



Ugo Romano
Eni SpA, Milano
ugo.romano@eni.it

IL RUOLO DEI COMBUSTIBILI FOSSILI NEL FUTURO ENERGETICO

La domanda mondiale di energia aumenta sotto la spinta della crescita demografica e dello sviluppo economico. L'uso dell'energia secondo gli attuali modelli di crescita dell'economia potrebbe portare, a partire dal 2020, ad una significativa riduzione della disponibilità di petrolio di facile accesso e a una transizione accelerata al maggiore utilizzo di risorse non convenzionali, gas e carbone.

Il quadro di riferimento: domanda di energia e modelli di sviluppo

La disponibilità di risorse primarie da fonti fossili, abbondanti e a basso costo, ha dato un contributo decisivo alla rivoluzione industriale ed è tuttora determinante per lo sviluppo dell'economia.

L'attuale domanda globale di energia primaria ammonta a circa 12 milioni di tonnellate di petrolio equivalenti (Mtoe), in larga misura (oltre l'80%) fornito da combustibili fossili: carbone, petrolio, gas naturale. Secondo lo scenario configurato dall'International Energy Agency (IEA), le proiezioni della domanda di energia si attestano per il 2030 a circa 18 Mtoe. I combustibili fossili rimangono largamente dominanti. Oltre il 70% della nuova domanda tra il 2008 e il 2030 è dovuta ai Paesi in via di sviluppo (Asia/Pacifico, Medio Oriente, America Latina). La gran parte della crescita (circa il 50% della domanda di energia) sarà nella generazione di energia elettrica, ma una quota

significativa (20%) sarà legata al settore dei trasporti, mentre il rimanente 30% si distribuirà fra industria, servizi, impiego residenziale.

Ovviamente previsioni di crescita della domanda di energia delle dimensioni indicate pongono alcuni ordini di problemi:

- se la disponibilità di fonti primarie, sarà tale da soddisfare la domanda;
- se il crescente utilizzo di fonti fossili sarà compatibile con uno sviluppo ambientalmente sostenibile;
- quale ruolo potranno giocare altre fonti di energia quali nucleare e rinnovabili.

In realtà la prima questione che si pone è se la domanda di energia crescerà realmente secondo gli attuali modelli predittivi. In un'analisi di medio termine, per una corretta stima della domanda, è necessario tenere in conto che nel corso dello sviluppo dei sistemi economici moderni, a fronte di una crescita progressiva delle economie mondiali e della conseguente domanda globale di energia, si è verificata

CHIMICA & LIMITI DELLE RISORSE

una progressiva riduzione della quantità di energia impiegata per unità di prodotto interno lordo (intensità energetica) grazie all'introduzione di nuove tecnologie e del conseguente impiego più efficiente dell'energia stessa. Questa caratteristica che contraddistingue l'evoluzione dei primi Paesi industrializzati (Regno Unito, Germania, USA) si è successivamente estesa alle economie in via di sviluppo, che hanno progressivamente beneficiato delle migliori tecnologie (leap frogging effect).

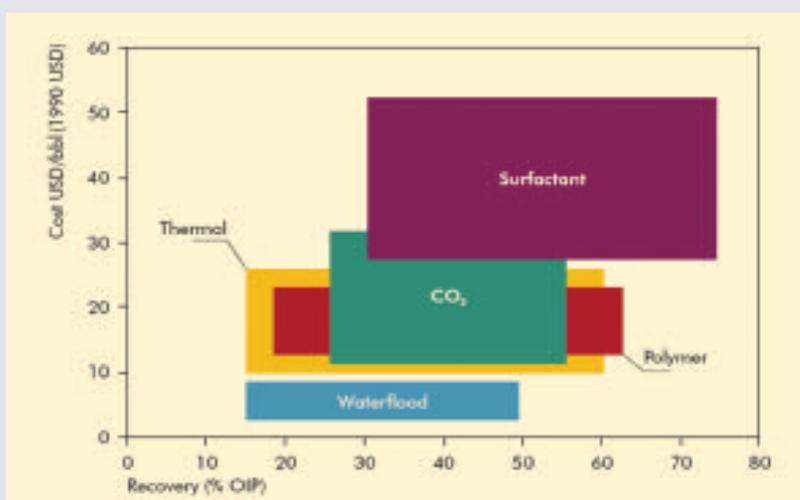
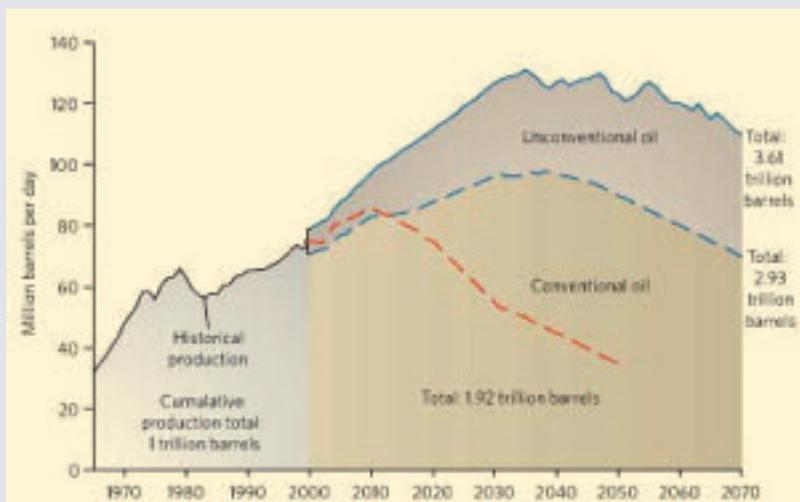
Nella fase più recente dell'evoluzione delle economie a più elevato grado di sviluppo, al fenomeno della riduzione dell'intensità energetica, dovuto al miglioramento dell'efficienza dei processi, si è sovrapposto un progressivo spostamento della composizione dei consumi con una

