazione, oltre che produrre combustibili e chemicals, risponde alla esigenza di ridurre le emissioni di gas clima-alteranti. Uno degli obiettivi a livello nazionale è infatti la riduzione delle emissioni di CO₂ sia attraverso l'impiego di fonti di energia quali il nucleare, l'energia idroelettrica e le altre rinnovabili sia tramite lo sviluppo e l'applicazione di nuove tecnologie di conversione del carbone, tra le quali la gassificazione riveste un ruolo significativo. Al fine di raggiungere tale obiettivo il "National Development and Reform Commission"-NDRC ha richiesto l'approvazione di nuovi progetti di conversione del carbone e ha introdotto diversi limiti nell'uso delle acque, nell'efficienza energetica e nella protezione ambientale (includendo anche il contenimento delle emissioni di CO₂). La prospettiva definita nell'ambito del dodicesimo "Five Year Plan"-FYP prevede diversi step per incoraggiare lo sviluppo e lo "scale up" dei processi di conversione del carbone. Con questi indirizzi di politica energetica, la Cina costituisce un modello per lo sviluppo industriale di tutte quelle tecnologie legate alla conversione del carbone. E' quindi evidente che la Cina continuerà a rappresentare per i prossimi anni il paese con le maggiori opportunità di sviluppo in termini di tecnologie di gassificazione in taglia commerciale, unità di conversione del syngas, nuovi catalizzatori, produzione di materiali collegati alla filiera del carbone e tecnologie di trattamento delle acque di scarico. Secondo il FYP tali attività costituiranno uno stimolo significativo per la crescita del PIL in un periodo in cui le opportunità economiche derivanti dalle esportazioni appaiono contenute. In Asia, oltre la Cina, il paese più promettente in tale ambito è la Mongolia che possiede riserve carbone di rango adatto per la tecnologia CTL oltre che un

mercato interno adeguato. In questo caso l'impegno finanziario potrebbe costituire un vincolo se confrontato con il PIL nazionale e con la necessità di realizzare sia le infrastrutture viarie sia gli impianti di produzione CTL. La Mongolia è inoltre considerato al momento un paese a rischio per gli investitori esteri. Altri paesi interessanti nel continente asiatico sono rappresentati da Vietnam, Pakistan, Indonesia e India. In Vietnam è in fase di realizzazione un impianto "coal to chemicals" ed è in fase di studio, per una futura realizzazione, un impianto di "underground coal gasification"-UCG. In Pakistan, nonostante le vaste riserve di carboni di basso rango, le politiche nazionali sono poco chiare sulle intenzioni di sfruttamento, scoraggiando in tal modo l'interesse di possibili investitori esteri. Anche in Indonesia, nonostante la presenza di giacimenti di carbone adatti alla gassificazione, la mancanza di politiche mirate in tale settore non stimolano lo sviluppo, rendendo poco attrattivo il paese per gli investitori stranieri. Infine l'India sta cercando di dirigersi verso l'applicazione delle tecnologie di gassificazione del carbone, includendo anche la tecnologia UCG. Anche in questo caso lo sviluppo del settore è scoraggiato dalla mancanza di politiche chiare e da pregresse esperienze industriali. Progressi potrebbero comunque giungere da quei progetti "coal to chemicals" in fase di sviluppo e finanziati da società private che comunque sarebbero ben al di sotto dell'enorme potenziale del Paese. In Eurasia sono cinque i paesi con un forte potenziale di sviluppo. Di questi la Russia e il Kazakhstan hanno posto come priorità gli investimenti nel settore dello sfruttamento di gas e petrolio piuttosto che nella gassificazione del carbone. L'Ucraina invece intende realizzare impianti "coal to synthetic natural gas-SNG" per migliorare la propria sicurezza energetica; il primo progetto in tale ambito è in fase di sviluppo con il sostegno della Cina. In Turchia, grazie alla disponibilità di carboni di basso rango e all'attrattiva per la realizzazione di impianti di generazione distribuita, ci sono diverse attività di ricerca e sviluppo in corso che coinvolgono attori industriali nazionali con partner esteri. In Uzbekistan, a discapito del progetto di UCG in corso da anni, non sono ancora presenti nell'immediato piani di sviluppo per ulteriori progetti. Infine in Sud America, l'unico paese con un forte potenziale in tale ambito è il Brasile, grazie ai suoi vasti giacimenti di carbone di basso rango. Ciò nonostante i progetti per lo sfruttamento del carbone non sono attualmente in linea con gli indirizzi nazionali sulla politica energetica che prevede come opzioni lo sfruttamento di petrolio, del gas naturale e l'applicazione di energie rinnovabili.

4 [Analisi comparative fra le tecnologie di combustione a polverino di carbone e a letto fluido circolante \(CCC/226\)](#)

Toby Lockwood

Ottobre 2013

La tecnologia di combustione del carbone in caldaie a letto fluido circolante (Circulating Fluidised Bed; CFB), sebbene non fosse mai stata impiegata a livello commerciale prima del 1995, sta conoscendo, specie nell'ultima decade, un notevole sviluppo che la porta a collocarsi come alternativa alle caldaie con combustione di polverino di carbone (Pulverized Coal; PC). I motivi di questo successo sono vari e spesso dipendono da condizioni tecnico-economiche locali. Il maggior pregio delle caldaie CFB è costituito dalla loro grande flessibilità di alimentazione. Questo tipo di caldaie può essere alimentato con pezzature di carbone di diverse qualità. Si possono creare dei mix di carboni più o meno pregiati al fine di ridurre i costi senza intaccare le prestazioni in maniera incisiva; oppure bruciare carboni di bassa qualità (fattore decisivo in nazioni come Cina e India) senza che le ceneri si dimostrino dannose come invece sono per le caldaie PC, dove la formazione di slag e l'imbrattamento della caldaia stessa rendono preferenziale l'utilizzo di combustibili di alta qualità. Inoltre, in mix col carbone, è possibile bruciare combustibili solidi non convenzionali come petcoke e biomasse – queste ultime in particolare stanno avendo una notevole

diffusione in varie regioni del mondo per via della generale tendenza a ridurre le emissioni di CO₂, ciò rende la tecnologia CFB ancora più interessante. Altro grande pregio delle caldaie CFB sono le loro prestazioni nell'ambito delle emissioni inquinanti, soprattutto per quanto riguarda le due sostanze sottoposte alla maggiore regolamentazione: gli SOX e gli NOX. La produzione di NOX è inferiore nelle caldaie CFB rispetto a quelle PC per via delle minori temperature di lavoro, questo permette di eliminare le costose apparecchiature di de-NOX che invece devono essere presenti in caso di combustione di polverino. Gli SOX possono essere trattati direttamente in camera di combustione tramite l'iniezione di calcare, rendendo superflue costose apparecchiature di desolforazione. Nonostante i vantaggi elencati, la tecnologia CFB rimarrebbe comunque poco competitiva nei confronti delle caldaie PC se non garantisse livelli concorrenziali di efficienza, affidabilità e capacità di seguire il carico richiesto. L'efficienza termica è progressivamente cresciuta con lo sviluppo tecnologico tant'è che nell'impianto supercritico di Lagisza si raggiungono valori del 43,3% bruciando carboni bituminosi. Altri miglioramenti sono raggiunti nell'alimentazione degli ausiliari (punto debole dei CFB), ottimizzando i ventilatori per la fluidizzazione del letto. Per quanto riguarda il "load following" rimangono invece alcune problematiche dovute all'inerzia termica del letto che causa tempi di ramp dilatati rispetto alle caldaie PC. Inoltre con la crescita di dimensioni degli impianti (sono ormai disponibili impianti da 800MW) alcuni problemi che erano stati superati nelle applicazioni di taglia inferiore si sono rivelati più complessi da risolvere: alcune unità hanno avuto problemi di affidabilità dovuti a erosione o accumulo di ceneri, nonostante queste caldaie siano molto più tolleranti delle PC. Questo ha determinato una riduzione della flessibilità dal punto di vista dell'alimentazione. Per quanto riguarda le ceneri l'aggiunta di calcare va ad aumentarne la quantità e ne impedisce l'uso come riciclati di alto valore sostitutivi del cemento. Ciò non toglie che le ceneri da CFB abbiano comunque un mercato, specie come materiale a basso costo per l'industria edilizia e per la stabilizzazione dei rifiuti, applicazioni per il quale la forte presenza di calcare si dimostra un fattore importante.

La valutazione dei costi è sempre molto complessa quando si tratta di analizzare impianti e può essere fortemente influenzata da fattori locali o specifici: i costruttori parlano ormai di costi equiparabili tra le due tecnologie, ma va tenuto conto di come le norme ambientali possono influenzare questi valori. La crescita di dimensioni degli impianti CFB e le prescrizioni normative sempre più stringenti possono far perdere ai CFB il vantaggio di non dover trattare i fumi prodotti per l'eliminazione di SOX e NOX. Se l'adozione di sistemi de-NOX (Selective Catalist Reduction, SCR) o di desolforazione (Flue Gas Desulphuration, FGD) diventasse vincolante, il costo degli impianti CFB salirebbe nettamente: la possibilità di utilizzare carboni locali di basso costo diventa così un fattore chiave per la valutazione della fattibilità economica di un progetto.

Analizzando nei prossimi anni le prestazioni dei numerosi impianti costruiti nel mondo sarà possibile determinare tutte le capacità della tecnologia CFB: sebbene non vada ad imporsi come tecnologia dominante nel settore termoelettrico alimentato a carbone, non ha ancora raggiunto il picco della sua crescita.

