

UNA STRATEGIA TECNOLOGICAMENTE PERCORRIBILE VERSO CENTRALI ALIMENTATE A CARBONE AD EMISSIONI NULLE

Piergiulio Avanzini

Consiglio Nazionale delle Ricerche – Istituto per l'Energetica e le Interfasi

SOMMARIO

L'analisi della disponibilità delle fonti energetiche fossili, per la generazione di energia, mostra la labilità, anche geopolitica, degli idrocarburi (olio e gas) a fronte di abbondanza di carbone. Un probabile scenario, tragguradato a 15-20 anni, è caratterizzato da una forte richiesta di tecnologie di generazione a carbone a basso impatto ambientale. Vengono riportati i risultati di uno studio di fattibilità relativo ad un sistema a carbone ad emissione zero, provvisto di cattura dell'anidride carbonica e di ogni altro inquinante, basato sul principio della combustione carbone-ossigeno, mitigazione della temperatura di combustione mediante ricircolo di CO₂, realizzabile con tecnologie attualmente disponibili e consolidate. Si dimostra che già ora, l'industria nazionale possiede la capacità di realizzare impianti, basati su questo concetto, con rendimenti abbastanza elevati e senza esigenze particolari di ricerca e sviluppo tecnologico a supporto. Vengono fatti cenni, oltre a soluzioni che utilizzano processi di conversione consolidati (USC caldaie ultra-supercritiche), anche a soluzioni che richiederebbero più pesanti investimenti in ReS (LMMHD conversione magnetoidrodinamica a metallo liquido); infine si concentra l'attenzione sulla tecnologia Turbogas a Combustione Esterna (EFGT) osservando come l'adozione di scambiatori metallici in superlega ne permetta una immediata applicabilità.

Lo studio si completa con una valutazione dei costi di investimento e produzione e conclude, pur con le incertezze del caso, che il sistema EFGT a carbone ad emissioni nulle è, già ora, economicamente competitivo con gli attuali cicli combinati a gas ad emissioni aperte. Esso risulta il più adatto a fare fronte alla probabile futura domanda di produzione elettrica a limitato impatto ambientale, presenta un grande potenziale di miglioramento futuro e può essere interiorizzato rapidamente dall'industria nazionale. Esso è anche adatto ad impiegare, in maniera ambientalmente sostenibile, combustibili ad elevato contenuto di zolfo, quale il carbone del Sulcis

RISORSE E TECNOLOGIE ENERGETICHE

Uno scenario attendibile

Le riserve *accertate* di idrocarburi, se vengono confrontate con i prelievi attuali [1], conducono all'esaurimento completo di queste, attorno all'anno 2040 per quanto riguarda l'olio combustibile ed attorno al 2060 per quanto riguarda il gas, come mostrato in fig. 1.

Le riserve di carbone *accertate* sono da tre a quattro volte superiori rispetto al totale degli idrocarburi accertati ed i consumi attuali portano all'esaurimento in oltre 200 anni.

Le riserve *ultimative* (probabili al 50%) di idrocarburi sono stimate superiori di circa 2,5 volte quelle accertate. L'andamento temporale dei consumi, secondo un'ipotesi attendibile di sviluppo mondiale effettuata dall'International Energy Agency (IEA) [1], porta all'esaurimento delle riserve ultimative di olio e gas attorno al 2060, come mostrato in fig. 1.

La scarsità di idrocarburi sarà percepita molto prima del completo loro esaurimento; in quel momento la domanda supererà l'offerta ed i prezzi subiranno un'impennata.

L'aumento del prezzo del greggio, cui si assiste in questo periodo, potrebbe già essere la conseguenza di una situazione strutturale piuttosto che congiunturale e, quindi, irreversibile. Alcuni autori [6] collocano l'inizio della crisi di scarsità tra gli anni 2010 e 2020.

La conseguenza dello squilibrio tra domanda ed offerta sarà uno spostamento rapido della domanda verso altre sorgenti energetiche a più basso costo.