significativa riduzione del peso delle attività industriali, ad elevata intensità energetica, e un incremento di domanda di servizi, con le caratteristiche dei beni di consumo (usi residenziali civili e commerciali, sistemi di trasporto) a minore intensità energetica.

Il futuro del petrolio

La prima questione che si pone circa il ruolo che il petrolio avrà nel soddisfare la domanda futura di energia, è connessa ai tempi di esaurimento delle riserve: pochi anni o un periodo sufficientemente lungo da permettere una transizione non traumatica verso altri tipi di energie.

La previsione di esaurimento delle riserve, oggetto di lunghe e aspre controversie, si collega al modello messo a punto negli anni Cinquanta da M. King Hubbert che aveva ipotizzato, sulla base delle conoscenze geologiche disponibili, che l'inizio del declino della produzione di petrolio (peak oil) per i giacimenti del Nord America si sarebbe verificato nel



mondiali. In conclusione, per quanto riguarda il petrolio "convenzionale" le più recenti stime sono orientate a collocare, agli attuali tassi di utilizzo e di ritrovamento, il "peak oil" successivamente al 2020.

I modelli sulla produzione di idrocarburi liquidi seguono andamenti del tipo descritto in Fig. 1, dove le curve di crescita ed esaurimento delle varie fonti, si combinano in una curva complessiva che vede il picco globale posizionarsi oltre il 2050. Poiché ovviamente la produzione tenderà ad allinearsi alla domanda, la curva complessiva dipenderà fatalmente dai modelli di consumo che si verranno ad attuare nell'arco di tempo in considerazione.

La più recente valutazione delle risorse petrolifere convenzionali recuperabili, effettuata dalla IEA sulla base del lavoro già effettuato dalla US Geological Survey, indica una stima di circa 2.600 miliardi di barili, dei quali circa 1.100 sono considerati riserve provate, cioè già oggi economicamente recuperabili.

corso degli anni Settanta.

Questa ipotesi, in linea di principio estendibile a qualunque risorsa mineraria, si è dimostrata attendibile per la produzione nordamericana, ma non applicabile in senso generale, in quanto il modello impiegato da Hubbert non teneva conto delle varianti tecnologiche che hanno reso possibili scoperte non prevedibili con i vecchi concetti geologici.

In contrapposizione alla scuola di Hubbert, altri esperti ritengono inoltre che la presunta scarsità di idrocarburi nel medio termine sia del tutto inconsistente, dal momento che i miglioramenti delle tecnologie di scoperta e di produzione e l'accesso ad aree poco esplorate hanno sostanzialmente modificato il quadro di riferimento sulle risorse sfruttabili ed esteso, in modo significativo, la vita media residua delle riserve

Il rimanente è costituito da risorse scoperte, ma non ancora sviluppate, e da risorse derivanti dal possibile incremento del tasso di recupero e dal contributo di giacimenti che devono essere ancora scoperti. Per ciò che riguarda le fonti convenzionali, oltre alla già citata maggiore capacità di sfruttare i giacimenti noti, sarà necessario puntare su tecnologie che ne permettano una più agevole individuazione ed estrazione, affrontando anche ambienti particolarmente difficili, quali il mare profondo e le aree artiche, nonché tecnologie di trasporto e di conversione sempre più sofisticate.

Il rateo di scoperta degli ultimi trent'anni appare in crescita costante e dovrebbe arrivare a superare il 30% (media mondiale) nel 2010.

Non sarà tuttavia infrequente toccare ratei molto elevati (oltre l'80%) in nuove aree esplorative nelle quali sarà possibile applicare con successo le più innovative tecnologie di esplorazione.

Le grandi sfide tecnologiche, che si configurano nello sviluppo e produzione delle risorse di idrocarburi, sono sostanzialmente tre: aumentare il fattore di recupero dei giacimenti ad olio; ridurre i costi di sviluppo e quelli operativi; sviluppare le riserve non convenzionali.

