



Ricerca di Sistema elettrico

Attività legate a IEA CCC
Ottobre 2014 – Settembre 2015

Enrico Maggio

ATTIVITÀ LEGATE A IEA CCC

Enrico Maggio (SOTACARBO)

Settembre 2015

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2014

Area: Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente

Progetto: B.2 Cattura e sequestro della CO₂ prodotta da combustibili fossili

Obiettivo: Studi sull'utilizzo pulito di combustibili fossili, cattura e sequestro della CO₂

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	IL MOTORE A INIEZIONE DIRETTA DI CARBONIO (CCC/243)	5
2	PROGRAMMI DI RICERCA E SVILUPPO PER LE TECNOLOGIE DEL CARBONE PULITO (CCC/244)	7
3	IL MERCATO EMERGENTE DELLE TECNOLOGIE DI RIMOZIONE DEL MERCURIO (CCC/245)	10
4	LA CONCORRENZA TRA I MERCATI DEL CARBONE E DEL GAS NELLA GENERAZIONE TERMOELETTRICA IN ASIA (CCC/246)	12
5	GENERAZIONE DI POTENZA AD ALTO RENDIMENTO- REVIEW DEI SISTEMI ALTERNATIVI (CCC 247)	16
6	LE CONSEGUENZE SUL CLIMA DEL PASSAGGIO DAL CARBONE AL GAS (CCC 248)	18
7	RISORSE MONDIALI DI RESIDUI AGRICOLI E FORESTALI PER CO-COMBUSTIONE (CCC 249)	20
8	LA RIMOZIONE DELLA CO2 DAI GAS DI SCARICO DELLE CENTRALI TRAMITE MICROALGHE (CCC 250)	22
9	APPLICAZIONE DI SENSORI AVANZATI E CONTROLLI SMART AGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE A CARBONE (CCC 251)	24
10	POTENZIALITÀ DI RECUPERO DEL METANO DA CARBONE TRAMITE ECBM (CCC 252)	25
11	ESPERIENZA OPERATIVA NELL'UTILIZZO DI COMBUSTIBILI DI BASSO RANGO IN CALDAIE A LETTO FLUIDO CIRCOLANTE (CCC/253)	26
12	PROSPETTIVE PER IL CARBONE E LE CLEAN COAL TECHNOLOGIES IN ITALIA (CCC/254)	27
13	APPLICAZIONE E PROSPETTIVE DI SVILUPPO DELLE CENTRALI ELETTRICHE A CARBONE A DOPPIO RISURRISCALDAMENTO (CCC/255)	29

Sommario

In questo rapporto sono riportate delle sintesi redatte dal personale Sotacarbo dei contenuti delle monografie della IEA Clean Coal Centre pubblicate a partire da Ottobre 2014.

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.

Nel periodo in esame è stato inoltre realizzato dal Clean Coal Centre, su richiesta della Società, un report sulle prospettive del carbone e delle tecnologie pulite in Italia. Data la specificità, di tale Rapporto si darà conto nel presente documento con una sintesi più ampia rispetto alle altre.

1 Il motore a iniezione diretta di carbonio (CCC/243)

Kyle Nicol

Dicembre 2014

Da oltre 120 anni vengono portati avanti studi sull'utilizzo del carbone per l'alimentazione di motori diesel da utilizzare negli ambiti della generazione di energia e del trasporto. Anche gli elevati costi dei combustibili petroliferi, decisamente maggiori rispetto a quelli del carbone, hanno contribuito a giustificare la ricerca in questo settore.

I primi studi risalenti al 1850 circa, sono stati condotti su motori di piccola taglia a combustione interna con cilindri di dimensione inferiore a 0,1MWth, utilizzando polverino di carbone (coal dust) e misero in luce le principali problematiche legate all'uso del polverino di carbone: pericoloso da maneggiare, in quanto era in grado di provocare esplosioni in laboratorio; poteva causare seri problemi di usura oltre che di contaminazione con l'olio di lubrificazione; inoltre alcuni carboni, per poter essere utilizzati, dovevano subire un trattamento di essiccazione, con conseguente dispendio di energia. Rudolph Diesel scoprì che era molto più facile bruciare i combustibili liquidi derivati dal petrolio a basso costo e inventò il motore diesel così come oggi lo conosciamo.

Intorno agli anni '60 anche gli USA e l'Europa iniziarono a mostrare interesse per il carbone come combustibile. In particolare, le ricerche di laboratorio in USA e in Svizzera portarono allo studio del polverino di carbone sotto forma di impasto con acqua (slurry). Lo slurry poteva essere bruciato in modo più sicuro e, se usato direttamente nel motore, risultava più efficiente rispetto all'uso della polvere di carbone.

La miscela di acqua e carbone è conosciuta come coal water slurry (CWS) oppure coal water fuels (CWF), o ancora coal water mixtures (CWM). Dalle varie prove eseguite, emerse che i CWF risultavano avere una combustione più efficiente e potevano essere lavati riducendo usura ed emissioni. Un ulteriore e importante punto a loro favore risiedeva nel fatto che non erano esplosivi, quindi risultavano più facilmente maneggiabili.

Malgrado i progressi compiuti, le ricerche furono abbandonate fino a quando il risollevarsi dei prezzi del petrolio nel 1970 rinnovò l'interesse nei motori diesel a carbone. Furono quindi affrontate e risolte alcune delle principali problematiche riscontrate con l'utilizzo di questo combustibile, tra cui l'erosione, la corrosione e il fouling (sporciamento).

Negli ultimi anni si è rinnovato l'interesse per la commercializzazione di motori diesel a carbone. Non solo a causa del rialzo dei prezzi di gas e petrolio, ma soprattutto per l'entrata in vigore di normative sempre più restrittive su ambiente ed energia, che hanno reso necessario sviluppare sistemi sempre più flessibili per la produzione di energia sicura e pulita (soprattutto la capacità di un rapido start&stop, così come veloci accelerate, con minori costi complessivi per la cattura del carbonio rispetto alle tecnologie convenzionali di generazione di energia).

Tale evoluzione è stata favorita dai numerosi progressi compiuti nella lavorazione del carbone e da nuove tecnologie apportate al motore diesel (come il controllo elettronico e cilindri più grandi).

I progressi tecnici a cui si fa riferimento, alcuni dei quali apportati dal programma di ricerca e sviluppo del US DOE, riguardano principalmente la disponibilità di mulini grandi ed efficienti per la produzione di carbone micronizzato, lo sviluppo di flottazione con schiuma, la disponibilità di motori diesel a basso costo più grandi, la gestione elettronica del motore e i nuovi materiali di costruzione.

Nel 2008, la Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO) in Australia diede inizio ad una serie di esperimenti di laboratorio per rilanciare lo sviluppo del motore diesel a carbone. La loro ricerca si focalizzò principalmente sulla produzione di carboni raffinati micronizzati (MRC) più fini e puliti per produrre combustibili di qualità superiore rispetto al CWF, ottenibili da diverse tipologie di carbone, da utilizzare in motori diesel a bassa e media velocità (<500 rpm), noti come motori a iniezione diretta di carbonio (DICE: Direct Injection Carbon Engine).

Le ricerche hanno coinvolto lo studio di motori a due tempi e dei motori a quattro tempi che possono essere alimentati da carboni di alto e basso rango (High Rank Coal HRC e Low Rank Coal LRC), sterili di

carbone, biomassa e biochar (carbone di legna ottenuto dalla pirolisi della biomassa). I LRC e la biomassa possono subire trattamenti idrotermici (HTD) per migliorare la loro densità di energia. Le prove di laboratorio eseguite su carboni di alta qualità (HRC), come carboni bituminosi e antracite, e carbone di bassa qualità (LRC), quali lignite e carboni bituminosi, ebbero un discreto successo.

Il DICE è basato sulla tecnologia sviluppata dal programma statunitense DOE sul motore a carbone. I motori DICE commerciali alimentati a LRC potrebbero favorire l'esportazione delle vaste risorse di carbone a basso rango dell'Australia, così come la creazione di nuove industrie e l'utilizzo di una tecnologia adatta a sostituire il vecchio parco di impianti di combustione del carbone polverizzato (PCC) australiano. Il LRC-MRC potrebbe essere trasportato sotto forma di pasta per minimizzare i costi di trasporto e il rischio di esplosione/incendio. Le analisi economiche condotte da CSIRO, ANLEC R & S e MAN D & T sono risultate favorevoli per le applicazioni di generazione di potenza.

L'analisi economica provvisoria condotta da CSIRO ha stimato che il MRC-DICE diventa più competitivo rispetto al gas quando i prezzi del gas naturale superano i 6-7 A\$/GJ.

MAN D&T, il più grande produttore di motori diesel al mondo, ha assunto un ruolo di leadership nello sviluppo di DICE. Nel 2011, CSIRO e MAN D & T hanno costituito un consorzio internazionale di sedici aziende e messo a punto un programma per convalidare e limitare il rischio della tecnologia MRC-DICE testando MRC in diversi motori. Il consorzio, noto come DICEnet, è composto da MAN D & T, RWE Power della Germania; JGC Corporation of Japan, Sinarmas dell'Indonesia; Exergen, IER, Energy Australia, AGL, TRUenergy, Newcrest, Yancoal, BCIA and CSIRO of Australia; GHD, Worley Parsons, XT and Australian Coal Association – Low Emission Technologies (ACALET).

Nel 2014 la MAN Diesel & Turbo ha iniziato la pianificazione di un DICE su scala pilota da 1 MWe in un centro di ricerca in Giappone.

La dimostrazione su larga scala del MRC-DICE dovrà validare sia i cicli di preparazione del combustibile che le prestazioni dei singoli componenti del motore. Si stima che ci vogliono 2-4 anni per progettare e sviluppare componenti e sistemi rilevanti per un motore prototipo. Sarà necessario il funzionamento su scala dimostrativa della produzione di MRC con 8000 ore di funzionamento del prototipo. Da 8000 ore di funzionamento si potranno stabilire varie informazioni quali ad esempio la durata delle prestazioni dei singoli componenti del motore e verrà fornita una base per le garanzie di esecuzione. È previsto che tale operazione richiederà altri 2-4 anni. I potenziali siti in cui costruire l'impianto di dimostrazione sono l'Australia, la Germania, Indonesia e India. Il costo dell'impianto dimostrativo potrebbe essere dell'ordine di 40-80 milioni di A\$.

Se i test su larga scala avranno successo, potrebbe iniziare nel 2025 la costruzione di DICE commerciali da 50-100 MWe. È possibile anche che vengano utilizzati motori a quattro tempi con costi stimati di capitale per circa 1,2 milioni di A\$/MWe per piccole applicazioni. I motori a due tempi, più grandi, più efficienti e che richiedono meno manutenzione, hanno invece costi di capitale più elevati, circa 2 milioni di A\$/MWe.

I motori diesel a carbone non sono una novità: il concetto di bruciare carbone lavato e miscelato con acqua in slurry in un motore diesel adattato è stato tecnicamente dimostrato negli Stati Uniti su scala pilota e per un breve periodo su larga scala. Tuttavia, è necessario che venga effettuata una dimostrazione su larga scala sia del motore DICE che del ciclo del combustibile MRC prima che tale tecnologia possa essere commercializzata.

2 Programmi di Ricerca e Sviluppo per le tecnologie del carbone pulito (CCC/244)

Anne Carpenter

Ottobre 2014

Il carbone è il combustibile fossile più abbondante e meglio distribuito sulla terra e rappresenta un'importante risorsa per la produzione di energia; la sua domanda è aumentata notevolmente negli ultimi dieci anni, superando le richieste di gas, di petrolio e di energia da fonti rinnovabili.

Diversi studi sul tema indicano che questa tendenza dovrebbe continuare. Nel World Energy Outlook 2013, si stima un aumento del 17% della domanda mondiale di carbone nel periodo 2011 – 2035, con due terzi della crescita previsti entro il 2020. Questo scenario è basato sul proseguimento delle politiche esistenti e sull'ipotesi dell'attuazione delle nuove linee guida sul carbone annunciate dai governi.

Il maggiore incremento della domanda si verificherà nelle economie emergenti (India, Cina, Sud-Est asiatico); tuttavia si prevede un calo della domanda per i Paesi membri dell'OCSE (Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico). Globalmente il carbone resterà la principale fonte di produzione di energia elettrica, anche se la sua incidenza dovrebbe subire un calo dall'odierno 41% al 33% nel 2035. Il settore energetico concorrerà al consumo della risorsa per circa il 63% sul totale previsto nel 2035.

La capacità di generazione installata globale è destinata a crescere del 70% – da 5649 GW nel 2012 a circa 9760 GW nel 2035 – ipotizzando anche la dismissione di vecchie centrali per una potenza pari a 1.940 GW. Circa il 60% delle dismissioni verrà effettuato nei paesi OCSE, dove circa 2/3 del parco di generazione da carbone ha più di 30 anni (AIE, 2013a).

Il carbone bruciato nella caldaia di una centrale produce inquinanti come: ossidi di azoto, ossidi di zolfo, particolato, mercurio, biossido di carbonio.

Tali inquinanti, superate determinate concentrazioni, sono pericolosi per la salute e per l'ambiente; ciò ha portato oltre 40 Paesi a fissare dei limiti di emissione sulle quantità di ossidi di azoto, ossidi di zolfo e particolato. I limiti di emissione citati sono sempre più stringenti e, attualmente, si stanno inserendo restrizioni su sostanze inquinanti precedentemente non regolate.

La Cina ed alcuni altri Paesi hanno recentemente introdotto limiti alle emissioni di mercurio. Il Canada, per tutte le nuove centrali a carbone che entreranno in funzione dopo il 1 luglio 2015, richiede di non emettere più di 420 tonnellate di CO₂ per ogni GWh di energia prodotta. La US Environmental Protection Agency (Agenzia per la protezione ambientale statunitense) ha proposto limiti di emissione di CO₂ per le nuove centrali alimentate a carbone e a gas, mentre in alcuni altri Paesi sono state introdotte delle carbon tax.

Il settore dell'energia rappresenta la più grande fonte di emissioni di anidride carbonica di origine antropica, la principale causa del cambiamento climatico; è responsabile dell'immissione in atmosfera di circa i due terzi di gas a effetto serra a livello mondiale. Nel 2011, il settore dell'energia elettrica e del riscaldamento ha emesso 13,1 Gt di CO₂ pari al 42% delle emissioni globali di CO₂ prodotte dalla combustione di combustibili, con un contributo delle centrali elettriche a carbone stimato in 9.4 Gt di CO₂ (AIE, 2013b).

L'obiettivo di limitare l'aumento medio della temperatura globale tra 2 e 3°C impone di dimezzare entro il 2050 le emissioni di CO₂, rispetto ai livelli attuali. Tuttavia, il World Energy Outlook 2013, prevede che le emissioni di CO₂ legate all'energia saliranno del 20% nel periodo 2011-2035, raggiungendo nello scenario discusso in precedenza i 37,2 Gt, con le emissioni da carbone pari a 15,7 Gt di CO₂ (AIE, 2013a).

