

DCO 35/10

**STUDIO PRELIMINARE DI FATTIBILITÀ PER LA CREAZIONE DI
UN NUOVO MERCATO PETROLIFERO EUROPEO**

Documento per la consultazione

26 ottobre 2010

Premessa

Con lettera inviata l'1 giugno 2009, il Sottosegretario al Ministero per lo sviluppo economico italiano, on. Stefano Saglia, ha invitato l'Autorità per l'energia elettrica e il gas a valutare l'opportunità di approfondire idee e proposte riguardanti lo sviluppo di nuovi mercati del petrolio, avviando in particolare uno studio preliminare circa la fattibilità di uno strumento contrattuale di lungo termine per lo scambio di prodotti petroliferi e, più in generale, nuovi mercati internazionali del greggio.

Nell'attuale assetto, il mercato del petrolio presenta chiare inefficienze che si traducono in livelli inadeguati degli investimenti e instabilità dei prezzi del petrolio, particolarmente evidenti nel corso della recente crisi economico-finanziaria.

L'Autorità, condividendo l'opportunità di svolgere approfondimenti su questo tema, ha costituito un gruppo di lavoro che ha fornito valutazioni propedeutiche all'elaborazione di una proposta riguardante l'introduzione di nuovi strumenti contrattuali di lungo termine per il petrolio, in grado di offrire riferimenti e garanzie per l'attività di investimento in nuova produzione di petrolio e di inviare ai mercati segnali di prezzo di lungo termine necessari ad una maggiore stabilità delle quotazioni del greggio.

Il presente documento, predisposto dalla Direzione Strategie, Studi e Documentazione dell'Autorità, costituisce uno studio preliminare di fattibilità per la creazione di un nuovo mercato petrolifero europeo, finalizzato a promuovere lo sviluppo di mercati più efficienti, con particolare riferimento al livello degli investimenti e all'andamento dei prezzi.

Tale studio vuole essere un contributo di analisi e di proposta alle iniziative internazionali in corso e, pertanto, l'Autorità valuta opportuno procedere alla sua consultazione al fine di raccogliere commenti e osservazioni, in particolare con riferimento alla parte propositiva.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro il **25 novembre 2010**.*

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Direzione Strategie, Studi e Documentazione

Piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel. 02.655.65.264

fax 02.655.65.273

e-mail: studi@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

Studio preliminare di fattibilità
per la creazione di un nuovo mercato
petrolifero europeo

I contenuti del presente rapporto sono attribuibili esclusivamente all’Autorità per l’energia elettrica e il gas, che si è avvalsa anche del contributo dei seguenti istituti di ricerca in campo energetico:

- Associazione Italiana Economisti dell’Energia (AIEE);
- Nomisma Energia;
- Prometeia;
- Ricerche e Consulenze per l’Economia e la Finanza (ref.);
- Ricerche Industriali ed Energetiche (RIE).

EXECUTIVE SUMMARY

Negli ultimi anni il mercato petrolifero internazionale è stato caratterizzato da una estrema liquidità e da forte volatilità dei prezzi, anche per effetto di un pronunciato fenomeno di “finanziarizzazione” che ha riguardato più in generale tutte le *commodity*.

L’elevata volatilità dei prezzi petroliferi ha determinato, in particolare, pesanti ripercussioni negative sulle scelte di investimento del settore petrolifero e ha dato avvio ad un intenso dibattito, sia nei paesi consumatori sia nei paesi produttori, sulle possibili iniziative per dare soluzione a tale fenomeno, viste le rilevanti conseguenze economiche, politiche e sociali di movimenti di prezzo così accentuati.

Il presente rapporto, nato per iniziativa del Sottosegretario al Ministero per lo sviluppo economico italiano, on. Stefano Saglia, che ha invitato l’Autorità per l’energia elettrica e il gas ad approfondire idee e proposte riguardanti lo sviluppo di nuovi mercati del petrolio, vuole essere un contributo di analisi e di proposte alle iniziative internazionali in corso.

Dopo aver raggiunto la massima quotazione storica il 3 luglio 2008 (144,22 dollari al barile), il prezzo del Brent è crollato a 35 dollari in pochi mesi. Una caduta di questa entità, che non ha riscontri nell’esperienza storica, trova una parziale spiegazione nelle relazioni del prezzo del petrolio con la concomitante crisi che ha investito i mercati finanziari e si è quindi trasferita, con forte intensità, sulle economie reali dei paesi occidentali.

L’interpretazione del legame tra la dinamica del prezzo del petrolio e la congiuntura macroeconomica non è tuttavia unanime: da una parte, c’è chi sostiene che una dinamica più contenuta del prezzo del petrolio avrebbe consentito all’economia americana di evitare la recessione più profonda e prolungata del dopoguerra, dall’altra, chi sottolinea il ruolo giocato nella crisi da altri fattori come l’elevata propensione al consumo dei cittadini americani, l’eccessivo ricorso alla leva finanziaria, l’insostenibilità del disavanzo pubblico e di parte corrente, il funzionamento non efficiente del mercato dei derivati associato al surriscaldamento del mercato immobiliare.

Il dibattito sulle interrelazioni tra prezzo del petrolio e ciclo economico si riflette anche sulle diverse interpretazioni che sono state avanzate per spiegare l’aumento della volatilità del prezzo del petrolio durante la recente crisi economica internazionale.

Le divergenze principali riguardano il ruolo giocato dai fondamentali piuttosto che dalla speculazione finanziaria. Questo dibattito è molto importante, perché da esso scaturisce il giudizio circa l’efficacia delle diverse proposte, che sono state recentemente avanzate al fine di contenere la volatilità del prezzo del petrolio ed evitare che simili episodi si ripetano nel futuro.

Se, da una parte, tutte le analisi statistiche finora condotte non hanno evidenziato un rapporto di causalità tra l’aumento dei volumi delle transazioni sui mercati dei *future* petroliferi e la volatilità del prezzo spot, dall’altra, le evidenze empiriche non consentono di escludere l’esistenza di bolle legate a comportamenti speculativi.

La duplice natura di *commodity* reale e *asset* finanziario del petrolio è riflessa nelle complesse interrelazioni esistenti tra mercati fisici e mercati finanziari. Nelle fasi iniziali di sviluppo del sistema di prezzi ad oggi in vigore, i greggi scambiati sui mercati internazionali venivano valorizzati in base alle quotazioni spot dei principali *benchmark*, pubblicate da agenzie specializzate quali Platt’s e Petroleum Argus. Tuttavia, il declino della liquidità fisica dei greggi di riferimento e i volumi ridotti delle negoziazioni spot, hanno indotto numerosi operatori a guardare verso altri mercati per la formazione del prezzo. Tale alternativa è stata

trovata nel mercato dei *future* dove si negoziano i principali contratti finanziari. I mercati *future*, infatti, sono mercati più liquidi, meno manipolabili e più trasparenti dei mercati fisici ed i prezzi che vi si formano sono prezzi che risultano da “vere” transazioni e non da “*assessment*” di agenzie specializzate. Il rovescio della medaglia è che comportamenti speculativi eccessivi sui mercati finanziari possono riflettersi nei mercati fisici.

Le caratteristiche associate ai contratti *future* hanno fatto in modo che allo scopo tipicamente di copertura del contratto, si sia aggiunta nel tempo una funzione di tipo speculativo. Gli operatori in cerca di profitti elevati (e disposti a tollerare perdite considerevoli) sono stati attratti dalla leva finanziaria consentita dai derivati. Inoltre, la possibilità di chiudere le posizioni senza consegna fisica della merce, ha agevolato la partecipazione alle negoziazioni di operatori, tipicamente finanziari, che perseguono strategie completamente differenti da chi agisce su questi mercati con finalità di copertura del rischio commerciale.

La crisi economico-finanziaria, e le forti oscillazioni dei prezzi del petrolio che l’hanno accompagnata, hanno avuto pesanti ripercussioni sul ciclo degli investimenti nell’industria petrolifera. Il forte calo delle quotazioni del greggio ha ridotto i rendimenti degli investimenti; la riduzione della domanda petrolifera ha determinato un minore fabbisogno di capacità produttiva, mentre il deterioramento delle condizioni creditizie ha reso più difficile per le compagnie petrolifere reperire i capitali necessari per la realizzazione di nuovi progetti.

La crisi economica e finanziaria rischia, inoltre, di accentuare una differenziazione dei percorsi di sviluppo tra paesi. Ad oggi, i principali fattori di incertezza riguardano i costi e i tempi delle politiche di salvataggio e l’impatto che la crisi avrà sulle prospettive di crescita economica di medio e lungo periodo.

Per quanto riguarda lo scenario petrolifero, in particolare, i trend attesi per i prossimi due decenni possono essere così sintetizzati:

- i consumi mondiali di petrolio, nonostante la tendenza alla riduzione del grado di intensità petrolifera della produzione, sono proiettati verso una crescita significativa, trainata dallo sviluppo delle economie asiatiche;
- il trend espansivo della domanda mondiale nasconde in realtà situazioni differenziate a livello regionale; in particolare, la crescita della domanda sarà frenata dalle politiche di contenimento dei consumi di greggio e di promozione delle fonti rinnovabili nei principali mercati industrializzati. Per quanto concerne l’Unione europea, ciò si tradurrà in una riduzione della domanda di greggio sui consumi mondiali complessivi;
- pur in presenza di una significativa espansione, la produzione globale di petrolio potrebbe faticare ad adeguarsi ai ritmi di crescita dei consumi. La maggiore produzione dovrà provenire anche da investimenti in progetti tecnicamente complessi, da giacimenti *offshore* di scala ridotta e da guadagni di efficienza nelle tecnologie di estrazione; l’evoluzione di lungo periodo dell’offerta determinerà verosimilmente un incremento dei costi unitari di produzione e un incremento del tasso di declino naturale dei giacimenti in esercizio; un importante contributo potrà, inoltre, essere offerto dalle nuove tecnologie di produzione di prodotti petroliferi da metano;
- il *mismatch* geografico e qualitativo tra domanda e offerta di petrolio determinerà l’espansione dei flussi commerciali di greggio (e, di conseguenza, un aumento della quota sul commercio internazionale complessivo); i transiti avverranno su rotte commerciali relativamente più rischiose, con la conseguenza di alimentare i timori circa la sicurezza degli approvvigionamenti e di favorire una maggiore volatilità dei prezzi.

Diverse iniziative e proposte sono state recentemente avanzate allo scopo di rimuovere gli ostacoli alla realizzazione di mercati energetici efficienti, trasparenti e tali da evitare in futuro oscillazioni di prezzo analoghe a quelle recentemente osservate.

Un mercato del petrolio stabile è nell'interesse sia dei consumatori sia dei produttori, favorisce un flusso di investimenti adeguato nell'industria del petrolio e delle fonti di energia alternative, e promuove le condizioni per uno sviluppo sostenibile del sistema economico.

Tuttavia, molte delle proposte finora avanzate, di riforma dei mercati fisici o di regolazione dei mercati finanziari con sottostante il petrolio, presentano alcuni limiti che potrebbero limitarne la piena efficacia. In particolare, le iniziative di riforma dei mercati finanziari, orientate a garantire un più corretto andamento delle operazioni finanziarie, non intervengono direttamente sugli squilibri specifici dei mercati petroliferi; le altre proposte di riforma dei mercati fisici, invece, presuppongono un accordo stabile tra paesi produttori e paesi consumatori, fondato su di una condivisione duratura e non contingente sul prezzo (o intervallo di prezzo) di medio-lungo termine del greggio e, di conseguenza, si basano sul presupposto (per niente scontato) che le controparti partecipino, con impegno analogo, alla definizione di una nuova architettura del mercato del petrolio. In mancanza di tale accordo, l'implementazione di queste iniziative appare quantomeno problematica.

La proposta di una funzione strategica degli Stati consumatori nel mercato petrolifero, che viene presentata in questo rapporto, trae origine dalla considerazione che l'attuale funzionamento dei mercati mondiali del petrolio non soddisfa né le esigenze dei Paesi produttori né quelle dei Paesi consumatori, in quanto:

- da una parte, non consente di governare i rischi connessi ai nuovi necessari investimenti a causa dell'incertezza sui prezzi del greggio di medio e lungo termine;
- dall'altra, consente invece alla componente finanziaria del mercato di estrarre una quota significativa del valore dei prodotti scambiati attraverso una forte volatilità dei prezzi.

Nell'attuale assetto, il mercato del petrolio presenta chiare inefficienze che impediscono il conseguimento di un equilibrio in grado di massimizzare l'utilità dei propri partecipanti. Sotto il profilo degli investimenti, due cause principali limitano le possibilità di investimento nel settore degli idrocarburi:

- lo squilibrio dei rapporti tra compagnie petrolifere occidentali private e stati sovrani che detengono le principali riserve; tale squilibrio aumenta i rischi degli investimenti, frequentemente soggetti a "ricontrattazioni";
- l'assenza a livello mondiale di coperture e garanzie a favore dell'investitore di estensione temporale coerente rispetto al ciclo degli investimenti.

Per l'effetto congiunto di questi fattori, il settore si configura come "rischioso", rendendo l'attività di investimento giustificata solo a fronte di elevati tassi di rendimento; in questo modo amplificando gli effetti, in termini di quotazioni del petrolio, delle diverse fasi del ciclo degli investimenti.