Allo stato attuale solo il 35% circa dell'olio scoperto viene in media estratto: alcune esperienze hanno dimostrato che l'applicazione integrata di nuove tecnologie di modellazione e l'ottimizzazione dei processi di recupero assistito (EOR) potranno portare a fattori di recupero di oltre il 60% (Fig. 2). Sembra quindi possibile traguardare entro il 2015 fattori di recupero medi di circa il 50%.

Ogni reservoir è un candidato possibile per l'applicazione delle tecnologie di recupero assistito visto che una significativa quantità di olio rimane nel reservoir dopo le convenzionali operazioni di recupero.

Le aree più promettenti per le potenziali applicazioni di tecniche EOR sono: bacini maturi molto adatti all'immissione di acqua (water flooding); aree remote per le iniezioni di gas; bacini prossimi ad aree industriali, dove sia possibile effettuare l'iniezione di CO₂.

Ovviamente il grado di recupero conseguito e il costo del relativo processo di recupero avanzato dipendono dalle caratteristiche del giacimento e dal tipo di intervento che si rende necessario.

In un quadro di crescente preoccupazione circa la stabilità politica delle aree in cui sono localizzate le riserve di idrocarburi, assumono rilevante importanza le risorse dislocate in aree di difficile accesso (mare profondo e artico) e le fonti di olio e gas non convenzionali.

Malgrado rappresenti un elevato potenziale (fino a 200 miliardi di barili di riserve globali scoperte o potenziali) lo sviluppo di campi in mare profondo (deepwater offshore) è costoso e richiede giaci-

menti di grandi potenzialità per essere convenientemente realizzato. Delle attuali scoperte il 38% è ritenuto per ora non essere di interesse economico. Appare quindi esserci un aumento delle "riserve tecniche" rispetto alle "riserve commerciali" a causa della presenza di circostanze non favorevoli (piccole dimensioni, greggi pesanti, gas remoto).

Si prevede che nel 2030 la sola produzione dei Paesi non OPEC di olio non convenzionale potrà superare gli 11 Mbbbl/g, proveniente in gran parte dalle sabbie bituminose e dai greggi ultra pesanti.

Nuove tecnologie di estrazione atte a ridurre la viscosità di greggi ultrapesanti e bitumi e favorirne la pompabilità in superficie, tecnologie di estrazione mediante pozzi orizzontali e di recupero termico hanno migliorato la convenienza economica di tali risorse, anche se permane una significativa differenza nel costo degli idrocarburi provenienti dalle diverse fonti (Fig. 3).

Naturalmente la necessità di trasformare le grandi quantità di frazioni ad elevato punto di ebollizione, che si ottengono dai processi di conversione primaria dei greggi pesanti e bitumi, comporterà un ulteriore sforzo di miglioramento delle tecnologie dei processi di raffinazione a valle. (Fig. 4)

Oltre il 50% della produzione mondiale di greggio andrà a soddisfare la domanda di mobilità e tale quota è ancora destinata ad aumentare fino al 54% entro il 2030. Nel lungo periodo la domanda energetica per il settore trasporti/mobilità dovrebbe crescere a livello mondiale del 2,1% medio annuo (IEA). La pressione ambientale sul settore trasporti è elevata; vi è quindi la necessità di identificare strategie e misure tendenti a conciliare la crescita della domanda di mobilità con gli obiettivi di riduzione delle emissioni.

La penetrazione di carburanti diversi da quelli oggi disponibili dai processi di raffinazione dipende in prospettiva dalla normativa