5 Progressi nelle tecnologie di controllo polivalente degli inquinanti CCC 227

Anne M Carpenter

Novembre 2013

Ci sono molti elementi, alcuni difficili da quantificare, nella valutazione della sostenibilità per l'utilizzo della biomassa in applicazioni di co-combustione con il carbone. L'obiettivo di questo rapporto tecnico è di passare in rassegna gli studi in questo settore, considerando anche gli aspetti relativi alle emissioni di gas a effetto serra. La riduzione delle emissioni di gas serra ottenuti sostituendo il carbone con la biomassa dipende da una serie di fattori quali, ad esempio, la natura dei combustibili fossili impiegati, la tipologia e il metodo di produzione della biomassa. Alcune problematiche rilevanti nella produzione della biomassa sono il relativo bilancio energetico complessivo, il bilancio dei gas serra, i cambiamenti nell'uso del suolo durante i cicli di produzione, le modifiche del suolo e del suo contenuto di carbonio.

La certificazione di sostenibilità della biomassa è un processo lento che sta emergendo a livello nazionale e internazionale, per questa motivazione varie organizzazioni stanno sviluppando i propri standard per la produzione di biomassa in maniera sostenibile. L'Unione europea non dispone ancora di criteri di qualificazione di sostenibilità per la biomassa solida, anche se il Regno Unito e il Belgio hanno già raggiunto dei traguardi in questo settore.

Nel presente rapporto si analizzano i processi nei quali la biomassa solida viene utilizzata insieme al carbone nelle centrali elettriche tradizionali. In molti casi i sistemi di co-combustione raggiungono tassi di utilizzo della biomassa fino al 10% (termico), con un impatto minimo sul funzionamento della centrale. Il Cofiring è un modo relativamente efficiente di utilizzare biomassa solida rispetto alla combustione diretta (IPCC, 2011), anche se alcuni impianti di produzione di energia elettrica da carbone sono stati convertiti al 100%.

La presente relazione considera l'intero ciclo di vita della biomassa, dall'approvvigionamento sino al suo utilizzo sostenibile, definendo i vari fattori che contribuiscono a renderne la produzione sostenibile, quali, ad esempio la produzione di gas serra. A partire dall'analisi del ciclo di vita si introducono aspetti socio – economici legati all'utilizzo sostenibile della biomassa per fini energetici.

6 Prospettive di sviluppo per il carbone in Botswana, Mozambique, Zambia, Zimbabwe e Namibia (CCC 228)

Paul Baruya, John Kessels

Dicembre 2013

La crescente domanda di carbone in Asia sta stimolando l'interesse per le grandi riserve di carbone presenti nei Paesi dell'Africa australe, come il Botswana, il Mozambico, lo Zambia, lo Zimbabwe e la Namibia. In passato questi Paesi hanno utilizzato poco i loro giacimenti di carbone in quanto la domanda locale è stata limitata e l'esportazione non supportata adeguatamente in raffronto alle potenzialità produttive. I governi di questi Stati ora cominciano a riconoscere al carbone un ruolo strategicamente importante perché in grado di attrarre reddito estero e di assicurare un valore aggiunto alla produzione energetica interna. Questo Rapporto del Clean Coal Centre esamina il peso del carbone nelle economie energetiche di ciascuno di questi Stati. Come nella maggior parte delle economie emergenti, la garanzia che la fornitura di energia elettrica sia affidabile e conveniente per le industrie e le persone è essenziale per lo sviluppo economico e per la crescita e il benessere delle comunità. La domanda di materie prime dall'Africa, come diamanti e rame, è la ragione di un enorme bisogno di elettricità e il carbone avrà un ruolo importante per la

produzione di questa energia elettrica. Non solo l'industria mineraria ha bisogno di questa potenza energetica, ma connesse a queste attività si sviluppano comunità che a loro volta necessitano energia elettrica. L'esplorazione dei giacimenti è limitata alle regioni in cui la produzione di carbone è già avviata da diversi decenni. Le riserve recuperabili sono ancora oggetto di valutazione e quindi bisognerà aspettare qualche anno per conoscere la regione col più alto potenziale estrattivo. Molte delle nuove licenze per l'estrazione del carbone sono vicine le une alle altre. Situazione che favorisce possibili partnership, che riducono il rischio e promuovono un maggior grado di cooperazione tra le parti interessate. Le maggiori riserve conosciute (40 Gt) si trovano in Botswana, ma quelle economicamente sfruttabili saranno decisamente inferiori. Il Mozambico potrebbe avere tra 16 e 22 Gt, mentre lo Zimbabwe potrebbe variare tra 2 e 26. Le riserve in Zambia e in Namibia sono minori: in Zambia sembra che vi sia un minimo di 0,1 Gt. La produzione complessiva in questi paesi è inferiore a 4 Mt/anno, ma il potenziale è notevole, in particolare in Mozambico e Botswana. Sorprendentemente lo Zimbabwe è stato il più grande produttore di questo gruppo di Paesi con una produzione di 2 Mt/a, mentre per ciascuno degli altri la produzione è inferiore a 1 Mt/a. In Botswana e Zambia la produzione di carbone aumenterà per la crescita della domanda legata al recente ampliamento di alcune centrali a carbone. La produzione di carbone è pressoché nulla in Mozambico ma per la sua posizione geografica questo Paese rappresenta la porta verso il mercato asiatico. Lo sviluppo delle miniere porterà con sé la realizzazione di impianti di lavorazione del carbone, centrali elettriche a carbone, infrastrutture per trasporti terrestri e portuali. Per realizzare questi piani, aziende provenienti da Paesi come il Regno Unito, Brasile, Giappone, India e Cina, già presenti nella regione, saranno ulteriormente sostenute e incoraggiate ad investire dai governi locali. Delle cinque economie dell'Africa meridionale che rientrano in questa relazione, solo due hanno centrali elettriche a carbone di dimensione significativa, pari peraltro a un modesto 1,2 GWe. Queste sono la centrale Morupule in Botswana, e la centrale elettrica Hwange in Zimbabwe. In Zimbabwe 2.1 GWe saranno prodotti da centrali idroelettriche e impianti a carbone in costruzione ad opera di aziende private. Il dato più interessante è la capacità prevista che questa regione dell'Africa aspira a costruire: sugli oltre 15.7 GWe di nuovi impianti previsti, solo 4,5 GWe saranno centrali idroelettriche mentre ben 10.6 GWe verranno prodotti da centrali a carbone. Questo potrebbe portare ad una richiesta di oltre 20 Mt/a di carbone estratto.

Il futuro del carbone e delle centrali elettriche a carbone in Sud Africa dipende dalla cooperazione tra gli investitori stranieri e le organizzazioni governative o internazionali. Botswana e Mozambico hanno regimi fiscali favorevoli per gli investitori stranieri. Al contrario, il sistema fiscale in Zimbabwe presenta ostacoli per gli investimenti esteri. In Zambia, le tensioni sociali sono sorte tra le imprese minerarie di proprietà straniera e i lavoratori locali ed i conflitti di nel mondo del lavoro sono sempre più comuni. In termini di mitigazione dei cambiamenti climatici, i governi dell'Africa meridionale ambiscono a una produzione di energia che abbia il minimo impatto sull'ambiente. Obiettivi che però si scontrano con i bisogni immediati dell'economia e della popolazione, in cui una grande percentuale non ha ancora accesso ai servizi di base. Ma nel futuro a lungo termine di quest'area il carbone può giocare un ruolo sempre più importante.

7 Cicli a vapore avanzati ultrasupercritici (A-USPCC) in impianti tradizionali a polverino di carbone – stato dell'arte (CCC/229)

Kyle Nicol

Dicembre 2013

La tecnologia più rilevante nel settore della produzione di energia elettrica da combustibili solidi è quella degli impianti a vapore a polverino di carbone (PCC). Impianti che lavorano secondo un comune ciclo Hirn

subcritico, con una pressione massima del vapore inferiore a 22.1 MPa e con un solo ri-surriscaldamento del vapore. Gli impianti PCC sono contraddistinti da rendimenti energetici abbastanza bassi con conseguenti elevate emissioni di CO₂.

Per valutare l'efficienza di tali impianti si fa riferimento al Ciclo di Carnot, che descrive il processo ideale. Il rendimento netto complessivo degli impianti è determinato dalle efficienze dei singoli componenti, alcuni dei quali sono già nel range 98-99%. Per altri componenti, quali generatore di vapore, turbina e ausiliari, ci sono ancora margini di miglioramento: aumenti dell'efficienza possono essere infatti ottenuti adottando una serie di misure come aumento della temperatura e della pressione del vapore; diminuzione della pressione di condensazione; aumento del riscaldamento dell'acqua tramite recuperi termici rigenerativi e il ri-surriscaldamento del vapore a pressione intermedia.

Sviluppi tecnologici, dovuti principalmente all'adozione delle misure sopraelencate, consentono agli impianti a carbone supercritici (SPCC), ultrasupercritici (USPCC) e ultrasupercritici avanzati (A-USPCC) di aumentare l'efficienza elettrica fino a raggiungere valori pari al 52% (vedi tabella). Nello specifico la tabella riepiloga i parametri del vapore, i materiali utilizzati, l'efficienza e il consumo di carbone.