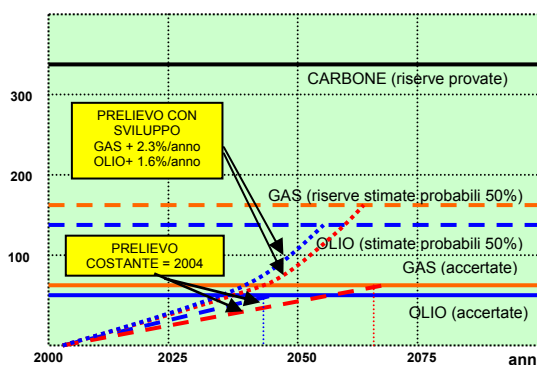


Fig. 1 – Andamenti di consumo degli idrocarburi rispetto alle riserve accertate e stimate

La previsione, formulata dall'IEA [1] e tragguradata al 2030, suppone che, in questo intervallo di tempo, le fonti rinnovabili (comprese l'idraulica, la geotermica e le biomasse) a livello mondiale nel loro complesso, non riescano a supplire a più del 12% della domanda totale e che il nucleare non superi il 5%. Essa tiene conto della pressione che i paesi in via di sviluppo attueranno sulle sorgenti fossili,

che sono tecnologicamente ed economicamente più facilmente coltivabili.

La percezione di scarsità di idrocarburi porterà a rallentare la domanda di questi specialmente nel settore per la generazione di energia (il loro utilizzo sarà riservato essenzialmente ai trasporti) e ad accrescere quella di carbone, le cui riserve sono più abbondanti, così che si giungerà ad una consumazione bilanciata di tutte le risorse fossili, che andranno ad esaurirsi contemporaneamente attorno al 2080, come mostrato nella fig. 2.

L'esaurimento ineluttabile nell'arco del secolo di tutte le riserve fossili e l'incapacità di supplire completamente con le rinnovabili, rende inevitabile il ritorno al nucleare (fissione e/o fusione) nel lungo termine.

Se ci si riferisce all'Italia, una eventuale crisi degli idrocarburi nel decennio 2010-2020 può risultare più critica che altrove in quanto mancherà completamente la componente nucleare, che non potrà essere riattivata neppure se fosse deciso da subito di riavvianare il ricorso, ed il contributo delle fonti rinnovabili non potrà discostarsi molto da quello medio mondiale, per tutte le ragioni che hanno portato l'IEA a fissare le previsioni delle quote di contributo sopra riportate.

Nello scenario che stiamo prendendo a riferimento, la scala temporale degli avvenimenti potrebbe rivelarsi, alla prova dei fatti, diversa da quella prospettata ma la loro sequenza è praticamente certa, a meno di poter contare su nuove ingenti scoperte di idrocarburi. Questa evenienza è, però, poco probabile se si considera l'andamento storico delle scoperte, riportato in fig. 3.

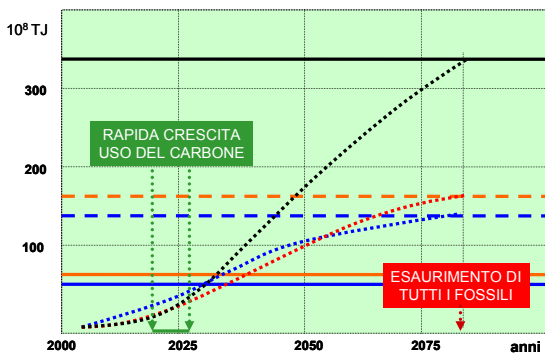


Fig. 2 – Evoluzione probabile dei consumi di Combustibili fossili

I tempi di sviluppo di nuove tecnologie energetiche

I tempi di sviluppo di una nuova tecnologia, nel settore della generazione di energia, sono molto lunghi e sono misurati in decenni piuttosto che in anni anche quando si tratti di semplice evoluzione di una tecnologia esistente. L'impiego di turbine a gas derivate dalla tecnologia aeronautica, in cicli combinati, ha impiegato oltre 20 anni (dal 1975-80 al 1995-00) per affermarsi nel mercato.

Tecnologie più complesse richiedono tempi più lunghi: il nucleare da fissione ha richiesto 35-40 anni; la gassificazione del carbone a ciclo combinato (IGCC), i cui sviluppi sono iniziati negli anni 80 non è ancora commercialmente disponibile.

La tecnologia delle celle a combustibile che è in corso

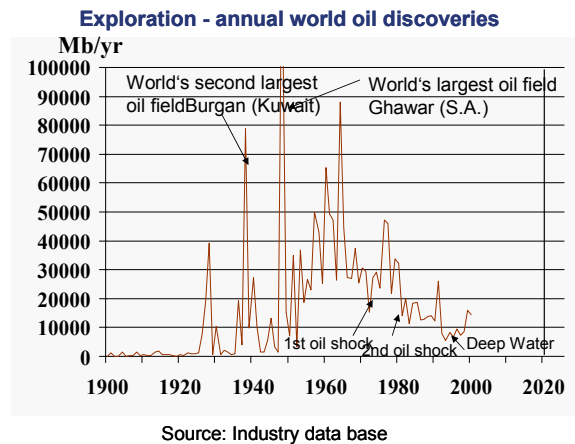


Fig. 3 – Andamento storico delle scoperte di nuovi giacimenti di petrolio/gas

di sviluppo da oltre 20 - 25 anni, ancora non ha conquistato il suo mercato naturale. In molti casi, il ritardo nella maturazione tecnologica dipende da difetto di competitività, piuttosto che da difficoltà tecniche: in presenza di variazioni dei rapporti di costo tra i combustibili, alcune filiere, possono avvantaggiarsi e divenire competitive. Questo è il caso delle tecnologie del carbone pulito se si verificherà lo scenario di riferimento.