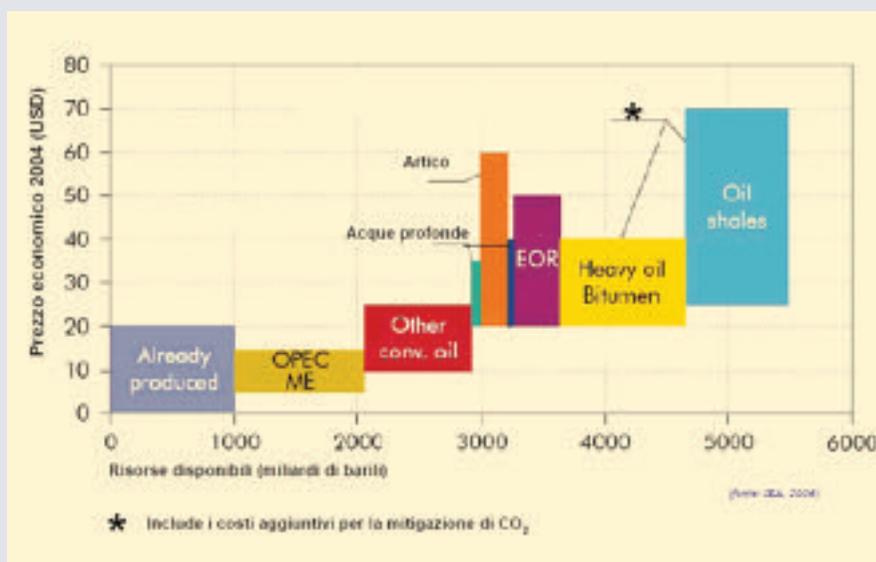


Fig. 3 - Opzioni per lo sfruttamento integrale delle risorse di idrocarburi

CHIMICA & LIMITI DELLE RISORSE

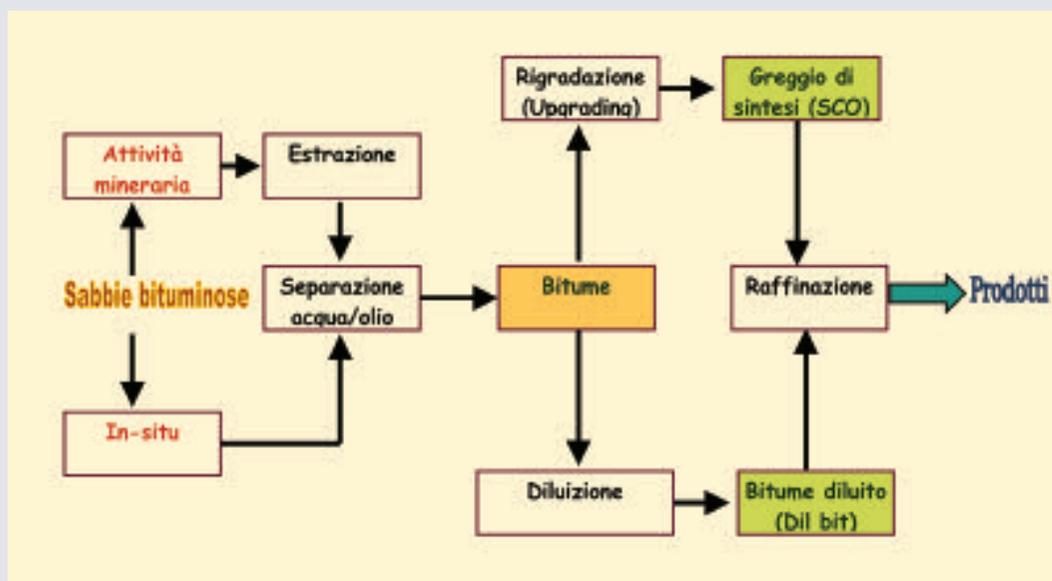


Fig. 4 -Schema semplificato di estrazione e trattamento dei bitumi

messa a punto per favorire l'uso di prodotti meno inquinanti. La definizione del carburante ottimale per i veicoli che useranno sistemi di propulsione che permettano di minimizzare o, nel lungo termine, annullare le emissioni (ibridi, elettrici, a batteria o con pile a combustibile), potrà avere un impatto anche significativo sulla raffinazione e sulla distribuzione. La penetrazione estesa di sistemi di propulsione radicalmente innovativi non è comunque prevista prima del 2025, anche in relazione alle necessità di realizzare infrastrutture dedicate e rinnovare il parco dell'autotrazione.

Risorse petrolifere non convenzionali

Indipendentemente dai tempi con cui si potrà manifestare il picco di produzione, l'olio convenzionale, in uno scenario di lungo termine, rappresenterà una quota comunque decrescente della totale disponibilità di idrocarburi, per essere rimpiazzato da riserve di olio non convenzionale che tenderanno ad assumere un ruolo progressivamente preponderante. La prima causa di questo fenomeno è da ascrivere al fatto che gli oli convenzionali, più leggeri e più facili da produrre e raffinare sono sempre preferiti per uno sfruttamento immediato.

Gli oli ultra pesanti, caratterizzati da frazioni idrocarburiche di elevato peso molecolare costituiscono con i bitumi la più grande risorsa nota e ancora poco sfruttata, di idrocarburi.

Le risorse mondiali sono stimate a circa 6.000 miliardi di barili distribuite principalmente in Venezuela (Orinoco belt) e Canada (Alberta oil sands).

Di queste sono tecnicamente recuperabili, all'attuale stato delle conoscenze circa 650 miliardi di barili dai bitumi e 430 dagli oli pesanti ed ultra pesanti.

Verso la fine del 2005 la produzione congiunta di Canada e Venezuela si attestava a circa 1,7 milioni di barili al giorno, appena il 2% della produzione mondiale di petrolio. Un aspetto rilevante dei processi di sfruttamento di queste riserve non convenzionali consiste nell'assenza di rischio minerario, dal momento che questi enormi depositi sono ben localizzati e il loro grado di sviluppo e di sfruttamento è legato principalmente dalla capacità di trattamento e di raffinazione.