	Parametri del vapore	Materiali	Efficienza netta (LHV)	Consumo di carbone
PCC	T ≤ 540 °C P < 22.1 MPa	Low alloy CMn Mo ferretic steel	< 35 %	≥ 380 g/kWh
SPCC	T = 540-580 °C P = 22.1-25 MPa	Low alloy CrMo steel 9-12 % Cr martensitic steel	35-40 %	380-340 g/kWh
USPCC	T= 580 – 620 °C P = 22-25 MPa	Improved 9-12% Cr martensitic steels Austenitic steels	40-45 %	340-320 g/kWh
A-USPCC	T = 700-725 °C P = 25-35 MPa	Advanced 10-12% Cr steels Nickel alloys	45-52 %	320-390 g/kWh

Una delle misure più efficaci per aumentare l'efficienza dei impianti PCC è sicuramente l'aumento dei parametri del vapore. In particolare l'incremento della massima temperatura del ciclo a vapore aumenta l'efficienza elettrica del processo, con una conseguente riduzione del consumo di carbone e delle emissioni prodotte. Tuttavia, la temperatura massima del vapore è limitata dai materiali che sono in grado di resistere a tali condizioni operative. In questo contesto l'Unione europea, gli Stati Uniti d'America, il Giappone, l'India, la Cina e la Russia hanno avviato importanti programmi di ricerca. Il report analizza e confronta i principali progetti di ricerca, i progressi ottenuti e gli obiettivi da raggiungere. Lo sviluppo di materiali innovativi e leghe speciali consentirà nei prossimi anni di operare con vapore a circa 35 MPa e a temperature superiori ai 700 °C (fino a circa 760 °C secondo il progetto di ricerca degli Stati Uniti). Ciò consentirà di ottenere efficienze nette di generazione elettrica maggiori del 50%.

8 Utilizzo sostenibile della biomassa in co-combustione (CCC/230)

Deborah Adams

Dicembre 2013

Ci sono molti elementi, alcuni difficili da quantificare, nella valutazione della sostenibilità per l'utilizzo della biomassa in applicazioni di co-combustione con il carbone. L'obiettivo di questa rapporto tecnico è

di passare in rassegna gli studi in questo settore, considerando anche gli aspetti relativi alle emissioni di gas a effetto serra. La riduzione delle emissioni di gas serra ottenuti sostituendo il carbone con la biomassa dipende da una serie di fattori quali, ad esempio, la natura dei combustibili fossili impiegati, la tipologia e il metodo di produzione della biomassa. Alcune problematiche rilevanti nella produzione della biomassa sono il relativo bilancio energetico complessivo, il bilancio dei gas serra, i cambiamenti nell'uso del suolo durante i cicli di produzione, le modifiche del suolo e del suo contenuto di carbonio. La certificazione di sostenibilità della biomassa è un processo lento che sta emergendo a livello nazionale e internazionale, per questa motivazione varie organizzazioni stanno sviluppando i propri standard per la produzione di biomassa in maniera sostenibile. L'Unione europea non dispone ancora di criteri di qualificazione di sostenibilità per la biomassa solida, anche se il Regno Unito e il Belgio hanno già raggiunto dei traguardi in questo settore.

Nel presente rapporto si analizzano i processi nei quali la biomassa solida viene utilizzata insieme al carbone nelle centrali elettriche tradizionali. In molti casi i sistemi di co-combustione raggiungono tassi di utilizzo della biomassa fino al 10% (termico), con un impatto minimo sul funzionamento della centrale. Il Cofiring è un modo relativamente efficiente di utilizzare biomassa solida rispetto alla combustione diretta (IPCC, 2011), anche se alcuni impianti di produzione di energia elettrica da carbone sono stati convertiti al 100%.

La presente relazione considera l'intero ciclo di vita della biomassa, dall'approvvigionamento sino al suo utilizzo sostenibile, definendo i vari fattori che contribuiscono a renderne la produzione sostenibile, quali, ad esempio la produzione di gas serra. A partire dall'analisi del ciclo di vita si introducono aspetti socio – economici legati all'utilizzo sostenibile della biomassa per fini energetici.

9 GESTIONE DEI RIFIUTI OTTENUTI DALLA COMBUSTIONE DEL CARBONE (CCC 231)

Xing Zhang

Gennaio 2014

Una delle maggiori fonti di energia, ma anche uno dei maggiori produttori di rifiuti. Pro e contro del carbone. Una centrale elettrica alimentata con questo combustibile genera una varietà di rifiuti solidi noti come “prodotti di combustione del carbone” (CCP), “residui di combustione del carbone” (CCR) o “rifiuti di combustione del carbone” (CCW). Rifiuti coi quali bisogna fare i conti: nei prossimi dieci anni la domanda di carbone è destinata a crescere – soprattutto in Paesi emergenti come Cina e India dove sono presenti industrie di produzione di energia – e di conseguenza aumenterà la produzione di CCP. Si è stimato che nel 2010 la produzione totale mondiale di prodotti di combustione di carbone è stata di circa 780 milioni di tonnellate. Di questi, solo il 53,5% sono stati utilizzati. Il resto, circa 360 milioni di tonnellate di CCP, va stoccato o smaltito. Questo trend è destinato a continuare (se non aumentare) per molti anni. Lo smaltimento di CCW all'interno di una centrale elettrica può comportare, in un periodo di tempo prolungato, l'accumulo di rifiuti e la deposizione di centinaia di migliaia, se non milioni, di tonnellate di ceneri o impasto di ceneri umide. I CCW sono smaltiti in zone di stoccaggio (impoundment), discariche, oppure come riempimenti di miniere e cave dismesse o negli oceani. Attualmente lo smaltimento negli oceani non è pratica comune, mentre il riempimento di miniere e cave consente di smaltire solo piccole quantità di CCP. I CCW sono generalmente gestiti in due modi: in discarica o in appositi siti di stoccaggio. Più della metà delle centrali elettriche a carbone preferisce effettuare lo stoccaggio dei propri CCW in loco: i bassi costi di conferimento si accompagnano a un'elevata produzione di percolato, che richiede grandi quantità di acqua e un'area due volte e mezzo più grande della discarica, con evidenti conseguenze a livello

ambientale.

Le caratteristiche dei CCW influenzano la gestione dei CCW e il loro impatto sull'ambiente. A seconda dei componenti minerali di carbone, della tecnica di combustione, e della tecnologia di controllo dell'inquinamento utilizzati, vengono prodotti uno o più tipi di CCP, quali ceneri volatili, ceneri pesanti, scorie di caldaia, ecc. Le proprietà chimiche e fisiche delle ceneri di carbone dipendono non solo dal tipo di carbone (origine e qualità), ma anche dall'estrazione del carbone, dal metodo di preparazione, dal processo di combustione, e dalle tecnologie di controllo delle emissioni utilizzate. I CCW contengono una grande quantità di composti tossici, principalmente metalli pesanti, quali arsenico, berillio, boro, calcio, cadmio, cromo, cobalto, ferro, piombo, manganese, mercurio, molibdeno, selenio e silicio. Nelle ceneri volatili, gli elementi predominanti sono Si, Al, Fe, e Ca, mentre in quelle più pesanti (bottom ash) si trovano principalmente composti a base di Ca e S dovuti agli additivi a base di calcio utilizzati per la cattura del SO₂. I rifiuti possono anche contenere un certo livello di composti organici tossici, quali diossine e PAH (idrocarburi policiclici aromatici). Queste sostanze tossiche, se non vi è una corretta gestione dei siti di smaltimento dei CCW, rappresentano un rischio per la salute umana e per l'ambiente. Nel 2008 negli Stati Uniti lo scoppio di un bacino di scorie CCW provocò il versamento di fanghi di cenere e tonnellate di rifiuti tossici sulle case della cittadina di Kingston. Un incidente che ha evidenziato i rischi di dismissione dei CCW umidi e ha comportato una revisione della regolamentazione del settore rifiuti in varie nazioni. Ad oggi non risultano in vigore regolamenti idonei, né si è riusciti ancora a classificare e regolamentare le ceneri di carbone come rifiuti pericolosi. L'EPA (Environmental Protection Agency) ha presentato una valutazione dei rischi per caratterizzare gli scenari di gestione dei rifiuti e ha scoperto che la maggior parte dei rischi potenziali per la salute associati ai CCW sono dovuti allo smaltimento in siti non sigillati o all'assenza di sistemi di monitoraggio delle acque sotterranee: la problematica ambientale primaria per lo smaltimento dei CCW è legata ai fenomeni di lisciviazione con la conseguente possibile contaminazione delle acque superficiali e sotterranee. Per prevenire quest'eventualità è necessario adottare sistemi di raccolta del percolato e di monitoraggio delle acque sotterranee o tecnologie di pre-trattamento. Negli ultimi dieci anni si sono verificati una serie di cambiamenti a livello mondiale nel settore della produzione di energia elettrica a carbone che hanno interessato la qualità e la quantità CCP. I regolamenti per la gestione dei CCW che sono attualmente in fase di discussione avranno anche un impatto sul costo di smaltimento. La gestione dei CCW si trova ad affrontare nuove sfide.

10 [Sviluppi nella modellazione e simulazione della gassificazione del carbone \(CCC/232\)](#)

Rohan Fernando

Febbraio 2014

Negli ultimi anni il forte aumento del prezzo del petrolio e del gas naturale ha portato un incremento dell'attenzione sul processo di gassificazione del carbone, dal quale è possibile ottenere un gas combustibile per la produzione di energia elettrica e diversi prodotti per l'industria chimica.