Sull'affermazione di una tecnologia energetica pesa anche l'accettazione sociale che è legata alla percezione, piuttosto che all'esistenza reale, di rischi o di un negativo impatto ambientale (è il caso del nucleare ed in parte, specialmente in Italia, del carbone). Tali situazioni sono, spesso, il risultato di una comunicazione e di una informazione distorta. La strategia vincente, se la tecnologia è ritenuta utile o indispensabile, consiste nell'investire nella ricerca di soluzioni tecniche che riducano i problemi o, addirittura, li eliminino, opponendosi a tentativi di demonizzazione.

Assunta come attendibile la cadenza temporale dello scenario preso a riferimento, appare imperativo, per la situazione italiana, impegnarsi da subito nello sviluppo di tecnologie di generazione d'energia basate sul carbone "pulito" e che siano facilmente e rapidamente assimilabili da parte dell'industria nazionale.

GENERAZIONE A CARBONE AD EMISSIONI NULLE

La situazione attuale

L'accettabilità sociale del carbone può essere recuperata adottando le tecnologie cosiddette "Zero Emission", intendendo per emissioni nulle la riduzione drastica degli ossidi di zolfo, di quelli di azoto e delle polveri sottili, oltre alla cattura ed al sequestro dell'anidride carbonica.

A livello nazionale si sta investendo pochissimo (quasi nulla) nelle ricerche sulle tecnologie pulite del carbone (le cosiddette "Clean Coal Technologies") mentre a livello mondiale lo sforzo è imponente. Ciò è, probabilmente, dovuto a due effetti concomitanti: la "demonizzazione" del carbone attuata, in Italia, sull'opinione pubblica da pressioni dei mass media sensazionalisti e dei gruppi ambientalisti

ideologizzati (ma anche da grandi gruppi industriali) e la scarsa lungimiranza nella pianificazione energetica.

Nel breve termine, gli obiettivi principali degli operatori mondiali che propongono il ricorso al carbone sono l'incremento dell'efficienza (per diminuire le emissioni di anidride carbonica) e la riduzione degli inquinanti nei fumi mentre nel medio termine si guarda ai sistemi ad emissioni nulle con cattura della CO₂, quest'ultima opzione essendo prevista anche per gli impianti alimentati ad idrocarburi.

Tecnologie ad alta efficienza sono rappresentate dai sistemi combinati a gassificatore integrato (IGCC), i combinati a letto fluido pressurizzato (PFBC) e quelli a ciclo di vapore critico o supercritico (SCPC o USC). Tutti questi, stanno proponendosi oggi al mercato a seguito di azioni di sviluppo iniziate oltre due decenni fa e sono capaci di rendimenti attorno al 45%, sono competitivi economicamente con gli impianti ad idrocarburo e dotati di sistemi che limitano le emissioni di inquinanti.

Qualora venissero dotati anche di sistemi di cattura di CO₂, questi impianti vedrebbero ridurre il loro rendimento di 3 - 4 punti percentuali.

Un processo di riferimento

Il carbone, se si usa come comburente l'ossigeno, genera prodotti di reazione costituiti essenzialmente di anidride carbonica. L'ossi-combustione del carbone facilita la cattura della CO₂, per l'assenza, nei fumi, di azoto e vapor d'acqua che sono prodotti dalla combustione degli idrocarburi con aria. L'anidride carbonica ad elevata concentrazione può essere catturata per liquefazione (ottenuta raffreddando e comprimendo il gas): questo metodo permette la cattura contemporanea degli SO_x (che sono liquefatti a pressioni inferiori a quelle della CO₂) e delle polveri volatili, che restano intrappolate nel liquido. L'NO_x, poi, non viene prodotto per assenza di azoto nel comburente.

La cattura completa degli SO_x rende utilizzabile carbone con qualunque tenore di zolfo, rendendo adatte alla produzione riserve che, attualmente, sono considerate non coltivabili (es. Sulcis) o sono sul mercato a prezzi più bassi.