I depositi di bitumi del Canada sono localizzati nel grande bacino

sedimentario dell'ovest, quasi interamente nella provincia di Alberta, dove sono intrappolati in formazione di rocce arenarie e calcari nelle tre regioni di Athabasca, Cold Lake e Peace River.

La gran parte degli oli pesanti si trovano invece nel bacino sedimentario dell'est venezuelano all'interno di arenarie in una regione immediatamente a nord del fiume Orinoco (Orinoco Belt).

Lo sviluppo degli oli ultra pesanti e dei bitumi è ad elevata intensità tecnologica cosicché il grado di sfruttamento dei giacimenti dipende in misura rilevante dall'evoluzione delle tecnologie di estrazione e raffinazione soprattutto in termini di rendimenti, economicità, impatto ambientale.

Un elemento fondamentale nello sfruttamento economico di greggi pesanti, ultraspesanti e bitumi sarà la tecnologia di conversione dei residui in prodotti distillati per il mercato di combustibili e carburanti (upgrading).

Lo schema semplificato di trattamento è riportato in Fig. 4.

Esistono due opzioni di upgrading già commercialmente affermate: la conversione termica a prodotti leggeri e carbone (coking o carbon rejection) e la conversione catalitica con idrogeno a distillati (Hydrocracking o Hydrogen addition). Le rese in prodotti utili di qualità elevata rendono più attraente certo la seconda opzione, che tuttavia sconta la necessità di dover disporre di idrogeno con i conseguenti aggravii di costo (disponibilità di gas naturale, costo dei servizi, investimenti,) legati alla sua produzione.

In prospettiva si potrà far ricorso anche a sistemi ibridi in cui il carbone ottenuto dal coking di parte del residuo potrà essere impiegato per generare l'idrogeno necessario all'hydrocracking tramite gassificazione senza quindi l'apporto esterno di gas naturale o il reforming delle frazioni leggere.

Il gas naturale: una risorsa di grande disponibilità

Il gas naturale è una risorsa abbondante e versatile e consente utilizzi a ridotto impatto ambientale locale. Il consumo di gas naturale si aggira allo stato attuale sui 3.000 miliardi di m³ (bcm). La domanda globale cresce ad una media del 2% per anno fino a raggiungere, secondo gli attuali modelli di crescita, circa i 4.800 bcm nel 2030. Sulla base della proiezione dei consumi, secondo gli attuali modelli, tenendo conto anche del contributo di gas non convenzionale, le riserve dovrebbero essere sufficienti a rifornire i mercati per oltre sessant'anni (Fig. 5). La maggior parte della produzione di gas deriva dalle attività di esplorazione mirate al ritrovamento di idrocarburi liquidi. Solo di recente si è sviluppata un'attività di ricerca mirata accanto ad una revisione delle riserve scoperte in passato e non sfruttate.

La distribuzione del gas naturale è connotata da una logistica regionale e macro-regionale: in media, circa l'80% della produzione immessa al consumo resta nella regione di produzione, mentre il restante 20% viene avviato al mercato internazionale. Per soddisfare la crescente domanda di gas proveniente da diverse localizzazioni sono necessarie tecnologie per il trasporto gas via terra su lunga distanza, e per il trasporto di gas liquefatto (GNL). Circa un quinto delle riserve accertate di gas non viene immesso al consumo e viene definito "remoto", per l'elevato costo delle infrastrutture necessarie per trasportarlo dalle aree di produzione a quelle di utilizzo. Rientra in questa tipologia: 1) il gas non estratto da giacimenti accertati; 2) il gas associato alla produzione di petrolio, reiniettato nel giacimento, bruciato o liberato all'atmosfera. La possibile valorizzazione di riserve/giacimenti di gas remoto e associato, è un'opzione strategica da perseguire per motivi economici ed ambientali. In un contesto di

domanda crescente, anche a fronte di rilevanti progetti di trasporto gas via condotte, il gas naturale liquefatto (GNL) mantiene una buona posizione in relazione agli scambi internazionali di metano.

I fattori che governano lo sviluppo del GNL sono: la crescente domanda di gas che favorisce gli investimenti nel settore; la possibile diversificazione degli approvvigionamenti; le limitazioni ambientali relative al gas *flaring/venting*. Le linee di innovazione puntano alla riduzione dei costi lungo tutta la catena (liquefazione, stoccaggio, trasporto, rigassificazione) al fine di rendere il GNL competitivo con le alternative. In caso di disponibilità di riserve di gas prossime ai mercati con volumi limitati di domanda potenziale, può trovare applicazione il gas naturale compresso (CNG). La soluzione CNG può rappresentare una valida alternativa alla reiniezione del gas, particolarmente nel caso di gas associato in ambiente marino (offshore).