E' evidente che per prevenire un aumento eccessivo della concentrazione di CO₂ in atmosfera sia necessario sviluppare e diffondere le tecnologie del carbone pulito (Clean Coal Technology, CCT) e le tecnologie per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ (Carbon Capture e Storage, CCS); ciò concorrerà anche a ridurre altre problematiche ambientali connesse alla produzione di energia da carbone.

In questo report si esaminano le politiche che guidano la ricerca, lo sviluppo e la dimostrazione (RD&D) di tecnologie del carbone pulito e della cattura di CO₂ nel settore di produzione di energia per determinati Paesi.

Le "CCT" consistono in sistemi avanzati per la produzione di energia da carbone a basso impatto ambientale e ad alta efficienza; migliorare l'efficienza della produzione di energia è un modo per ridurre le emissioni di CO₂. Le CCT comprendono una vasta gamma di tecnologie, fra le quali: la combustione di carbone polverizzato ad alta temperatura, cicli a vapore ad alta pressione con sistemi di clean-up dei fumi ad alta efficienza, centrali elettriche ultra supercritiche avanzate (attualmente in fase di sviluppo).

Gli altri principali sistemi CCT sono quelli basati su: la combustione a letto fluido, la gassificazione del carbone su impianti IGCC (ciclo combinato di gassificazione integrata).

Le CCS (cattura e stoccaggio del carbonio) rappresentano un insieme di tecnologie in grado di ridurre le emissioni di CO₂ ben oltre l'adozione delle sole CCT. Le CCS risultano essere necessarie se anche da parte delle centrali elettriche a carbone si vogliono ottenere significative riduzioni delle emissioni di CO₂ (> 90%). IEA Clean Coal Centre ha anche pubblicato una serie di relazioni sulle prospettive del carbone e delle CCT in vari Paesi, tra i quali le Filippine, il Kazakistan, l'Ucraina, la Malaysia, la Thailandia, il Vietnam, la Russia, la Repubblica Ceca, la Polonia e la Turchia.

Sia i Paesi sviluppati sia le economie emergenti affronteranno sfide diverse per lo sviluppo e la diffusione di tecnologie CCT. Lo sviluppo di queste tecnologie comporta, infatti, notevoli investimenti.

La politica energetica deve soddisfare gli obiettivi di emissione di CO₂ in atmosfera preferibilmente senza danneggiare la crescita economica nazionale. In questo senso **le politiche svolgono quindi un ruolo fondamentale nella pianificazione energetica.**

In **Corea del Sud**, lo sviluppo sostenibile ha avuto un ruolo fondamentale nella politica energetica, anche se ora ricopre un ruolo leggermente inferiore nel piano energetico nazionale redatto dal nuovo governo.

Il **Giappone**, oltre a mantenere la tutela dell'ambiente come elemento fondamentale nel suo nuovo piano strategico, ha introdotto un elemento di sicurezza in seguito dell'incidente alla centrale nucleare di Fukushima Daiichi (causato dal terremoto e dallo tsunami del Giappone orientale avvenuto l'11 marzo 2011). La sicurezza energetica è di fondamentale importanza per entrambi i paesi a causa della loro dipendenza dalle importazioni dovuta alla mancanza di riserve di combustibili fossili.

In **Cina** e in **India** le importazioni di carbone sono in aumento, nonostante le loro grandi riserve di carbone indigeno, in parte a causa della crescente domanda di energia e alla loro dipendenza dal carbone per la produzione di energia. Il carbone è destinato a continuare a svolgere, nei prossimi dieci anni e oltre, un ruolo importante nel loro settore di produzione di energia.

In Cina, l'importanza della tutela dell'ambiente è cresciuta a causa dell'inquinamento ambientale degli impianti di generazione elettrica; ciò ha portato ad individuare degli obiettivi per la riduzione di SO₂, NO_x e di CO₂, riportati nel 12° piano quinquennale per l'economia nazionale e dello sviluppo sociale.

Paesi come l'India e il **Sud Africa** sono più interessati a ridurre la povertà e portare l'elettricità nelle zone rurali, investendo meno in CCT e CCS RD&D. **Australia** e **Stati Uniti** sono grandi esportatori di carbone, le entrate delle esportazioni di combustibili fossili contribuiscono in modo significativo alle loro economie. Così le CCT e le CCS sono importanti per i due Paesi, che hanno adottato politiche per lo sviluppo e la loro diffusione. Tali politiche potrebbero inoltre rafforzare la crescita delle esportazioni di carbone con la diffusione di CCT all'estero. Anche nell'**Unione Europea** le RD&D sono viste come parte integrante del pacchetto necessario al raggiungimento di obiettivi di emissione di gas serra e di politica energetica.

Paesi, come la Cina, il Giappone, la Corea del Sud, l'Australia e gli Stati Uniti, hanno progetti R&D sul carbone e delle politiche energetiche volte a contribuire e a soddisfare i loro obiettivi. L'utilizzo delle CCS nel comparto della produzione di energia sta ottenendo un discreto interesse in India, dove il governo è in procinto di formulare una nuova "mission" sulle tecnologie del carbone pulito.

In generale i governi stanno incoraggiando l'RD&D con progetti dimostrativi per l'evoluzione delle seguenti tecnologie: USC (Impianti a vapore ultra-supercritici), IGCC (Gassificazione integrata con ciclo combinato), IGFC (Gassificazione integrata con celle a combustibile, in particolare in Giappone), FBC (Combustione a letto fluido), Oxyfuel combustion (Ossicombustione), Rimozione della CO₂ in pre e post-combustione.

Viste le attuali tendenze economiche e la stretta sui bilanci dei governi, si è presentata la necessità di istituire iniziative di collaborazione a livello nazionale ed internazionale, che comprendano la cooperazione pubblico-privato; ciò consentirà ai governi di svolgere le RD&D ad un costo inferiore e con maggiore coordinazione per evitare duplicazioni inutili. I governi stanno, quindi, investendo sulle CCT e tecnologie simili ma molte attività di collaborazione, con le economie emergenti, si concentrano sulla necessità di agevolare la distribuzione piuttosto che l'RD&D.

Australia, Unione Europea, Giappone, e Stati Uniti considerano la collaborazione internazionale e il trasferimento di conoscenze fondamentali per lo sviluppo e la distribuzione di CCT e CCS. Progetti dimostrativi, come il progetto "Callide" sull'ossicombustione in Australia e il progetto "Greengen" IGCC in Cina, coinvolgono diversi partner internazionali. L'Unione europea ha esperienza nel finanziamento delle collaborazioni di ricerca, grazie ai programmi quadro per l'R&D aperti a partecipanti provenienti da vari Paesi europei e di Paesi terzi.

La Cina ha il maggior numero di progetti dimostrativi sulle CCS in tutto il mondo. Per ridurre i costi si è concentrata sulla utilizzazione della CO₂, anziché sullo stoccaggio e sul trasporto. Quasi tutti i progetti dimostrativi cinesi sulle CCS prevedono di utilizzare almeno una parte della CO₂ catturata per l'Enhanced Oil Recovery (EOR) e nelle industrie alimentari e/o chimiche.

Le Rinnovabili, l'idrogeno e le celle a combustibile hanno visto i maggiori incrementi dei finanziamenti dal 2000. In particolare alle rinnovabili è destinato il 24% della spesa pubblica totale per le RD&D sull'energia pulita. Tuttavia, **riducendo le emissioni di CO₂ dalle centrali elettriche a carbone si avrebbe un maggior contributo alla riduzione globale di CO₂, rispetto a quello ottenibile attraverso l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili.** Inoltre, nei paesi OCSE, la spesa dell'industria nelle RD&D sull'energia è in declino dal 1990 (CIAB, 2008). Molte aziende preferiscono non investire in R&D su tecnologie per l'energia all'avanguardia, poiché la velocità di sviluppo di tali tecnologie è molto elevata, il che dissuade gli investitori privati; **diventa così necessario che siano i governi a incrementare i finanziamenti in RD&D e promuovere iniziative congiunte pubblico-privato.**

Lo IEA raccoglie i dati di spesa nell'RD&D sul carbone dei suoi Paesi membri, mentre ha recuperato solo dati parziali per i paesi non appartenenti all'organizzazione (Cina, India e Sud Africa); ciò è dovuto principalmente al modo in cui il denaro viene distribuito fra i vari dipartimenti governativi e alla mancanza di informazioni di pubblico dominio.

L'Australia ha speso la più alta quantità di PIL per le **CCT RD&D** nel 2011 (0,0033% o 50.907.000 US\$), seguita da USA (0,0014% o 218.977.000 US\$), Corea del Sud (0,0005% o 5.893.000 US\$) e Giappone (0,0004% o 21.268.000 US\$). I Paesi con grandi risorse di carbone (Australia e Stati Uniti) hanno consistenti portafogli CCT RD&D.

In termini di investimenti in **CCS RD&D** (dove è inclusa la produzione di energia da carbone con CCS), l'Australia ha speso la più grande quantità di PIL (0,1296% o 200.050.000 US\$), seguita da Corea del Sud (0,0027% o 30.288.000 US\$), Giappone (0,0026% o 153.014.000 US\$) e USA (0,0019% o 295.356.000 US\$). La percentuale nelle CCS nell'ambito delle spese in RD&D relativa ai combustibili fossili è cresciuta in modo significativo dal 2009, di pari passo con l'aumento le preoccupazioni dell'opinione pubblica sul cambiamento climatico.

L'IEA stima che gli investimenti in CCT RD&D dovranno aumentare da 3 a 6 volte, per contenere l'aumento medio della temperatura globale di 2 °C entro il 2050; probabilmente per le tecnologie CCS l'investimento dovrà essere ancora più elevato.

Le analisi della IEA hanno indicato che i settori pubblici dovranno contribuire per almeno la metà del totale delle esigenze delle RD&D sulla riduzione delle emissioni (comprendenti l'efficienza energetica, gli autoveicoli avanzati, le energie rinnovabili, la fissione nucleare, CCT e CCS).

Tuttavia, dal momento che i dati sugli investimenti privati nelle RD&D sono scarsi, è difficile procedere ad un'analisi per sostenere qualsiasi ipotesi.

L'**Unione europea** sta già utilizzando i fondi raccolti dal suo sistema di scambio di emissioni per sostenere la diffusione delle CCS su larga scala. L'**India** sta finanziando un fondo nazionale per l'energia pulita grazie a un prelievo sulla quantità di carbone prodotto o importato; mentre i **produttori di carbone bituminoso australiani stanno contribuendo a finanziare dimostrazioni sulle tecnologie del carbone a basse emissioni**

con una tassa volontaria. Altri programmi come questi potrebbero accelerare lo sviluppo delle CCT e le CCS, tanto più che le necessità di finanziamento tendono ad aumentare quando la tecnologia si porta verso la commercializzazione; i costi di progettazione verranno ridotti quando le tecnologie saranno maggiormente disponibili.

Concludendo, lo **sviluppo delle CCT migliorerà le prestazioni ambientali delle centrali elettriche e permetterà al carbone di rimanere un combustibile interessante anche in futuro.**

Per circa dieci anni a partire da oggi sarà necessario sostenere uno sforzo nelle RD&D per raggiungere l'obiettivo finale di centrali emissioni quasi zero. Ciò richiede adeguate risorse e un'attenta pianificazione da parte dei governi, insieme a politiche e meccanismi adeguati a rendere commerciali le tecnologie CCT e CCS.

3 Il mercato emergente delle tecnologie di rimozione del mercurio (CCC/245)

L.L. Sloss

Febbraio 2015

L'inquinamento da mercurio (Hg) rilasciato dalle centrali a carbone è un problema ambientale su scala globale, che richiede un'azione immediata sia a livello politico che tecnico-scientifico. Su questo il consenso nella comunità scientifica internazionale è totale. La maggiore preoccupazione deriva dall'alto livello di tossicità e pericolosità per la salute dell'uomo e dell'ambiente. Per la sua persistenza nell'ambiente e per la sua conseguente capacità di distribuirsi globalmente, una volta rilasciato nel suolo, nell'acqua e in atmosfera, dà luogo attraverso una complessa combinazione di processi chimici, fisici e biologici a composti molto dannosi per la salute e per l'ambiente.

La convenzione di Minamata, firmata a Ginevra nel Febbraio del 2013, nell'ambito del programma Ambientale delle Nazioni Unite (UNEP) è una delle più importanti iniziative internazionali sulla riduzione delle emissioni di mercurio a livello globale. Questo strumento normativo, in continua evoluzione, prevede idonee procedure di modifica che consentiranno ai paesi firmatari di introdurre future e ulteriori misure atte a ridurre il tasso di inquinamento da mercurio. L'Unione Europea, riconoscendo la gravità del problema, ha approvato nel 2005 una strategia attuativa, sintetizzabile in 20 punti, tra i quali: riduzione delle emissioni di mercurio; riduzione dell'offerta e della domanda di mercurio; protezione contro l'esposizione da mercurio; gestione delle riserve e del surplus di mercurio.

Per il raggiungimento del primo obiettivo, vale a dire la riduzione delle emissioni di mercurio, particolare attenzione va rivolta agli impianti di combustione, in quanto principali responsabili delle emissioni di mercurio. In tal senso si inquadra la Direttiva IPPC (Integrated pollution prevent and control), strumento comunitario fondamentale per la riduzione delle emissioni di agenti inquinanti.

In base alla nuova direttiva ambientale, operativa dal 2016, per ottenere il permesso di utilizzo e\o costruzione di un impianto di combustione, dalle autorità preposte, è necessario, dimostrare che la centrale rispetti i nuovi parametri per SOX NOX e Polveri (PMX), e sia inoltre caratterizzato dalle Migliori Tecnologie Disponibili (MTD) per la riduzione delle emissioni degli agenti inquinanti.

Ai sensi delle nuove disposizioni, le centrali fuori dai requisiti minimi richiesti dovranno essere chiuse. La direttiva riguarda le centrali elettriche superiori a 50 MW di potenza già normate dalle Direttive IPPC (Prevenzione e Controllo Integrata dell'Inquinamento) e LCPD (Grandi impianti di combustione). L'IED non prevede invece un limite per le emissioni di mercurio.

Secondo la relazione CCICED (International Cooperation on Environment and Development) del 2011, le emissioni di mercurio nell'Unione Europea sono diminuite del 67% tra il 1990 e il 2009, per un totale di 73 t. Finora nessun Paese della comunità ha esplicitamente fissato dei limiti nazionali per le emissioni di Hg, tuttavia in Germania e nei Paesi Bassi, alcuni impianti, sono già stati regolamentati in tal senso fissando l'entità delle emissioni a 2 – 4 mg/m³.

La situazione nel resto del mondo

Il 70 % dell'energia primaria prodotta dalla Cina deriva dal carbone. Le indagini condotte alla fine del 2007 hanno registrato un consumo di 2727 Mt/a di combustibile, di cui, più del 50 %, nello specifico 1532 Mt, è stato impiegato nelle centrali elettriche. A causa delle crescenti emissioni di mercurio in atmosfera da parte delle centrali elettriche a carbone (in particolare si è registrato un tasso di crescita annua di poco inferiore al 6%) il ministero per la protezione ambientale cinese (MEP) ha individuato una serie di linee guida, atte al controllo e alla riduzione delle emissioni, con l'obiettivo di avviare una graduale riduzione delle percentuali sopra esposte.