La fig. 4 mostra, schematicamente, questo processo. Esso non rilascia emissioni gassose, i fumi circolano in un anello semichiuso che, nella configurazione ottimale, è pressurizzato. Il minor costo della cattura della CO₂ è pagato dal costo di separazione dell'ossigeno dall'aria.

La fig. 5 rappresenta la distribuzione dei flussi di energia ed il rendimento di questo tipo di processo quando si utilizzino le tecnologie attualmente disponibili e, cioè, la separazione dell'aria mediante impianto criogenico, la combustione a letto fluido pressurizzato, la conversione mediante ciclo a vapore ultra-supercritico (USC) e la cattura della CO₂ per raffreddamento-compressione.

E' evidente come il rendimento risulti tanto maggiore quanto maggiore sia l'efficienza dei singoli sottosistemi. Il sistema di separazione dell'aria può, in futuro, essere reso più efficiente con l'introduzione delle tecnologie di separazione a membrana ceramica e pompaggio elettrolitico; queste promettono una spesa energetica minore del 20%. Il sistema di liquefazione degli effluenti può essere ottimizzato riducendo i consumi energetici di circa il 10% ed anche il sistema di trattamento del

combustibile ed il procedimento di combustione possono essere migliorati, introducendo la tecnologia dei combustori a separazione di scoria, con perdite inferiori di circa il 10%.

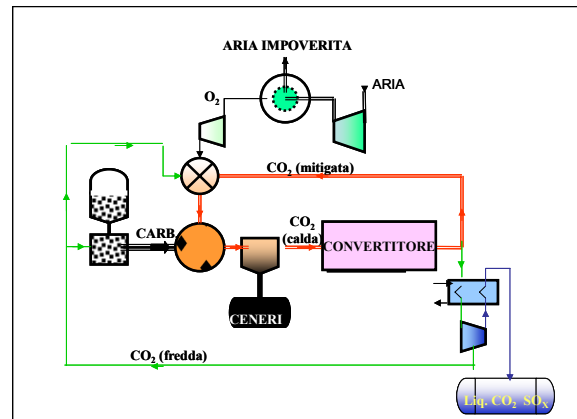


Fig. 4 – Processo di generazione a carbone ad emissioni zero

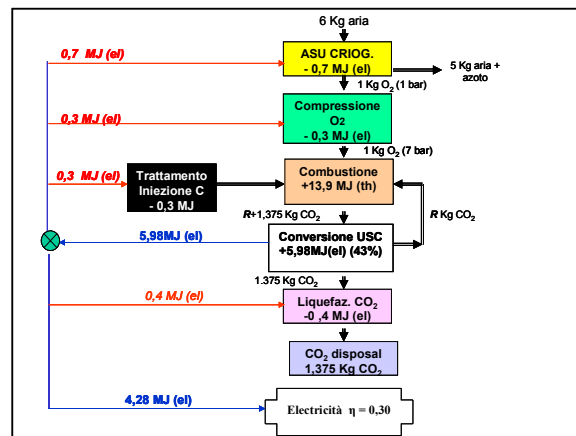


Fig. 5 – Flussi di energia nel processo ad emissioni nulle

Nello schema di fig. 5 la conversione termodinamica è attuata mediante un sistema a vapore USC con rendimento 43% che è vicino al limite superiore della tecnologia attuale.

Con un processo di conversione con resa 50% il rendimento complessivo del sistema si attesta attorno al 40%. Un tale rendimento rende competitivo, dal punto di vista economico, il sistema a carbone ad emissioni nulle rispetto ai cicli combinati a gas naturale (NGCC) specie se anch'essi dotati di cattura della CO₂.

Dal punto di vista dell'impatto ambientale, il sistema a carbone ad emissioni nulle presenta vantaggi, rispetto all'NGCC con cattura di CO₂, in quanto quest'ultimo emette, comunque, effluenti gassosi e, quindi, NO_x e polveri sottili [2].

Conversione turbogas a combustione esterna (EFGT)

Si sono analizzati sistemi di conversione sofisticati adatti ad ottenere rese dell'ordine del 50% con temperature della sorgente calda non troppo elevate (950 – 1000 °C) in modo da poter utilizzare materiali attualmente disponibili. Uno di questi sistemi è il convertitore magnetoidrodinamico a

miscela di metallo liquido e gas (LMMHD) che realizza un ciclo di Ericsson in condizioni reali [4]. Questo sistema è promettente ma richiede uno sforzo di ricerca e sviluppo notevole pur partendo da tecnologie essenzialmente disponibili.