Una strategia finalizzata a promuovere gli investimenti e a stabilizzare i prezzi deve necessariamente tenere conto di questi aspetti e affrontare i due principali ostacoli sopra individuati. Rispetto alle proposte finora avanzate, una soluzione alternativa, centrata sul recupero di una funzione strategica degli Stati consumatori, avrebbe l'indubbio vantaggio di non richiedere complesse trattative con gli Stati produttori, né una condivisione del progetto in ogni aspetto di dettaglio. Dovrebbe inoltre essere mirata a compensare lo squilibrio esistente negli attuali rapporti tra compagnie occidentali private e stati sovrani produttori, senza sacrificare il mercato.

A tale ultimo riguardo, è il caso di evidenziare come il ritorno agli assetti istituzionali che pure hanno garantito la stabilità dei mercati petroliferi negli anni '50 e '60 non appare riproponibile nell'attuale contesto di mercato. A partire dagli anni '70, il profilo dei rapporti di forza è mutato notevolmente da quando i Paesi produttori hanno assunto il pieno controllo dello sfruttamento delle loro risorse minerarie. Al contempo, nei paesi importatori si è consolidato un processo di liberalizzazione che ha condotto ad una gestione di carattere privatistico delle imprese, anche di quelle in cui il controllo formale è rimasto in mani pubbliche. Tale scelta, in sé, si è rivelata corretta: la forza delle compagnie petrolifere occidentali di generare ricchezza, la loro leadership tecnologica, industriale, commerciale nello sviluppo degli idrocarburi non si sono attenuate nel tempo, a dimostrazione del fatto che regimi concorrenziali, come l'attuale, possono soddisfare obiettivi di crescita e di generazione di valore meglio di quanto poté il passato assetto quasi monopolistico. Per le suddette ragioni, non si ritiene conveniente intraprendere una strategia analoga alla Cina, fondata su presupposti e condizioni differenti.

Alla luce di queste considerazioni, è maturata la proposta di creazione di un nuovo mercato di lungo termine in grado di offrire riferimenti e garanzie per i nuovi investimenti che dovrebbe essere sostenuto attivamente da un gruppo di Stati consumatori. A tale riguardo, risulta evidente che nessun paese può incidere da solo sul mercato petrolifero ma un'area coesa di Stati, con interessi omogenei al proprio interno e una massa critica rilevante in termini di consumi petroliferi, potrebbe esercitare tale strategia in maniera sicuramente più efficace. L'Unione Europea presenta tali caratteristiche e potrebbe farsi promotrice di un mercato regolamentato capace di offrire coperture coerenti rispetto al ciclo degli investimenti.

Un'iniziativa dell'Unione Europea volta a superare gli squilibri associati all'attuale configurazione dei mercati del petrolio potrebbe concretizzarsi nella realizzazione di una piattaforma regolamentata per la negoziazione di prodotti standardizzati di lungo o lunghissimo termine, aventi ad oggetto il diritto alla consegna fisica di lotti di greggio in Europa, garantiti da affidabile controparte centrale.

In sostanza, si tratta di realizzare un nuovo mercato regolamentato, avente sede entro i confini dell'Unione e gestito da un'apposita Istituzione, delegata da parte della stessa Unione Europea a svolgere le funzioni di controparte centrale e a fornire tutte le necessarie garanzie, al fine di consentire l'incontro tra domanda e offerta per prodotti di lungo termine.

Un tale mercato si configurerebbe anche per altre due specifiche caratteristiche:

- **a fronte dell'impegno degli operatori lato offerta a consegnare a diverse date future (per esempio, dal 2025 in avanti) i lotti di petrolio concordati, ai prezzi fissati dall'incontro tra domanda e offerta su tale piattaforma, le risorse finanziarie concesse dal soggetto acquirente del contratto assumerebbero la forma di un anticipo per disporre del diritto ad acquistare il petrolio alla scadenza del contratto ad un prezzo predefinito;**
- **in aggiunta, la controparte centrale, per rendere maggiormente attraente il prodotto potrebbe assumersi alcuni rischi di insolvenza degli operatori. In particolare:**
 - **lato offerta potrebbe assicurare un prezzo minimo (ad esempio 30 €/b) qualora i prezzi spot del petrolio alla scadenza risultassero inferiori;**
 - **lato domanda potrebbe assumersi in tutto o in parte i rischi di insolvenza dell'offerta.**

A titolo di esempio, se il prodotto scambiato fosse il diritto a comprare il petrolio, nel 2025, al prezzo di 30 €/b (in termini reali), tale prodotto (simile a un *call warrant*) verrebbe scambiato oggi intorno ai 10 €/b (valori rappresentativi della differenza del prezzo di esercizio con gli attuali prezzi spot, tenendo conto dello sconto per l'anticipazione quindicennale dell'esborso rispetto alla consegna). Tale prezzo pagato dalla domanda contribuirebbe al reperimento delle risorse finanziarie per la realizzazione degli investimenti. Alla scadenza, nel caso il prezzo fosse inferiore ai 30 €/b, la controparte centrale assicurerebbe in ogni caso all'offerta tale livello di prezzo, facendosi carico della differenza con il mercato: tale garanzia favorirebbe la finanziabilità degli investimenti. Nel caso fosse l'offerta a essere insolvente, la controparte centrale si farebbe carico degli oneri per l'acquisto sul mercato del prodotto per garantire la consegna. Questa garanzia è ovviamente la più onerosa (la prima, in fondo, si concretizzerebbe solo in una situazione estremamente favorevole per i paesi consumatori) e, quindi, per ridurre i rischi, l'accesso al mercato lato offerta dovrebbe essere limitato a operatori che possono dimostrare la disponibilità del prodotto alla data di scadenza sulla base di piani di investimento credibili o di giacimenti esistenti. Rimarrebbe naturalmente il rischio "politico" dell'insolvenza, ma questo è proprio quello che una controparte pubblica, rappresentativa di un insieme di paesi consumatori, potrebbe contrastare meglio di una società privata, avendo a disposizione diversi strumenti "politici" per dissuadere il produttore da inadempimenti contrattuali non imputabili a mere cause tecniche. Da evidenziare è il fatto che un titolo di questo genere non necessiterebbe di nessuna garanzia lato domanda e di garanzie solo di tipo assicurativo o "ipotecario" lato offerta, superando in tal modo uno degli ostacoli principali dei prodotti di lungo termine.

Lo sviluppo di tale nuovo mercato consentirebbe dunque da un lato la raccolta delle risorse necessarie per sostenere l'attività di investimento in nuova produzione di petrolio e dall'altro invierebbe ai mercati segnali di prezzo di lungo termine, contribuendo quindi ad una maggiore stabilità delle quotazioni del greggio.

Allo scopo di promuovere il conseguimento degli obiettivi prefissati, in termini di contributo ad una minore ciclicità degli investimenti, l'intervento proposto dovrebbe favorire lo sviluppo di un livello di capacità produttiva in grado di disinnescare le tensioni tra domanda e offerta di greggio che, in ultima istanza, si traducono in una forte volatilità dei prezzi petroliferi. A tale riguardo, in linea con altre valutazioni esistenti, si ritiene che **una quantità idonea dovrebbe riguardare investimenti per una capacità produttiva almeno compresa tra 2 e 4 milioni di barili/giorno.**

Con riferimento alla consegna fisica del greggio, un coinvolgimento diretto e preminente dell'Unione Europea lato acquisto delle forniture di lungo periodo potrebbe rendere opportuno, anche sotto il profilo della sicurezza degli approvvigionamenti, stabilire uno o più punti di consegna fisica dei quantitativi di greggio associati ai titoli petroliferi entro i confini del continente europeo, selezionati dai paesi europei aderenti all'iniziativa sulla base delle caratteristiche del sistema di raffinazione e delle infrastrutture petrolifere esistenti. A questo riguardo, l'analisi svolta evidenzia come l'Italia potrebbe essere un valido candidato per la scelta di uno dei luoghi fisici di consegna delle forniture di greggio associate alla realizzazione di un nuovo mercato europeo del petrolio. La cessione presso tale punto di consegna potrebbe seguire le esistenti strutture di *pricing*, basate su formule nelle quali il prezzo di ciascun greggio contrattualizzato è definito come differenziale rispetto ad un *benchmark* di riferimento.

INDICE DEGLI ARGOMENTI

1.0	Introduzione	12
1.1	Le dinamiche degli ultimi anni sul mercato petrolifero mondiale	13
2.0	Caratteristiche principali dei mercati petroliferi esistenti	24
2.1	I mercati fisici del petrolio, tendenze e criticità	25
2.2	Nascita e sviluppo dei mercati <i>futures</i>	28
3.0	Scenario di medio-lungo termine per il settore petrolifero	36
3.1	Scenari di evoluzione della domanda	36
3.1.1	La crisi economica e finanziaria rischia di accentuare una differenziazione dei percorsi di sviluppo tra paesi	36
3.1.2	Il petrolio continuerà ad essere una fonte importante del mix energetico nello scenario di riferimento a medio e lungo termine	37
3.1.3	La domanda di petrolio nei prossimi 20 anni sarà trainata dalle economie emergenti mentre si riduce il peso dell'Europa	38
3.1.4	La crescita dei consumi mondiali di petrolio riguarderà principalmente il settore dei trasporti	39
3.1.5	Politiche ambientali ambiziose e trasformazioni tecnologiche potrebbero ridurre la dipendenza dal petrolio nel medio periodo, senza tuttavia pregiudicare l'importanza nel mix energetico	40
3.2	Scenari di evoluzione dell'offerta	42
3.2.1	Le riserve stimate di greggio risultano ancora considerevoli e non fanno precludere ad una scarsità di risorse nel medio periodo	43
3.2.2	Nel lungo periodo, la disponibilità di risorse incrementalmente di greggio richiederà tuttavia il sostegno di costi complessivi di produzione più elevati	44
3.2.3	L'evoluzione al 2030 del mix di greggi chiamati a soddisfare i fabbisogni di consumo conferma un aumento dei costi di estrazioni delle risorse marginali	45
3.3	Considerazioni conclusive sugli scenari	49
4.0	Le proposte per la riduzione della volatilità dei prezzi nei mercati petroliferi	51
4.1	Le iniziative e le proposte per migliorare il funzionamento dei mercati fisici	51
4.1.1	Rafforzamento del dialogo tra produttori e consumatori di petrolio	51
4.1.2	Promozione della trasparenza e miglioramento dell'informazione sul mercato del petrolio e i suoi prodotti	52
4.1.3	Definizione di una banda di oscillazione condivisa per il prezzo del petrolio di medio e lungo termine	53
4.1.4	Le iniziative in ambito europeo volte a promuovere una maggiore efficienza dei mercati petroliferi	55
4.2	Le proposte per una maggiore regolamentazione dei mercati finanziari	56
4.2.1	Summit G8 e G20	56
4.2.2	Iniziative negli Stati Uniti	58
4.2.3	Iniziative in Europa	59
4.3	Commenti sulle varie proposte	62
5.0	Proposta per la creazione di un nuovo strumento contrattuale di lungo termine nel mercato del petrolio	64
5.1	Necessità di definire un nuovo equilibrio tra Stato e mercato nell'industria petrolifera	64
5.2	Presupposti per un nuovo mercato europeo del petrolio	65
5.3	Piattaforma regolamentata europea e controparte pubblica	68
5.4	Caratteristiche dei contratti petroliferi di lungo termine	70
5.5	Dimensione dell'intervento	71
5.6	Luogo di consegna fisica del greggio per i nuovi contratti	72
5.7	Greggio di riferimento	74
5.8	Valuta delle transazioni	76
	Bibliografia	78

INDICE DEI BOX

Box 1: Cronologia della crisi: dalla crisi dei mutui sub-prime negli Stati Uniti nell'estate 2007 alla recessione economica del 2008-2009 e alla lenta ripresa (pag. 15)

Box 2: Struttura dei mercati regolamentati, gestione centralizzata del clearing e sistema di garanzie (pag. 32)

Box 3: La politica per la Cina per l'approvvigionamento delle risorse petrolifere (pag. 41)

Box 4: Riserve potenziali e greggi non convenzionali (pag. 44)

Box 5: Dinamica e distribuzione geografica della produzione di greggi al 2030 (pag. 48)

1. Introduzione

Negli ultimi anni il mercato petrolifero internazionale è stato caratterizzato da un'estrema liquidità e da forte volatilità dei prezzi, anche per effetto di un pronunciato fenomeno di "finanziarizzazione" che ha riguardato in generale tutte le *commodity*.

In particolare, per il petrolio, i prezzi sono quasi raddoppiati dal luglio 2007 (77 \$/barile) al luglio 2008 (133 \$/barile) per poi riportarsi, nel volgere di pochi mesi, sui livelli del 2004 (intorno ai 40 \$/barile).

I volumi di scambio del *future* a un mese sul Brent, quotato sul mercato ICE, sono cresciuti del 20% all'anno a partire dal 2000, mentre la volatilità mensile dei rendimenti è quasi raddoppiata nel 2008 rispetto ai cinque anni precedenti. All'incremento di liquidità ha contribuito l'interesse crescente degli investitori finanziari verso il petrolio, ritenuto un *asset* caratterizzato da elevati rendimenti e in grado di generare diversificazione nei portafogli. A partire dalla fine del 2008 anche tale mercato è stato investito dalla crisi più generale che ha riguardato la finanza internazionale, con effetti che si sono sommati a quelli derivanti dal crollo della domanda indotto dalla crisi economica in atto.