Il **Canada e gli Stati Uniti** sono stati i primi paesi ad adottare limiti stringenti sulle emissioni di mercurio dalle centrali elettriche a carbone. In Canada tra il 1970 e il 2010 si è registrata una riduzione delle emissioni di Hg del 90 %. Tali risultati sono stati possibili grazie alla combinazione e all'attuazione di svariate iniziative, tra le quali il così detto CWS (Canada- Wide Standard) che rappresenta uno dei più importanti piani di controllo dell'inquinamento del Nord America. Così come per l'Unione europea anche il Canada ha come obiettivo quello di azzerare le emissioni di mercurio da una parte con la chiusura degli impianti a carbone fuori norma e con la sostituzione del combustibile; dall'altra dotando gli impianti esistenti con efficienti sistemi di cattura del Hg. Negli Stati Uniti, il nuovo regolamento, che sostituisce il Clean Air Interstate Rule (Cair) del 2005 (rivisitato poi nel 2008 dall'EPA (Environmental Protection Agency) sotto espressa richiesta della Corte d'Appello statunitense), considera, in modo specifico, le centrali responsabili dell'emissione di grosse quantità di biossido di zolfo (SO₂) e ossido di azoto (NO_x), sostanze, che, reagendo in atmosfera contribuiscono all'innalzamento del livello di ozono troposferico e particolato fine. L'EPA promuove i nuovi Mercury and Air Toxics Standards (MATS), ovvero le misure di protezione contro le emissioni di mercurio delle centrali a carbone USA. Tra queste sono inclusi gli standard relativi al mercurio e alle altre sostanze tossiche presenti nell'aria (MATS o Utility MACT), e seppur in fase di implementazione, vengono definiti i limiti di emissione di Hg ed altre sostanze nocive da impianti energetici a combustibile fossile. Gli standard prescrivono la limitazione delle emissioni di mercurio, imponendo, come già visto, la revisione impiantistica delle centrali più datate, molte delle quali in esercizio da oltre mezzo secolo, con l'obiettivo di ridurre drasticamente le emissioni di mercurio e di metalli tossici attraverso sistemi di controllo già largamente in uso in buona parte delle centrali a carbone statunitensi.

Le nuove regole, che impongono costosi sistemi di trattamento e depurazione, mettono in forte difficoltà il settore. Per la maggior parte degli impianti più datati la spesa da affrontare per adeguarsi è proibitiva.

Il DOE (Department of Energy) ha previsto che circa il 20 % di impianti operativi (60 MW) negli Stati Uniti andrà in pensione entro il 2018, e questo a fronte di interventi non economicamente convenienti, necessari tuttavia a conformare i vecchi impianti con i sistemi di controllo imposti.

In alcuni casi, i limiti relativi alle emissioni, possono essere assicurati con le apparecchiature di controllo già esistenti. Ciò nonostante, in molti casi, sono richieste modifiche sostanziali, come ad esempio l'aggiunta di ossidanti o assorbenti necessari a garantire emissioni di Hg entro i limiti. Ad oggi, l'unico processo di abbattimento, risultato fattibile full-scale, seppur molto costoso, è stato l'utilizzo di carbone attivo come adsorbente del Hg alimentato direttamente nei fumi di combustione e separato successivamente, nel sistema di depolverazione.

Il comportamento del mercurio nei sistemi di combustione del carbone si differenzia a seconda delle caratteristiche del combustibile, dalla tipologia e dal funzionamento della camera di combustione, dalla presenza di altri inquinanti e dal sistema di trattamento dei fumi adottato nell'impianto. Tra le varie tecnologie di contenimento delle emissioni di mercurio le più importanti sono :

- **Utilizzo di un combustibile alternativo;**
- **Trattamento e purificazione del combustibile;**
- **Adsorbimento su carbone attivo;**
- **Co-benefici e sinergie con altri sistemi di abbattimento**
 - Sistemi di controllo del particolato;
 - Sistemi di controllo degli NO_x;
 - Sistemi di controllo degli SO₂;
 - KNXtm;

-Tecnologie di controllo multi-inquinanti come i sistemi di controllo del particolato avanzati (processo TOXECONtm, Tecnologia Goretm, Processo Airbornetm)

Per lo sviluppo di una migliore comprensione del comportamento del mercurio negli impianti reali, nel corso della Convenzione di Minamata, il Coal Partnership UNEP, ha sviluppato un POG, documento guida per l'ottimizzazione del processo, con l'obiettivo concreto, di aiutare gli operatori delle centrali alimentate a carbone, a determinare la tecnologia di controllo delle emissioni di mercurio più appropriata. Il POG è stato poi ulteriormente implementato attraverso un software iPOG, disponibile gratuitamente online e di facile utilizzo, con l'obiettivo di consentire, agli utenti, di analizzare il comportamento del mercurio nella combustione del carbone, con la possibilità di modificare i parametri del processo industriale in questione; ciò è reso possibile attraverso un modello computerizzato interattivo appositamente progettato. Il software richiede l'inserimento di specifici dati relativi alle proprietà del carbone, alle condizioni di combustione e alla configurazione dei gas di combustione. Negli ultimi dieci anni sono stati brevettati un numero consistente di sistemi multi- inquinanti, molti dei quali però ancora in fase di stallo o non pronti per la commercializzazione. La scelta del tipo di metodologia da utilizzare va fatta una volta definite e analizzate specificamente le caratteristiche del carbone e dell'impianto nel rispetto dei limiti di emissione. La decisione definitiva va ponderata, perché porta con sé uno sforzo considerevole e in termini di tempo, denaro e lavoro.

4 La concorrenza tra I mercati del carbone e del gas nella generazione termoelettrica in Asia (CCC/246)

Nigel Dong, Paul Baruya

Marzo 2015

Questo report mette in luce le complesse dinamiche che hanno influenzato e influenzeranno le politiche energetiche nel continente Asiatico. Nel 2013 il petrolio ha soddisfatto il 33% della domanda globale di energia primaria, mentre carbone e gas naturale rispettivamente il 30% e 24%. L'aumento del consumo di carbone e di gas naturale e della concorrenza tra loro sarà strettamente legato all'andamento del mercato e alle politiche energetiche adottate dai singoli Paesi. Studi condotti per valutare le riserve di carbone e di gas, hanno messo in evidenza che agli attuali livelli di consumo vi sarà disponibilità di carbone per circa 113-133 anni e per 55.1-59.6 anni per quanto riguarda il gas. IN questo studio si cerca di individuare quali sono i principali fattori che determineranno l'aumento dei consumi dei due vettori energetici in Asia, andando ad analizzare nel dettaglio la situazione nei principali Paesi del Continente. I parametri economici presi in esame sono i seguenti: 1) Costo dell'impianto ed interessi; 2) Costi operativi e di manutenzione; 3) Costo del combustibile. Per brevità di trattazione non si riporteranno le tabelle con tutti i parametri calcolati per i singoli Paesi, che sono comunque disponibili nel documento originale.

Cina

Mix energetico La Cina è il più grande produttore di energia elettrica al mondo. La generazione di energia elettrica è basata per il 75% sul carbone, poi 17% idroelettrico, 2.2% gas naturale, 2% eolico e 2% nucleare. Negli ultimi anni vi è stato un consistente aumento del consumo di carbone e dell'energia prodotta dalle fonti energetiche rinnovabili. Il consumo di petrolio si è invece bruscamente ridotto a causa delle politiche adottate dal governo cinese. Le riserve di gas naturale della Cina erano alla fine del 2011 pari a 90.9 tcm (trillion cubic metres). È stato però dimostrato che solo 3.8tcm sono attualmente sfruttabili. Le riserve di gas non convenzionali sono anche esse notevoli e stimate in circa 10.9tcm per il gas presente nei giacimenti di carbone e 12tcm per le sabbie compatte. Inoltre la Cina ha ingenti riserve di gas di scisto pari a circa 31.6tcm. Il 12° piano quinquennale (FYP) mira ad un'estrazione di gas pari a 138.5bcm (billion cubic metres). Un obiettivo molto ambizioso. Per raggiungerlo il governo centrale Cinese ha in programma un piano di aiuti che incentivi l'estrazione del gas anche da riserve difficili da sfruttare e quindi non attualmente competitive. La Cina era autosufficiente per quanto riguarda la produzione di gas sino al 2006.

Da allora ha incominciato a importare gas da altri Paesi asiatici (Turkmenistan, Kazakhstan, Uzbekistan, Myanmar). Nel 2013 il gas importato era pari a 24.5 bcm. Nel 2015 è stimato in 93.5bcm. Attualmente la Cina importa gas attraverso 3 gasdotti, con una capacità totale di importazione di 85 bcm/y. Il gasdotto Sino-Myanmar è in fase di realizzazione e ha una capacità di 12bcm/y. Inoltre un importante accordo è stato siglato tra Russia e Cina per l'importazione di gas (per una quantità di circa 38bcm/y). La Cina ha riserve stimate di carbone a una profondità minore di 2000m pari a 5900Gt. Le riserve accertate e sfruttabili sono circa 114.5 Gt (2013) di cui 62Gt sono di antracite e carboni bituminosi, 33.7Gt di carboni sub-bituminosi e 18.6Gt di lignite. La Cina è il terzo paese al mondo per riserve di carbone: dal 2000 al 2013 ha più che raddoppiato la sua produzione (3.68Gt nel 2013), il che implica che dispone di carbone per altri 31 anni, senza considerare le riserve di carbone attualmente meno convenienti da sfruttare. La Cina è anche il paese che importa più carbone al mondo: nel 2012 essa ha importato 288 Mt e ne ha esportato solo 9. Allo stato attuale gli impianti alimentati a gas naturale presentano costi notevolmente superiori rispetto agli impianti a carbone, sia sub-critici che super-critici. Essi presentano infatti maggiori costi d'investimento iniziale e un costo del gas per milione di Btu decisamente più elevato. Il governo di Pechino nel 2013 ha liberalizzato i mercati del carbone e del gas, fissando il prezzo delle due fonti sulla base dell'equilibrio tra domanda e offerta. Questo ha comportato una variazione dei prezzi e un conseguente riassetto del mercato. Il sistema industriale cinese ha la sua spina dorsale nel termoelettrico a carbone con 300GW di nuovi impianti realizzati tra il 2011 e il 2015 e soli 56GW di nuovi impianti realizzati alimentati a gas. Nel 2012 la Cina si è dotata di una normativa sulle emissioni inquinanti derivanti dagli impianti termoelettrici simile a quella attualmente in vigore nell'Unione Europea e negli USA. Questa nuova normativa avrà un impatto sugli impianti a carbone, più inquinanti rispetto a quelli alimentati a gas. Quindi il ruolo del gas nel mix energetico in futuro sarà apprezzabile solo in quelle regioni della Cina dove per rispettare i limiti normativi sulle emissioni si dovrà limitare l'uso del carbone.

India

La produzione totale di energia elettrica in India è raddoppiata tra il 2000 e il 2012. L'energia elettrica generata mediante la combustione di carbone è pari al 71%, mentre l'idroelettrico ne produce l'11%, l'8% arriva dal gas naturale. Le previsioni al 2035 evidenziano che il carbone resterà il pilastro portante del mix energetico indiano. Infatti dei 76GW di nuovi impianti (che verranno costruiti entro il 2035) ben 62.7GW saranno alimentati a carbone. L'energia elettrica generata da gas naturale passerà dall'attuale 8% al 12%. Le riserve di gas indiane attualmente sfruttabili sono pari a 38.23tcm, di cui il 74% offshore. Mantenendo gli attuali livelli di estrazione l'India ha una disponibilità di gas di circa 40anni. L'India è attualmente il quarto importatore mondiale di gas naturale, per lo più attraverso il trasporto navale. Il governo di Nuova Delhi sta adesso valutando di dotarsi di gasdotti per facilitare l'importazione. Le riserve di carbone indiano a una profondità inferiore a 1200 metri sono state stimate in 293.5Gt, di cui 117Gt sono provate e disponibili. L'India è il quarto paese al mondo per riserve di carbone dopo USA, Russia e Cina: ipotizzando un incremento annuo di estrazione del 5%, ha carbone per altri 45 anni. L'India importa circa il 19% del carbone, principalmente dall'Indonesia e Sud Africa. Il costo per la realizzazione di nuovi impianti a gas è minore in India rispetto a quello degli impianti a carbone, ma c'è da mettere in evidenza che il costo del gas è molto maggiore rispetto al costo del carbone. L'India sta affrontando diverse sfide per l'approvvigionamento elettrico, perché circa un quarto della popolazione non ha accesso alla corrente elettrica, inoltre le centrali non sono affidabili e vi è un problema legato al furto di carbone e di energia elettrica.

Indonesia

L'Indonesia è l'economia più grande nel sud est asiatico. A causa della sua conformazione geografica (è l'arcipelago più esteso al mondo) risulta problematico assicurare a tutta la popolazione l'accesso alla corrente elettrica. La produzione di elettricità è basata per metà sul carbone, mentre il gas e il gasolio hanno una quota rispettivamente pari al 27.5% e 11.2%. L'energia idroelettrica e quella geotermica hanno quote pari al 6.5% e 4.8%. L'attuale piano di sviluppo energetico prevede principalmente la realizzazione di centrali termoelettriche a carbone per circa 18GW. *Gas* Le riserve di gas indonesiane ammontano a 4.27tcm (2012). Le riserve di gas naturale sono per lo più gestite da compagnie straniere. Il volume di gas estratto nel 2012 si è attestato a 89.9bcm. L'Indonesia esporta gas verso tanti Paesi come per esempio

Cina, Malesia, Corea del Sud e Giappone ricoprendo il ruolo di leader nelle esportazioni in Asia. Inoltre il governo indonesiano ha deciso di dotarsi di rigassificatori per potenziare le proprie infrastrutture del gas. L'Indonesia è il più grande esportatore di carbone al mondo. Il governo indonesiano incoraggia il consumo di carbone e impone che le compagnie locali vendano parte del carbone estratto al mercato interno, al fine di garantire un corretto e competitivo approvvigionamento delle centrali elettriche. L'Indonesia ha grandi riserve di carbone, stimate in circa 120Gt. Di questi 28Gt sono immediatamente sfruttabili, garantendo così una disponibilità di carbone per 79 anni ai livelli di produzione del 2011 (353Mt).