Guardando alle capacità tecnologiche ed alla potenzialità del sistema produttivo energetico italiano, conviene indirizzarsi verso soluzioni che, pur avendo un potenziale importante di sviluppo futuro, consentano una rapida interiorizzazione e massimizzino l'utilizzo di competenze attualmente consolidate. Come si è detto, la conversione mediante USC permette di realizzare da subito, con le conoscenze tecnologiche attuali, il processo delle figg. 4 e 5 ma non promette ulteriori grandi miglioramenti in prospettiva.

Diversa è la situazione se si prende in considerazione un sistema turbogas a combustione esterna. Questo può essere utilizzato in ciclo combinato (EFCC) o in ciclo fortemente rigenerato eventualmente in cogenerazione (EFGT). Nel seguito si dimostra che quest'ultima versione è la più efficace.

La fig. 6 dimostra come può essere realizzato un sistema a carbone, a turbogas a combustione esterna e ad emissioni nulle.

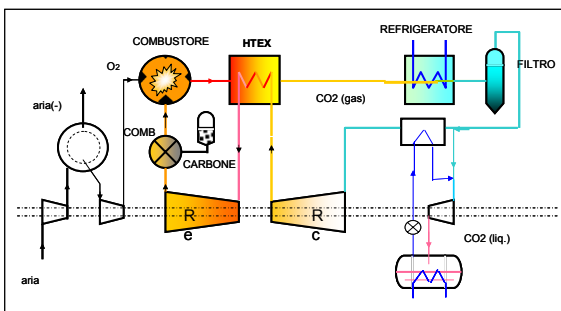


Fig. 6 – EFGT ad emissioni nulle

Elemento critico di questo sistema è lo scambiatore ad alta temperatura (HTEX), per il resto si tratta di un comune impianto a turbogas ed è alimentato indirettamente da combustione di carbone. Sviluppi di questo concetto sono stati condotti in Italia negli anni 90, da parte, principalmente, di Ansaldo Ricerche, Enea ed ENEL [7], con particolare attenzione allo sviluppo di un HTEX ceramico, nell'ambito di collaborazioni europee. A livello internazionale, attività relative a questo concetto sono state condotte negli USA [8] ed anche in Giappone. Questi sviluppi sono stati molto rallentati, ultimamente, per le difficoltà, anche finanziarie, connesse con obiettivi a troppo lungo termine.

Uno scambiatore HTEX ceramico che operi con temperature quali quelle che si hanno nei moderni turbogas è prevedibile che richieda tempi di sviluppo dell'ordine di 15-20 anni. Nel momento, però, in cui questo componente fosse disponibile, si potrebbe contare su di un rendimento di conversione dell'ordine di grandezza di quello degli attuali sistemi a gas, cioè vicino al 50%. Altro componente suscettibile di sviluppo e miglioramenti è il combustore pressurizzato: benefici allo sviluppo possono ottenersi riprendendo gli studi compiuti in varie parti del mondo (USA, Russia e Giappone e anche Italia) negli anni 80 e 90,

relativamente ai combustori a separazione di scoria (slugging combustor).

Osservando lo schema di processo di fig. 6 si noterà che il sistema a combustione esterna si presta ad una diretta rigenerazione, cioè i gas di scarico caldi della turbina possono essere inviati direttamente al combustore recuperando direttamente il calore residuo del ciclo Brayton invece di utilizzarlo in una successiva conversione a vapore. Questo schema presenta un duplice vantaggio: semplifica l'impianto, non rendendo necessaria l'estrazione entalpica a valle, e permette di operare il gruppo turbogas con un rapporto di compressione che risulta molto inferiore rispetto ai cicli aperti (4-5 contro 20-30) senza abbassare il rendimento complessivo di conversione. Questo rende possibile pressurizzare tutto il sistema fino a 5-6 bar senza che cambino le condizioni massime di lavoro dei materiali rispetto quelle che sono impiegate nei corrispondenti cicli aperti. La pressurizzazione permette di compattare l'impianto e renderlo più efficiente. La possibilità (anzi la convenienza) ad operare con rapporti di compressione attorno a 4 - 5 rende meno critico il dimensionamento dello scambiatore HTEX.

Recentemente si sono eseguite verifiche di fattibilità [3] relative alla possibilità di realizzare un ciclo EFCC/EFGT con condizioni di esercizio tali da poter impiegare, nella realizzazione dello scambiatore HTEX, materiali attualmente disponibili e, cioè, superleghe metalliche con temperature di esercizio attorno a 1000 °C.