Fra le tecnologie più promettenti vi sono gli impianti IGCC (Gassificazione Integrata a Ciclo Combinato) che presentano basse emissioni di gas serra e consentono di migliorare le prospettive per la generazione dell'energia elettrica. Tuttavia gli elevati costi capitali e le preoccupazioni relative all'affidabilità e alla disponibilità della tecnologia limitano l'introduzione degli impianti IGCC sul mercato; al fine di affrontare questi problemi e di migliorare i progetti futuri, è necessario incrementare la conoscenza dei processi alla base della gassificazione. La gassificazione consiste nella reazione di un combustibile carbonioso con una combinazione di aria, ossigeno e vapore, per produrre specie gassose che possono essere utilizzate sia come fonte di energia che come materia prima per la produzione di prodotti chimici, combustibili liquidi o

altri combustibili gassosi. Il presente Report contiene una breve descrizione delle tre tipologie di gassificatori più comunemente impiegati, e esamina i modelli che sono attualmente disponibili per descrivere i diversi processi che avvengono in ciascuno di essi. Tramite lo studio modellistico del processo è possibile progettare nuovi gassificatori e migliorare le prestazioni del sistema. In alcuni casi, i risultati del modello sono confrontabili con i dati reali d'impianto permettendo così di validare il modello. Tuttavia, è raro che attraverso la modellizzazione si risolvano direttamente i problemi operativi di un impianto. I gassificatori in futuro richiederanno una maggiore flessibilità e una maggiore capacità di conversione del combustibile, nonché caratteristiche quali l'affidabilità, la disponibilità, la manutenibilità e una maggiore produttività. Avranno anche la necessità di integrarsi con le tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS). In un gassificatore avvengono diversi processi complessi (pirolisi delle particelle di carbone, devolatilizzazione del materiale volatile, gassificazione del carbone, reazioni in fase gas, formazione di fuliggine e scorie) e lo sviluppo dei modelli permette una migliore conoscenza dei fenomeni. I modelli computazionali in combinazione con i dati dell'impianto possono essere utilizzati per valutare il funzionamento del gassificatore, risolvere eventuali problemi, sondare nuovi progetti e fornire dati sulle prestazioni al fine di effettuare scale-up commerciali. L'implementazione di modelli complessi consente, inoltre, di identificare carenze operative, suggerire possibili soluzioni e valutare condizioni che sono difficili da validare sperimentalmente. Tale approccio risulta più veloce e meno costoso rispetto alla costruzione e alla sperimentazione di impianti dimostrativi su differenti scale. Per modellizzare i processi è necessario averne una conoscenza approfondita ed è possibile raffinare i modelli aumentando i dati sperimentali disponibili. Il report prende in esame i modelli che sono attualmente disponibili per ciascun tipo di gassificatore e contiene una breve descrizione dei tre tipi più comunemente utilizzati: gassificatori a letto fisso, a letto fluidizzato e a letto trascinato. L'approccio globale alla modellazione può considerare differenti livelli di complessità in relazione al numero delle dimensioni dello spazio e alla presenza della variabile tempo che caratterizza la dinamicità o stazionarietà del processo. Nel modello zero dimensionale, le variabili in uscita sono valutate in funzione delle variabili in ingresso, senza considerare nel dettaglio i processi che avvengono all'interno del volume di controllo; per tale motivo l'approccio non è adatto a tutti i sistemi. I modelli ad una dimensione possono essere usati con successo per modellizzare tutti i tipi di gassificatori in quanto si assume che tutte le variabili varino lungo una coordinata spaziale, permettendo di valutare il sistema attraverso profili. I modelli a due dimensioni, invece, considerano un sistema a simmetria cilindrica variando le grandezze sia in direzione assiale che radiale. Il modello a tre dimensioni presenta un'elevata complessità computazionale ma in molti sistemi particolari, come nelle geometrie assimetriche, permette di avere una rappresentazione realistica del processo. Anche i modelli CFD sono un potente mezzo per investigare molti tipi d'impianti e negli ultimi decenni hanno giocato un ruolo importante nel miglioramento delle prestazioni del processo di gassificazione.

11 Le riserve di carbone in un futuro con meno CO₂ (CCC/233)

*Paul Baruya
Marzo 2014*

Il rapido incremento della richiesta energetica di alcuni paesi potrebbe, in un futuro non lontano, intaccare le attuali riserve di carbone; è stato stimato che la durata di tali riserve sia di circa 100 anni.

Il repentino aumento della richiesta di carbone si scontra però con le problematiche ambientali; la legislazione sulla restrizione delle emissioni di CO₂ potrebbe, infatti, farne diminuire la domanda e, di conseguenza, prolungare notevolmente la durata delle riserve stesse. Tra il 2001 e il 2011, con l'aumento della domanda globale di carbone, sembrava che le riserve attuali fossero minori di quanto

stimato; inoltre sono state fin ora utilizzate le riserve economicamente più vantaggiose e in futuro il carbone estraibile avrà alti costi di produzione.

L'aumento della domanda di combustibili fossili, soprattutto da parte dei paesi in rapida crescita come Cina e Indonesia, ha anche implicazioni relative alle emissioni di gas serra. Infatti mentre prima dell'apertura del mercato marittimo ogni continente utilizzava il carbone estratto nei propri paesi, ora vi è un libero mercato. Il paese che consuma maggiori quantità di carbone è la Cina, che possiede solo il 14% delle riserve mondiali e importa il restante 86% necessario al suo fabbisogno energetico, influenzando i picchi della domanda di combustibile.

Nelle previsioni delle stime per il futuro occorre differenziare le riserve di carbone in base alle diverse tipologie:

1. Carbone di alto rango per la produzione di vapore;
2. Carbone di alto rango per la produzione di coke e la fabbricazione di acciaio;
3. Carbone di basso rango per la produzione di vapore, per la generazione di calore e per la produzione di energia.

Attualmente, le stime vengono effettuate sulla totalità delle riserve di carbone mentre si può presupporre che la domanda possa essere rivolta a un carbone di un certo rango piuttosto che un altro; è necessario, quindi, capire quali possano essere i carboni maggiormente richiesti in futuro. Un ammodernamento delle tecnologie dei vecchi impianti potrebbe abbattere la richiesta di carbone, mentre l'applicazione delle tecnologie CCS sui vecchi impianti potrebbe addirittura far aumentare la domanda e far diminuire rapidamente le riserve. Infatti la sostituzione di vecchi impianti con nuove tecnologie ad alta efficienza sarà in grado di limitare la crescita della futura domanda di carbone, mentre l'installazione di impianti di cattura dell'anidride carbonica potrebbe non causare cambiamenti significativi o addirittura potrebbe far aumentare la domanda di carbone (eliminando tuttavia il 90% dei gas serra provenienti da tali impianti). Il picco della domanda di carbone, previsto per il 2010 – 35, potrebbe avvenire in concomitanza con l'adozione di politiche per una maggiore efficienza delle tecnologie CCS. Attualmente le CCS non hanno nessun impatto sulla domanda del carbone in quanto vengono impiegate su impianti ad alta efficienza come gli impianti supercritici (USC) e ultra – supercritici (A-USC). La stima delle riserve di carbone è complicata, poiché è posta in relazione agli elevati costi di estrazione che ne limitano lo sfruttamento. La valutazione delle riserve deve quindi tener conto della quantità di carbone che può essere estratto utilizzando moderne tecnologie. A tal fine possono essere adottate nuove tecniche di estrazione offrendo nuove opportunità di business. Inoltre, è possibile gassificare il carbone presente in giacimenti sotterranei non sfruttabili o, in alternativa, estrarne del metano; in questo modo tali giacimenti potrebbero offrire una nuova fonte di energia. L'esaurimento delle riserve di carbone non sembra, quindi, essere una criticità (ad eccezione di alcuni paesi); la gestione della domanda di combustibile e delle tecnologie a basso consumo di carbone potrebbero consentire dei tempi di durata delle riserve superiori a quelli attualmente stimati, con un futuro molto più sostenibile di quanto non appaia oggi.

12 Acciai per alte temperature impiegati in camere di combustione per carbone polverizzato (CCC/234)

Kile Nicol

Aprile 2014

Gli impianti che utilizzano carbone polverizzato come combustibile e operano in condizioni supercritiche sono ormai una realtà ben consolidata da circa 40 anni. Gli impianti invece che operano in condizioni ultrasupercritiche(USC) sono invece in esercizio da circa 20 anni. L'esperienza maturata durante la vita di questi impianti è di fondamentale importanza per la caratterizzazione delle prestazioni

degli acciai speciali ad alte temperature. Per esempio l'acciaio martensitico con il 9-12% di cromo ha avuto problemi di cracking e inoltre si è rivelato meno resistente ad alte temperature di quello che si era previsto in fase di progetto. Inoltre spesso gli impianti si trovano ad operare in condizioni off-design e questo provoca negli acciai ulteriori stress che possono determinare cedimenti precoci.

Grazie all'esperienza maturata è stato possibile valutare le prestazioni degli acciai speciali dislocati nelle varie parti dell'impianto, valutandone i problemi e i possibili rimedi per ovviare agli stessi. Sviluppare nuove leghe speciali consentirebbe di aumentare le temperature massime d'esercizio e l'affidabilità dell'impianto, permettendo di raggiungere rendimenti più elevati, con il conseguente risparmio di combustibili e la riduzione delle emissioni inquinanti. Lo sviluppo di nuove leghe risulta però molto costoso, richiede molto tempo e comunque comporta anche dei rischi in quanto bisogna testarle realizzando prima impianti pilota, dimostrativi e in ultima fase impianti di taglia commerciale. La ricerca sugli acciai speciali ha permesso di migliorare notevolmente il rendimento degli impianti passando da il 35-40% per gli impianti supercritici al 42-47% degli impianti USC. Gli impianti ultrasupercritici riescono a operare a temperature del vapore di circa 580-605°C e pressioni comprese tra 22-29 MPa, mediante l'utilizzo delle leghe ferritiche basso legate, leghe martensitiche con una percentuale del 9-12% di cromo e acciai austenitici. Le principali problematiche dei metalli impiegati in questo tipo di impianti sono:

- Attacco chimico;
- Surriscaldamenti localizzati;
- Cricche da fatica;
- Saldature.