Un'altra opzione tecnologica che coniuga le opportunità derivanti dalla elevata disponibilità di gas in aree remote con la domanda incrementale di carburanti liquidi è rappresentata dalla conversione chimica del gas naturale [*gas-to-liquids* (GtL)]. Questa filiera di trasformazione permette di monetizzare le riserve, ottenere combustibili di sintesi ad elevata qualità (privi di zolfo ed aromatici) e gasoli diesel ad alto numero di cetano. Un'ulteriore opzione di valorizzazione del gas naturale è la conversione a vettori energetici (metanolo, dimetiletere) direttamente utilizzabili come carburanti/combustibili (MTG) o per la produzione di olefine ed altri intermedi per uso chimico (MTO) (Fig. 6).

Entro il 2030, quasi la metà del consumo mondiale di gas naturale sarà destinato alla produzione di energia elettrica. Le tecnologie avanzate, come i cicli combinati e cogenerativi, consentono di ottenere rendimenti molto superiori rispetto a quelli degli impianti convenzionali a carbone e a olio combustibile. L'entrata in vigore del Protocollo di

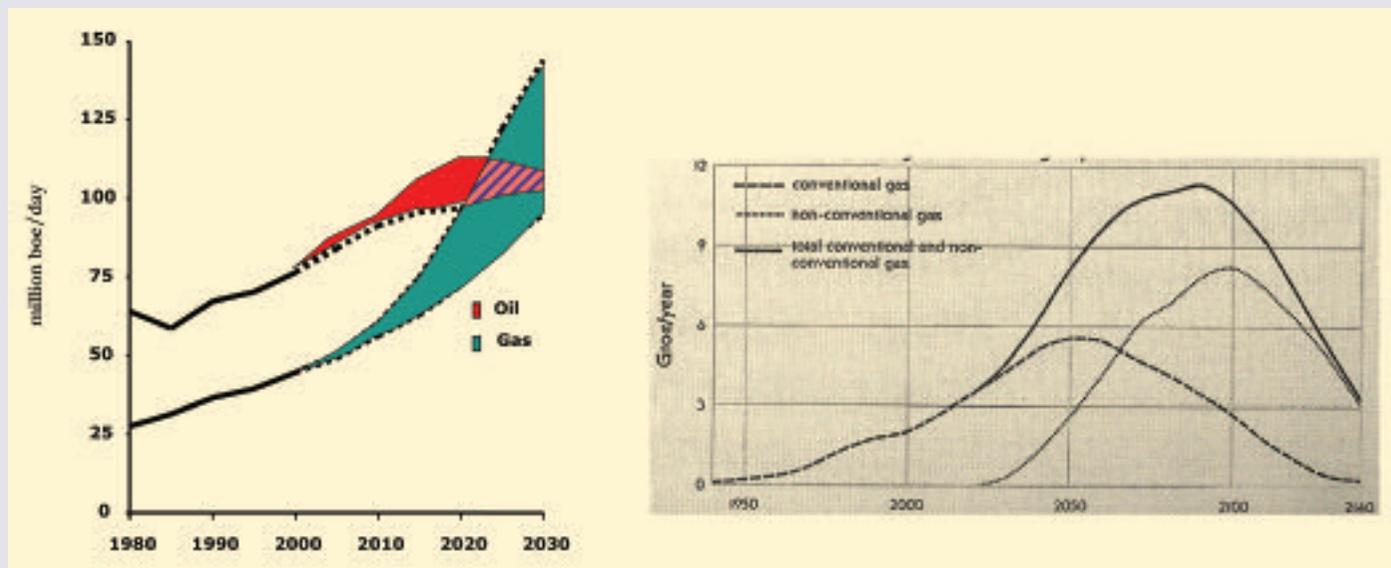


Fig. 5 - Previsioni di produzione globale di gas naturale (Odell, 1999)