L'elevata volatilità dei prezzi petroliferi ha determinato, in particolare, pesanti ripercussioni negative sulle scelte di investimento del settore petrolifero e ha dato avvio ad un intenso dibattito, sia nei paesi consumatori sia nei paesi produttori, sulle cause di tale fenomeno e sulle conseguenze economiche, politiche e sociali di movimenti di prezzo così accentuati. Sono emerse crescenti preoccupazioni circa le conseguenze che un'elevata volatilità del prezzo del petrolio può avere sulle economie dei paesi produttori e consumatori, sulla crescita economica mondiale e sugli investimenti in fonti energetiche alternative, oltre che nel settore petrolifero.

Data la rilevanza strategica del tema, sono state assunte diverse iniziative pubbliche e sono state avanzate varie proposte di intervento, sia a livello nazionale sia internazionale, finalizzate a individuare possibili soluzioni per evitare in futuro nuove forti oscillazioni di prezzo sul mercato del greggio, simili a quelle recentemente registrate. Non sono mancate anche prese di posizione ufficiali, quali quelle assunte dal G20 a Pittsburgh e da alcuni governi, quali quello statunitense, inglese e francese.

Con lettera inviata l'1 giugno 2009, il Sottosegretario al Ministero per lo sviluppo economico italiano on. Stefano Saglia ha invitato l'Autorità per l'energia elettrica e il gas a valutare l'opportunità di approfondire idee e proposte riguardanti lo sviluppo di nuovi mercati del petrolio, avviando in particolare uno studio preliminare circa la fattibilità di uno strumento contrattuale di lungo termine per lo scambio di prodotti petroliferi e più in generale, nuovi mercati internazionali del petrolio. Riconoscendo il ruolo delle dinamiche del mercato petrolifero sull'economia, il rischio del riemergere di forti volatilità nel momento in cui la domanda di petrolio dovesse riprendere la sua crescita e la dimensione sovranazionale della questione, il Sottosegretario ha enfatizzato la necessità di lavorare ad iniziative aventi forte carattere internazionale.

L'Autorità, condividendo l'opportunità di tali approfondimenti, ha pertanto costituito un gruppo di lavoro a cui hanno preso parte rappresentanti di primari istituti di ricerca nazionali, già presenti nel "Gruppo di consenso" che l'Autorità ha istituito per valutare gli scenari e gli andamenti internazionali del petrolio, dell'Autorità e del Ministero dello sviluppo economico.

Il gruppo di lavoro, sulla base del mandato ricevuto, si è posto l'obiettivo di fornire valutazioni propedeutiche all'elaborazione di una proposta riguardante l'introduzione di nuovi mercati di lungo termine per il petrolio analizzando nello specifico:

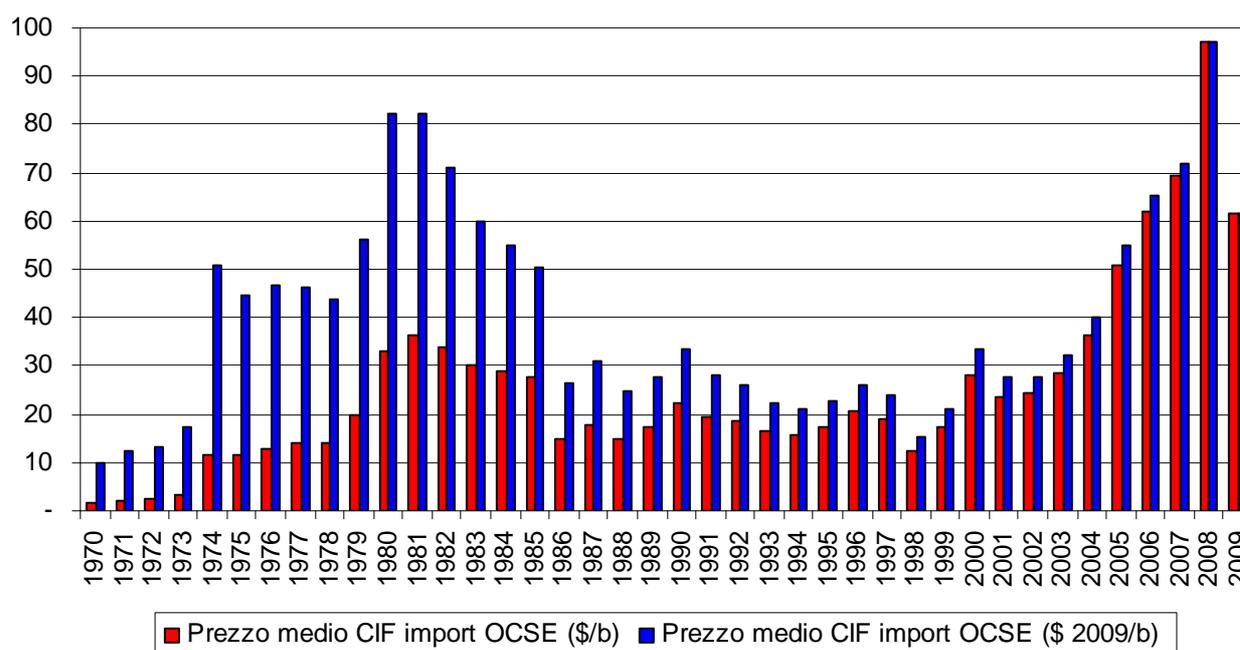
- le dinamiche degli ultimi anni sul mercato petrolifero mondiale e gli scenari di evoluzione attesi;
- le caratteristiche principali dei mercati petroliferi esistenti, sui quali innestare la nuova proposta di mercati a lungo termine;
- le proposte alternative già formulate, per un confronto rispetto alla nuova proposta avanzata;
- i termini per la creazione di nuovi mercati a lungo termine.

Inoltre, l'Autorità si è avvalsa anche di alcune riflessioni già avviate in precedenza al suo interno e discusse in diverse occasioni, degli esiti di studi parallelamente svolti in materia, quali ad esempio il *Rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrol* commissionato dal Ministero francese dell'economia, dell'industria e dell'occupazione al Prof. Jean-Marie Chevalier, e di colloqui informali con alcuni esperti del settore petrolifero. A tal riguardo, un ringraziamento particolare per il prezioso contributo viene rivolto ai dottori Franco Cavallini e Thierry Groell (Bank of America - Merrill Lynch), all'ing. Giuseppe Citterio (Saras), al dottor Enrico de Stefano (Galaxy, Montecarlo), al dottor Fabio di Benedetto (ERG) e al dottor Carlo Macchiaroli (Banca IMI).

1.1 Le dinamiche degli ultimi anni sul mercato petrolifero mondiale

Nel periodo 2002-2008 l'andamento del prezzo del petrolio si è inserito in un contesto di forti tensioni sui mercati delle *commodities* e di crescita sostenuta dei valori degli *asset*, con particolare riferimento al settore immobiliare. L'innovazione finanziaria e gli squilibri macroeconomici hanno amplificato queste dinamiche.

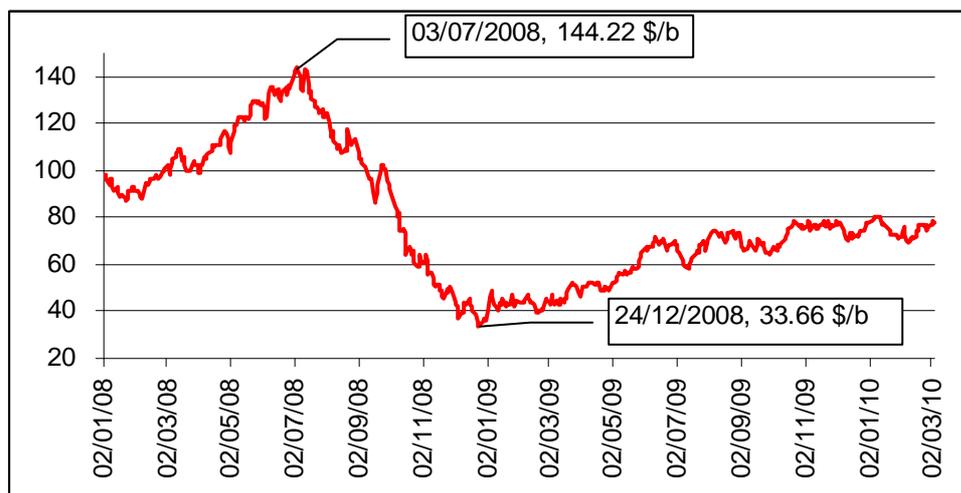
Fig. 1 Prezzo medio annuale del petrolio, nominale e reale (\$/b)



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Unione Petrolifera

Dopo aver raggiunto la massima quotazione storica il 3 luglio 2008 (144,22 dollari al barile), il prezzo del Brent è crollato a 35 dollari in pochi mesi. Una caduta di questa entità, che non ha riscontri nell'esperienza storica, trova una parziale spiegazione nella concomitante crisi che ha investito i mercati finanziari e si è quindi trasferita, con forte intensità, sulle economie reali dei paesi occidentali.

Fig. 2 Prezzo giornaliero del petrolio, Brent dated (\$/b)



Fonte: Platts

L'interpretazione del legame tra la dinamica del prezzo del petrolio e la congiuntura macroeconomica non è tuttavia unanime.

- La tesi sostenuta, ad esempio, dallo statistico J.D. Hamilton¹ enfatizza gli effetti della forte crescita del prezzo del petrolio, nel biennio 2007-2008, sul settore automobilistico e quindi sul rinvio delle decisioni di investimento e di spesa da parte dei soggetti economici a causa del peggioramento delle aspettative. La stessa caduta dei prezzi delle abitazioni (iniziata nel 2006 prima del forte aumento del prezzo del petrolio) viene in parte ricondotta alle perdite di reddito e occupazione e al deterioramento del clima di fiducia dei consumatori, soprattutto nelle aree periferiche più distanti da importanti centri urbani. In generale, secondo Hamilton, anche se in questo caso, diversamente dal passato, lo shock è stato provocato dalla sostenuta crescita della domanda anziché da una riduzione improvvisa dell'offerta, le conseguenze per l'economia reale sono state simili a quelle indotte dagli *shocks* petroliferi del passato. Se non ci fosse stato uno *shock* petrolifero, pertanto, l'economia americana avrebbe sperimentato, nel periodo compreso tra il quarto trimestre 2007 e il terzo trimestre 2008, un semplice rallentamento anziché una recessione in senso tecnico. Resta aperta la questione se avrebbe potuto evitare la crisi immobiliare e la drammatica crisi finanziaria che su di essa si è innescata: su questi esiti Hamilton non si pronuncia. Una interpretazione analoga è stata fornita dal presidente di CERA, Daniel Yergin², secondo cui le tensioni sui mercati petroliferi avrebbero avuto un impatto negativo sull'economia mondiale, come testimonia la crisi dell'auto di Detroit, innescata dai forti aumenti di prezzo della benzina tra il 2007 e il 2008, prima ancora che dalla stretta creditizia.

1 Hamilton, J.D. (2009), "Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-2008", NBER WP.

2 ENI (2009), *Blueprint for Oil Price Stabilization*, Oil ottobre 2009, N.7.

- Un'altra tesi, di segno opposto, è quella sostenuta da P. Segal³ che considera il prezzo del petrolio come una delle tante variabili macroeconomiche che possono influenzare il ciclo economico, senza tuttavia svolgere un ruolo determinante. L'impatto della crescita del prezzo del petrolio è, in quest'ottica, simile a quello determinato da un'imposta indiretta e comporta un trasferimento di reddito dai paesi importatori ai paesi esportatori. Il risultato finale, sull'economia reale, dipende quindi dalla misura e dalle modalità con cui questo reddito sarà speso. Una delle caratteristiche del recente *shock* petrolifero è l'assenza di forti tensioni inflazionistiche. Le politiche monetarie anti-inflazionistiche adottate delle banche centrali di molti paesi industrializzati, l'esistenza di un ampio serbatoio di manodopera a basso costo creato dall'integrazione di paesi come Cina e India nell'economia mondiale e, infine, la minore intensità petrolifera del PIL hanno reso l'economia reale molto meno sensibile alle fluttuazioni del prezzo del petrolio rispetto al passato. Secondo questa tesi, quindi, le cause della recessione, che ha colpito le economie più avanzate nel biennio 2008-2009, vanno ricercate altrove. Le principali istituzioni internazionali e nazionali (Fondo Monetario Internazionale, Banche Centrali, ecc.) hanno fornito una chiave di lettura in tal senso (si veda box sulla Cronologia della crisi). Interessante è anche il lavoro di Francesco Lippi e Andrea Nobili, pubblicato nella collana *Temi di discussione*⁴ della Banca d'Italia, sulle interazioni tra il mercato del greggio e l'economia americana; in particolare, in questo lavoro, si mette in evidenza la necessità di analizzare accuratamente i diversi fattori che in passato hanno determinato le variazioni del prezzo del petrolio per poterne correttamente valutare l'impatto sull'attività economica. L'effetto di un rincaro dovuto a uno *shock* negativo di offerta sembrerebbe molto diverso dall'effetto di un rincaro dovuto a uno *shock* di domanda del petrolio stesso. In questo secondo caso l'aumento dei prezzi del petrolio, attraverso la crescita del commercio internazionale, della domanda di beni di investimento e di consumo, stimolerebbe verosimilmente la produzione industriale.