In ogni parte dell'impianto, le condizioni operative risultano essere differenti, di conseguenza è differente il peso che hanno le problematiche sopracitate. L'attacco chimico è generalmente causato dallo sporco delle tubazioni in camera di combustione e dalla presenza di ceneri fuse. Le ceneri non hanno un comportamento neutro nei confronti della superficie della tubazione: l'attaccano, riducendo nel tempo la sezione resistente e provocandone una rottura precoce. I surriscaldamenti localizzati sono una conseguenza dello sporco del tubo: ossidi e incrostazioni di varia natura riducono lo scambio termico provocando sovratemperature localizzate e riduzioni localizzate della resistenza del materiale. Per tutti i componenti sottoposti a forti carichi termici e forti stress meccanici è necessario un adeguato sistema di gestione della manutenzione, in modo da limitare al minimo le fermate impreviste dell'impianto. Altro aspetto molto importante e particolarmente critico riguarda le saldature che se non correttamente eseguite possono portare alla rottura del componente per i seguenti motivi:

- rottura per fatica a causa di discontinuità presenti nella saldatura;
- perdita delle caratteristiche meccaniche acquisite mediante trattamenti termici;
- esecuzione della saldatura in atmosfera non protetta.

Allo stato attuale la tendenza è quella di sviluppare leghe in grado di operare a una temperatura maggiore dei 700°C. In questo modo si potranno conseguire rendimenti superiori al 50%; basti pensare che un aumento della temperatura massima del ciclo di 20°C comporta un aumento del rendimento tra 1-3,5 punti percentuali.

La lega su cui si sta lavorando e che si pensa possa consentire tali risultati è una lega martensitica con 11-12% di cromo; allo stadio di ricerca è lo sviluppo di leghe con percentuali di zinco che garantiscano ottime resistenze alla corrosione. L'inconveniente di quest'ultima lega è il costo: il prezzo dello zinco è molto caro e incide in modo consistente sul costo di investimento dell'impianto. In conclusione, oltre alla ricerca su nuove leghe, si sta svolgendo un approfondito lavoro sullo sviluppo di una politica di manutenzione programmata al fine di migliorare la disponibilità e l'affidabilità dell'impianto. Inoltre il problema del trattamento chimico dell'acqua come fluido termovettore resta di primaria importanza.

13 Standard di campionamento e analisi del carbone (CCC/235)

Qian Zhu

Aprile 2014

Ogni anno vengono commercializzate miliardi di tonnellate di carbone nelle centrali per la produzione di energia elettrica, cemento, acciaio e per altri scopi. Il prezzo del carbone non dipende solo dalle quantità che vengono acquistate ma è legato ad una serie di proprietà che lo stesso presenta e che sono determinate attraverso procedure analitiche. I carboni presentano una vasta gamma di proprietà fisiche e risultano essere costituiti da una componente organica ed una minerale. Data l'elevata complessità ed eterogeneità delle tipologie di carboni (costituiti da particelle di varie forme e dimensioni, ognuna con diverse caratteristiche fisiche, chimiche e contenuto di ceneri residue) devono essere adottati anzitutto protocolli standard per il campionamento, in maniera tale che il materiale raccolto sia rappresentativo. Anche le analisi del carbone devono seguire procedure standard per ottenere dati riproducibili e ripetibili. Il presente report passa in rassegna i diversi metodi di prelievo di campioni ed analisi, fornendo la descrizione delle procedure standard adottate nelle fasi di campionamento, preparazione ed analisi previste nelle Norme Internazionali.

Esempi di organizzazioni che operano a livello nazionale o internazionale per redare metodi di sviluppo e standardizzazione, sono il British Standards Institution (BSI), il German Institute for Standardisation (DIN), l'International Organisation for Standardisation (ISO), e l'American Society for Testing and Materials (ASTM). Il campionamento del carbone, può essere effettuato da una vasta gamma di siti di raccolta o stoccaggio, quali nastri trasportatori, camion, vagoni ferroviari e cumuli. Il campionamento può essere effettuato manualmente o mediante sistemi di campionamento meccanici. Prima delle analisi chimiche la maggior parte dei campioni richiedono una "preparazione" come ad esempio attraverso l'essiccazione, la frantumazione, la suddivisione e la miscelazione di un campione dal quale ottenere piccole porzioni necessarie per le analisi di laboratorio.

I test e le analisi chimiche dei carboni sono solitamente effettuate in laboratorio con lo scopo principale di determinarne la qualità e il rango. Le procedure e le condizioni di analisi vengono standardizzate al fine di ottenere risultati oggettivi e comparabili tra differenti laboratori.

Le analisi principali che vengono effettuate sono le seguenti:

1. l'analisi immediata per la determinazione del contenuto di umidità, ceneri, sostanze volatili e carbonio fisso;
2. l'analisi elementare per la determinazione del carbonio, dell'idrogeno, dell'ossigeno, dell'azoto e dello zolfo;
3. l'analisi delle ceneri: individuazione degli elementi maggiori e minori del carbone;
4. calcolo del potere calorifico (noto anche come valore di riscaldamento o energia specifica)

Ulteriori analisi possono essere condotte per determinare la durezza di un carbone, la temperatura di fusione delle ceneri e l'analisi degli elementi in tracce.

L'utilizzo di tecniche analitiche strumentali è cresciuto rapidamente negli ultimi anni; nuove sofisticate tecnologie, che utilizzano microprocessori e microcomputer, hanno portato allo sviluppo di una nuova generazione di strumentazioni per l'analisi del carbone. In particolare, l'analisi automatizzata permette di determinare l'umidità, le ceneri, le sostanze volatili, il carbonio, l'idrogeno, l'azoto, lo zolfo, l'ossigeno e la temperatura di fusione della cenere in tempi brevi con la possibilità di effettuare le prove in situ ovvero dove il carbone viene estratto, trasformato, trasportato o eventualmente utilizzato.

Ulteriori analisi di routine sul carbone sono comunemente effettuate nei vari laboratori nel mondo. Queste tecniche sono basate sull'applicazione di una vasta gamma di tecnologie tra le quali la spettroscopia a raggi x, la microscopia elettronica, la spettroscopia atomica, la spettrometria di massa e le analisi per l'attivazione neutronica. Molte di queste tecniche sono veloci, ad alta sensibilità e precisione, semplici da utilizzare ed hanno limiti di rilevabilità bassi. Inoltre al giorno d'oggi, molti degli strumenti sono in grado di determinare più elementi contemporaneamente.

14 Utilizzi del carbone alternativi alla combustione (CCC/236)

Herminè Nalbandian

Maggio 2014

Importante materia prima per la produzione di prodotti chimici a base di carbonio, a partire dalla metà del Ventesimo secolo il carbone è stato gradualmente rimpiazzato da petrolio e gas naturale come sorgente primaria di approvvigionamento per l'industria chimica. Negli ultimi anni la volatilità del prezzo del petrolio e della sicurezza del suo approvvigionamento hanno favorito un rinnovato interesse per il carbone: rappresenta il 60% delle risorse energetiche globali e può essere sfruttato come combustibile nell'industria di generazione elettrica e come materia prima per la produzione di prodotti chimici (chemicals). Ci sono però ancora diversi problemi legati all'uso del carbone per la produzione di chemicals, fra cui problemi tecnologici di processo, presenza di molti componenti nella matrice organica in diversi stadi di conversione; impurezze inorganiche; costi di investimento; impatto ambientale. Inoltre, l'elevato consumo di acqua richiesto nei processi di conversione gioca un ruolo fondamentale sull'applicabilità finale. Il numero di prodotti chimici derivabili dal carbone è molto vasto. A titolo non esaustivo si possono citare mono etilenglicole (MEG), dimetiletere (DME), olefine, acido acetico, formaldeide, urea, ammoniaca, monomeri del vinil cloruro (VCM), polivinilcloruro (PVC), butandiolo (BDO), acido acrilico (AA), acrilonitrile (ACN) e derivati dei naftaleni. La conversione coal-to-MEG risulta uno dei principali e interessanti processi che hanno avuto un notevole impatto sull'industria chimica negli ultimi anni. L'attuale capacità della conversione coal-to-MEG in Cina è di circa 1 Mt/y con previsioni di crescita nel 2015 a circa 2 Mt/y, e un ulteriore aumento a 12 Mt/y per il 2025. Esistono diverse modalità di conversione del carbone in chemicals che includono carbonizzazione, gassificazione seguita dalla conversione del gas di sintesi e liquefazione/idrogenazione. La carbonizzazione è il processo di conversione del carbone in carbonio, o in residui contenenti carbonio tramite pirolisi. Questo include il riscaldamento del carbone ad elevate temperature in assenza di ossigeno e nel distillare tars e oli leggeri. Il processo è usato per produrre coke metallurgico utilizzato per la produzione del ferro negli altiforni o in generale in processi che includono la fusione. Altri sotto-prodotti derivanti dalla carbonizzazione vengono raffinati per produrre materie prime per chemicals. La composizione tipica ottenuto tramite carbonizzazione include idrogeno, metano, e monossido di carbonio. La gassificazione del carbone è stata applicata all'industria chimica sin dal 1930 per la produzione di metanolo, ma anche di ammoniaca e urea, i quali costituiscono le materie prime di fertilizzanti azotati e diverse plastiche. Il metanolo può essere purificato per distillazione al fine di rimuovere le impurità derivanti dal carbone. Il metanolo è tipicamente convertito a etilene, propilene, acido acetico e dimetiletere. Recentemente in Cina i processi di conversione methanol-to-olefin (MTO) e methanol-to-propylene (MTP) sono stati sviluppati e applicati in diversi impianti. La maggioranza degli impianti di gassificazione operanti a carbone sono progettati per produrre chemicals e fertilizzanti. Poche le tecnologie commerciali coal-to-olefin che includono i processi MTO e MTP: la Dalian methanol-to-olefins (DMTO), la Sinopec methanol-to-olefins (SMTO), la US Honeywell UOP/Norsk HYDRO MTO e la tedesca Lurgi MTP. In Cina esistono quattro impianti operanti con tali tecnologie: questo Paese rappresenta il centro di crescita

per la produzione di chemicals dal carbone data l'ampia disponibilità a basso costo della materia prima. Fattori quali costo, affidabilità, disponibilità e sicurezza sono importanti per lo sviluppo degli impianti di conversione. L'aumento dell'efficienza del processo contribuisce a sostenere da un lato il capitale di investimento iniziale, affidabilità e disponibilità incidono invece in modo determinante sul costo. Per la produzione di chemicals come metanolo e ammoniaca, il trend appare favorevole essendo già da tempo operativi e produttivi in alcuni impianti. In conclusione, la produzione di prodotti chimici a partire dal carbone è molto importante in Paesi privi (o con limitate quantità) di gas naturale e petrolio. Una filiera di notevole interesse per il futuro della ricerca sui possibili utilizzi del carbone.