CHIMICA & LIMITI DELLE RISORSE

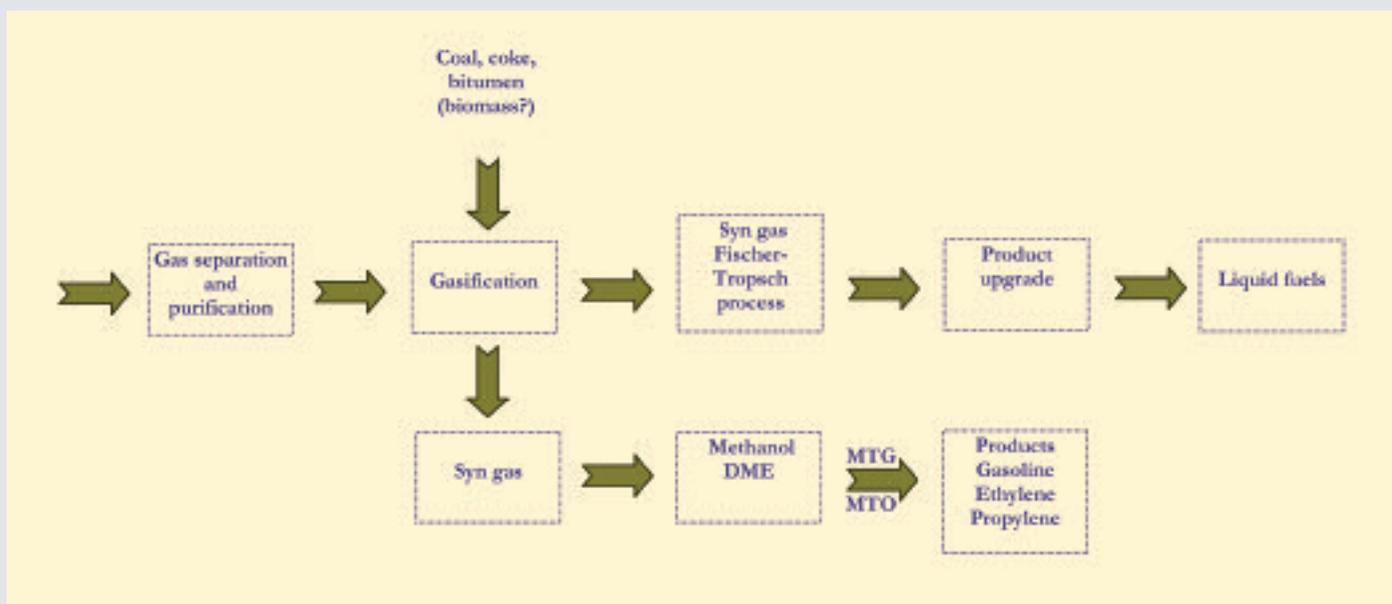


Fig. 6 - Schema di integrazione delle tecnologie FT/GTL-BTL-CTL

Kyoto nel febbraio 2005 sollecita nel settore elettrico la promozione dell'efficienza e della cogenerazione, già opzionata a livello europeo per una quota target pari al 18% entro il 2012.

Il ruolo del carbone

Il carbone è la fonte fossile più abbondante in natura. Il suo consumo annuo è di circa 6.000 MI t e copre circa il 25% del fabbisogno energetico globale.

Si prevede che la domanda, secondo gli attuali modelli, possa raggiungere, con un tasso di crescita annuo del 2,2%, 7.200 MI t al 2030. Le prospettive di crescita variano significativamente su scala regionale. L'incremento è, per la maggior parte, localizzato nell'area di sviluppo asiatica, in modo particolare Cina e India, dove le risorse sono abbondanti.

L'utilizzo preponderante del carbone è nella generazione di elettricità e calore (68%), mentre una quota significativa (18%) è impiegata nel settore metallurgico.

A differenza degli idrocarburi, le riserve di carbone sono ben distribuite a livello geografico: 26% Nord America, 13% Europa, 24% FSU e 30% Estremo Oriente e India.

Grazie a questa peculiarità il carbone è quindi la materia prima meno esposta a rischi nell'approvvigionamento e alle turbative di mercato. Anche i consumi sono previsti, allo stato attuale, in crescita costante con una larga preferenza agli utilizzi localizzati nei Paesi di produzione (85%), nel settore della generazione termoelettrica.

Tuttavia il carbone risulta particolarmente esposto a scenari di politiche ambientali più incisive sia per aspetti correlati a fattori di inquinamento locali (ceneri, emissioni gassose, NOx, SOx, metal-

li) che per l'impatto sui cambiamenti climatici globali a causa dell'elevata emissività di gas serra (CO₂).

È quindi logico che in prospettiva una grande attenzione venga dedicata sia a migliorare i rendimenti dei processi di generazione termoelettrica per combustione diretta (cicli a vapore supercritico) che ad abbattere le emissioni sia gassose (NOx, SOx, metalli, particolato) sia solide (vetrificazione e utilizzo secondario delle ceneri).

In una prospettiva di lungo termine due sono le linee di sviluppo delle tecnologie di utilizzo del carbone con basso impatto ambientale: conversione del carbone ad idrocarburi liquidi e tecnologie "clean coal". In entrambi i casi si realizza un ciclo di conversione che permette di separare e sequestrare le componenti contaminanti e i gas serra ottenuti nel corso della conversione del minerale. Processo comune ad entrambe le linee è la combustione parziale del carbone a dare gas di sintesi catturando e sequestrando in modo permanente ceneri, metalli, biossido di carbonio, composti solforati e azotati.

La tecnologia "clean coal" si basa sulla combustione parziale del carbone a gas di sintesi (CO/H₂), possibilmente a bocca di miniera, purificazione del gas di sintesi (con segregazione dei contaminanti), conversione del gas di sintesi in energia elettrica [gassificazione integrata con cicli combinati (IGCC)]. Nella prospettiva di lungo termine il processo di conversione può essere integrato con la sequestrazione stabile della CO₂ in strutture geologiche (giacimenti esausti, acquifero salino) realizzando un processo a emissione nulla di gas serra (zero emission technology).