Box 1: Cronologia della crisi: dalla crisi dei mutui sub-prime negli Stati Uniti nell'estate 2007 alla recessione economica del 2008-2009 e alla lenta ripresa

La crisi economica più profonda e prolungata del dopoguerra trova origine negli squilibri dell'economia statunitense, che potremmo elencare in questo modo: elevata propensione al consumo; eccessivo ricorso alla leva finanziaria; funzionamento non efficiente del mercato dei derivati associato al surriscaldamento del mercato immobiliare; formazione di disavanzi pubblici e di parte corrente non sostenibili.

I primi scricchiolii sono stati avvertiti con la crisi dei mutui *subprime*⁵, nel 2007: mentre il mercato delle costruzioni evidenziava i primi segnali di rallentamento e i prezzi delle abitazioni iniziavano a confermare i timori di un cedimento, le spinte inflazionistiche provenienti dai mercati delle materie prime alimentari ed energetiche rendevano necessaria una politica monetaria più restrittiva da parte della Federal Reserve, che a partire dalla recessione del 2001 aveva iniettato ingenti quantitativi di liquidità nel sistema. L'aumento dei tassi di interesse ha tuttavia generato diffusi fenomeni di insolvenza, sottoponendo a stress gli attivi degli istituti finanziari più esposti sul mercato dei derivati e sul mercato immobiliare. La crisi ha quindi evidenziato la vulnerabilità di quel modello di innovazione finanziaria, fondato sulla creazione di pacchetti (cartolarizzazioni) di titoli per natura illiquidi e rischiosi, un modello che ha reso più opaca la valutazione del rischio di credito e progressivamente ridotto l'efficienza dei mercati finanziari.

3 Segal, P. (2007), "Why Do Oil Shocks No Longer Shocks?", OIES WPM.

4 Lippi, F. e Nobili, A. (2009), "Oil and the Macroeconomy: a quantitative structural analysis".

5 Si tratta di prestiti erogati ad una clientela con una storia pregressa di insolvenza.

La crisi dei mutui *subprime* si è inserita per alcuni mesi in un contesto di disaccoppiamento tra aree avanzate e paesi emergenti: mentre negli Stati Uniti e in Europa erano già evidenti i segnali di rallentamento congiunturale della domanda e si allargavano gli *spread* tra tassi di interesse di mercato e tassi di policy (una *proxy* del rischio di credito), con una politica monetaria stretta tra obiettivi antinflazionistici e l'esigenza di fornire liquidità ad un sistema a rischio di stretta creditizia, le economie emergenti mostravano una buona tenuta dei ritmi di crescita, grazie al contributo degli investimenti in infrastrutture e nonostante i timori di fiammate dal lato dei prezzi interni. Questi fenomeni avevano alimentato una fiducia diffusa sulla capacità dei paesi emergenti di trainare la crescita mondiale anche in presenza di rischi recessivi nelle aree industrializzate; un consenso che si sarebbe rivelato errato, in considerazione dell'elevata esposizione all'esportazione dei paesi asiatici.

Infatti, nello spazio di pochi mesi la crisi internazionale si è rivelata più intensa e diffusa, travolgendo pezzi consistenti del sistema finanziario: istituti di credito immobiliare (Fannie Mae, Freddie Mac), banche di investimento (Bear Stearns, Lehman Brothers), banche commerciali. Sull'economia mondiale si è affacciato lo spettro del *credit crunch*, con un'interruzione del canale del credito legata alla forte crescita dell'avversione al rischio, testimoniata dall'impennata degli *spread* sul mercato interbancario. Anche l'Unione Monetaria Europea si è rivelata fortemente esposta alle turbolenze: sia in ragione del contagio della crisi statunitense, sia alla luce degli aggiustamenti dei mercati immobiliari in alcuni paesi membri.

Al fine di evitare il collasso del sistema finanziario globale, le Banche Centrali reagivano prontamente e mettevano in atto misure di politica monetaria espansiva inedite per dimensione e varietà: ricorrendo sia al tradizionale strumento dei tassi di *policy*, sia a modalità di intervento diretto sul mercato delle attività finanziarie (obbligazioni e strumenti legati al mercato immobiliare), con l'obiettivo di contenimento dei rendimenti a lungo termine. Un complesso di misure ricondotte alla categoria del *quantitative easing*⁶. Nel quarto trimestre del 2008 le economie avanzate viravano più decisamente verso uno scenario di profonda recessione; la contrazione del settore immobiliare e dell'industria manifatturiera non era più bilanciata dal settore dei servizi; le esigenze di ricapitalizzazione delle banche e di ricostituzione degli *stock* di ricchezza delle famiglie hanno imposto un incremento della propensione al risparmio, che si è associata al drastico calo degli investimenti privati; sui consumi iniziavano inoltre a premere gli aggiustamenti in atto sul mercato del lavoro, con maggiore intensità negli Stati Uniti, e l'erosione della ricchezza finanziaria legata al calo degli indici azionari e alla perdita di valore degli immobili.

A ciò si sono associati elementi di tensione anche nei mercati emergenti, in particolare nei paesi caratterizzati da squilibri interni ed esterni e penalizzati dalla restrizione dei flussi internazionali di capitali indotta dall'avversione al rischio. La recessione nelle aree avanzate ha colpito in via indiretta anche la Cina in ragione dell'elevata propensione all'*export*, imponendo una drastica inversione di tono della politica monetaria e fiscale, e gli altri grandi paesi esportatori di materie prime: a luglio 2008 le quotazioni delle *commodity* hanno iniziato un percorso di caduta verticale con un impatto negativo sui bilanci pubblici dei paesi già provati dall'elevata esposizione alla crisi finanziaria occidentale (come nel caso della Russia).

La recessione più grave del dopoguerra si è conclusa nel secondo semestre del 2009; segnali di ripresa hanno cominciato a diffondersi alle principali economie avanzate ed emergenti, beneficiando della riattivazione dei flussi di commercio internazionale, degli stimoli impressi dalle politiche economiche e, in alcuni paesi, dell'inversione del ciclo delle scorte. A consuntivo 2009, la crisi globale ha dato luogo ad una contrazione del Pil mondiale pari allo 0,4% (valutato in Parità di Potere d'Acquisto) e della produzione industriale mondiale prossima al 7%, entrambi determinati in larga parte dalla brusca caduta dell'attività intervenuta tra la fine del 2008 e l'inizio del 2009. La velocità e l'intensità della ripresa, al tempo stesso, si presentano differenziate tra i paesi e le aree mondiali. Nelle aree emergenti, soprattutto con riferimento ai "BRIC" (Brasile, Russia, India, Cina), il terzo e il quarto trimestre hanno confermato un profilo di recupero molto sostenuto, con un'accelerazione della crescita tendenziale in Cina e India e una riduzione del ritmo di contrazione in Brasile e Russia. Il ritorno dell'economia

6 Si tratta del processo di "creare moneta" da parte delle banche centrali al fine di acquistare, per esempio, titoli di stato in mano ai privati. Si tratta di una strategia che viene messa in campo quando i tassi d'interesse sono vicini allo zero e l'istituto centrale ha pochi margini di manovra sul costo del denaro. Attraverso il *quantitative easing* viene allargata la massa monetaria presente in un sistema.

cinese a ritmi di espansione elevati ha trovato evidenza in una forte accelerazione delle importazioni e in un conseguente contributo crescente al commercio mondiale, in modo particolare all'evoluzione degli scambi all'interno dell'area asiatica.

Si tratta quindi di un ritorno alla normalità, una normalità tuttavia molto diversa dal passato: i livelli delle variabili macroeconomiche sono ancora molto lontani da quelli del 2007-2008, la ripresa dei volumi degli scambi nei mercati interbancari è ancora debole e i sistemi bancari nel loro complesso dipendono dalle banche centrali per il loro finanziamento. Nei paesi industrializzati la ripresa procede a ritmi moderati e sembra poggiare su basi meno solide. La domanda si sta riprendendo molto lentamente; fino ad ora si riscontra (specialmente negli Stati Uniti) solo un fisiologico processo di ricostituzione delle scorte e un recupero delle componenti più direttamente stimulate dalle misure di stimolo alla spesa adottate dai governi. Sussiste, pertanto, il rischio di un profilo di ripresa discontinuo, con un nuovo rallentamento nei prossimi trimestri, indotto dal progressivo esaurirsi di questi fattori di sostegno temporanei nel corso del 2010. La crisi di fiducia sul debito sovrano che ha investito in particolare l'area dell'euro non ha contribuito a dissipare il clima di incertezza.

Il dibattito sulle interrelazioni tra prezzo del petrolio e ciclo economico si riflette anche sulle diverse interpretazioni che sono state avanzate per spiegare l'aumento della volatilità del prezzo del petrolio durante la recente crisi economica internazionale.

Le divergenze principali riguardano il ruolo giocato dai fondamentali piuttosto che dalla speculazione finanziaria. Questo dibattito è molto importante, perché da esso scaturisce il giudizio circa l'efficacia delle diverse proposte, che sono state recentemente avanzate al fine di contenere la volatilità del prezzo del petrolio ed evitare che simili episodi si ripetano nel futuro.

Importanti istituzioni, come il *Fondo Monetario Internazionale*⁷, la *Commissione europea*⁸, il *Tesoro Britannico*⁹ o la *Commodity Future Trading Commission*¹⁰ degli Stati Uniti hanno spiegato il forte aumento del prezzo del petrolio nella prima metà del 2008 sulla base dei fondamentali del mercato petrolifero, stante l'assenza di evidenze empiriche a dimostrazione di effetti significativi sui prezzi dovuti alla speculazione finanziaria.

Secondo un'altra tesi¹¹, i fondamentali non sarebbero, tuttavia, sufficienti a spiegare la volatilità del prezzo del petrolio nel biennio 2008-2009, che risulterebbe invece influenzata in larga misura dagli investimenti di tipo speculativo nei mercati finanziari dei prodotti derivati non regolamentati o "poco e male regolamentati".

Se, da una parte, tutte le analisi statistiche finora condotte non hanno evidenziato un rapporto di causalità tra l'aumento dei volumi delle transazioni sui mercati dei *future* petroliferi e la volatilità del prezzo spot, dall'altra, i dati utilizzati per queste analisi si basano sulle classificazioni dei soggetti della CFTC con riferimento ai mercati regolamentati; quest'ultime non tengono conto delle finalità per cui le singole transazioni sono effettuate (copertura, arbitraggio, speculazione) ed escludono, per definizione, le transazioni sui mercati OTC.

Dal settembre 2008, la Commodity Futures Trading Commission (CFTC) pubblica una nuova versione del *Commitment of traders* sulle posizioni aperte sui mercati a termine. E' stata

7 IMF World Economic Outlook (October 2008).

8 First Interim Report on Oil Price Developments and Measures to Mitigate the Impact of Increased Oil Prices (September 2008).

9 UK Treasury (2008), *The rise and fall in oil prices: analysis of fundamental and financial drivers*.

10 The Inter-Agency Task Force on Commodity Markets (July 2008) coordinated by the US CFTC.

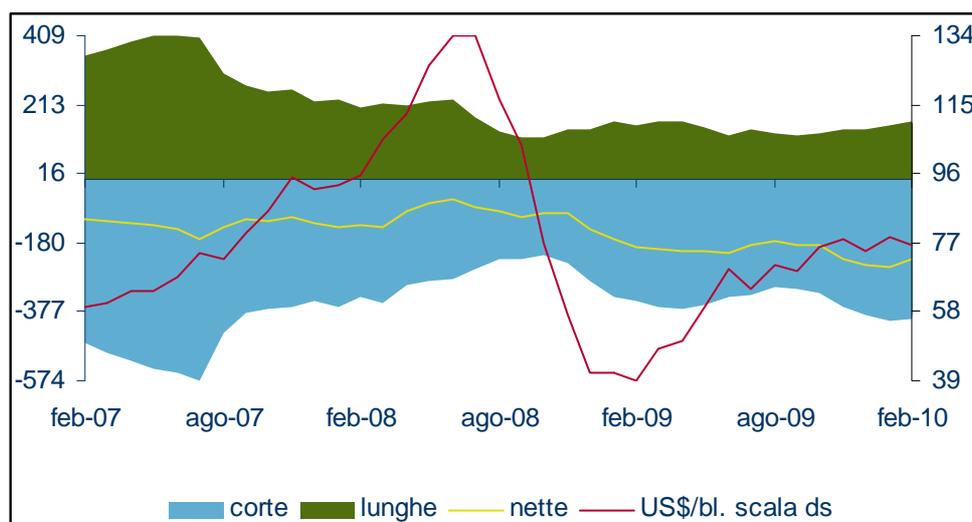
11 Per esempio: Testimony of Michael Greenberger (Law School professor) before the CFTC on "Excessive Speculation: Position Limits and Exemptions". L.K. Stevans and D.N. Sessions "Speculation, Future Prices, and the US Real Price of Crude Oil" (2 July 2008).

infatti rivista la classificazione degli operatori, non più distinti semplicemente tra *commercial* e *non commercial* ma ora maggiormente disaggregati (produttori e distributori; *swap dealer*; *money manager*). La nuova classificazione va in direzione di una maggiore trasparenza, in particolare per quanto riguarda l'esplicitazione delle posizioni detenute dagli *swap dealer*, ovvero banche d'investimento che, in qualità di controparte di operazioni di copertura, potevano assumere posizioni illimitate sui mercati *future* venendo equiparate ad operatori commerciali.