15 [Incremento dell'efficienza del parco mondiale di centrali elettriche a carbone per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica CCC/237](#)

Ian Barnes

Luglio 2014

Durante l'ultima decade, la domanda di carbone come fonte di energia per la generazione elettrica è cresciuta rapidamente in tutto il mondo, superando la domanda di gas, petrolio, nucleare e delle fonti di energia rinnovabile. Diverse proiezioni sulla crescita della domanda globale di energia suggeriscono che tale tendenza perdurerà, con una predominanza nell'utilizzo del carbone da parte di economie emergenti come Cina e India. Nonostante la recente installazione di moderni impianti, il valore dell'efficienza media dell'esistente capacità di generazione a carbone risulta essere ancora relativamente basso, attestandosi attorno al 33%. Ciò si traduce in elevati consumi specifici di carbone per unità di energia elettrica prodotta. Al crescente consumo di carbone corrisponderà una crescita nel livello di inquinanti e l'esigenza di mitigare gli effetti dei cambiamenti climatici renderà necessario il dimezzamento, rispetto ai livelli attuali, delle emissioni di anidride carbonica entro il 2050. Per contribuire a questo obiettivo le emissioni dalla generazione elettrica da carbone dovranno essere ridotte di circa il 90%. In termini generali si ritiene che tale obiettivo possa essere perseguito effettuando un retrofit degli impianti di produzione (effettuato con l'installazione di sistemi di Carbon Capture & Storage CCS) pari al 29% dell'esistente parco centrali a carbone mondiale e che l'opzione migliore per il retrofit CCS in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ per unità di energia elettrica prodotta, siano gli impianti ad alta efficienza e basse emissioni comunemente descritti con l'acronimo di HELE (High Efficiency, Low Emission).

Una centrale HELE a carbone al più alto livello di sviluppo attualmente disponibile, operante con un ciclo a vapore ultra-supercritico ad alta efficienza risulta essere più efficiente, affidabile e con una maggiore vita utile rispetto ad un vecchio impianto subcritico e permette una riduzione delle emissioni di anidride carbonica del 20% rispetto ad un unità subcritica operante in condizioni simili. In un prossimo futuro lo sviluppo dei cicli a vapore ultrasupercritici avanzati (AUSC) consentirà di proseguire questo trend con rendimenti del 48% e una riduzione delle emissioni di anidride carbonica del 28% rispetto ad un impianto subcritico e del 10% rispetto ad un impianto ultrasupercritico.

Il presente studio esamina il ruolo degli impianti di generazione HELE a carbone e le loro prospettive di utilizzo nelle strategie di riduzione delle emissioni di anidride carbonica dei maggiori paesi utilizzatori di carbone (Australia, Cina, Germania, India, Giappone, Polonia, Russia, Sud Africa, Sud Corea e USA); ognuno di questi paesi è caratterizzato da un parco di centrali di differente rendimento e anzianità, nonché da differenti politiche e condizioni locali che influiscono sulla possibilità di implementazione degli impianti HELE.

Le previsioni per ogni paese sono state calcolate attraverso il confronto delle performance del caso base (parco centrali senza upgrades HELE), con scenari in cui gli impianti a più bassa efficienza sono dismessi e

rimpiazzati con le tecnologie HELE, secondo cicli di vita a 50 e 25 anni. È stato quindi possibile quantificare, oltre alla capacità addizionale necessaria per incontrare la domanda crescente, i potenziali costi di implementazione degli upgrades HELE e i conseguenti risparmi in termini di emissioni di anidride carbonica. I risultati dello studio mostrano previsioni di crescita o declino nella produzione elettrica da carbone per i paesi considerati; nello specifico, tra i paesi in forte crescita che necessitano di una capacità addizionale, quelli dotati di un parco centrali relativamente moderno mostrano un trend crescente nelle emissioni di anidride carbonica, ma queste sono compensate dall'uso di impianti ultrasupercritici avanzati di nuova costruzione (i.e. Cina, India) in particolare quando l'impianto più vecchio è dismesso e rimpiazzato da unità AUSC (i.e. Sud Africa), quelli caratterizzati da un parco centrali vecchio e inefficiente mostrano livelli di emissioni di anidride carbonica in caduta, anche con crescente domanda di elettricità (i.e. Polonia e Russia). I paesi caratterizzati invece da bassi o moderati livelli di crescita e da un efficiente parco centrali non vedranno significativi benefici fino al 2040, quando molti degli impianti più vecchi saranno dismessi (i.e. Corea del Sud).

Lo scenario che considera una vita dell'impianto limitata a 25 anni (pratica che si va sviluppando in Cina a differenza del ciclo a 40 anni che risulta ancora essere il più diffuso nei paesi dell' OCSE) fa osservare i maggiori benefici e rappresenta la migliore opzione anche per quanto riguarda l'applicabilità del CCS. Politiche per incentivare un rinnovamento degli impianti ad intervalli inferiori porterebbero ad un risparmio in termini di emissioni di anidride carbonica. Questo è particolarmente evidente nel caso indiano dove gli effetti della domanda elettrica in rapida crescita sono compensati da una combinazione di tecnologie HELE e CCS. In diversi paesi le buone prospettive di sviluppo relative al gas di scisto possano, nell'ipotesi di un suo sfruttamento concreto, incidere profondamente sul futuro della generazione elettrica da carbone.

Pur non essendo esaustivo riguardo alla situazione dei singoli paesi, questo studio si propone come il documento di partenza per una serie di approfondimenti dove vengano considerati nel dettaglio gli specifici fattori nazionali (politiche regionali, panorama economico, normative in evoluzione, forniture energetiche in competizione) e le visioni dei maggiori portatori di interesse coinvolti in ciascun paese, allo scopo di offrire una visione globale sui percorsi di implementazione delle tecnologie HELE. Inoltre è importante estendere l'analisi ad altre situazioni emergenti come nel caso delle economie delle cosiddette "Tigri Asiatiche" per assicurare una rappresentazione complessiva delle emissioni globali di anidride carbonica dal carbone.

16 [Miscelazione di carboni per soddisfare le esigenze delle centrali elettriche \(CCC/238\)](#)

L L Sloss

Luglio 2014

Le centrali elettriche a carbone sono state progettate per bruciare carbone con caratteristiche ben definite, comunemente carboni locali o carboni che sono convenienti per la tipologia di impianti utilizzati.

Tuttavia, nel corso del tempo, le problematiche legate all'estraibilità dei carboni e il cambiamento delle centrali, hanno spinto ad utilizzare materie prime disponibili che possono avere una resa differente rispetto a quelle considerate in fase di progettazione e per l'utilizzo delle quali si rende necessaria la miscelazione, al fine di ridurre gli effetti negativi sull'esercizio dell'impianto.

A livello globale, almeno il 20% delle centrali non possono raggiungere le rese progettuali a causa della difficoltà di approvvigionamento di carboni che soddisfino sistematicamente i requisiti della caldaia. Questo potrebbe portare ad una riduzione del 10% del rendimento degli impianti e può causare una perdita del 2% della produzione totale dal settore energetico globale. Ottimizzando la miscelazione dei carboni utilizzati,

gli impianti possono aumentare la loro potenza, riducendo gli effetti negativi (come la corrosione e le incrostazioni) e potenzialmente ridurre le emissioni di inquinanti.

Il numero di carboni (non miscelati) che soddisfano lo standard di emissioni a livello globale tende sempre a diminuire; questo spinge verso l'alto la domanda di carboni compatibili, portando ad un aumento dei prezzi dei combustibili. La miscelazione consente l'utilizzo di carboni non conformi di qualità inferiore, aumentando così le riserve di carbone e garantendo lo sfruttamento delle riserve disponibili. La miscelazione di carbone importato e locale sta diventando sempre più importante. Un carbone di basso rango (ricco in ceneri) può essere miscelato con uno di grado superiore (importato) senza comportare una riduzione delle prestazioni termiche della caldaia, riducendo così il costo di produzione.