Con queste condizioni limite, per effetto della completa rigenerazione, si ottengono rendimenti di conversione che sono dell'ordine del 42-43%. Cioè dello stesso ordine di grandezza delle centrali USC. Lo studio ha concluso affermando che un impianto a combustione esterna, a carbone, utilizzando tecnologie tutte disponibili, è realizzabile a costi inferiori e rendimenti equivalenti a quelli degli impianti a vapore ultra-supercritici, con il vantaggio, che, in prospettiva, quando la tecnologia degli scambiatori ceramici sia disponibile, lo stesso tipo di impianto permetterà rendimenti attorno al 52%.

Per assemblare un impianto a carbone a combustione esterna impiegando componenti e sottosistemi disponibili, si può utilizzare come combustore un letto fluido pressurizzato la cui tecnologia è già presente sul mercato, la turbina a gas può essere derivata dalle turbine commerciali attuali con la semplice riduzione del numero degli stadi di compressione ed espansione e rimpiazzando le camere di combustione con il circuito che porta allo scambiatore HTEX.

Quest'ultimo può essere realizzato in configurazione mantello-tubi usando come materiale una superlega a base nickel (Inconel Alloy HX), con una architettura del tipo di quella riportata in fig. 7.

La massa dello scambiatore risulta ragguardevole e l'incidenza che ne deriva sul costo d'impianto è importante ma non compromette la competitività di questo rispetto a sistemi a carbone con caratteristiche funzionali equivalenti. La realizzazione di un impianto di questo genere è perfettamente alla portata dell'industria nazionale e non richiede particolari azioni di sviluppo tecnologico o modifiche di processo produttivo.

Così come è realizzabile immediatamente un sistema a carbone a combustione esterna con scambiatore metallico, è altrettanto possibile, con l'introduzione dell'unità di

separazione dell'aria ed il sistema di liquefazione degli effluenti, realizzare, senza grandi impegni di sviluppo tecnologico, e senza grandi investimenti produttivi, un sistema EFGT ad emissioni nulle con un rendimento attorno al 30%.

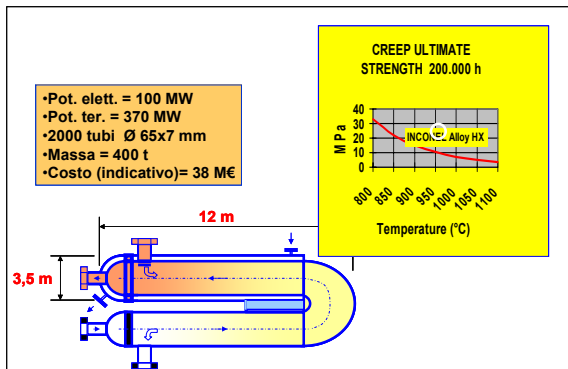


Fig. 7 – Scambiatore ad alta temperatura

Dimensionamento ed ottimizzazione di un impianto ad emissioni nulle

Nello studio di fattibilità [3] si è preso a riferimento un impianto da 100 MW(e) e si è effettuata un'analisi di sensibilità del sistema tendente ad ottimizzare l'insieme dei parametri operativi anche rispetto al costo. La fig. 8 mostra i risultati di questa analisi. Come parametri significativi sono stati considerati: la differenza di temperatura minima tra i due lati dello scambiatore ad alta temperatura ΔT (HTEX), la temperatura di ingresso turbina T_{it} e la pressione massima dell'anello pressurizzato $P(\max)$ che si verifica all'interno dei tubi dello scambiatore. Questi parametri hanno influenza sui valori del rendimento complessivo η , del rapporto di compressione ottimale R e della massa dello scambiatore ad alta temperatura M .

Sulla base dell'analisi di sensibilità si è assunto un insieme di parametri operativi di riferimento che possono costituire i dati di progetto di un eventuale impianto dimostrativo. I parametri operativi sono riportati nella tabella A.

La turbina a gas presa a riferimento (n. 5 unità) è la Ansaldo Siemens V64 A3 con ridotto numero di stadi sia del compressore che dell'espansore, con pressione massima di compressione di 16,6 bar per una potenza elettrica risultante di 20 MW (e). Il combustore preso a riferimento è costituito da due unità PFBC del tipo adottato nell'impianto di proprietà della Birka Energy di Stoccolma, deratato in pressurizzazione da 12 a 5,2 bar allo scopo di aumentarne la temperatura di combustione da 900 a 1075 °C ed opportunamente modificato per adattarlo all'ossicombustione ed all'alimentazione del carbone senza spinta d'acqua. Per quanto riguarda il materiale dello scambiatore ad alta temperatura si è assunto l'Inconel Alloy HX le cui prestazioni soddisfano le specifiche sia in termini di resistenza al creep che in termini di corrosione ad alta temperatura. Lo scambiatore è supposto realizzato in due sezioni con l'uso della superlega soltanto nella parte ad alta temperatura.