Due sono le alternative perseguite nei processi di liquefazione:

- trasformazione diretta del carbone in liquidi mediante un processo di cracking idrogenante;

- liquefazione indiretta via gas di sintesi e produzione di liquidi tramite processo Fischer-Tropsch o sintesi di metanolo/dimetil etere.

Entrambe queste tecnologie sono state sviluppate e provate su scala industriale. Particolarmente attiva appare la Cina che sulla sola linea di gassificazione/sintesi di metanolo-DME ha di recente attivato ben 20 progetti. Rispetto ai greggi di origine petrolifera, i prodotti della liquefazione diretta del carbone (syncrude) presentano curve di distillazione significativamente diverse, soprattutto per quanto riguarda il contenuto delle frazioni ad elevato punto di ebollizione e dei residui.

Le diverse frazioni si caratterizzano per l'elevata aromaticità e per la presenza di significative concentrazioni di composti aromatici azotati, solforati e ossigenati.

La presenza di eteroatomi tende a concentrarsi sulle frazioni più altobollenti, quali gasolio e residuo da vuoto.

Viceversa un aspetto positivo degli idrocarburi liquidi di sintesi da carbone è l'assenza di metalli, quali nichel e vanadio, largamente presenti nei greggi particolarmente in forma di complessi di tipo porfirinico oleo-solubili. Queste caratteristiche composizionali rendono i liquidi da carbone non adatti per essere direttamente utilizzati come carburanti ma devono essere preventivamente sottoposti a trattamenti idrogenanti (hydrotreating e hydrocracking).

Considerazione sul ruolo del risparmio energetico

Secondo un recente report della IEA si è manifestata di recente una crescita insufficiente dell'offerta a fronte di una domanda ancora spinta dalle economie in sviluppo.

La "spare capacity" si mantiene limitata, il solo modo di bilanciamento del mercato appare una crescita dei prezzi e una conseguente compressione della domanda, a partire da quella dei Paesi più sviluppati.

Non si tratta di un "peak oil" ma piuttosto di un'alterazione delle curve di produzione/consumo che fanno intravedere in prospettiva una sorta di plateau di equilibrio fra offerta e domanda.

Anche la più recente previsione OPEC evidenzia un rallentamento nella crescita della domanda di petrolio e un bilanciamento fra domanda e offerta e non segnala significativi investimenti per incrementare la produzione.

Nel medio-lungo termine permangono grandi opportunità per ridurre la crescita della domanda globale, semplicemente impiegando l'energia in modo più efficiente. I miglioramenti più significativi si potranno realizzare nel settore residenziale, uno di quelli a maggior consumo (24%), ma anche nella generazione e distribuzione di elettricità (18%), così come nel commercio e trasporti (20%) e industria (38%).

La crescita della produttività energetica non sarà tuttavia da sola sufficiente a fermare la forte accelerazione della domanda globale, anche perchè le forze di mercato da sole non saranno in grado di conseguire tutto il beneficio che può derivare da più elevate produttività, anche se la crescita continua dei costi dell'energia sarà un incentivo importante per un'economia più virtuosa.

Il mercato globale dell'energia è infatti ricco di esempi di inefficienza e distorsioni che spiegano come mai consumatori e imprese non riescano a catturare tutto il potenziale derivante dalla sempre maggiore efficienza energetica dei processi di conversione. Mancanza di informazione degli utilizzatori, necessità di investimenti mirati, una tendenza diffusa a fare del comfort e della convenienza delle priorità, oltre alla natura dei costi energetici, generalmente frammentati, sono gli elementi tipicamente di ostacolo ad un processo virtuoso di risparmio energetico. Appare quindi inevitabile che si renderanno necessarie politiche mirate a rimuovere le distorsioni e a superare le inadeguatezze dei sistemi di produzione e consumo, in modo da comprimere significativamente il tasso di crescita della domanda di energia.

Bibliografia

[1] IEA, World Energy Outlook 2007.

[2] V. Smil, Energy at the crossroads. Global perspectives and uncertainties, MIT Press, 2005.

[3] IEA, Energy Technology perspectives 2005. Scenarios and Strategies to 2050.

[4] IEA, Medium-Term Oil Market Report, luglio 2008.

ABSTRACT

Fossil Fuels Role in Energetic Scenario

Fossil resources will remain dominant in the energy scenario to 2030. Almost half of the increase of primary energy use goes to generating electricity and 20% to meeting transport needs. The share of oil drops though oil remains the largest single fuel. Non conventional oil will play a key role for the future supply. Coal and natural gas see both a large increase in demand driven mainly by power generation.