Quando il carbone locale diventa meno disponibile, di qualità inferiore o più costoso, diventa necessario l'utilizzo di miscele di carboni di importazione. Pertanto può essere difficile garantire le stesse caratteristiche in uscita dalla caldaia senza danneggiarla. Ad esempio, in regioni come l'India il maggiore impiego di carboni importati in caldaie che sono state progettate per differenti caratteristiche di carbone potrebbe portare a importanti problemi impiantistici. In alcuni casi la miscelazione del carbone viene utilizzato come una forma di controllo dell'inquinamento, come ad esempio la combinazione di carboni con alto tenore di zolfo poco costosi con carboni più costosi a basso tenore di zolfo, per garantire il rispetto dei limiti di emissione. E' anche possibile miscelare tipi diversi di carbone per massimizzare la riduzione di mercurio. Sono utilizzati molti metodi di miscelazione del carbone. I carboni possono essere miscelati direttamente in miniera, presso l'impianto di preparazione, o nella centrale. Il metodo scelto dipende dalle condizioni del sito, dal livello di miscelazione richiesto, dal quantitativo delle miscele da immagazzinare, dalla precisione richiesta e dall'uso finale dei carboni miscelati. Normalmente in grandi centrali si trattano grandi quantità di carbone, e viene utilizzato il metodo di impilamento con un sistema completamente meccanizzato. La presente relazione illustra le priorità nell'ambito delle tecnologie e dei processi di miscelazione del carbone considerando le caratteristiche chimiche e mineralogiche del combustibile al fine di verificare alcune possibili modifiche dell'impianto di produzione di energia. Dal momento che la maggior parte degli impianti sono stati progettati per bruciare un tipo specifico di carbone, l'utilizzo di carboni alternativi può causare notevoli problemi in caldaia come la riduzione di efficienza, la disponibilità ridotta di energia, la corrosione e i danni per incrostazioni. Il carbone è un complesso mix di caratteristiche fisiche e chimiche, alcune delle quali poco conosciute ma prevedibili a partire dalle proprietà dei carboni singoli mediante fogli di calcolo o modelli matematici che mirano a prevedere il comportamento di differenti miscele di carbone. La miscelazione del carbone deve bilanciare attentamente le caratteristiche dei carboni disponibili con il rendimento di combustione richiesto dall'impianto. In molti casi, questo equilibrio non può essere raggiunto pienamente e quindi devono essere prese decisioni sulle caratteristiche che sono necessarie per arrivare agli standard richiesti.

Sebbene le caratteristiche di una miscela possono essere stimate o previste in una certa misura, nella maggior parte dei casi, il test migliore risulta essere l'esperienza operativa, per dimostrare se una miscela funzionerà o meno. La miscelazione viene realizzata praticamente in qualsiasi punto della lavorazione mineraria. Impianti di trasformazione del carbone sono spesso situati nei porti e / o negli scali ferroviari. Queste strutture possono creare miscele su ordinazione e in grado di massimizzare l'uso di carboni più economici. I gestori degli impianti devono prendere la decisione in merito all'opportunità di acquistare miscele già pronte più costose o eseguire miscelazione di carbone in loco. Questa decisione sarà spesso predeterminata dallo spazio disponibile nell'area dell'impianto. La miscelazione del carbone può determinare un aumento dei costi di impianto ma consente di creare molti tipi di miscele e modificarle per soddisfare gli standard di impianto, con molta più precisione di quanto possa essere realizzato con una miscela acquistata già pronta. Anche se la miscelazione del carbone è un problema relativamente

complesso, la maggior parte degli impianti riescono ad adeguarsi alle esigenze di miscelazione, attraverso una combinazione di sistemi appositamente progettati, o modelli di miscele, prove continue e valutazioni da parte di personale qualificato ed esperto.

17 Prospettive per l'utilizzo del carbone e delle tecnologie di carbone pulito in Turchia (CCC/239)

Stephen Mills

Luglio 2014

La Turchia ha una delle economie in più rapida ascesa, attualmente la 6° più grande d'Europa e la 16° più grande al mondo. Negli ultimi anni il suo tasso di crescita economica annuale si è attestato tra il 9% e l'11%. La rapida espansione economica, l'aumento della popolazione e la crescente industrializzazione hanno portato ad un generale incremento della domanda di energia come emerge dal fatto che nel corso dell'ultimo decennio la domanda di gas naturale e di energia elettrica è salita vertiginosamente.

Nel corso dei prossimi dieci anni il livello della domanda di energia è destinato a raddoppiare ed, al fine di soddisfarla, saranno necessari significativi investimenti nel settore energetico.

Come molti altri paesi la Turchia deve affrontare i classici problemi di approvvigionamento delle risorse energetiche, in quanto le proprie sono limitate quasi esclusivamente alla quantità di lignite e a piccole quantità di carbon fossile. Come risultato vi è una forte dipendenza dalle importazioni delle fonti di energia, infatti, più del 90% del petrolio e il 98% del gas naturale è importato, soprattutto da Iran e Russia ed anche gran parte del carbon fossile è importato dall'estero. Il costo dell'energia importata è considerevole, pari a circa un quarto della spesa per le importazioni annuali complessive del paese.

Uno degli obiettivi principali del governo turco è quello di riuscire a ridurre i costi di approvvigionamento attraverso l'incremento dell'uso di lignite locale, ampiamente disponibile in molte parti del paese.

Per ottenere questo risultato il governo sta perseguendo una "strategia del carbone", introducendo meccanismi per incentivare e incoraggiare l'utilizzo di questa risorsa.

Molti nuovi progetti per la produzione di energia elettrica sono in fase di elaborazione e un numero significativo è concentrato sull'uso sulla lignite. Alcuni progetti riguardano i bacini esistenti per lo sfruttamento del carbone, di proprietà dello stato e in procinto di essere trasferiti al settore privato.

Altri progetti riguardano l'ammodernamento delle vecchie centrali elettriche e sono in fase di studio e approfondimento tecnico-economico.

Al fine di liberalizzare e ristrutturare il mercato, si è proceduto ad opere di privatizzazione delle risorse nazionali che hanno interessato alcune miniere, vendute in relazione al loro utilizzo in impianti specifici.

I politici turchi hanno dato priorità al crescente ruolo del settore privato per creare un contesto favorevole allo sviluppo di nuovi investimenti. L'obiettivo da raggiungere è fissato in un incremento della potenza installata da carbone di 18 GW entro il prossimo decennio.

L'attuale parco di generazione a carbone comprende impianti tradizionali a base di polverino di carbone o con tecnologia di combustione a letto fluido, che in futuro saranno interessati da progetti che prevedono di utilizzare il vapore in condizioni supercritiche e l'installazione, in tutte le principali centrali elettriche, di sistemi di controllo delle emissioni efficaci. Tutti i nuovi impianti a carbone saranno tenuti a installare e gestire sistemi FGD in grado di catturare almeno il 90% di SO₂ prodotta, con bruciatori a basso-NO_x, e riduzione catalitica selettiva (SCR) per il controllo degli NO_x. Saranno inoltre richiesti efficaci sistemi di controllo del particolato.

L'ulteriore sviluppo e l'applicazione delle tecnologie di pulizia del carbone è un obiettivo perseguito da un certo numero di enti, sviluppatori di tecnologia e dalle università turche, che riscontra un crescente

coinvolgimento in progetti internazionali e in molti casi, crescenti legami con le controparti estere.

18 Sviluppi della tecnologia di ossicombustione del carbone CCC/240

Toby Lockwood

Agosto 2014

Questo report raccoglie i principali progressi ottenuti da studi sperimentali su impianti di ossicombustione, e, in particolare, su ciascuno delle sezioni che lo compongono, e presenta i più recenti risultati ottenuti da progetti su impianti pilota e dimostrativi. È riportato, inoltre, un confronto tra analisi condotte su potenziali efficienze e performance economiche di impianti di scala commerciale di prossima generazione. Nel processo di ossicombustione il carbone viene bruciato utilizzando una miscela comburente composta da ossigeno e fumi di combustione riciccolati, al fine di produrre una corrente con CO₂ concentrata, la cui cattura può essere effettuata mediante separazione fisica. Negli ultimi cinque anni, il successo ottenuto da campagne sperimentali condotte su impianti pilota, ha confermato l'ossicombustione come valida opzione tra le tecnologie CCS da applicare ad impianti alimentati a carbone. Il processo è ormai considerato maturo per uno scale-up alla fase dimostrativa, da cui sarà possibile valutare la sua applicabilità ad impianti di ossicombustione di taglia maggiore. Sulla base di sperimentazioni ben consolidate su scala di laboratorio e pilota, è stata a tutt'oggi acquisita una conoscenza approfondita di diversi fenomeni, quali ad esempio, la combustione del carbone condotta con ossigeno e fumi di ricircolo, il trasferimento di calore e i meccanismi di corrosione che avvengono nella caldaia e che sono derivanti dalla particolare composizione della corrente gassosa. Mentre l'effetto destabilizzante della maggiore capacità termica può in gran parte essere contrastato aumentando i livelli di ossigeno al 27-30 %, sono stati introdotti bruciatori di nuova progettazione al fine di ottimizzare il processo di combustione e far aumentare il possibile intervallo di parametri operativi. Questi sono bruciatori di tipo swirl che facilitano il ricircolo dei gas esausti caldi, talvolta operanti in accoppiamento con iniezioni di ossigeno puro attraverso le lance poste nei bruciatori stessi: entrambi agiscono in modo da accelerare l'ignizione il più vicino possibile ai bruciatori. Il ricircolo al combustore dei fumi prelevati prima delle sezioni HGD (Hot Gas Desulphurisation) e di essiccamento è risulta una opzione interessante al fine di aumentare l'efficienza dell'impianto, ma può essere causa di considerevoli problemi di corrosione. I fenomeni di corrosione avvengono più facilmente negli combustori alimentati ad ossigeno piuttosto che ad aria, a causa del ricircolo di fumi ricchi di SO_x, esibendo un rischio simile a quello derivante dall'impiego in combustione di carboni ad alto tenore di zolfo. L'efficienza globale dell'impianto è limitata dalla spesa energetica richiesta per la produzione di ossigeno e per la cattura della CO₂: l'ottimizzazione di questi processi rappresenta il passo fondamentale per un futuro scale-up. Per ottenere una maggiore efficienza, le ASU (Air Separation Unit), basate su processi criogenici commerciali, potrebbero essere termicamente integrate con il ciclo vapore dell'impianto, o sostituiti da processi basati su tecnologie a membrane ceramiche che possono rappresentare una valida alternativa nella produzione di ossigeno, ma che attualmente sono in fase di sviluppo. Le nuove tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ coinvolgono preliminarmente un'ottimizzazione della rimozione degli inquinanti principali, quali SO_x, NO_x e mercurio e il raggiungimento di un alto grado di purezza in CO₂ della corrente. Nonostante i successi ottenuti fin dal 2008 su un impianto pilota da 30 MW_{th}, l'ossicombustione deve ancora arrivare ad una fase dimostrativa; tuttavia il recente progetto di retrofit su un impianto esistente da 100 MW_{th} Callide e un combustore da 30 MW_{th} a Ciuden a letto fluido riciccolante rappresentano i passi più importanti verso lo sviluppo della tecnologia di ossicombustione. Sebbene diversi progetti dimostrativi abbiano raggiunto livelli avanzati di progettazione e sviluppo, l'avanzare della tecnologia è fortemente dipendente dalle politiche dei paesi e dal sostegno finanziario ai progetti di abbattimento della CO₂ su larga

scala. Ad ogni modo con crescenti supporti da diversi governi nazionali, alcuni progetti in corso potrebbero ottenere dei buoni risultati. Tra questi, l'impianto FutureGen 2.0 da 168 MW è di prossima realizzazione.