Tailandia

La Tailandia genera l'energia elettrica per il 67% da gas naturale, per il 20% da carbone e per il 5% dall'idroelettrico e circa il 7% viene importata. Gli impianti a gas hanno un alto fattore di utilizzazione (70% circa), leggermente superiore a quello degli impianti alimentati a carbone. Gli impianti a gas sono sia a ciclo combinato che semplici turbine; mentre gli impianti a carbone sono generalmente sub-critici. *Gas* Le riserve di gas thailandesi sono stimate in 572 Mtoe, di cui 222Mtoe dimostrate e sfruttabili. Nel 2012 la produzione di gas naturale si è attestata a 41.4 bcm. Inoltre la Tailandia ha importato nel 2012 circa 17bcm. Le riserve di carbone in Tailandia ammontano a 577Mtoe di lignite, di cui 340 Mtoe sono riserve dimostrate, e che garantiranno altri 65 anni ai livelli di estrazione attuale. La Tailandia nel 2012 ha importato circa 10.4 Mt di carbone, principalmente di tipo bituminoso o sub bituminoso. L'impegno finanziario per la realizzazione di un nuovo impianto a gas è più basso rispetto a un nuovo impianto termoelettrico a carbone. Risulta però maggiore il costo del combustibile per gli impianti alimentati a gas. Entro il 2030 il governo thailandese ridurrà la dipendenza dal gas di circa il 6.6% e aumenterà le importazioni di carbone. È importante mettere in evidenza che l'opinione pubblica thailandese è contraria alla costruzione di nuove centrali a carbone, in quanto in passato sono stati commessi gravi errori di gestione con conseguenze pesanti per l'ambiente e le popolazioni nei pressi degli impianti.

Malesia

La Malesia è il terzo Paese per consumo di energia e il primo per consumo di energia procapite. L'elettricità viene prodotta per il 43% da gas naturale e per il 41% da carbone e solo per circa il 7% tramite centrali idroelettriche. *Gas* Le riserve stimate di gas sono di 2.78tcm, per il 51% offshore. Nel 2013 la produzione di gas naturale si è attestata sui 69.1bcm e a questi livelli di produzione la Malesia può estrarre gas per ancora 40 anni. La Malesia è un forte esportatore con circa 35bcm esportati all'anno. Le riserve di carbone sono 1938Mt, di cui 280Mt accertate. L'estrazione di carbone nel 2012 si è attestata a 2.9Mt (principalmente lignite). Il fabbisogno nazionale di carbone è pari a circa 25.2Mt di cui il 76% impiegato negli impianti termoelettrici. Tra il 2000 e il 2012 il consumo di carbone è aumentato di 7 volte. Questo fabbisogno è stato soddisfatto principalmente dal carbone importato.

Vietnam

L'energia elettrica è prodotta per il 43% da impianti idroelettrici, per il 36% da impianti alimentati a gas e infine per il 18% da carbone. Il carico di base è soddisfatto da centrali subcritiche alimentate a carbone. Il sistema elettrico del Vietnam necessita di investimenti stranieri per svilupparsi. Tra il 2014 e il 2018 verranno realizzati 13GW di nuove centrali alimentate a carbone per metà sub-critiche e per metà ultra-super-critiche. Le riserve di gas stimate sono di circa 0.6tcm dato del 2013. L'estrazione di gas è aumentata considerevolmente passando da 1.6bcm nel 2000 a 9.8bcm nel 2013. Il Vietnam è autosufficiente per quanto riguarda l'approvvigionamento di gas naturale. Le riserve di carbone sono stimate in 3.1Gt. La produzione nel 2012 si è attestata su 42.4 Mt; a questo livello il Paese avrà una disponibilità di carbone per 65-74 anni. Attualmente il Vietnam esporta antracite per 15Mt/anno – in forte riduzione rispetto agli anni precedenti a causa della crescente domanda interna. Gli impianti alimentati a gas sono più competitivi di quelli a carbone, sia per quanto riguarda l'investimento iniziale che per il costo del combustibile. Questo è anche dovuto al più alto rendimento degli impianti alimentati a gas, che risulta essere di circa il 54% per gli impianti combinati e del 37% per gli impianti sub-critici. Pur essendo le centrali alimentate a gas più competitive rispetto a quelle alimentate a carbone, il Vietnam, come detto, sta costruendo 13GW di centrali di nuova generazione alimentate a carbone.

Filippine

Le Filippine sono il minor consumatore di energia d'Asia. Negli ultimi vent'anni il consumo è triplicato. È

importante mettere in evidenza che il 30% della popolazione non ha accesso alla corrente elettrica. L'energia elettrica è prodotta per il 38.8% da carbone, 26.9% dal gas, 14.1% da centrali idroelettriche e 14.1% da centrali geotermiche. Solo il 0.4% dell'energia proviene da fonti energetiche rinnovabili. Entro il 2030 le Filippine dovranno costruire nuove centrali per un totale di circa 13.2GW. Inoltre dovranno essere sviluppati anche i collegamenti elettrici con le isole. Le riserve di gas stimate sono 0.7-1.1tcm di cui 96-153bcm sfruttabili. Nel 2013 la produzione di gas si è attestata a 3.5bcm, che per il 94% viene consumato da tre impianti a ciclo combinato. Per questo motivo il Paese si sta dotando del suo primo impianto di rigassificazione, che farà fronte insieme all'esplorazione di nuovi pozzi di gas alla crescente richiesta di gas. Le riserve di carbone sono difficili da stimare in quanto non sono stati condotti studi completi al riguardo. Comunque sono comprese tra 316Mt e 19Gt, principalmente composte da lignite e carboni sub-bituminosi. L'estrazione di carbone è passata dagli 1-2Mt del 2003 agli 8.15Mt nel 2012. Solo 3.17Mt sono state esportate. Le Filippine sono il maggiore importatore di carbone dell'area, con ben 11.9Mt importate nel 2012.

Giappone

Il mix energetico giapponese ha subito un radicale cambiamento a seguito dell'incidente di Fukushima. Su 50 impianti nucleari solo 2 stanno funzionando. Anche le centrali a carbone hanno risentito del terremoto, infatti le importazioni di carbone sono diminuite di 10 Mt/anno. L'attuale consumo di petrolio per la produzione di energia elettrica non è sostenibile nel lungo termine. Tra il 2014 e il 2017 saranno realizzati 3.3GW di impianti alimentati a gas e solo 1GW di impianti alimentati a carbone. Il Giappone non dispone di adeguate riserve di gas o carbone: è il più grande importatore al mondo di gas (119bcm nel 2013). Il Giappone importa tutto il carbone di cui necessita; nel 2012 ha importato 129Mt principalmente da Australia, Indonesia e Russia.

Sud Corea

Il mercato elettrico sudcoreano è dominato da compagnie statali. Nel 2012 l'energia elettrica veniva generata da carbone per il 45%, per il 28% da impianti nucleari e per il 21% da gas naturale e circa 1% da fonti energetiche rinnovabili. Sia gli impianti nucleari che quelli alimentati a carbone hanno un fattore di utilizzazione altissimo, rispettivamente del 90% e 86%. Tra il 2014 e il 2018 in Sud Corea si costruiranno 9GW di centrali alimentate a gas, 10.5GW a carbone e 6.7GW col nucleare. *Gas* La Corea del Sud importa il 97% della sua domanda energetica. La Corea del Sud ha prodotto 1bcm di gas naturale nel 2012, circa il 2% del suo fabbisogno. Tutto il gas importato viene trattato attraverso 3 impianti di rigassificazione. Un quarto è in fase di realizzazione. L'importazione nel 2013 si è attestata a 54.2bcm: il secondo più grande importatore di gas al mondo. La Corea del Sud produce solo 10Mt di antracite l'anno. Nel 2012 sono state importate 94.3Mt di carbone e 31.3Mt di carbone coke, principalmente da Canada, Cina e Russia. In futuro verranno costruite nuove centrali a carbone per 20.4GW e solo 9.8GW di impianti alimentati a gas. In futuro nella Corea del Sud il prezzo del gas resterà alto e quindi le centrali a carbone saranno più convenienti.

L'impatto del gas di scisto (shale gas) americano sul mercato asiatico del gas e del carbone Dal 2005 gli USA hanno avviato l'estrazione del gas fratturando idraulicamente le rocce. Le riserve stimate ammontano a circa 65.1tcm. Gli Stati Uniti hanno di conseguenza aumentato del 34% la produzione di gas e ridotto di circa il 50% le importazioni tra il 2005 e il 2013. Come conseguenza ulteriore gli impianti alimentati a gas sono diventati molto più competitivi. I nuovi impianti di gassificazione che si stanno realizzando potrebbero comportare un aumento del prezzo del gas, rendendo nuovamente il carbone competitivo.

Conclusioni

Dallo studio emerge che il carbone rimane un'opzione attraente in tutti i Paesi asiatici presi in esame. In Cina, India, Indonesia, Filippine e Corea del Sud, dove la generazione elettrica è basata sul carbone, il carbone rimarrà il principale vettore energetico. Per gli altri paesi del Sudest asiatico, dove il gas naturale è il principale vettore energetico, il carbone sarà comunque attraente, per le difficoltà di approvvigionamento di gas previste in futuro. In Giappone, il gas può diventare più importante del carbone a causa dell'incertezza sulla politica energetica del governo e della nuova carbon tax, che mette svantaggio il carbone rispetto al gas. Il costo del kWh non è l'unico fattore determinante per la competizione tra carbone e gas. In Malesia e Vietnam, per esempio, il basso costo del gas rende il costo medio di

generazione della flotta alimentata a gas inferiore a quello delle centrali a carbone. Tuttavia, questi due Paesi stanno tentando di utilizzare più carbone che gas. Anche il Giappone sta effettuando una scelta in apparente controtendenza costruendo più impianti alimentati a gas che a carbone, questo per garantirsi un mix energetico più bilanciato. L'elevata produzione di shale gas (o gas di scisto) ha notevolmente ridotto il costo del gas, favorendone il consumo per la produzione di energia elettrica. Aumenta così la disponibilità di carbone per l'esportazione anche se vi è una forte carenza di infrastrutture portuali. In conclusione le analisi di questo rapporto si basano su un confronto dei costi di generazione tra gli impianti alimentati a gas e gli impianti alimentati a carbone dei nove paesi asiatici. Tuttavia, un'analisi più approfondita per ciascun paese è consigliabile al fine di considerare i differenti mix energetici, nonché la dislocazione geografica degli impianti a carbone e a gas.

5 Generazione di potenza ad alto rendimento- review dei sistemi alternativi (CCC 247)

Qian Zhu

Marzo 2015

Nel corso degli ultimi decenni sono state investite ingenti somme di denaro per la ricerca e lo sviluppo (R&D) di sistemi alternativi, i cosiddetti **sistemi di generazione non convenzionali**. Attualmente quasi tutte le centrali elettriche a carbone producono energia tramite il ciclo Rankine a vapore, il cui rendimento massimo è limitato dalla seconda legge della termodinamica e dal ciclo di Carnot. Il rendimento elettrico totale, delle centrali che utilizzano carbone come combustibile, può essere migliorato impiegando cicli di potenza alternativi e approcci ibridi, come testimoniano diversi studi. Alcuni di questi si concentrano sul miglioramento del ciclo base di potenza attraverso: le tecnologie di gassificazione integrate con celle a combustibile; la tecnologia di chemical looping; i sistemi di generazione magnetoidrodinamica (MHD); e quelli basati su i cicli di potenza con turbine a gas e combustione indiretta di carbone. Altri studi, invece, esaminano la possibilità di sostituire l'acqua, come fluido di lavoro, al fine di ridurre le perdite parassite intrinseche. Anche i sistemi basati su un ciclo Brayton, che impiega anidride carbonica supercritica, sono stati oggetto di numerosi studi e ricerche; mentre sono ancora in fase di studio i cicli bottoming e topping che permettono di estrarre energia supplementare dal processo. Questo report esamina le attività di ricerca e sviluppo e i recenti progressi sui cicli energetici innovativi e alternativi al convenzionale ciclo Rankine a vapore. Il raggiungimento di un maggior rendimento nella conversione di energia in prodotti come elettricità, gas combustibile sintetico e idrogeno, pur mantenendo basse le emissioni di inquinanti, rappresenta una grande sfida per la conversione dei combustibili fossili e in particolare modo per il carbone che possiede la più alta percentuale in carbonio tra le risorse energetiche fossili disponibili. In questo momento, le centrali elettriche a carbone ultrasupercritiche (USC) possono raggiungere un rendimento energetico netto intorno al 45% (LHV) e sono in corso attività di R&D per lo sviluppo di una tecnologia ultrasupercritica avanzata (A-USC) che impieghi vapore sopra i 700°C, con l'obiettivo di un rendimento energetico intorno al 50% (LHV, netto).

Le celle a combustibile (FC, fuel cell) sono dispositivi elettrochimici che convertono l'energia chimica dei combustibili direttamente in energia elettrica (e calore), e quindi possono produrre energia con alto rendimento e basso impatto ambientale. Attualmente sono in fase di sviluppo, cinque principali tipi di celle a combustibile e tra queste le fuel cell ad ossidi solidi (SOFC) e le fuel cell a carbonati fusi (MCFC) sono quelle in grado di operare ad alta temperatura, offrendo una migliore integrazione termica con i sistemi di gassificazione del carbone. Decenni di attività di ricerca e sviluppo hanno portato vantaggi considerevoli alla tecnologia delle fuel cell, in relazione alla struttura della cella, alla progettazione dei diversi componenti, ai materiali, alle performance e alla riduzione dei costi. Più recenti risultano i progressi nello sviluppo della cella a combustibile ad iniezione diretta di carbonio (DCFC), che impiega un combustibile solido (carbonio) e converte l'energia chimica del carbonio direttamente in elettricità evitando la

gassificazione. Le fuel cell sono ancora in fase di sviluppo ma stanno iniziando ad emergere nel mercato. Quando le SOFC e MCFC vengono accoppiate alla gassificazione del carbone si ottengono le migliori caratteristiche per competere con il grande mercato energetico. Sono state proposte e studiate diverse configurazioni dei sistemi di gassificazione integrata con fuel cell (IGFC). I sistemi IGFC sono capaci di raggiungere elevate efficienze di cattura della CO₂ (sopra il 99%) con una bassa perdita energetica. Parecchi studi hanno mostrato che i sistemi IGFC con la cattura della CO₂ potrebbero raggiungere alti rendimenti netti d'impianto, compresi tra il 40% e il 56%. L'azienda giapponese J-Power prevede di dimostrare il sistema IGFC con sistemi di della CO₂cattura nella terza fase del progetto dimostrativo Osaki CoolGen a partire dal 2021.

Un **generatore di energia magnetoidrodinamica (MHD)** è un dispositivo che genera energia elettrica mediante l'interazione di un fluido convettivo in movimento (solitamente un gas ionizzato o plasma) e un campo magnetico. Il generatore MHD converte l'energia termica di un combustibile direttamente in energia elettrica. A partire dal 1970, diversi Paesi hanno intrapreso programmi di ricerca MHD con particolare attenzione all'uso del carbone come combustibile. Tuttavia, a causa di alcuni problemi tecnici, alti costi, concorrenza tra i progressi delle turbine a gas e i tagli dei budget del governo, il lavoro R&D è stato interrotto. Gli sviluppi tecnologici recenti, ossia la produzione di materiali avanzati, il processo di ossi-combustione e le simulazioni al computer, risultano utili per "rinnovare" l'interesse verso tale sistema di generazione di energia. Il sistema MHD opera ad alte temperature e quindi può potenzialmente raggiungere rendimenti più alti delle centrali elettriche a vapore convenzionali. Sono stati sviluppati e studiati diversi concetti di centrale elettrica a ciclo combinato MHD a carbone che potenzialmente possono raggiungere un rendimento d'impianto di 45-55%, con la possibilità di un incremento fino al 60%. Inoltre, tali sistemi possiedono buone performance ambientali e sono compatibili con i sistemi CCS. Sono stati proposti e studiati una serie di concetti di generazione di potenza MHD basati sul carbone, come il ciclo combinato MHD-vapore alimentato a carbone e la centrale elettrica MHD a ciclo chiuso alimentata a carbone in due loop.