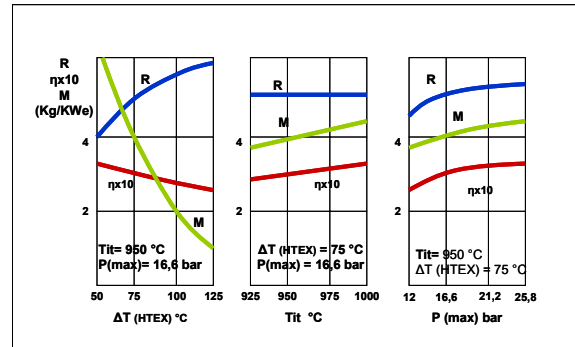


Fig. 8 Sensibilità del sistema al variare dei parametri significativi

TAB. A – Parametri operativi dell'impianto di riferimento

Potenza elettrica	100	MW(e)
Potenza termica combustore	327	MW(t)
Rendimento impianto	0,3	
Rendimento EFGT	0,43	
Assorbimento ASU	24	MW(e)
Assorbimento cattura CO ₂	12	MW(e)
Assorbimento aus. combustibile	4	MW(e)
Pressurizzazione combustore	5,2	bar
Pressione ingresso HTEX	16,6	bar
Rapporto di compressione TG	3,2	
Rapporto di espansione TG	2,98	
Temperatura di combustione	1075	°C
Temperatura ingr. turbina	1000	°C
Temperatura uscita scambiatore	132	°C
Temperatura fine compressione	57	°C
Temperatura minima di ciclo	20	°C
Massa scambiatore HTEX	386	t
Perdita di carico primario HTEX	200000	Pa
Perdita di carico second. HTEX	184000	Pa

COSTI DI INVESTIMENTO E DI GENERAZIONE

I costi di investimento dell'impianto a carbone a combustione esterna con scambiatori metallici sono stati stimati individuando i costi specifici dei vari sottosistemi e confrontati con i costi corrispondenti di un impianto a ciclo combinato a gas di pari potenza. Sono stati anche stimati i costi di produzione giungendo al confronto riportato in tabella B.

Nella tabella C il confronto è esteso all'introduzione della configurazione ad emissioni nulle per entrambi i tipi di impianto; per l'NGCC con cattura di CO₂ i dati sono ricavati dalla bibliografia [9]. Sotto le ipotesi assunte, risulta che la produzione mediante EFGT a carbone si dimostra competitiva con quella dell'NGCC sia nella versione a rilascio aperto che in quella con cattura della CO₂. Naturalmente, se si immagina raggiungibile la tecnologia degli scambiatori ceramici, il miglioramento di rendimento dell'EFGT rende ancora più competitiva questa tecnologia.

Il fatto che, pur con le incertezze rappresentate dalla imprecisione delle stime economiche, un sistema EFGT a carbone ad emissioni nulle risulti competitivo con un NGCC a rilascio totale è estremamente importante e dovrebbe costituire uno stimolo ad investimenti in questo settore, da parte dei produttori di elettricità.

TAB. B – Confronto costi impianti standard

	EFGT	NGCC
PFBC (cattura SOx) (\$/KW)	360	
HTEX (\$/KW)	380	
TG (\$/KW)	200	
BOP (\$/KW)	250	
Totale investimento (\$/Kw)	1190	541 (*)
Incidenza investimento	0.0104	0.0047(*)
Gest. Manutenz. VAR	3.00	2.01 (*)
Gest. Manutenz. ((\$/KW -y)	10.00	4.11(*)
Incidenza G&M (\$/KWh)	0.0042	0.0025
Costo combustibile (\$/Kwh)	0.0053	0.0161
Rendimento	0.42	0.55
Incidenza combustibile	0.0126	0.0293
Emissioni di CO2 (Kg/KWh)	0.841	0.456
COSTO PRODUZIONE	0.0272	0.0365

(*) Derenne S. – Gasification Technologies Conference – San Francisco - Oct 2003
 (**) vita impianto 30a; 8000 h/a; Interesse = 2,5%/a