19 [Tecno economie delle moderne tecnologie di pre - essiccamento per gli impianti alimentati a lignite \(CCC/241\)](#)

*Nigel Dong
Agosto 2014*

La lignite è utilizzata in molte parti del mondo per la produzione dell'energia elettrica. Nelle centrali elettriche convenzionali, alimentate con questo combustibile, l'elevato contenuto di umidità (30-70 %) e il suo basso potere calorifico possono determinare una bassa efficienza termica. Un modo efficace per incrementare l'efficienza e ridurre contestualmente le emissioni di consiste nell'essicare la lignite prima della combustione in caldaia. Nella maggior parte dei lavori riportati nella letteratura scientifica si evidenziano gli aspetti tecnici e progettuali dei processi di pre-essicazione, ma si forniscono poche informazioni sui relativi costi di investimento. Nell'ultimo decennio, soprattutto in Germania e negli Stati Uniti, sono state sviluppate differenti tecnologie moderne di pre-essicazione della lignite. Per lo sviluppo di queste nuove tecnologie di essiccazione – per ottenere un equilibrio tra la dimensione compatta dell'essiccatore e l'elevata efficienza dell'operazione di essiccazione – è stato necessario ottimizzare alcuni parametri operativi: la dimensione delle particelle del carbone, la pressione del letto fluido e del vapore di riscaldamento alimentato allo scambiatore connesso all'unità di essiccazione. Nel 2007, grazie a un investimento complessivo di 50 milioni di euro, è stato realizzato a Niederaussem un prototipo commerciale WTA nell'Unità supercritica K della centrale elettrica RWE (Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk): un essiccatore capace di ridurre l'umidità della lignite dal 50-55% al 12%, portando all'1% il guadagno in efficienza termica dell'impianto e ad una riduzione del 2,5% delle emissioni di CO₂. Nell'agosto del 2012 la RWE ha commissionato la costruzione di due unità BoA (Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik, abbreviazione tedesca per la centrale elettrica a lignite con impiantistica ottimizzata) da 2,2 GW di potenza con il 43% di efficienza. Tuttavia l'elevata qualità del carbone impiegato incide pesantemente sui relativi costi di manutenzione, ripercuotendosi in particolare sui sistemi di pulizia della caldaia e dei gas di scarico, come FGD (Flue gas desulphurisation) e ESP (Electrostatic precipitator) che ne rappresentano circa il 40%. Il capitale impiegato dalla RWE, per la realizzazione dell'impianto di Grevenbroich-Neurath, ammonta a circa 2,6 miliardi di euro. Nel 2006 una nuova tecnologia, denominata AUSC 700° (advanced ultra-supercritical), è stata proposta da Kakaras e altri. Questo nuovo tipo di processo – in fase di sviluppo in Europa, Stati Uniti e Giappone, e più recentemente in Cina e in India – integrato dall'essiccatore WTA, porterebbe ad un aumento dell'efficienza termica dal 43% (PCI) al 48-49% (PCI), corrispondente ad una riduzione delle emissioni di da 0,930 t/MWh a 0,816 – 0,833 t/MWh. Lo studio economico-finanziario ZEP (Zero Emissions Platform) ha inoltre stimato in 537 milioni di euro i costi di installazione totali per un'unità AUSC 700° da 422 MW alimentata a lignite con pre-essiccatore WTA. Lo studio, relativamente alle centrali alimentate a lignite, ha messo a confronto tre differenti tecnologie di cattura della CO₂, pre-combustione, post-combustione e ossicombustione. Dall'indagine è emerso che la cattura post-combustione è un'operazione più onerosa per gli impianti a lignite rispetto alle semplici centrali a carbone, a causa dei maggiori costi di investimento e di manutenzione.

20 [Come aumentare la flessibilità delle centrali elettriche a carbone \(CCC/242\)](#)

*Colin Henderson
Settembre 2014*

Il crescente ricorso a livello mondiale alle energie rinnovabili, necessario per rispondere alla maggiore domanda di energia elettrica, influenza in maniera significativa le modalità di gestione operativa degli impianti a carbone che prima da soli garantivano il carico base delle rete elettrica. Le fonti di energia rinnovabili sono per loro natura intermittenti: non assicurando una capacità di generazione costante, la produzione di energia elettrica da esse derivante non è facilmente programmabile. In futuro l'impossibilità di immagazzinare grosse quantità di energia in sistemi di accumulo di larga scala, comporterà che in alcune regioni gli impianti a carbone e a gas dovranno garantire regimi di produzione variabili nel tempo per poter soddisfare in maniera pressoché continua la richiesta di carico della rete elettrica, specie nei periodi di indisponibilità delle fonti di energia rinnovabile. Gli impianti a carbone dovranno sopperire così al carico fluttuante e preservare la stabilità della rete e la sicurezza energetica. Rispetto al passato, la rete elettrica è costituita ora anche da unità di produzione di piccola-media taglia distribuite nel territorio e mostra una minore inerzia nel garantire i carichi elettrici. Pertanto necessita di un più intenso controllo di frequenza che le energie rinnovabili non sono in grado di assicurare vista la loro aleatorietà. Tale controllo dovrà essere realizzato dagli impianti a carbone o a gas di taglia maggiore. A tal fine è necessario rendere questi ultimi impianti più flessibili per assicurare in ogni istante una produzione costante di energia elettrica attraverso rapide variazioni di carico. Il report dell'IEA Clean Coal Centre "Increasing the flexibility of coal-fired power plants" (CCC/242, Henderson, 2014) passa in rassegna le strategie e le tecniche da adottare per esercire gli impianti di produzione a polverino di carbone di grossa taglia (eventualmente integrati con sezioni di separazione della CO₂) in maniera "flessibile" in modo da rispondere a carichi variabili con rampe di variazione più rapide (da qualche minuto a pochi secondi). L'esercizio flessibile degli impianti implica numerosi effetti collaterali, alcuni potenzialmente dannosi per il funzionamento di certe apparecchiature (in particolare la caldaia e la turbina). Inoltre l'esercizio degli impianti in condizioni di off-design ha un forte impatto sull'efficienza complessiva del processo e sulla produzione di emissioni inquinanti. Ad oggi si possono raggiungere rampe di carico anche del 10%/min. del carico massimo e i generatori di vapore "once-through" privi di corpo cilindrico sono i più adatti a inseguire il carico elettrico e garantire variazioni di carico veloci. Rampe di carico sempre più ripide saranno necessarie con l'incremento della produzione energetica da fonte rinnovabile. Gli impianti CFBC (Circulating fluidised bed combustion) mostrano comportamenti analoghi agli impianti a polverino di carbone. L'esercizio flessibile di impianti IGCC (Integrated gasification combined cycle) e A-USC-700°C (Advanced ultra-supercritical – 700°C) è ancora in fase di studio. Le apparecchiature degli impianti a carbone eserciti in condizioni non nominali sono soggette a maggiori stress termici e sollecitazioni meccaniche che possono provocare danneggiamenti specie delle parti in pressione. Gli interventi necessari a fornire una maggiore flessibilità operativa variano a seconda della sezione dell'impianto. Nel caso del parco carbone è opportuno ridurre la dimensione e aumentare il numero di mulini. A monte della caldaia può essere previsto un sistema per l'essiccamento del combustibile, specie per le ligniti. In caldaia, il montaggio di bruciatori moderni alimentati con portate di combustibile inferiori a quelle nominali consente di ridurre al minimo gli spegnimenti dell'impianto mantenendo la caldaia in condizioni di stand-by. Nei fasci tubieri della caldaia, per garantire maggiori velocità di scambio termico, si possono utilizzare acciai ad alta resistenza a parete sottile. La maggiore stabilità del processo può essere ottenuta anche con l'installazione di un preriscaldamento del vapore esterno alla caldaia in modo da ridurre i tempi di start-up e con l'aumento della portata ai fasci evaporatori. Durante le variazioni di carico, per non danneggiare i catalizzatori, è necessario mantenere costante la temperatura a valle dei reattori SCR (selective catalytic reduction) agendo sui pre-riscaldatori di aria. Quando la caldaia è in fase di accensione o di spegnimento, per ridurre gli stress termici è buona norma prevedere un by-pass nella turbina così da gestire la velocità di variazione della temperatura del vapore. L'utilizzo del vapore per raffreddare l'alloggiamento della turbina garantisce maggiori velocità di

start-up. Per il controllo di frequenza è possibile utilizzare alcune tecniche tra cui il condensate throttling, il by-pass dei pre-riscaldatori del sistema acqua-alimento e il by-pass dello stadio di alta pressione della turbina. Il controllo della caldaia e della turbina va ottimizzato installando sistemi auto-adattativi basati su algoritmi predittivi. In definitiva i meccanismi potenziali di danneggiamento dell'impianto sono ben noti e occorre intervenire al fine di garantire maggiore flessibilità all'impianto senza pregiudicarne la vita utile e l'efficienza netta del processo di produzione di energia elettrica.