Il **ciclo combinato alimentato indirettamente a carbone (IFCC)** utilizza un ciclo topping Brayton a gas e un ciclo bottoming Rankine a vapore con aria purificata (fluido di lavoro) per raggiungere alti rendimenti e basse emissioni. In questo ciclo di potenza, sviluppato negli USA come parte del programma US DOE's Combustion 2000, l'aria compressa viene alimentata in un forno avanzato ad alta temperatura a carbone, evitando il contatto con l'ambiente corrosivo che si forma durante la combustione. Il gas naturale o il gas combustibile che deriva dal carbone pulito viene usato per aumentare la temperatura dell'aria al valore desiderato in ingresso alla turbina. L'aria pressurizzata e riscaldata viene poi fatta espandere in una turbina a gas. Il calore viene recuperato tra i fumi di combustione del forno e il gas di scarico della turbina, per alimentare un ciclo Rankine convenzionale a vapore massimizzando la produzione di energia elettrica. Il concetto d'impianto HIPPS (sistema di generazione di potenza ad alta performance alimentato a carbone) può essere applicato alle nuove centrali a carbone o adattato per il ripotenziamento delle centrali a carbone esistenti. Inoltre, con la centrale elettrica HIPPS è potenzialmente possibile raggiungere emissioni quasi nulle di gas serra e di contaminanti convenzionali. Uno dei metodi per raggiungere questi obiettivi è l'impiego di cicli ibridi integrando il sistema con il ciclo Brayton o con le fuel cell ad alte temperature.

Il **ciclo energetico dell'anidride carbonica supercritica (sCO₂)** è una tecnologia alternativa che può potenzialmente raggiungere un più alto rendimento termico rispetto al ciclo Rankine a vapore. Un ciclo sCO₂ impiega turbomacchine estremamente compatte grazie all'alta densità della CO₂ supercritica e può portare a minori costi di investimento, oltretutto a minori costi operativi e di manutenzione (O&M) della centrale elettrica a ciclo di CO₂. Diverse aziende stanno introducendo nel mercato i sistemi di energia sCO₂. Un motore termico che recupera calore residuo sCO₂ è stato sviluppato dalla Echogen Power Systems LLC (USA) ed è commercialmente disponibile. NET Power ha recentemente annunciato che costruirà un impianto dimostrativo sCO₂ da 50 MWth alimentato a gas. I sistemi di energia sCO₂ basati sul carbone sono attualmente in fase di sviluppo.

La **combustione in chemical looping (CLC)** è una forma indiretta di combustione nel quale materiali solidi contenenti ossigeno, tipicamente metalli ossidi, forniscono l'ossigeno al combustibile, e il "carrier" di ossigeno consumato viene rigenerato separatamente dall'aria ad alta temperatura. Quando è presente un

contatto diretto tra l'aria e il combustibile, la CLC produce uno stream di CO₂ e vapore acqueo da cui è possibile recuperare facilmente la CO₂ senza il bisogno di impiegare energia supplementare per la separazione. La CLC minimizza anche la formazione di ossidi di azoto (NOX). Negli ultimi decenni è stata effettuata un'intensa ricerca sulla CLC in relazione allo sviluppo dei vettori di ossigeno, alle reazioni cinetiche, alla progettazione del reattore, al rendimento del sistema, e ai diversi prototipi testati. Attualmente, sono in fase di sviluppo diversi processi CLC alimentati a syngas. Sono in fase di sviluppo anche processi di gassificazione di carbone in chemical looping, per la produzione di elettricità, H₂ o syngas caratterizzati da alta flessibilità e integrabili con sistemi di generazione alternativi come le fuel cell.

Negli ultimi tempi sono stati sviluppati diversi progetti sulle **centrali elettriche ibride carbone-solare**, capaci di integrare l'energia solare con sistemi energetici a carbone. L'energia termica solare può essere impiegata per produrre, vapore ad alta temperatura e alta pressione che può poi integrare il ciclo energetico principale a vapore e quindi ridurre il consumo di carbone nella produzione di energia elettrica. Il vapore generato dall'energia solare può essere usato per azionare la turbina a vapore, o può sostituire il vapore in uscita dalla turbina per riscaldare l'acqua in alimento al ciclo. In alternativa, l'energia termica solare può essere utilizzata per preriscaldare l'aria di combustione. Le tecnologie standard/già in commercio vengono impiegate nei sistemi di energia ibridi solare-carbone in modo tale che non risulti necessario uno sviluppo tecnologico, e questo avvantaggia le aziende che sono incentivate a produrre più energia rinnovabile con risparmi significativi sui costi. Inoltre, la riduzione del consumo del carbone si riflette sulle emissioni di CO₂ e di contaminanti nell'aria. È anche possibile adattare gli impianti ibridi solare-carbone in centrali elettriche a carbone esistenti.

Attualmente, il carbone fornisce circa il 40% dell'energia prodotta a livello mondiale e continuerà a giocare un ruolo importante nel prossimo futuro. Pertanto le tecnologie basate su sistemi di generazione di energia alternativi avranno in futuro un impatto rilevante sulla produzione di energia elettrica dal carbone traducendosi in minori costi operativi e di investimento, minori perdite di efficienza del processo e un più ridotto impatto ambientale.

6 Le conseguenze sul clima del passaggio dal carbone al gas (CCC 248)

Herminé Nalbandian

Aprile 2015

Nel 2014, con una quota pari al 36% della produzione mondiale, il carbone era la fonte di energia primaria più utilizzata nell'industria di generazione di energia. Il passaggio dal carbone al gas è stato considerato uno dei principali sistemi di riduzione dei gas a effetto serra (GHG) nel settore energetico. Studi recenti mettono in discussione l'impatto positivo sui cambiamenti climatici della sostituzione del carbone con il gas.

Vi è una notevole incertezza sulle quantità di metano emesse durante la vita di un pozzo di gas naturale. E' accertato che, in generale, le emissioni derivanti dalla produzione di gas naturale sono notevoli e si verificano in ogni fase del ciclo produttivo e distributivo del gas naturale. La US Environmental Protection Agency (EPA) ha stimato che nel 2011, negli Stati Uniti, siano fuoriuscite da impianti a gas naturale più di 6 milioni di tonnellate di metano. Queste, misurate come CO₂ equivalente su un arco temporale di 100 anni, sono maggiori di quelle emesse dalla combinazione delle industrie americane del ferro, acciaio, cemento e impianti di produzione di alluminio.

Ci sono quattro categorie principali di gas naturale non convenzionale: lo shale gas, metano coalbed (CBM), tight gas e i meno conosciuti idrati di metano. Questo lavoro esamina principalmente i gas CBM e gli shale gas. Il CBM si riferisce al metano intrappolato all'interno di pori e di fratture in giacimenti di carbone sotterranei. A causa delle alte pressioni sotterranee, il gas si trova solitamente in uno stato semi-liquido, all'interno delle superfici di strato del carbone. Il CBM è chimicamente simile al gas naturale convenzionale e si trova in associazione con il carbone litoide, a profondità tra i 700 ed i 2000 metri. L'estrazione di CBM

avviene attraverso i pozzi perforati direttamente nei giacimenti di carbone. Le emissioni di metano si possono verificare in diverse fasi durante il processo produttivo: produzione, fornitura e uso di CBM. Il metano recuperato da miniere attive o abbandonate è solitamente indicato come CMM (Coal Mine Methane). Tradizionalmente, il metano veniva estratto dal carbone già coltivato per ridurre i rischi minerari, e il gas che si liberava durante la fase estrattiva veniva generalmente evacuato nell'ambiente con grandi ventilatori nelle miniere. Oggi, CMM viene utilizzato per la produzione di energia. Ci sono, infatti, attualmente 355 progetti coal mine in esercizio o in fase di sviluppo. E' stato stimato che questa tecnica di estrazione abbia consentito di evitare l'emissione totale di circa 73,6 Mt CO₂ eq.

Gli shale gas si trovano a profondità comprese tra 1000 e 5000 metri. Ci sono quasi 700 scisti noti in tutto il mondo in più di 150 bacini dai quali si estrae shale gas. Nel 2013, solo poche decine di questi scisti aveva ricevuto valutazione adeguata per le potenzialità di produzione, la maggior parte di questi sono in Nord America. I volumi di shale gas disponibili sono tali da comportare importanti cambiamenti nel mercato mondiale del gas. Gli Stati Uniti sono il paese più attivo nella produzione di shale gas: si è passati dall'11 per cento nel 2008 a più del 20 per cento nel 2010, e tra il 2010 e il 2013, questa percentuale è più che raddoppiata.

Se è vero che gli shale gas producono una percentuale compresa tra l'8 e il 11% in più di gas serra rispetto al gas naturale, nella produzione di gas naturale le emissioni di metano sono imprescindibili. Se ciò è vero, l'importanza di implementare le esistenti tecnologie di controllo delle emissioni e migliorare le pratiche che possono ridurre al minimo le emissioni di metano diventa fondamentale per ridurre l'impatto di questo nel ciclo produttivo del gas naturale.

Nonostante le somiglianze tra shale gas e CBM e dei metodi utilizzati per estrarli, ci sono comunque importanti differenze; in particolare, i depositi di scisto sono di solito meno porosi del carbone e sono spesso situati più in profondità. Di conseguenza lo shale gas può essere più difficile da estrarre.

CO₂, metano e protossido di azoto sono prodotti durante la combustione del carbone. Circa il 99% del carbonio combustibile nel carbone viene convertito in CO₂ nel corso del processo di combustione. Maggiore è l'efficienza del processo di combustione, minori saranno il carbone consumato e le emissioni totali in atmosfera, comprese quelle di gas serra. Il contributo della combustione statica del carbone sulle emissioni totali di metano è generalmente considerato minore.

È stato stimato che le emissioni nel ciclo di vita del gas naturale siano inferiori di circa il 35% rispetto a quelle del carbone sulla base del contenuto di calore. In termini di produzione di energia elettrica, il gas naturale ha emissioni di gas serra minori di circa il 50-60% rispetto a quelle di una centrale a carbone. Un attuale stato dell'arte delle centrali a carbone che operano un ciclo di vapore ad alta efficienza ultra-supercritico saranno più efficienti, affidabili e avranno un'aspettativa di vita più lunga rispetto alla sua più vecchia omologa subcritica.

Ancor più significativo un altro dato: un impianto ultra-supercritico emetterebbe quasi il 20% in meno di emissioni di CO₂ rispetto a un'unità subcritica di eguale potenza. Lo sviluppo di cicli a vapore ultra-supercritico avanzati promettono di continuare questo trend. Un impianto funzionante con un'efficienza del 48% emetterebbe fino al 28% in meno di CO₂ rispetto ad un impianto subcritico, e fino al 10% in meno di un corrispondente impianto ultra-supercritico. Impianti ultra supercritici sono operativi in Europa, Giappone e Stati Uniti e in Cina.

Gli Stati Uniti sono attualmente il paese in cui vi è il più importante programma di sostituzione degli impianti a carbone con impianti a gas. Ciò è dovuto principalmente all'aumento della produzione di gas naturale e la conseguente riduzione dei prezzi del gas. Alla fine del 2012, ci sono stati 1308 unità di generazione elettrica a carbone pari al 310 GW di energia elettrica negli Stati Uniti.

La Cina ha la più grande capacità di generazione elettrica a carbone del mondo. Nel 2014, il gas naturale ha avuto un ruolo minore nella produzione complessiva di energia. Tuttavia, il governo prevede di investire di più nella capacità di generare elettricità dal gas. Nel complesso, lo sforzo della Cina di spostare produzione di energia elettrica da impianti a carbone ad impianti a gas nel lungo periodo dipende dalla capacità del paese di incrementare la produzione nazionale attraverso la conversione da carbone a gas, dallo shale gas e dalle riserve in mare aperto così come dalle fonti importate.

I dati indicano che è improbabile che il passaggio in atto dal carbone al gas nella produzione di energia negli Stati Uniti possa portare la riduzione del 50% delle emissioni di gas serra di cui in genere si parla, a meno che, la perdita di gas venga mantenuta al tasso più basso stimato di 1-1,5% e il tasso di sostituzione del carbone venga mantenuto ad un tasso inferiore al 5% l'anno.

In ultima analisi, i “carburanti di commutazione” non risolvono il problema delle emissioni di gas serra. E le tecnologie di cattura e stoccaggio (CCS) dell’anidride carbonica saranno necessarie per mitigare le conseguenze del clima delle emissioni di gas serra se carbone e gas continueranno ad essere utilizzati nella produzione di energia.

7 Risorse mondiali di residui agricoli e forestali per co-combustione (CCC 249)

Paul Baruya

Maggio 2015

Rispetto alla ricchezza di dati riguardanti le risorse di combustibili fossili, non vi è un’equivalente disponibilità di informazioni sulla fonte energetica biomassa. Eppure sul mercato globale essa contribuisce per il 10% al soddisfacimento della domanda di energia primaria, pari a 56 EJ/anno ed equivalente a circa 3 volte l’energia totale fornita dalle altre fonti rinnovabili.

Se il ruolo della biomassa nell’economia mondiale è sempre stato principalmente quello di combustibile destinato al riscaldamento e alla cucina nelle comunità agricole (70% della biomassa è dedicato a tale utilizzo), essa sta acquisendo sempre più spazio come fonte di energia primaria per la generazione elettrica, con un tasso di crescita medio dell’8% annuo (contro un tasso di crescita negli altri settori pari all’1%). Questa crescita è concentrata maggiormente nei paesi asiatici non-OCSE (21 % annuo contro l’8 % dei paesi OCSE asiatici) e nei paesi Europei dell’OCSE (10% annuo) che già vantano il principale mercato della biomassa destinata alla generazione elettrica. La crescita del settore in Nord America si limita invece all’1,5% annuo.

La capacità elettrica da biomassa attualmente installata ammonta a circa 60 GWe di cui circa 2/3 da combustibili solidi. In diversi paesi come Danimarca e Regno Unito si sta attualmente procedendo alla conversione di diversi impianti a carbone affinché possano essere alimentati interamente a biomassa.