La CFTC ha reso inoltre disponibile la storia dal 2006 delle posizioni detenute dalle diverse categorie di operatori. Dai dati (figure dalla 3 alla 6) si possono ricavare alcune considerazioni di carattere generale:

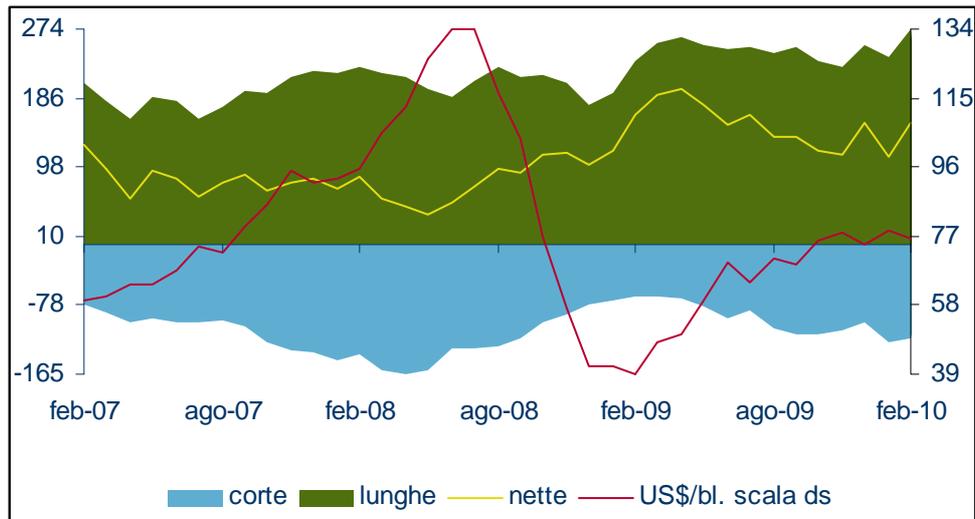
- sul piano quantitativo, le posizioni detenute dagli operatori finanziari (fondi speculativi e *swap dealer*) tendono ad equivalere a quelle detenute da operatori puramente commerciali;
- gli operatori commerciali tendono ad essere *net short*, mentre quelli finanziari sono normalmente *net long*. Questa evidenza tende a confermare la teoria della *normal backwardation*: sui mercati a termine gli operatori finanziari forniscono liquidità ad operatori commerciali che intendono trasferire il rischio di prezzo. In altre parole, l'investimento finanziario risponde alle evoluzioni dei fondamentali di mercato;
- non sembra esistere una correlazione positiva tra evoluzione dei prezzi e posizioni detenute dagli *swap dealer*. Vi sono infatti ampie finestre temporali in cui i prezzi e le posizioni nette degli *swap dealer* si muovono in direzioni opposte. Sebbene anche per i *money manager* vi siano finestre in cui prezzi e posizioni nette hanno andamenti opposti, la correlazione con i prezzi del petrolio appare in questo caso maggiore. Tuttavia, i dati non rifiutano l'ipotesi che siano i movimenti dei prezzi ad anticipare l'assunzione di posizioni da parte degli operatori finanziari; ovvero, ancora una volta, non emerge un'evidenza in base alla quale l'investimento finanziario determini la direzione dei prezzi.

Fig. 3 - Posizioni aperte sul petrolio Nymex – commercial (migliaia di lotti)



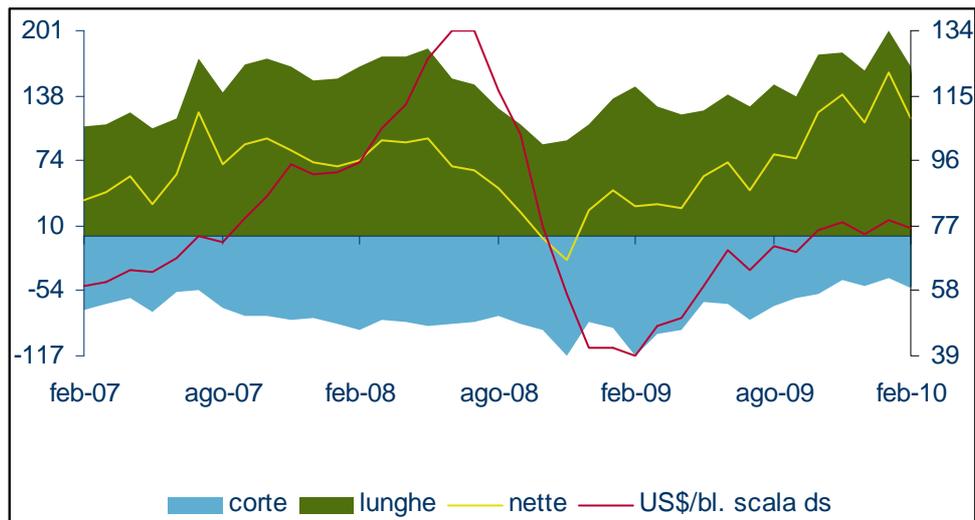
Fonte: Elaborazione Prometeia su dati CFTC

Fig. 4 - Posizioni aperte sul petrolio Nymex – swap dealer (migliaia di lotti)



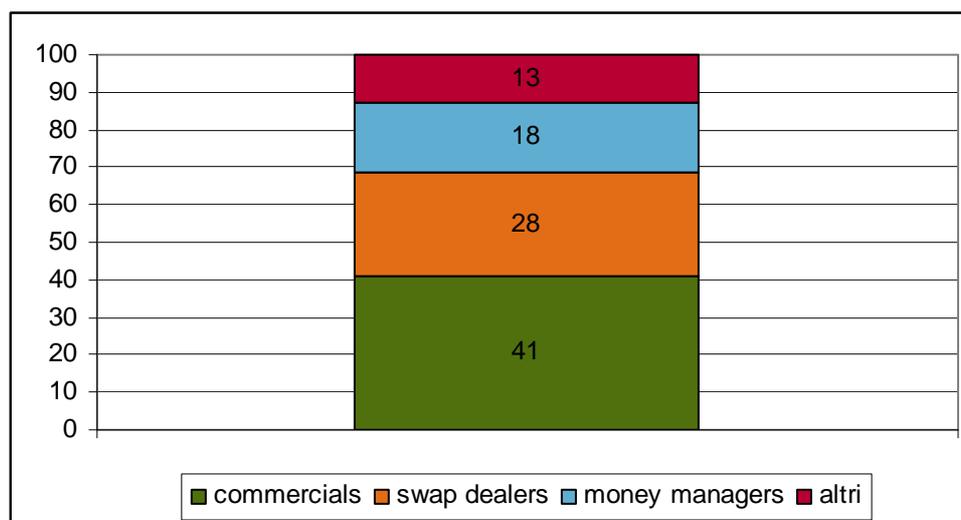
Fonte: Elaborazione Prometeia su dati CFTC

Fig. 5 - Posizioni aperte sul petrolio Nymex – money manager (migliaia di lotti)



Fonte: Elaborazione Prometeia su dati CFTC

Fig. 6 - Posizioni aperte sul petrolio Nymex – peso delle diverse categorie (media 2009, contributi %)



Fonte: Elaborazione Prometeia su dati CFTC

Queste considerazioni non risolvono quindi l’ambiguità sul ruolo della finanza nei mercati petroliferi; il potenziamento del reporting sui mercati *future* non ha condotto ad una più robusta evidenza sul ruolo di traino dei prezzi esercitato dalla finanza. Va peraltro rilevato come le evidenze descritte non escludano l’esistenza di bolle legate a comportamenti speculativi.

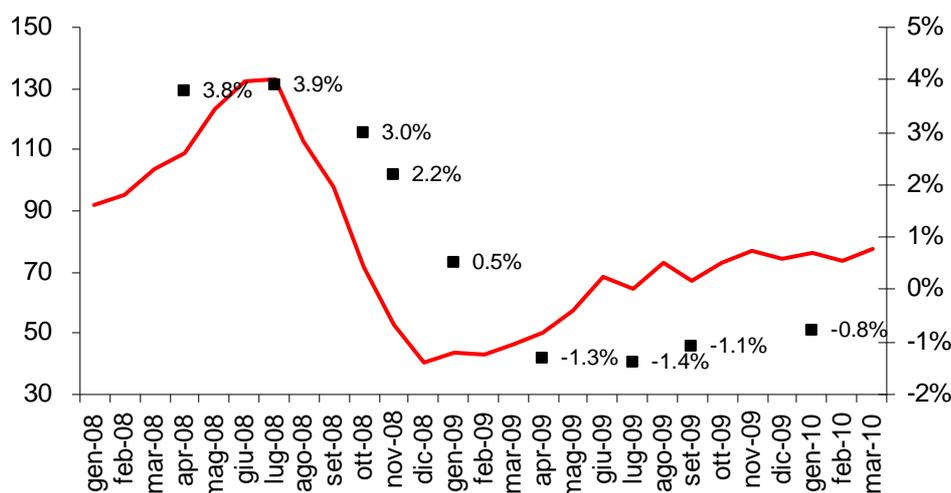
Un’interpretazione originale dello *shock* petrolifero del 2008-2009 è quella fornita dal rapporto *Oil Market Dynamics through the Lens of the 2002-2009 Price Cycle* dell’Oxford Institute for Energy Studies (2009). Secondo questa analisi, che evidenzia la duplice natura di *commodity* reale e *asset* finanziario del petrolio, la forte ascesa dei prezzi nella prima parte del 2008 è ascrivibile, oltre che a fattori reali, alla percezione da parte degli operatori di un indebolimento dei tradizionali meccanismi di retroazione a livello della domanda, dell’offerta e delle politiche energetiche, che scatterebbero in presenza di prezzi del petrolio o troppo alti o troppo bassi. Questo clima di incertezza avrebbe spinto gli operatori a rivedere le aspettative di lungo periodo sull’evoluzione del mercato, a prestare attenzione non solo ai segnali provenienti dai fondamentali ma anche alle aspettative degli altri operatori, contribuendo in tal modo a determinare il cosiddetto “effetto branco”. Come conseguenza, anche la selezione dei dati rilevanti ai fini di una corretta valutazione dei fondamentali del mercato sarebbe stata distorta e si sarebbe concentrata su alcuni elementi, come la debolezza del dollaro e il livello delle scorte, a scapito di altre informazioni sulla congiuntura macroeconomica e sul livello più che adeguato dell’offerta.

La successiva fase di correzione verso il basso sarebbe stata innescata, dapprima, sul lato dell’offerta, dalle dichiarazioni, seguite poi nei fatti, rilasciate dai paesi produttori in occasione della riunione di Jeddah del giugno 2008 (Arabia Saudita *in primis*) di poter aumentare l’offerta e, in un secondo momento, dal repentino deterioramento del quadro macro-economico internazionale dopo il fallimento della banca Lehman Brothers, che ha modificato bruscamente le aspettative sul fronte della domanda. Un secondo canale, che ha contribuito al crollo del prezzo del petrolio, è ravvisabile nella fuga dagli impieghi finanziari più rischiosi.

Nei mesi successivi, la diffusione di notizie progressivamente più positive sulla ripresa dell’economia mondiale, sia con riferimento all’anno 2009 sia con riferimento all’anno 2010

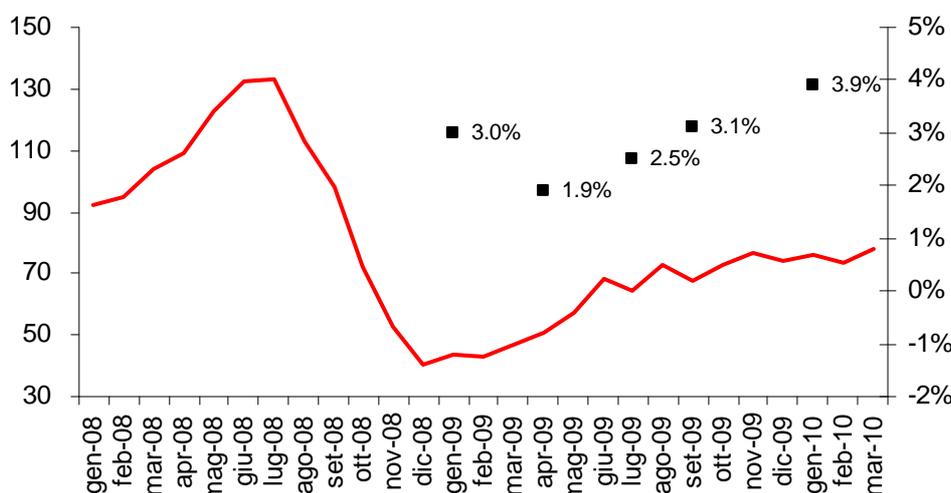
(si vedano le fig. 7 e 8), e le aspettative di recupero della domanda petrolifera, si sono accompagnate ai timori che la crisi finanziaria, il clima di incertezza e un prezzo del petrolio tornato sui livelli del 2004 potessero influire negativamente sul flusso di investimenti del settore.