TAB. C – Confronto costi impianti a emissioni nulle

	EFGT (ZE)	NGCC (CO2 Capture)
PFBC	360	
HTEX	380	
TG	200	
BOP	250	
ASU	250	
CATTURA CO2	150	200
TOT. INVESTIMENTO (\$/KW)	1590	741
Incidenza invest. (\$/KWh)	0.0139	0.0065
G&M VAR (\$/MWh)	4.0	2.4
G&M FIX (\$/KW-y)	12.0	4.5
Incidenza G&M (\$/KWh)	0.004	0.0024
Costo combustibile (\$/Kwh)	0.0053	0.0161
Rendimento	0.30	0.48
Incidenza combustibile (\$/KWh)	0.0177	0.0335
COSTO PRODUZIONE (\$/KWh)	0.0356	0.0518

CONCLUSIONI

La tecnologia della combustione del carbone mediante un sistema a turbogas a combustione esterna con l'uso di scambiatori metallici realizzati con materiali disponibili attualmente, risulta economicamente competitiva, nella versione a rilascio aperto, rispetto a quella dei corrispondenti cicli combinati a gas. L'impatto ambientale è, però, più elevato, essenzialmente, in termini di emissioni di gas serra. Pur nei limiti dovuti alle incertezze introdotte nelle stime dei costi, anche la versione EFGT ad emissioni nulle risulta competitiva con gli NGCC a rilascio aperto. Se si sposta il confronto a parità di dotazione di cattura della CO₂ i vantaggi, sia sulla base dei costi di produzione che sulla base delle emissioni, risultano notevoli.

La versione ad emissioni nulle può costituire la soluzione ai problemi di accettabilità del carbone da parte della collettività e risultare decisiva per sostenere la domanda di generazione elettrica in presenza di una futura scarsità di offerta di idrocarburi. A più lungo termine, l'introduzione di nuove tecnologie, può produrre vantaggi rispetto ai sistemi avanzati a carbone che sono, al momento, proposti (USC e IGCC) che presentano un minore potenziale di sviluppo in termini di prestazioni.

Il processo EFGT ad emissioni nulle rende possibile l'utilizzo di qualunque tipo di carbone, compresi quelli ad elevato contenuto di zolfo e questo costituisce motivo di

interesse per l'utilizzo delle riserve carbonifere nazionali del Sulcis.

Il sistema può funzionare anche con combustibili diversi dal carbone (biomasse, waste).

L'industria nazionale possiede capacità e tradizioni tecnologiche che permettono la rapida interiorizzazione di una filiera basata su questo concetto ed è in grado di produrre, da subito, impianti dimostrativi e teste di serie.

La realizzazione in tempi brevi di un dimostratore che utilizzi le risorse e competenze tecnologiche attualmente disponibili nella nazione è l'elemento portante di una strategia finalizzata a questo tipo di impianti.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. IEA , World Energy Outlook 2004, OECD IEA , Paris 2004
2. N. Armaroli e C. Po, Centrali termoelettriche a gas naturale – Produzione di particolato primario e secondario, *La Chimica e l'Industria*, vol. 85 pp. 45-51, 2003
3. S. Gaugenrieder , Fattibilità di una centrale a carbone ad emissioni zero con sistema EFCC a scambiatore metallico, Tesi di laurea, Università di Genova- Facoltà di Ingegneria, Genova , 2004
4. P. Avanzini, Two phase MHD direct conversion system for burning coal at high efficiency and very low emissions, Atti 59° Congresso ATI, vol.1, pp. 199-210, 2004.
5. E.Macchi, P.Chiesa, F.Bregani, Settore elettrico italiano: quali alternative e costi per rispettare Tokyo?, *Osservatorio per l'energia Mario Silvestri - Politecnico Milano*, pp. 58-69, 2003.
6. C.J.Campbell, World Oil and Gas Production Forecast, ASPO, 2002
7. Ansaldo Ricerche (Coord.), Univ. Cardiff, ENEA, BDE GmbH, FN, Kelma, ENEL, CEA, Plansee, Construction and testing of a bayonet tube high temperature heat exchanger for advanced power generation cycles., EU Project "BAYEX" NNE5/321/1999 , 1997-2002
8. P. Agarwal, H.C.Frey, Performance of the Externally Fired Combined Cycle (EFCC) System, Proc. 88th Annual Meeting Air and Waste Management Association, June 1995 – Pittsburg PA, 1995
9. S. Derenne, Plant Economics, Performance & Reliability, A Utility Perspective Proc. Gasification Technologies Conference, San Francisco, Oct. 2003
10. P.Avanzini, Improvement of coal fired power plant efficiency through an achievable EFCC technology, Proc. IEA Int. Conf. on Clean Coal Technologies for our Future, Cagliari 2002