Un altro utilizzo della biomassa con buone prospettive di crescita è quello di combustibile ad integrazione dei combustibili fossili, in particolare nelle strategie di lungo termine che mirano a ridurre le emissioni di gas serra da parte delle centrali alimentate a carbone. Il parco centrali a carbone attuale supera i 1800 GWe di potenza installata (la metà della quale concentrata in Cina), di cui 36 GWe sono imputabili ad impianti capaci di bruciare biomassa solida come combustibile secondario, in co-combustione o come alternativa temporanea al combustibile fossile primario.

Il numero di unità alimentate a carbone adatte ad essere convertite totalmente o parzialmente è importante ma non esistono sufficienti informazioni riguardanti la reale riserva mondiale di biomassa e la sua potenziale capacità di soddisfacimento di un tale consumo. Alcune ricerche suggeriscono che questa

capacità possa soddisfare una richiesta di 100-200 EJ/anno di energia, stime più ottimistiche prevedono un potenziale di 1200 EJ; questa variabilità dipende dalle diverse ipotesi di utilizzo delle terre e delle tendenze alimentari globali. La stima più conservativa relativa a 100 EJ/anno equivale a circa 5800 Mt/anno di biomassa legnosa equivalente. Queste valutazioni possono tenere conto di tutte le biomasse solide e dei gas di origine vegetale provenienti sia da fonti primarie che da scarti industriali, ma anche delle coltivazioni energetiche dedicate alla produzione di bio-combustibili per autotrazione.

Il raggiungimento delle condizioni di co-combustione, attraverso l'alimentazione dell'impianto a carbone con importanti quantità di biomassa, richiede un'attenta selezione del combustibile sia per minimizzare ogni eventuale effetto negativo sulle performance del generatore di vapore, sia per garantire la sostenibilità della catena di approvvigionamento della materia prima. Le fonti preferenziali saranno residui forestali, scarti di segherie ed attività agricole, che forniranno così biomassa che altrimenti rimarrebbe lasciata a decomporsi nel terreno o conferita in discarica. Legna e residui da coltivazioni agricole come paglia rappresentano già un'importante risorsa per la co-combustione nelle moderne centrali di generazione elettrica.

Una recente ricerca dell'IRENA (International Renewable Energy Agency) rivela che i residui forestali potrebbero fornire da soli 21 EJ/anno di biomassa, mentre i residui agricoli ulteriori 13 EJ/anno; questi quantitativi sarebbero sufficienti a coprire un terzo della futura domanda di biomassa.

Secondo una semplice analisi condotta in questo report, i residui di legna contenuti nelle foreste già destinate alla produzione industriale ammontano a 14.218 Mt (vedi tabella). I prodotti primari della produzione industriale da legna sono principalmente legname, carta e polpa di legno. Residui derivanti da sfoltimento, abbattimento e potatura dei boschi offrono inoltre una importante risorsa per la produzione di pellet di legno per la co-combustione.

Questi potenziali residui di biomassa in forma di scarti da potatura e cippatura, risultanti dalla separazione di rami, cortecce e fogliame dal prodotto legnoso primario (solitamente tronchi), corrispondono a circa 177 EJ di energia. Gran parte di questa risorsa è concentrata in Russia che detiene la maggiore porzione di territorio ricoperta da foresta e la più grande area forestale destinata a produzione industriale, mentre il Nord America si rivela il più grande produttore ed esportatore di pellet di legno.

I calcoli conservativi portati avanti in questo report suggeriscono che i residui potenziali derivanti dall'attuale produzione industriale di tronchi e dalla coltivazione di cereali potrebbero subire un incremento fino a raggiungere 1090 Mt/anno (14,2 EJ/anno in pellet di legno equivalenti). Questa risorsa corrisponde a circa tre volte l'attuale domanda di biomassa da parte del settore della generazione elettrica e della produzione di energia termica, ed equivale al doppio della domanda totale di biomassa nel mondo.

L'IRENA stima che dal 2030 potranno essere disponibili 37-66 EJ/anno da scarti e residui agricoli e 27-43 EJ/anno da prodotti e residui forestali. Considerando che attualmente l'approvvigionamento di biomassa ammonta a 8,9 EJ/anno da residui forestali e a 5,4 EJ/anno da residui agricoli, è evidente come sia possibile un elevato margine di crescita sia attraverso un incremento nella resa delle colture che l'ottimizzazione dei metodi di raccolta e di utilizzo e gestione di terre e risorse boschive.

Per quanto riguarda il parco mondiale di centrali a carbone, uno scenario che preveda un regime di co-combustione al 5% potrebbe creare una domanda di biomassa da parte di impianti a carbone subcritici di 235 Mt/anno. Questo corrisponde a circa un quinto delle risorse di paglia e di residui della produzione di legname, e a una frazione dei 14.219 Mt/anno di residui forestali destinati alla produzione industriale come calcolato da IEA CCC. I già citati 14,2 EJ/anno di residui forestali e paglia calcolati in questo report, sottostimano inoltre il quantitativo di ramaglie reperibili nelle foreste; si suppone infatti che questa risorsa possa costituire il 10% della massa forestale totale.

Un'altra possibile fonte di residui forestali è costituita dai milioni di ettari di foresta che non sono esplicitamente dedicati ad uso produttivo e che non sono stati inclusi nella presente analisi. Biomasse di scarto industriali e municipali potrebbero inoltre coprire una frazione significativa del fabbisogno energetico mondiale e su questo settore potrebbero essere intraprese ulteriori ricerche ed analisi.

Il potenziale dei residui agricoli è importante, ma fortemente dipendente dall'infrastruttura di raccolta, imballaggio e trasporto del materiale, dunque una nuova gestione dei territori risulta indispensabile.

Convertire a coltivazioni terre già destinate ad allevamento di bestiame è possibile, specialmente per terre scarsamente utilizzate, e potrebbe produrre un forte incremento dell'offerta di residui da coltivazioni agricole.

L'abbondanza di risorse di biomassa nel mondo è evidente dai risultati del presente studio. Il cauto approccio utilizzato nel calcolo delle risorse in questo report ha mostrato un potenziale inferiore rispetto alle stime presenti in altre pubblicazioni, ma già fortemente superiore alla potenziale domanda che potrebbe essere creata attraverso un regime di co-combustione pari al 5-10% di biomassa nel parco centrali a carbone mondiale. Il potenziale relativo agli scarti e ai residui dai settori agricolo e forestali mondiali nell'approvvigionamento di centrali termoelettriche alimentate a carbone, è notevole. Il mercato energetico europeo ha già dimostrato che il commercio della biomassa non necessita di essere ristretto ai fornitori locali, ma in forma pellettizzata questo combustibile può agevolmente essere trasportato dal Nord America.

Sono questi i presupposti per la crescita di un settore che può contribuire a rimpiazzare con biomassa "carbon-neutral", una frazione del carbone attualmente utilizzato nelle centrali di generazione elettrica. Se questa crescita sarà accompagnata da uno sviluppo sostenibile della catena di approvvigionamento, un risparmio considerevole in termini di emissioni di CO₂ potrà essere raggiunto senza effetti svantaggiosi sul funzionamento degli impianti di produzione.

8 La rimozione della CO₂ dai gas di scarico delle centrali tramite microalghe (CCC 250)

Xing Zhang

Aprile 2015

La combustione di combustibili fossili per la generazione elettrica produce un gas di scarico costituito per la maggior parte da CO₂, N₂, O₂, ed in minor quantità da CO, NO_x, SO_x, idrocarburi non combustibili (C_xH_y), metalli pesanti e particolato. Recentemente sono state sviluppate diverse tecnologie di cattura della CO₂ da centrali elettriche alimentate a carbone; una di queste è la cattura biologica in post-combustione. La capacità delle microalghe, microrganismi procarioti o eucarioti, di fotosintetizzare e crescere rapidamente offre la possibilità di utilizzarle per la cattura dell'anidride carbonica. Queste sono presenti in tutti gli ecosistemi, non solo acquatici ma anche terrestri, rappresentando un'ampia varietà di specie capace di vivere in diverse condizioni ambientali. Se comparata con gli attuali processi di rimozione della CO₂ sia fisici che chimici, la separazione della CO₂ tramite microalghe è ambientalmente più ecologica e sostenibile e non inficia negativamente l'efficienza termica dell'impianto. I vantaggi dell'utilizzo delle microalghe nella cattura della CO₂ post-combustione del carbone sono diversi: non è richiesta CO₂ ad elevata purezza per la coltura algale. Gas di scarico contenenti diverse quantità di CO₂ possono essere alimentati tal quali alla coltura microalgale; questo semplifica significativamente la separazione della CO₂; i prodotti della combustione quali NO_x o SO_x possono efficacemente essere usati come nutrienti per le microalghe; questo potrebbe potenzialmente evitare l'uso di sistemi di "scrubbing" del gas di scarico; le microalghe potrebbero produrre prodotti ad alto valore commerciale quali biofuel e biomasse. La vendita di questi potrebbe compensare i costi di capitale e operativi del processo di cattura; l'ipotetico processo è rappresentato da un ciclo rinnovabile con un ridotto impatto ambientale.

La cattura microalgale della CO₂ è un processo complesso, specialmente quando condotto sul gas di scarico. Attraverso il processo chimico-fisico di fotosintesi, le microalghe convertono la CO₂ in composti organici avvalendosi dell'energia luminosa e rilasciando ossigeno molecolare. Le cellule microalgali contengono approssimativamente il 50% di carbonio nelle quali 1.8 Kg di CO₂ possono essere fissati producendo 1 Kg di biomassa. Il processo è influenzato sia da parametri fisico-chimici quali concentrazione della CO₂, inquinanti nel gas di scarico, densità iniziale di inoculazione, temperatura della coltura, luce, nutrienti e pH, sia da parametri idrodinamici quali ad esempio flusso, miscelazione e trasferimento di

massa. Tali parametri sono connessi ed interagiscono l'uno con l'altro. E' cruciale considerare gli effetti che influenzano il processo per potenziare la crescita microalgale e la sua tolleranza ambientale. La crescita microalgale avviene da produzione fotoautotrofa o eterotrofa.

Rispetto alle condizioni di coltura, la scelta delle specie microalgali è importante poiché ne influenza l'efficienza fotosintetica, e conseguentemente, le prestazioni della fissazione del carbonio e della produzione di biomassa. Le caratteristiche vantaggiose delle specie microalgali per la cattura della CO₂ comprendono una elevata velocità di crescita e di fotosintesi, spiccata tolleranza e adattabilità ambientale, tolleranza alle alte temperature, possibilità di produrre prodotti ad elevato valore di mercato e facilità nel raccolto e nella processabilità. Questo perché gli aspetti economici della cattura della CO₂ possono essere significativamente migliorati se i prodotti possono essere commercializzati.

La coltivazione microalgale può essere realizzata in sistemi aperti quali stagni o laghetti, oppure in sistemi chiusi denominati fotobioreattori, ovvero contenitori di coltura chiusi, illuminati e progettati per la coltivazione microalgale controllata. I primi sono generalmente meno costosi in termini di costruzione e operabilità, più duraturi e con elevata capacità di produzione se confrontata anche ai grandi reattori.

In ogni caso, i sistemi aperti sono maggiormente sensibili alle condizioni meteorologiche, non permettendo il controllo della temperatura, dell'evaporazione dell'acqua, e della luce. La contaminazione rappresenta inoltre una seria minaccia di successo dei sistemi aperti. Sono richieste inoltre ingenti quantità di acqua. Contrariamente, i fotobioreattori possono superare questi limiti possedendo il vantaggio di una migliore stabilità operativa e di controllo, in termini di pH, temperatura, luce, concentrazione di CO₂. Gli elevati costi dei reattori rappresentano ancora un ostacolo per una coltivazione massiva delle microalghe. La chiave per promuovere l'uso delle microalghe nella cattura della CO₂ è quello di rendere i fotobioreattori economicamente più accessibili.

Le tecnologie per processare e ottenere prodotti di valore dalle microalghe sono già disponibili. Tuttavia, molte delle tecnologie esistenti sono adattate a partire da quelle in uso nel settore alimentare, biofarmaceutico e del trattamento delle acque reflue; non sono quindi specifiche per la produzione algale, richiedono grandi quantità di energia, risultando quindi inefficienti. Queste sono quindi le aree che necessitano di ulteriori studi e sviluppi per migliorare gli aspetti economici della fissazione algale del carbonio. Il trasporto dei gas di scarico rappresenta un altro limite. La soluzione ottimale sarebbe mantenere la coltivazione algale vicino alla sorgente di CO₂ in modo da ridurre o azzerare il costo per la costruzione di lunghi gasdotti per il trasporto. Inoltre la coltivazione richiede una vasta superficie a disposizione; la cattura di CO₂ emessa da un grande impianto richiede un'area di alcune centinaia di chilometri quadrati. Per nuovi impianti che prevedono l'uso della bio-fissazione algale come approccio CCS (Carbon Capture Sequestration), è necessario selezionare siti con disponibilità di una vasta area per la coltivazione. Questo potrebbe essere un problema per centrali esistenti.

Un altro potenziale vantaggio dell'approccio bio-CCS è la combinazione della fissazione della CO₂, produzione di biomassa e del trattamento delle acque reflue. Composti a base di azoto e fosforo contenuti nelle acque di scarico possono essere usati su alcuni ceppi di alghe.

La velocità di fissazione della CO₂ delle microalghe risulta essere troppo bassa per competere con i metodi utilizzati nelle CCS. L'utilizzo del gas di scarico per le colture algali è maggiormente applicabile alla generazione di prodotti ad elevato valore commerciale piuttosto che alla fissazione del carbonio. Poiché le microalghe contengono lipidi (7-23%), carboidrati (5-23%), proteine (6-52%), questi costituenti possono essere convertiti in prodotti commerciali che possono essere classificati in applicazioni per combustibili e non-combustibili. Tali prodotti possono essere cibo, cosmetici, medicinali, fertilizzanti, bio-molecole e bio-fuel (biodiesel, biogas, bio-idrogeno, bioetanolo). Le compagnie elettriche saranno disponibili a investire ingenti capitali, vaste aree e quantità di acqua, solo se i prodotti microalgali potranno essere venduti ad un prezzo competitivo.