Fig. 7 - Andamento del prezzo del petrolio (Brent dated) vis-à-vis la pubblicazione delle proiezioni della crescita del PIL mondiale elaborate dal FMI per l'anno 2009



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Platts e IMF

Fig. 8 - Andamento del prezzo del petrolio (Brent dated) vis-à-vis la pubblicazione delle proiezioni della crescita del PIL mondiale elaborate dal FMI per l'anno 2010



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Platts e IMF

Nei primi mesi del 2009, benché i fondamentali indicassero una situazione di eccesso di offerta, i prezzi del petrolio si sono mossi verso l'alto, incorporando le aspettative più ottimistiche sulla domanda di petrolio nel medio periodo. Come conseguenza, si è rovesciato lo storico legame tra andamento delle scorte e andamento del prezzo e l'aumento nel processo

di accumulazione delle prime ha iniziato ad essere correlato positivamente con la dinamica del secondo.

Da una parte, il mercato sembra quindi prestare scarsa attenzione ai fondamentali correnti, dall'altra i fondamentali di medio e lungo termine presentano margini di incertezza elevatissimi che riguardano, ad esempio, la velocità della ripresa economica, il comportamento dei consumatori, le risposte delle politiche monetarie e fiscali, le innovazioni tecnologiche nel settore dei trasporti, le reazioni dei paesi produttori più importanti, gli effetti delle politiche per l'ambiente e la sicurezza energetica. In questo contesto è difficile ipotizzare il livello o meglio il *range* di prezzi che garantisca l'equilibrio del mercato. A partire dalla seconda metà del 2009, in realtà, i prezzi si sono stabilizzati nella fascia 60-80 dollari al barile. Sempre secondo l'analisi condotta dall'Oxford Institute for Energy Studies, questa fase di stabilizzazione si è verificata in concomitanza con una serie di segnali forti, provenienti sia dai paesi consumatori sia dai paesi produttori, e convergenti verso un livello di prezzo ritenuto "equo" intorno ai 70-75 dollari al barile: si vedano, ad esempio, le dichiarazioni del Presidente francese e del Primo Ministro inglese e le interviste rilasciate dal Re e dal Ministro del petrolio dell'Arabia Saudita. Resta il fatto che, da una parte una tale convergenza avrebbe potuto verificarsi anche con riferimento ad un livello di prezzo più basso o più elevato, dall'altra non c'è nessuna garanzia che tale convergenza duri a lungo. Una riprova di ciò è data dall'andamento dei prezzi *future* di lunga scadenza che hanno continuato a manifestare una maggiore volatilità dei prezzi a breve.

Oltre alle cause sottostanti la crisi economico-finanziaria e le forti oscillazioni dei prezzi del petrolio che l'hanno accompagnata, è importante valutare quali siano stati gli effetti sul ciclo degli investimenti nell'industria petrolifera.

L'impatto negativo si è manifestato, in particolare, attraverso tre canali principali:

- *riduzione dei rendimenti dell'investimento*: il forte calo delle quotazioni del greggio, passate dal picco di circa 150 dollari al barile nell'estate 2008 a meno di 40 dollari al barile a inizio 2009, la revisione delle aspettative sui prezzi futuri, e la maggiore incertezza associata alla forte volatilità dei prezzi, hanno reso gli investimenti in nuova capacità produttiva meno attraenti sotto il profilo della remunerazione attesa;
- *minore fabbisogno di capacità produttiva*: la riduzione della domanda di petrolio, conseguente alla crisi economica, ha reso meno urgenti gli investimenti in capacità produttiva addizionale. A seguito della crisi, la *spare capacity* ha registrato un incremento nel 2009 e potrebbe continuare a crescere anche nel biennio 2010-2011 in presenza di una domanda di petrolio poco sostenuta;
- *deterioramento delle condizioni creditizie*: le condizioni del credito si sono notevolmente deteriorate a seguito della crisi economica, rendendo relativamente più difficile per le compagnie petrolifere reperire i capitali necessari per la realizzazione di nuovi progetti.

L'IEA¹² stima che nel 2009 vi sia stato un forte calo degli investimenti nell'industria petrolifera rispetto ai livelli raggiunti nel 2008. Un'indagine condotta sui piani di investimento di 50 grandi compagnie petrolifere e del gas evidenzia una riduzione degli investimenti pari a circa il 16%, da 524 a 442 miliardi di dollari. Il calo degli investimenti risulta inferiore per le *super-major* (in media pari al 7% per ExxonMobil, Shell, BP, Chevron e Total) che, grazie al maggior ricorso all'autofinanziamento e ad un tasso di indebitamento inferiore, hanno sofferto meno del deterioramento del credito.

12 World Energy Outlook 2009, IEA.

L'impatto sugli investimenti della crisi e della forte volatilità dei prezzi si è avvertito a livello *upstream* e *downstream*. **Tra ottobre 2008 e settembre 2009, l'IEA informa che numerosi progetti di estrazione del petrolio, per una capacità di produzione pari a circa 2 milioni di barili/giorno, sono stati cancellati o ritardati in modo indefinito. La maggior parte di questi riguarda lo sfruttamento di sabbie bituminose**, la cui convenienza è stata fortemente compromessa dal forte calo delle quotazioni petrolifere. Inoltre, ulteriori progetti per una capacità di picco pari a 3,8 milioni di barili/giorno, hanno subito un ritardo di almeno 18 mesi rispetto alla data di conclusione prevista prima della crisi. **La riduzione degli investimenti è stata più accentuata nelle regioni caratterizzate da costi produttivi più elevati e con una industria petrolifera popolata da piccoli operatori e progetti di ridotta dimensione** (ad esempio, Stati Uniti e Mare del Nord). Il Medio oriente e il Nord Africa hanno mediamente registrato una riduzione più modesta dei programmi di investimento, e questo nonostante la decisione del governo saudita di ritardare temporaneamente il progetto di Manifa¹³.

Un numero significativo di progetti *downstream* ha anche subito ritardi a causa della crisi e dell'incertezza connessa all'andamento della domanda e alla volatilità di prezzo del petrolio. Da settembre 2008, l'IEA rileva che 5 impianti di raffinazione sono stati sospesi e altri 3, tra cui il progetto ENI a Porto Marghera, risultano cancellati, per una capacità complessivamente stimata in circa 1,5 milioni di barili/giorno. Con riferimento a numerosi altri impianti di raffinazione, i tempi di realizzazione sono stati notevolmente estesi. Complessivamente, nel solo comparto della raffinazione, si stima un calo degli investimenti tra il 2008 e il 2009 compreso tra il 10% e il 20%; inoltre la forte volatilità di prezzo ha reso molto incerte le prospettive di profitto dell'intera industria.

Le conseguenze di medio e lungo periodo del calo degli investimenti nell'industria petrolifera risultano molto incerte e dipendono innanzitutto dalla rapidità con cui la domanda riprenderà a crescere e dallo scenario di prezzo del petrolio. Anche qualora la ripresa economica dovesse rivelarsi sostenuta nei prossimi anni, **quotazioni del petrolio molto volatili potrebbero ostacolare l'attività di investimento verso livelli giudicati ottimali per l'efficienza complessiva del mercato. Le scelte di investimento, che solitamente avvengono in un orizzonte temporale relativamente lungo, gioverebbero pertanto di una maggiore stabilità delle quotazioni petrolifere e di riferimenti e coperture di lungo termine, coerenti con il ciclo degli investimenti.**

13 La produzione di greggio associata al sito di Manifa è stimata in circa 900.000 barili/giorno. L'entrata in esercizio del progetto, inizialmente prevista per il 2012, è stata posticipata di circa 18 mesi.

2. Caratteristiche principali dei mercati petroliferi esistenti

Dopo il collasso del sistema di prezzi amministrati gestito dall'OPEC e il breve esperimento dei prezzi "net-back" negli anni 1986-87, gli operatori del settore petrolifero hanno adottato un sistema di prezzo "di mercato" che è divenuto lo standard negli scambi internazionali di greggio. La sua struttura è basata su una formula in cui il prezzo di ciascun greggio disponibile è definita come differenziale rispetto ad un *benchmark* o prezzo di riferimento¹⁴. Il prezzo di riferimento è determinato dal mercato e non da un organismo internazionale.

Le trasformazioni che hanno investito il settore petrolifero, sia lato domanda che lato offerta, hanno condotto allo sviluppo di una struttura complessa dei mercati petroliferi, i cui contratti non sono più soltanto di tipo *spot*, ma includono anche *forward* fisici, *future*, opzioni, e altri strumenti di negoziazione, scambiati su borse regolamentate o su base *over-the-counter* (OTC).

Questa struttura complessa è emersa originariamente nel Mare del Nord intorno al mercato del greggio Brent. Nei primi anni '80, il mercato Brent consisteva soltanto di negoziazioni spot e di un mercato *forward* informale (denominato *15-days market*); già alla fine degli anni '80, il mercato del Brent ha assunto una struttura più complessa, tramite la negoziazione di contratti *future* sull'IPE (International Petroleum Exchange), di opzioni, *swaps* e altri strumenti finanziari. Nel Nord America, uno sviluppo analogo è avvenuto intorno al greggio WTI.

La tav. 1 descrive, con riferimento al greggio Brent, le diverse tipologie di prodotti che sono trattati sui mercati fisici e finanziari.

Tav. 1 - I mercati del Brent

Tipologia di mercato	Tipologia di contratto	Settlement	Scadenza	Regolamentazione
Mercati Fisici	Spot	Prevede <u>sempre</u> la consegna fisica	Da 2 a 10 giorni	OTC
	Forward	Prevede <u>anche</u> la consegna fisica	Fino a 12 mesi	OTC
Mercati finanziari	Future	Cash (<u>consegna fisica possibile con contratto EFP¹⁵</u>)	Fino a 9 anni: 72 prodotti mensili + 6 prodotti semestrali	Mercato regolamentato (IPE)
	CFD ¹⁶ (o swap di breve termine su Brent dated)	Cash	Fino a 8 settimane	OTC
	Swap di lungo termine (su future)	Cash	Fino a 10 anni	OTC
	Opzione (su future o su swap)	Cash		Mercato regolamentato o OTC

Fonte: Elaborazione DSSD

14 I principali *benchmark crudes* (greggi di riferimento) sono il West Texas Intermediate (WTI) per gli Stati Uniti ed il Brent per la zona europea.

15 Contratto *Exchange for Physical* (EFP).

16 Contratto per differenza (Contract for Difference - CFD).

I **mercati fisici** riguardano l'acquisto o la vendita di greggio di diversa qualità e di prodotti raffinati, su base *over-the-counter* (OTC). Includono le negoziazioni a pronti (*spot*) o a termine (*forward*). I contratti di questo tipo coinvolgono principalmente gli operatori del settore petrolifero che si occupano di produzione, raffinazione e vendita, nonché i soggetti industriali e commerciali che acquistano prodotti petroliferi per lo svolgimento della propria attività. I volumi scambiati sui mercati fisici corrispondono alla produzione/domanda annuale di petrolio. Le informazioni relative ad una parte di queste transazioni sono note e alimentano le pubblicazioni sui prezzi di Platt's o Petroleum Argus.

I **mercati finanziari** riguardano le transazioni di derivati sul petrolio svolte su mercati organizzati (*future*, opzioni) o su base OTC (*swap* e opzioni). Il funzionamento delle due principali borse, NYMEX (New York Mercantile Exchange) e ICE (Intercontinental Exchange), è sottoposto, rispettivamente, alla regolazione della CFTC americana e della Financial Services Authority (FSA) inglese.

Come conseguenza di questi sviluppi, le interrelazioni tra mercati fisici e mercati finanziari sono diventate più complesse e si sono diffuse nuove formule di *pricing* per la determinazione dei prezzi delle varie tipologie di greggio.

Nelle fasi iniziali di sviluppo del sistema di prezzi ad oggi in vigore, i greggi scambiati sui mercati internazionali venivano valorizzati in base alle quotazioni spot dei principali benchmark, pubblicate da agenzie specializzate quali Platt's e Petroleum Argus. Tuttavia, il declino della liquidità fisica dei greggi di riferimento e i volumi ridotti delle negoziazioni spot, hanno indotto numerosi operatori a guardare verso altri mercati per la formazione del prezzo (*price discovery*). Tale alternativa è stata trovata nel mercato dei *future* dove si negoziano i principali contratti finanziari. I mercati *future*, infatti, sono mercati più liquidi, meno manipolabili e più trasparenti dei mercati fisici ed i prezzi che vi si formano sono prezzi che risultano da "vere" transazioni e non da "assessment" di agenzie specializzate. Il rovescio della medaglia è che comportamenti speculativi eccessivi sui mercati finanziari possono riflettersi nei mercati fisici.

2.1 I mercati fisici del petrolio, tendenze e criticità

Gli scambi mondiali di petrolio sono organizzati intorno a tre grandi aree di destinazione: il mercato europeo, il mercato americano ed il mercato asiatico. I greggi di riferimento a cui sono ancorati, in maniera più o meno diretta, i flussi di greggio, risultano il WTI (West Texas Intermediate), il Brent e, in minor misura, il Dubai/Oman. La Tavola 2 riporta l'offerta mondiale di greggio del 2008 e la ripartizione dei volumi scambiati in funzione del greggio di riferimento nei contratti. Il mercato totale (86,5 milioni di barili/giorno) include i volumi in esportazione verso le principali aree di destinazione, pari nel 2008 a circa 66,8 milioni di barili/giorno, a cui vanno aggiunti i consumi non scambiati tra le aree e i guadagni di raffinazione, stimati in circa 32,4 milioni di barili/giorno.

Tav. 2 - Ripartizione dell'offerta mondiale di greggio, 2008

Area di provenienza	Area di destinazione	Prezzo di riferimento	Volumi (milioni b/g)	Quota mercato
Europa	Mercato europeo	Brent	4,8	7%
Nord Africa		Brent	2,0	3%
Africa occidentale		Brent	1,0	1%
Ex Urss		Brent	6,4	10%
Medio Oriente		Brent	2,6	4%
Totale Brent			16,8	25%
Nord Africa	Mercato americano	WTI	0,8	1%
Africa occidentale		WTI	1,9	3%
Medio Oriente		WTI	2,3	3%
Nord America		WTI	13,9	21%
America Latina		WTI	2,4	4%
Altre aree		WTI	2,0	3%
Totale WTI			23,4	35%
Medio Oriente	Mercato Asiatico	Dubai/Oman	14,0	21%
Altre aree		Dubai/Oman	9,0	13%
Estremo Oriente		Dubai/Oman	3,7	6%
Totale Dubai			26,6	40%
Totale complessivo			66,8	100%
Consumi aree produzione			30,2	
Guadagni di raffinazione			2,2	
Offerta mondiale petrolio			86,5	

Fonte: Nomisma Energia

Le importazioni ed i greggi prodotti in Europa sono stimati in 16,8 milioni di barili/giorno, volume che corrisponde approssimativamente ai consumi dell'area. Tali volumi vengono prezzati in base a formule che ruotano intorno alle quotazioni del Brent. Per gli Stati Uniti e, più in generale, per tutto il mercato americano, le quotazioni di riferimento sono quelle della qualità WTI, e riguardano transazioni per un volume dell'ordine di 23,4 milioni di barili/giorno, corrispondente a circa il 35% dell'intero mercato mondiale del petrolio. La parte più consistente degli scambi (peraltro in rapida espansione) riguarda il greggio destinato al mercato asiatico; per questo mercato (pari a circa il 40% del totale) le quotazioni di riferimento sono quelle della qualità Dubai/Oman. Tuttavia, in conseguenza dei ridotti livelli di liquidità degli scambi su questo mercato, il Dubai/Oman viene, di fatto, influenzato dal prezzo Brent, aspetto che accresce l'importanza di quest'ultimo.

Il Brent e il mercato europeo – L'importanza del Brent deriva dal fatto che in base ad esso vengono prezzati direttamente o indirettamente circa i 2/3 del petrolio scambiato a livello mondiale (incluso il greggio destinato al mercato asiatico, essendo il prezzo del Dubai/Oman fortemente influenzato dalle quotazioni Brent). Inoltre le esportazioni verso l'Europa, che alimentano le negoziazioni del Brent, provengono da un numero relativamente elevato di paesi produttori, fra cui i principali paesi OPEC, la Russia e diversi Paesi africani e ciò, evidentemente, ne aumenta il grado di rappresentatività.

Tutto il mercato Brent ruota intorno alla quotazione *Brent Dated*, la cui comparsa avviene in corrispondenza dello sviluppo di un mercato a consegna differita (*forward*) promosso dalle compagnie produttrici di Brent, ovvero la Shell e la BP. Questo mercato, inizialmente denominato *15-days market*, riguardava contratti aventi ad oggetto 500.000 barili di greggio con consegna nei tre mesi successivi la prima quindicina o seconda quindicina di ciascun dei tre mesi. All'approssimarsi della quindicina di consegna (circa 20 giorni prima), le parti concordavano il giorno di consegna effettivo del greggio presso il terminale di Sullom Voe (Scozia). A seguito di questa operazione, quel contratto diveniva "datato", ovvero *Dated*.

Una forte criticità associata all'utilizzo del Brent come *benchmark* internazionale riguarda tuttavia la scarsità fisica di questa qualità. La produzione di Brent è scesa a 157.000 barili/giorno, dal picco registrato nel 1992, pari a circa 900.000 barili/giorno.

Per porre rimedio alla questione della limitata produzione del Brent e del rischio di *market squeeze* che ne deriva, nel luglio 2002, le agenzie Platts e Petroleum Argus hanno deciso di includere due qualità aggiuntive, Forties e Oseberg; nel giugno del 2007 un ulteriore intervento ha consentito l'inclusione anche del greggio Ekofisk. La produzione associata al nuovo paniere di greggi, noto come BFOE (Brent, Forties, Oseberg, Ekofisk), è pari a circa 1,4 milioni di barili/giorno.

Tav. 3 - Composizione del paniere di greggi BFOE

Tipo di greggio	Gravità (°API)	Tenore di zolfo (%)	Produzione (mil. bbl/g)
Brent (UK)	38,5	0,41	0,2
Forties (UK)	40,3	0,56	0,6
Oseberg (UK)	37,8	0,27	0,2
Ekofisk (UK/Norvegia)	37,5	0,24	0,4

Fonte: Energy Intelligence, International Oil Market Handbook 2009

Il WTI e il mercato USA – Il WTI è il *benchmark* di riferimento per il greggio consumato negli Stati Uniti (primo consumatore mondiale) e in altri paesi del continente americano. Il greggio WTI, prodotto in Texas, New Mexico, Oklahoma e Kansas è un greggio leggero e *sweet*, con una gravità compresa tra 37-42° API e un contenuto di zolfo pari allo 0.42%. Il volume di produzione attuale si aggira sui 0,35 milioni di barili/giorno, in evidente contrazione rispetto ai 0,75 milioni di barili del decennio scorso.

A fronte della ridotta produzione fisica, si riscontra una elevata liquidità sul mercato cartaceo. Nel 2008 i *future* sul WTI scambiati sul Nymex hanno raggiunto un volume giornaliero pari a 532.309 contratti, dove ogni contratto equivale a 1000 barili. In sostanza, questo significa che

i volumi scambiati sul *paper market* superano di 1.500 volte la produzione fisica del sottostante. E' proprio l'elevata liquidità dei *future* su WTI che ha più di altri sancito la forza di questo *benchmark*, il cui prezzo viene spesso identificato, nella percezione collettiva, con quello del petrolio mondiale. Tuttavia, questo aspetto costituisce anche un forte elemento di criticità, per il rischio di manipolazione associata alla scarsa liquidità fisica del mercato.

Il Dubai, l'Oman e il mercato dell'Asia- L'Asia costituisce la principale area di destinazione dei greggi mondiali, con una domanda nel 2008 pari a circa 26 milioni di barili/giorno, volume destinato nei prossimi anni a crescere a ritmi sostenuti. Tutte le esportazioni verso l'area sono prezzate a sconti o premi che fanno riferimento alle quotazioni spot dei greggi Dubai e Oman. Inizialmente, il greggio di riferimento è stato il Dubai, la cui produzione originaria (pari a circa 0,3 milioni di barili/giorno) aveva consentito lo sviluppo di un attivo mercato *spot*. Negli anni successivi, il calo della produzione (attualmente pari a circa 70 mila barili/giorno), e il progressivo ampliamento del ruolo finanziario del *Brent Dated*, hanno ridotto a valori prossimi allo zero il numero di negoziazioni e la significatività delle stesse. L'inclusione nelle quotazioni del greggio dell'Oman, ha risolto solo in parte le criticità esistenti in quanto il greggio è di qualità inferiore, molto variabile, e viene esportato da un paese che non ha la stessa propensione finanziaria di Dubai.

2.2 Nascita e sviluppo dei mercati future

Le contrattazioni a termine sul greggio sono state introdotte nel 1983 presso il Nymex e a partire dal 1988 presso la borsa a termine di Londra, denominata IPE. Quest'ultima, nel 2001, è stata poi acquistata dalla società ICE che, attualmente, gestisce due piattaforme elettroniche per il trading di prodotti OTC, tre mercati regolamentati e cinque *clearing house*.

I derivati sulle *commodity* nascono tipicamente per coprirsi dal rischio di prezzo che l'operatore incontra nello svolgimento della propria attività commerciale. Per far questo, l'operatore può siglare un contratto a termine con la propria controparte, che prevede la consegna fisica del bene ad una data futura e ad un prezzo prefissato (*forward*), oppure, anziché negoziare un contratto bilaterale, ciascuno può rivolgersi ad un mercato specializzato in cui vengono negoziati contratti a termine standardizzati (tipicamente *future*) con o senza consegna fisica del bene sottostante.

Quando si compra o si vende un *future*, tuttavia, il pagamento del contratto è differito ad una data successiva. Inoltre, l'operatore che opera su questi contratti, non necessariamente deve disporre di una contropartita fisica del bene sottostante o aspettarsi la consegna della merce: alcuni mercati dei *future* non consentono la consegna della merce ma prevedono che tutte le posizioni vengano compensate (*cash settled*) al prezzo a pronti alla scadenza del contratto; nei mercati nei quali la consegna fisica è consentita, gli operatori hanno comunque la possibilità di chiudere le proprie posizioni prima della scadenza del contratto scambiando contratti *future* di segno opposto.

Le caratteristiche associate ai contratti *future* hanno fatto in modo che allo scopo tipicamente di copertura del contratto, si sia aggiunta nel tempo una funzione di tipo speculativo. Gli operatori in cerca di profitti elevati (e disposti a tollerare perdite considerevoli) sono stati attratti dalla leva finanziaria consentita dai derivati¹⁷. Inoltre, la possibilità di chiudere le posizioni senza consegna fisica della merce, ha agevolato la

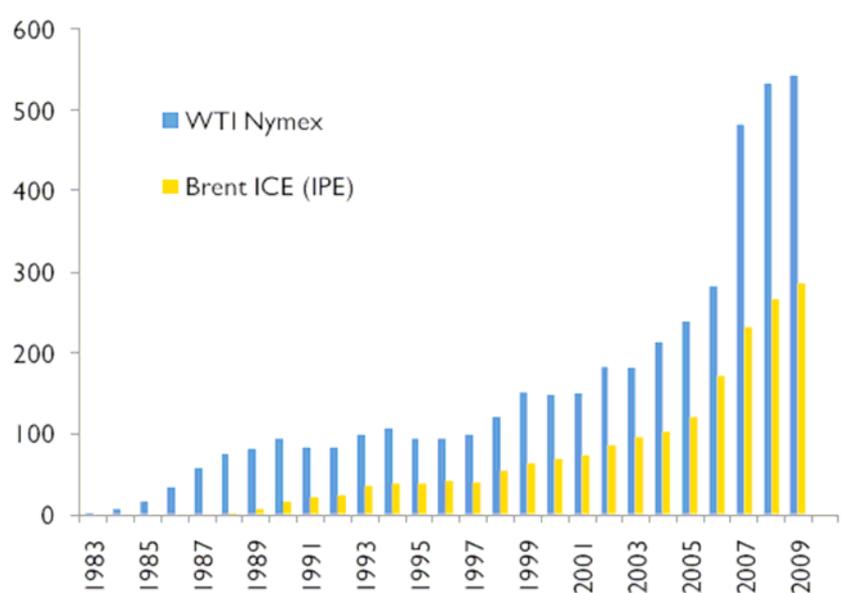
¹⁷ Per effetto del pagamento differito, infatti, non è immediatamente necessario impiegare capitali elevati affinché i profitti e le perdite possano risultare molte volte superiori all'investimento iniziale.

partecipazione alle negoziazioni di operatori, tipicamente finanziari, che perseguono strategie completamente differenti da chi agisce su questi mercati con finalità di copertura del rischio commerciale.

L'analisi dei prodotti scambiati sulle borse a termine fornisce importanti indicazioni sui *trend* evolutivi di questi mercati.

Per quanto riguarda i **volumi delle transazioni**, gli scambi di strumenti finanziari sul NYMEX e sull'ICE nell'ultimo decennio sono aumentati di 4 volte, rispettivamente a 546 mila e a 280 mila contratti in media giornaliera (anno 2009), pari in totale a oltre 800 milioni di barili/giorno, quasi 10 volte la produzione mondiale di greggio e oltre 400 volte la produzione fisica delle due qualità scambiate, ovvero il WTI e il Brent (Fig. 9). Nello stesso periodo la produzione, e la domanda, mondiale di greggio sono salite del 9% (per una media di 85 milioni di barili/giorno nel 2009). La domanda crescente di strumenti finanziari è stata alimentata, per una parte limitata, dagli operatori industriali (compagnie petrolifere, i raffinatori, i distributori, i grossisti di prodotti petroliferi, ecc..) mentre per una quota preponderante da soggetti puramente finanziari, quali banche di investimento, *hedge funds* e fondi pensione.