Vi sono molti progetti di ricerca su scala dimostrativa riguardanti l'utilizzo del gas di scarico per la crescita delle alghe; tra quelli maggiormente avanzati si possono citare "Algadisk, EniTecnologie in Italia, LanzaTech in Nuova Zelanda, CO₂AlgaeFix in Spagna, Algaelink in Olanda, AlgaeCAT nel Regno Unito", e molti altri negli Stati Uniti. Altri importanti progetti su impianti alimentati a carbone sono: la centrale elettrica Algae Tec and Bayswater, la centrale MBD Energy and Tarong, la centrale Energie-Versorgung Niederösterreich AG

and Duernrohr, la centrale Seabiotic and Penglai, il progetto ENN Energy Group and Daqi, gli impianti Taipower and the Da-Lin and Lin-Kou, la centrale E.ON Hanse AG and Hamburg-Reitbrook, la centrale RWE and Niederaussem, la centrale Vattenfall and Senftenberg, la centrale West Bengal Power Development Co, la centrale Seabiotic and Rutenberg, la centrale MBD Energy and Khanyisa. Attualmente il solo impianto Seabiotic operante in Israele è commercialmente attivo nel produrre grandi quantità di alghe usando il gas di scarico di un impianto alimentato a carbone. Ad eccezione di quest'ultimo, gli Stati Uniti sono in testa al resto del mondo nella ricerca e sviluppo nel campo dell'utilizzo dei gas di scarico sulle colture microalgali. Le compagnie leader nella produzione microalgale sono pressoché pronte per portare la bio cattura e utilizzo del carbonio sul mercato come alternativa attuabile e fattibile alle tecnologie CCS. È innegabile che le microalghe possono essere usate per la fissazione biologica della CO₂. Sebbene questo richieda una non trascurabile domanda energetica e costi dell'apparecchiatura, la mitigazione della CO₂ con le microalghe può essere considerata una tecnica CCU (Carbon Capture and Utilization) ovvero di cattura e utilizzo della CO₂ poiché in grado di generare prodotti a valore aggiunto. Perciò la CO₂ diviene materia prima piuttosto che prodotto di scarto. Risulta chiaro che la cattura della CO₂ tramite le microalghe è tecnicamente attuabile e presenta un potenziale economico. Prima che i fotobioreattori diventino efficienti ed economicamente disponibili, la cattura algale della CO₂ è meglio considerarla come tecnologia per fornire prodotti ad elevato valore di mercato piuttosto che come diretto concorrente delle tecnologie.

9 Applicazione di sensori avanzati e controlli smart agli impianti di generazione a carbone (CCC 251)

Toby Lockwood

Giugno 2015

Attualmente è sempre più pressante la richiesta di una maggiore efficienza e flessibilità operativa e di una minore produzione di inquinanti da parte dei grossi impianti di produzione a carbone soprattutto quelli di nuova generazione (ultra-supercritici A-USC e IGCC). Questo al fine di "adeguare" la curva di carico degli impianti a carbone integrandola con quella intermittente tipica delle fonti rinnovabili che ad oggi rappresentano l'attore principale nella nuova rete elettrica "smart" basata sull'autoproduzione di energia. L'utilizzo di sistemi di controllo sempre più complessi, attuatori e controllori digitali abbinati a potenti computer che supervisionano il processo consente di minimizzare i disturbi conseguenti alle instabilità legate alla produzione di energia elettrica da carbone ovvero i cambiamenti di tipologia di combustibile e le variazioni repentine di carico.

I sistemi di controllo degli impianti di generazione termoelettrica a carbone si sono progressivamente evoluti per rispondere a questa crescente richiesta di maggiore efficienza e flessibilità operativa. In particolare l'ottimizzazione del processo di combustione ha determinato un crescente utilizzo di tecniche di monitoraggio on-line e la sostituzione degli algoritmi di controllo standard con logiche più avanzate e sistemi multi-variabile.

Il controllo dei rapporti stechiometrici aria-combustibile viene tradizionalmente fatto utilizzando sensori per la misura diretta della portata di carbone e aria. L'analisi spettrale della fiamma consente una verifica di questi parametri.

D'altra parte l'applicazione di tecniche spettroscopiche laser consente la mappatura della composizione di CO e O₂ nelle zone più calde della camera di combustione.

Oggi i sistemi di controllo degli impianti più moderni sono in grado di determinare la risposta più appropriata all'azione di controllo utilizzando sofisticate tecniche computazionali basate su sistemi intelligenti che riproducono l'andamento del processo "imitando" le azioni di operatori esperti e utilizzando modelli empirici complessi basati su dati storici.

I maggiori sviluppi tecnologici nel settore del controllo di processo riguardano la capacità dei sensori di resistere a ambienti corrosivi e temperature elevate tipiche dei gassificatori e della caldaie commerciali. In

questo ambito è di particolare importanza l'utilizzo di sistemi di misurazione ottica basati su fibre e caratterizzati da basso rumore, alta sensibilità e possibilità di mappare misure distribuite in zone a temperature elevate.

Per quanto riguarda il monitoraggio in situ delle caratteristiche delle correnti gassose, la tecnologia si sta dirigendo verso l'utilizzo di materiali nuovi resistenti ad alte temperature applicati a microtecnologie (US DOE) che avranno nel futuro una sempre più crescente applicazione. Queste nuove tipologie di sensori possono essere integrate con tecnologie di comunicazione wireless auto-alimentate. Tali aspetti facilitano lo sviluppo di reti di sensori per il monitoraggio distribuito anche di zone non facilmente accessibili dalla comune strumentazione.

Il report IEA analizza brevemente l'architettura di un sistema di controllo di un impianto di potenza. Vengono considerate quindi le attuali tecnologie più avanzate già applicate al processo di produzione elettrica indagando il modo con cui possono essere combinate con le nuove tecnologie di sensori al fine di ottimizzare il processo.

Viene inoltre dato un quadro completo delle attività di ricerca nel settore del controllo in particolare quelle relative ai controlli basati sul rilevamento ottico, ai micro-sensori applicati alla misurazione in ambienti a elevate temperature e all'applicazione di tecnologie wireless all'interno di reti complesse di sensori.

10 Potenzialità di recupero del metano da carbone tramite ECBM (CCC 252)

Lesley Sloss

Maggio 2015

Il metano estratto dai giacimenti di carbone (CBM – Coal Bed Methane), è una preziosa fonte di energia già utilizzata negli Stati Uniti e in Australia e attualmente impiegata anche in Cina. La tecnologia nota come ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) consiste nell'iniezione di gas puri (CO₂, N₂) o gas di scarico grezzi (come i fumi di scarico delle centrali elettriche) in un sito carbonifero; e consente di accrescere la produzione del metano dal giacimento e, simultaneamente, di stoccare la CO₂ nel sottosuolo. L'ECBM ha un grosso potenziale sia in virtù dei maggiori ricavi, legati all'incremento di estrazione del metano, sia grazie ai benefici ambientali derivanti allo stoccaggio della CO₂; infatti:

- Il recupero di metano dai pozzi esistenti può essere aumentato da un minimo del 50% fino al 95%;
- La CO₂ può essere immagazzinata in modo permanente nei giacimenti di carbone e metano-esausti;
- I ricavi ottenibili dall'utilizzo dell'ECBM sono dovuti non solo all'estrazione del metano ma anche ai meccanismi di finanziamento che incentivano la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

L'utilizzo dell'ECBM rappresenta una evoluzione tecnologica della tecnologia standard utilizzata per il recupero di metano dai giacimenti di carbone; difatti normalmente in un pozzo CBM standard, la produzione di metano si riduce nel tempo dopo che la pressione iniziale nel giacimento di carbone si attenua. La figura seguente mostra il passaggio dalla produzione di CBM a quella di ECBM.

La quantità di metano recuperabile con tecnologie CBM è quindi limitata dalla pressione del gas nella vena carbonifera e dalla velocità di diffusione dello stesso metano (legata alla pressione del gas presente nel sito); di conseguenza non tutto il gas disponibile all'interno del bacino può essere recuperato. Iniettando CO₂ o azoto nella vena è possibile liberare ulteriore metano. L'azoto può essere utilizzato, ma utilizzando CO₂ si ha il vantaggio di un più efficace rilascio del metano, infatti, circa due molecole di CO₂ sostituiscono gli spazi occupati da una molecola di CH₄. Ciò significa che, in teoria, il potenziale di stoccaggio per la CO₂ nei giacimenti di carbone profondi è molto significativo. Tuttavia, in pratica si è riscontrato che l'assorbimento di CO₂ provoca un rigonfiamento del carbone fino al 7-8% rispetto al volume iniziale. Questo porta alla riduzione del flusso di gas all'interno della vena e, in molti casi, alla completa cessazione del flusso gassoso; in questi casi la possibilità di iniezione dei gas viene ridotta a zero e non è possibile recuperare ulteriore metano.

Nei progetti attualmente in corso finora si è cercato di contrastare questo effetto eseguendo l'iniezione e l'estrazione con soffiaggio di CO₂ e aspirazione di metano in modalità ciclica, oppure iniettando nel giacimento prima azoto e poi CO₂. Diversi progetti hanno avuto successo, utilizzando gas grezzi (gas di scarico delle centrali elettriche) come gas di iniezione. Tuttavia, anche utilizzando fumi grezzi come gas di iniezione, la tecnica funziona solo in parte e offre scarsi benefici in termini di volumi effettivi di stoccaggio della CO₂. Oggi l'attrazione principale per gli investimenti nelle tecnologie ECBM è il potenziale di stoccaggio della CO₂. Anche senza i problemi legati al rigonfiamento del carbone, l'iniezione di CO₂ non risulta comunque semplice. Per i progetti ECBM, infatti, la CO₂ deve essere trasportata sino al sito previo trattamento e successivamente iniettata nella vena in pressione. I progetti pilota hanno dimostrato che il trasporto e la compressione della CO₂ sono molto onerosi economicamente. Infatti, i progetti ECBM non risultano economicamente sostenibili quando i costi di preparazione della CO₂ ammontano a circa 42 \$/t,. Anche se venissero dimezzati i costi, i progetti non sarebbero economicamente sostenibili se non attraverso meccanismi di finanziamento, come ad esempio i "CO₂ credits" nell'ambito dell'UNFCCC (Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici). Il report in questione mette in luce le "sfide" legate all'ECBM, sia tecnologiche che economiche, nonché i risultati dei diversi progetti in tutto il mondo. Il lavoro valuta ogni progetto dettagliatamente riportando gli attori coinvolti e evidenziando il contributo di ciascuno sia in termini di maggiore recupero del metano che di CO₂ totale immagazzinata; inoltre riporta anche i progetti bloccati o in fase di stallo ponendo in luce le problematiche che hanno interrotto le sperimentazioni.

In realtà, l'unico progetto ECBM che non è stato completamente abbandonato è il progetto del Ministero della Scienza e della Tecnologia (MOST) cinese nel bacino del Quinshui in Cina. Per ottenere un sito con una produzione di ECBM significativa sono stati necessari circa 100 pozzi. Tuttavia, l'economia del progetto sembra risiedere quasi interamente sulla garanzia di un finanziamento che copre i costi della cattura della CO₂, compensando i costi aggiuntivi di trattamento del gas.

Attualmente i maggiori ostacoli allo sviluppo delle tecnologie ECBM sono:

- la scarsa diffusione della tecnologia a livello commerciale;
- la scarsa esperienza pratica per contrastare il fenomeno del rigonfiamento del carbone legato all'iniezione dei gas nella vena;
- la mancanza di un supporto tecnico-economico per i nuovi ricercatori e investitori;
- gli elevati prezzi del gas naturale che non rendono competitivo lo sviluppo delle tecniche di estrazione;
- la necessità di accedere a incentivi finanziari per l'utilizzo di gas di scarico e per lo stoccaggio della CO₂.

11 Esperienza operativa nell'utilizzo di combustibili di basso rango in caldaie a letto fluido circolante (CCC/253)

Ian Barnes

Giugno 2015

Analizzando quello che è l'andamento dei prezzi sia del carbone sia di altre fonti energetiche primarie si può notare come, fatte salve alcune periodiche variazioni di breve termine, il trend sulla lunga distanza è quello di un innalzamento del prezzo di queste risorse.

In concomitanza con questo trend è possibile osservare altri due fenomeni. Il primo è il crescente utilizzo di tecnologie rinnovabili, cosiddette "carbon-neutral", che non contribuiscono cioè all'emissione di gas clima alteranti e che ha spinto all'utilizzo di biomasse (da sole o in combinazione al carbone) per la produzione di energia; mentre il secondo è la sempre maggiore attenzione all'impatto ambientale delle attività antropiche, che risulta in una riduzione delle possibilità di smaltimento a basso costo di diversi rifiuti come i residui di processo del carbone e i fanghi di depurazione.

Questi tre fattori sommati hanno portato ad un sempre maggiore interesse ed utilizzo per i così detti combustibili di basso rango per la generazione di energia.

Il termine “combustibili di basso rango” va ad indicare una tipologia di materiali il cui contenuto energetico è generalmente significativamente inferiore a quello che classici combustibili fossili (gas, carbone derivati petroliferi) e che può essere utilizzato direttamente (combustione) o indirettamente (gassificazione). Spesso il termine viene utilizzato anche per materiali ricchi di inquinanti o particolarmente diluiti (per esempio i rifiuti plastici hanno un elevato potere calorifico ma sono spesso dispersi tra altri rifiuti e inerti). L’utilizzo di questo tipo di combustibili è stato sperimentato in diversi sistemi utilizzando carbone, ma una tecnologia in particolare si è dimostrata adatta al loro utilizzo, la combustione in caldaie a letto fluido circolante.

Questa tecnologia si è evoluta da quella a letto fluido caldo e se ne discosta per la maggiore velocità dell’aria di alimento, questo fattore crea un maggiore trascinarsi di particolato che viene poi separato dai gas di scarico e re-immesso dal fondo della caldaia, limitando la possibilità che parte del combustibile lasci la stessa incombusto. Questo processo crea un ricircolo che fa in modo che le particelle di combustibile passino in caldaia dalle 10 alle 50 volte prima che la combustione sia completata, il tutto con una temperatura di combustione più bassa di quella delle caldaie a polverino, e compresa tra 800 e 900°C. Questa range di temperatura minimizza il fouling e lo slagging delle superfici calde, in quanto le ceneri fondono a una temperatura maggiore. L’elevato tempo di residenza all’interno della caldaia del combustibile e del calcare porta invece ad elevate efficienze di combustione e basso consumo del sorbente. La tecnologia non è tuttavia immune da criticità: oltre al basso potere calorifico insito nel tipo di alimentazione, possono infatti formarsi fenomeni corrosivi dovuti all’impurezza del combustibile, depositi di ceneri dovute all’elevata quantità di inerti e questo ha reso necessario l’adattamento di queste caldaie al tipo di combustibile utilizzato, ma ciò non toglie che le caldaie a letto fluido circolante possono essere considerate la migliore soluzione per l’utilizzo di combustibili di basso rango, sia “puri” che in combinazione col carbone.

12 Prospettive per il carbone e le clean coal technologies in Italia (CCC/254)

Stephen Mills

Giugno 2015

L’Italia è una delle economie più importanti a livello europeo e mondiale. Il settore industriale italiano occupa circa il 30% della popolazione attiva e produce il 25% del PIL. A causa della crisi economica mondiale e dell’alto costo dell’energia elettrica l’economia italiana stenta e cresce.

L’Italia è il terzo paese europeo per importazione di carbone dopo Germania e Regno Unito. Le importazioni di carbone variano generalmente tra le 20 e 27Mt/anno. Nel 2012 circa l’87% dell’energia elettrica è stata prodotta dagli impianti italiani, la restante quota è stata importata attraverso i paesi confinanti. Questo rende l’Italia il maggiore importatore di energia elettrica in Europa.

Il settore elettrico italiano sta subendo un cambiamento significativo, con alcune compagnie energetiche che stanno vivendo difficili condizioni economiche o devono fronteggiare le transizioni del mercato. Negli ultimi 10 anni l’energia prodotta dalle fonti energetiche rinnovabili è cresciuta costantemente, grazie ai generosi incentivi che ammontano a più di 10 miliardi all’anno, i quali ricadono sull’utente finale.

Con il referendum del 2011 l’Italia ha detto no all’energia nucleare. In risposta a questa decisione il governo italiano ha messo a punto un piano energetico che ambisce ad avere un sistema energetico più sicuro, meno costoso e con un minore impatto ambientale. Il piano energetico mira a ridurre i costi dell’energia elettrica per permettere una crescita economica sostenibile e di lungo periodo.

I principali fattori che contribuiscono a mantenere alto il prezzo dell’energia elettrica sono:

- Il mix energetico italiano, troppo incentrato sull'impiego del gas e troppo poco sull'impiego del carbone. Questa è la principale differenza tra il mix energetico italiano ed europeo.
- L'alto prezzo del gas importato, si riflette sulla bolletta elettrica.
- Alcune compagnie energetiche operano in condizioni economiche difficili o si trovano ad affrontare transizioni nel mercato elettrico. Un grosso problema è la sovra-capacità di produzione degli impianti a ciclo combinato, determinata dalla scarsa domanda di energia elettrica e dal rapido aumento dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili.
- L'Italia vanta il sistema di incentivi per le fonti energetiche rinnovabili più costoso in Europa, ciò provoca un aumento del costo dell'energia elettrica di circa il 20%.

Il Piano energetico nazionale italiano pone molta attenzione sulla generazione dell'energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e impianti alimentati a gas. Entrambi sono metodi costosi quindi manterranno un costo elevato dell'energia elettrica. Il piano energetico accenna anche alla possibilità di aumentare l'impiego del carbone al fine di armonizzare il proprio mix energetico e ridurre il costo dell'energia elettrica. Ovviamente i nuovi impianti a carbone dovranno essere dotati dei più moderni dispositivi di abbattimento degli inquinanti. Attualmente il parco termoelettrico italiano alimentato a carbone ha una capacità di produzione di circa 9,7GW con una efficienza media del 40%. Nove di questi impianti sono dotati delle più recenti tecnologie di abbattimento degli inquinanti, hanno quindi un ridotto impatto ambientale.

Attualmente il carbone gioca un ruolo marginale nel mix energetico Italiano, contrariamente a quanto accade negli altri paesi industrializzati del mondo.

Recentemente sono stati proposti diversi progetti per centrali a carbone ma attualmente sono stati tutti sospesi o cancellati. Resta di cruciale importanza lo sviluppo delle tecnologie CCS.

Si prevede che da qui al 2030 il mix energetico italiano non varierà sostanzialmente e gran parte del fabbisogno di energia verrà soddisfatto attraverso importazioni.

L'unica miniera attiva di carbone è quella di Nuraxi Figus della Carbosulcis nel sud Sardegna, per la quale però è già stato approvato il piano di chiusura che prevede il graduale azzeramento della produzione di carbone entro il 2018 e una riconversione delle strutture entro il 2027. La miniera di Nuraxi Figus possiede riserve stimate di carbone di circa 610-620Mt di carbone sub bituminoso. È allo studio la possibilità di aggiornare questa miniera per renderla adatta a stoccare l'anidride carbonica prodotta da una nuova centrale a carbone.

L'Italia ha aderito alla convenzione UNFCCC e al protocollo di Kyoto. In base a tali accordi il paese si impegna a ridurre del 6,5% le emissioni di gas a effetto serra nel periodo 2008-12, rispetto ai livelli del 1990. L'obiettivo per il periodo 2013-20 è del 20%. Nell'ultimo decennio l'Italia ha ridotto significativamente l'emissione di SO₂ ed NO_x in particolare emessi dagli impianti alimentati a carbone. Gli impianti CFBC in una scala commerciale, lo sviluppo dei sistemi di abbattimento degli inquinanti, la co-combustione di biomasse/rifiuti e lo sviluppo degli impianti ultra supercritici e gli impianti avanzati ultra super critici sono tutti strumenti molto importanti al fine di ridurre notevolmente l'impatto ambientale dell'utilizzo del carbone.

Il governo italiano sta inoltre finanziando con 30 milioni di euro alcune attività del Centro ricerche Sotacarbo per portare avanti un progetto focalizzato sull'impiego pulito del carbone e le tecnologie CCS. Sotacarbo possiede degli impianti di gassificazione dotati di differenti sistemi di pulizia del syngas prodotto. Attualmente è in fase di sviluppo nel Sulcis un progetto per la realizzazione di una centrale a carbone da 350 MW dotato di tecnologie CCS. L'Italia sta investendo molto sulle tecnologie CCS, sono in fase di studio da circa 15 anni e ora si stanno portando avanti progetti dimostrativi di questo tipo di tecnologia.

In questo senso il progetto più importante è quello che si sta portando avanti nel Sulcis dove si vogliono sviluppare tecnologie avanzate per l'impiego pulito del carbone e le tecnologie CCS. Il progetto ha la durata di 10 anni e si pone come obiettivo quello di catturare e stoccare anidride carbonica proveniente da una

centrale da 350MWe alimentata a carbone per un totale di 1-2MtCO₂/anno. L'avvio della sua costruzione era inizialmente previsto nel 2017.

I progetti di ricerca in Italia sono anche orientati verso i differenti aspetti dello stoccaggio della CO₂. Nell'ultimo decennio diversi progetti hanno caratterizzato e studiato varie aree per lo stoccaggio della CO₂ in Italia. La possibilità di stoccaggio in acquiferi profondi salini, giacimenti di idrocarburi esauriti, e giacimenti di carbone è stata studiata. Lo studio è portato avanti nel centro ricerche Sotacarbo dove un programma di 3 anni è in corso, con l'obiettivo di esplorare ulteriormente le possibilità di stoccaggio nel bacino carbonifero del Sulcis nel sud della Sardegna. Nel territorio italiano è stata anche valutata la possibilità di estrarre gas dai giacimenti di carbone.

Altri progetti di ricerca, portati avanti dalle università, riguardano la gassificazione e gli impianti IGCC. Attualmente non ci sono impianti IGCC funzionanti alimentati a carbone, anche se ci sono 4 impianti IGCC che sfruttano differenti residui di raffineria. Tanti altri progetti di ricerca sono in corso di svolgimento in Italia. Come quello ZEPT sulla cattura della CO₂ in post-combustione, ENEL ed Endesa sta portando avanti un progetto di ricerca sugli ultimi impianti IGCC. Anche sull'ossicombustione si stanno investendo grandi risorse, in questo settore di ricerca Sotacarbo e ITEA, che ha brevettato una tecnologia denominata "flameless" per l'ossicombustione in pressione.

13 Applicazione e prospettive di sviluppo delle centrali elettriche a carbone a doppio risurriscaldamento (CCC/255)

Kyle Nicol

Agosto 2015

Le centrali elettriche a combustione alimentate a polverino di carbone (Pulverized Coal Combustion) dominano il settore energetico e continueranno a farlo nel prossimo futuro. Nel corso degli anni il graduale aumento dell'efficienza elettrica di un impianto PCC ha comportato una riduzione della portata di carbone in alimentazione, con conseguente diminuzione dei costi del combustibile. Un'altra conseguenza dell'aumento di efficienza è la riduzione della quantità di fumi da trattare con adeguati sistemi di depurazione; in questo modo sono abbattuti i costi operativi relativamente alle emissioni e in particolare si riducono le accise o multe e per le emissioni di biossido di carbonio. Pertanto, in questo scenario risulta favorita anche la redditività economica dei sistemi di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS).

Nei primi anni '50, in seguito ad un'ampia diffusione delle centrali elettriche a PCC, venne introdotto il ciclo a vapore a risurriscaldamento singolo. Questo prevedeva il riscaldamento in caldaia del vapore proveniente dalla turbina in uscita dal primo modulo ad alta pressione e in entrata ad un secondo modulo a più alta pressione.

Nonostante l'aumento dei costi di investimento per la sua realizzazione, l'utilizzo del ciclo a vapore a singolo risurriscaldamento consentiva un risparmio economico, grazie al ridotto consumo di carburanti e all'aumento dell'efficienza elettrica di alcuni punti percentuali, nonché all'aumento della temperatura media del vapore inviato alla turbina.

Venne successivamente introdotto un secondo ciclo di riscaldamento, definito a doppio risurriscaldamento. Il vapore in uscita dal secondo modulo ad alta pressione veniva riscaldato nella caldaia prima di entrare nel terzo modulo a più elevata pressione, nella turbina. Il doppio risurriscaldamento comportava un ulteriore aumento dell'efficienza elettrica di uno-due punti percentuali, rispetto al ciclo a risurriscaldamento singolo. Anche in questo caso, il costo aggiuntivo era compensato dal risparmio di combustibile. Tra gli anni 1960 e 1970 si iniziarono a costruire in Germania, USA e Giappone centrali elettriche a doppio risurriscaldamento. Questa tecnologia ha raggiunto la sua massima prestazione nella centrale di

Nordjylland 3, lavorando in condizioni ultra-supercritiche (USC) di vapore di 582°C/580°C/580°C/29 MPa, e stabilendo nel 1998 un record mondiale di efficienza elettrica al 47,2% netto su PCI (Potere Calorifico Inferiore). Recentemente, nel luglio del 2015, sono state costruite un totale di sessanta centrali a doppio risurriscaldamento, pari a 27,9 GWe. Di queste, 37 sono a carbone, pari a 17,7 GWe.

Al principio, nelle centrali a doppio risurriscaldamento furono riscontrati problemi di tipo operativo, oltre che costi di manutenzione elevati, legati alla scarsa disponibilità di nuovi acciai austenitici, all'epoca, utilizzati negli impianti a vapore in condizioni di ultra-supercritiche fino a 649°C e 34,5 MPa. Tali problematiche, indipendenti dal numero di riscaldamenti, furono risolte abbassando il surriscaldamento del vapore a 565°C e 25 MPa, o inferiore.

Da allora, le prestazioni tecniche delle centrali a doppio risurriscaldamento risultano paragonabili a quelle a singolo risurriscaldamento, consentendo un aumento dell'efficienza elettrica da 0,8 a 2% punti netti su PCI, e con costi operativi e di manutenzione simili alle centrali a singolo risurriscaldamento. Questa tecnologia è stata accantonata quando, intorno agli anni '70, sono state introdotte le centrali nucleari, le turbine a gas a ciclo combinato, e si abbassarono in maniera persistente i prezzi del petrolio. La maggior parte delle centrali a doppio risurriscaldamento esistenti dovranno essere smantellate nei prossimi anni, sia perché giunte a fine della vita, sia a causa dell'introduzione di norme più severe sulle emissioni.

La rapida crescita dell'economia cinese e la sua crescente domanda di energia elettrica ha portato alla pianificazione della messa in esercizio di 10 GWe di centrali USC a doppio risurriscaldamento nel solo 2015. La tecnologia a doppio risurriscaldamento è stata identificata come progetto chiave di ricerca e sviluppo per il 'Dodicesimo piano quinquennale (2011-2015)' della Cina. A partire dal maggio 2015, la centrale elettrica di Guodian Taizhou dispone di due unità a doppio risurriscaldamento con condizioni USC di vapore di 600°C/620°C/620°C/29 MPa, che sono attualmente le più grandi nel mondo a 1000 MWe ciascuna, e ha stabilito un nuovo record mondiale raggiungendo un'efficienza elettrica del 47.94% al netto su PCI. Gli ingegneri di DONG Energy, che hanno progettato le centrali a doppio risurriscaldamento in Danimarca, hanno brevettato nel 2010 il Ciclo Master. Hanno cioè modificato il ciclo a vapore con l'aggiunta di una piccola turbina, separata da quella principale, che sostituisce una pompa di alimentazione della caldaia (BFP) e riduce la dimensione e quantità dei componenti ad alta temperatura. Rispetto al ciclo a doppio risurriscaldamento standard, il ciclo master comporta un aumento dell'efficienza elettrica dello 0,5% e una riduzione dei costi di investimento del 12-19%. Dal 2010, il ciclo di Echelon proposto da Shanghai Turbine Works e la turbina rigenerativa proposta dalla North China Electric Power University, utilizzano concetti simili al Ciclo Master. La turbina rigenerativa potrebbe conseguire rendimenti elettrici netti del 48,94-49,94% con un tempo di recupero dell'investimento pari a poco meno di quattro anni. Shanghai Turbine Works è intenzionata a dimostrare il proprio ciclo di Echelon nel 2017.

La tecnologia avanzata ultra-supercritica (AUSC), che utilizza componenti in lega di nichel per raggiungere temperature più elevate di vapore, è destinata a diventare commerciale intorno al 2030. L'unità dimostrativa di 600 MWe – con doppio-risurriscaldamento con condizioni di vapore di 700°C/720°C/720°C/35 MPa è capace di raggiungere fino al 50% di efficienza elettrica netta su PCI – dovrebbe essere operativa in Giappone nel 2021. Si stima che in 15 anni le unità commerciali AUSC a doppio risurriscaldamento saranno in grado di raggiungere rendimenti elettrici netti del 54% (PCI). La tecnologia a doppio risurriscaldamento è una tecnologia HELE (High Efficiency Low Emission) collaudata per la produzione di energia elettrica ad alta efficienza e in basse emissioni.

Nella progettazione di una nuova centrale a polverino di carbone, la scelta di optare per doppio o singolo risurriscaldamento si basa su un compromesso economico tra costi del capitale e costi del carburante. Generalmente, i costi operativi del combustibile previsti aumentano nel lungo termine, determinando un allungamento del periodo di ritorno dell'investimento. I costi di capitale, operativi e di manutenzione sono in gran parte legati al costo del lavoro, e ai costi di cemento e acciaio. In generale, tali costi risultano doppi nei paesi sviluppati, rispetto a quelli in via di sviluppo. Quando le centrali a doppio risurriscaldamento

furono costruite in Europa, Stati Uniti e Giappone, tra il 1960 e il 1970, tali costi risultavano inferiori ad oggi, favorendo così l'economia del processo e lo sviluppo degli impianti a doppio risurriscaldamento.

Attualmente, data la crescente preoccupazione del cambiamento climatico, devono essere contabilizzati nella valutazione dell'investimento anche i costi associati all'emissione di biossido di carbonio, quali ad esempio le quote di scambio di anidride carbonica o la carbon tax. In questo modo il processo a doppio risurriscaldamento risulterà più conveniente rispetto al singolo. Le centrali a doppio risurriscaldamento sono favorite nei paesi in via di sviluppo come la Cina e l'Asia sud-orientale dove si hanno un basso costo del lavoro, bassi costi del combustibile e un aumento della domanda di energia elettrica. .

Nei paesi sviluppati, la costruzione di nuove centrali a carbone è limitata a causa di costi elevati di investimento, bassa richiesta di elettricità, severe normative sulle emissioni, l'opposizione dell'opinione pubblica alle costruzioni di nuove centrali a carbone, l'introduzione dell'obbligo di sistemi di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) e l'aumento sempre maggiore della produzione di elettricità da fonti rinnovabili.