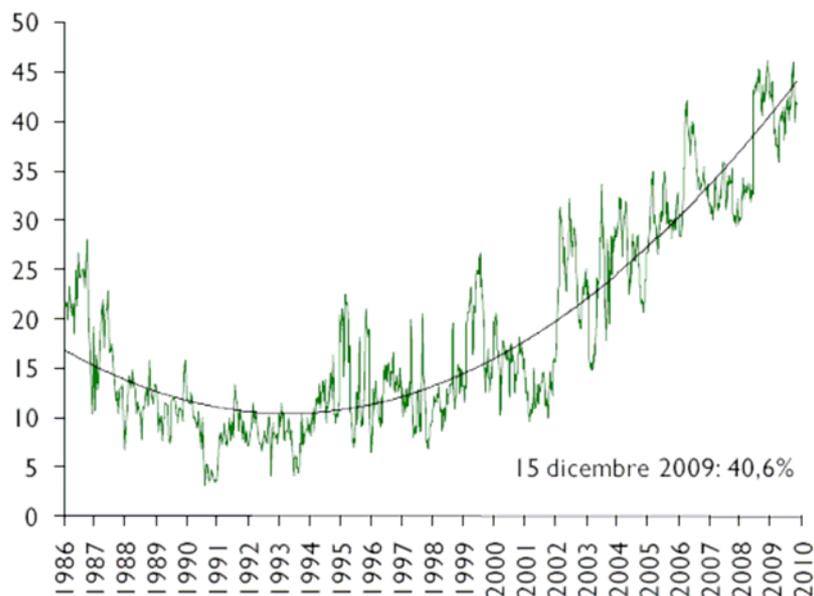
Fig. 9 - Volumi giornalieri sui *futures* del greggio, 1983-2009 (migliaia di contratti giornalieri, pari a milioni di barili/giorno)



Fonte: Elaborazione Nomisma Energia su dati Nymex e ICE (IPE)

Per quanto riguarda il **peso dei diversi operatori**, si può guardare ai dati raccolti dalla Commodity Futures Trading Commission (CFTC) sul ruolo dei *non commercial* nel NYMEX dal 1986 ad oggi. Come mostra il grafico in Fig. 10, il ruolo di questi operatori, sul totale delle posizioni, è stato in costante salita negli ultimi anni, fino a rappresentare circa il 41% di tutte le transazioni svolte nel dicembre 2009. Peraltro, la presenza dei soggetti finanziari sui mercati a termine sembra aver assunto carattere strutturale. A testimoniarlo sarebbe il fatto che, nonostante il forte calo dei prezzi registrato nel 2009, sia i volumi di transazione sulle borse sia il peso dei non-commercial abbiano continuato a registrare una crescita, seppure moderata rispetto agli anni precedenti.

Fig. 10 - Contratti scoperti sul Nymex dei *non-commercial, 1986-2010 (incidenza percentuale sul totale delle posizioni)**



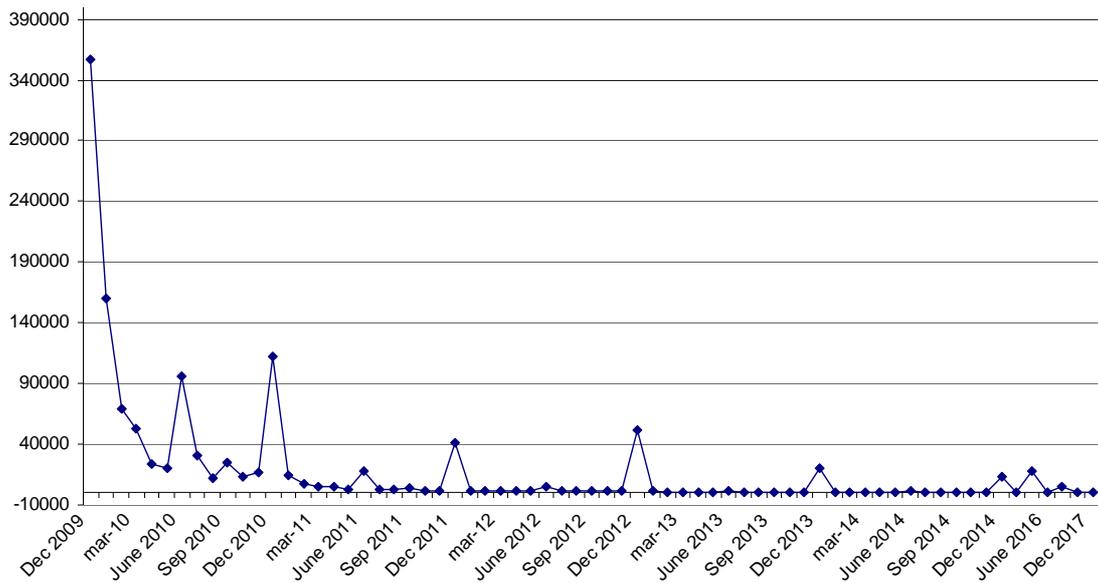
*contratti non compensati da un'operazione di segno opposto

Fonte: Elaborazione Nomisma Energia su dati Nymex

Per quanto concerne il **profilo delle scadenze**, l'evidenza empirica mostra che le scadenze più liquide non sono le più lunghe, ma le più corte. Più distanti nel tempo sono le scadenze, e meno liquidità vi è sul mercato. **Tuttavia, l'analisi del trend evolutivo del mercato WTI, segnala anche come, nel tempo, vi sia stata una crescita progressiva, seppur modesta, degli scambi sui contratti futures con scadenze successive alla prima (contratto con consegna ad un mese); il trading su scadenze progressivamente più lunghe si è avuto solo a seguito di un deciso aumento della liquidità su ciascuna scadenza inferiore.**

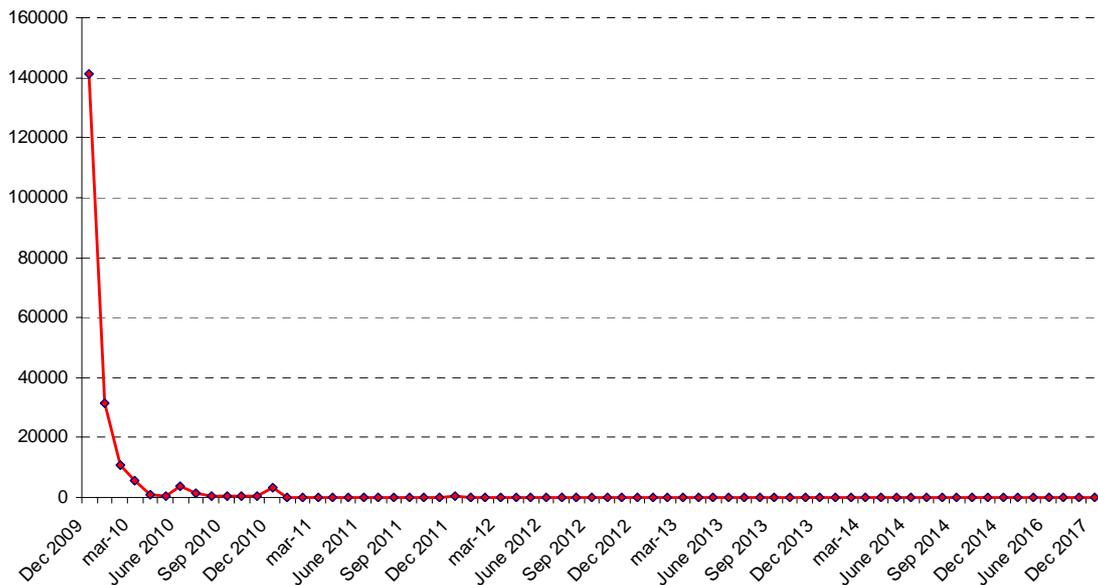
A riprova del fatto che le scadenze più ravvicinate sono le più richieste dal mercato, si riportano di seguito i grafici dell'*open interest* e dei volumi scambiati in un giorno specifico di contrattazione (il 30/10/2009 alle ore 10:30 AM, US time) per il WTI sul Nymex. Risulta in modo chiaro come i futures con scadenze molto protratte in avanti non hanno praticamente alcun mercato. La percentuale più elevata dei flussi di scambio si colloca in un orizzonte temporale entro i primi 6 mesi.

Fig. 11 - Open interest WTI 30 ottobre 2009



Fonte: Elaborazione RIE su dati Nymex

Fig. 12 - Volumi WTI 30 ottobre 2009



Fonte: Elaborazione RIE su dati Nymex

Un elemento che potenzialmente potrebbe frenare lo sviluppo di mercati a termine organizzati è legato ai margini, sia iniziali che di variazione che contraddistinguono qualsiasi mercato *future*. I margini iniziali sono somme di denaro versate per coprire il rischio di *default* dei partecipanti al mercato e si basano sull'analisi dei movimenti futuri potenziali di prezzo, sul portafoglio detenuto dall'operatore, e sul numero di giorni massimi necessari per chiudere la posizione. I margini di variazione invece assicurano alla *clearing house* il sostenimento del solo rischio di controparte. Attraverso il *market making* giornaliero delle posizioni in essere la *clearing house* trasferisce in capo agli operatori le variazioni giornaliere di prezzo dello strumento contrattato ed annulla il rischio di controparte.

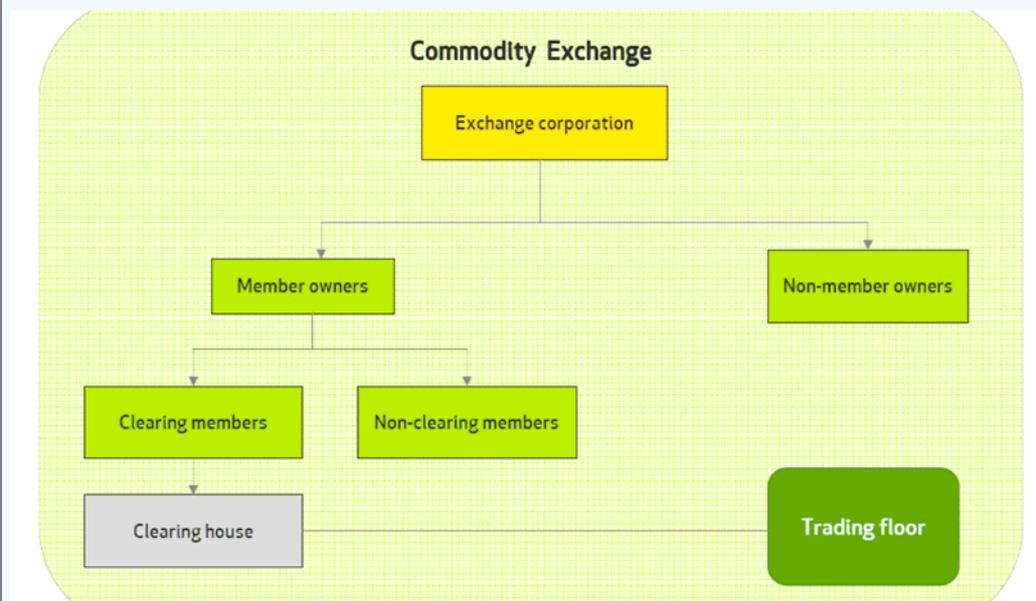
I margini iniziali e di variazione sono versati sia dagli operatori che prendono posizioni lunghe che dagli operatori che prendono posizioni corte sul mercato *future*. La creazione di strumenti di lungo termine con l'obiettivo di assicurare la fornitura/vendita di petrolio per un arco temporale rilevante implica i) il versamento di margini iniziali consistenti sia lato venditori che lato acquirenti; ii) il versamento di margini di variazioni anche consistenti e di entità ignota su orizzonti temporali di lunghissimo termine.

Box 2 - Struttura dei mercati regolamentati, gestione centralizzata del *clearing* e sistema di garanzie

Il successo della finanza degli ultimi anni ha riguardato tanto le transazioni su base OTC quanto le transazioni su piattaforme regolamentate. Rispetto al mercato OTC, le borse petrolifere si caratterizzano per la centralizzazione delle transazioni e per una maggiore trasparenza dei prezzi.

Tradizionalmente, i soggetti autorizzati agli scambi (membri) detengono la proprietà delle borse. I membri individuali operano per conto delle imprese (operatori commerciali e finanziari), riunite in associazioni/*corporation* con una propria struttura organizzativa e proprietaria. Nelle forme più recenti, si è indebolito il legame tra *commodity trading* e proprietà delle borse; le *exchange corporation* hanno strutture proprietarie aperte alla partecipazione di soggetti non direttamente attivi nel *trading* sulle *commodity*. È questo, ad esempio, il caso dell'ICE, piattaforma elettronica globale per il *trading* di prodotti petroliferi ed energetici.

Fig. 13 - Struttura delle borse merci



Fonte: Prometeia

Al fine di garantire il buon esito delle negoziazioni e promuovere la liquidità dei mercati, le borse prevedono inoltre una stanza di compensazione (*clearing house*) e un sistema di garanzie a salvaguardia dell'integrità del sistema e della solvibilità finanziaria degli scambi. Di seguito si riporta un'esemplificazione di gestione centralizzata del *clearing* e di sistema di garanzie.

Gestione centralizzata del *clearing* e della negoziazione

La gestione centralizzata del *clearing* e della negoziazione dei contratti consiste, in primo luogo, nell'attribuire a un'organizzazione terza e neutrale il ruolo di unica controparte rispetto a tutti i soggetti che intendono operare nel mercato dal lato della domanda o dell'offerta.

L'organizzazione terza e neutrale:

- risponde direttamente dell'adempimento di ciascun partecipante al mercato;

- gestisce il sistema delle garanzie volto a limitare il rischio di controparte;
- sovrintende alla corretta implementazione delle procedure di pagamento e di consegna;
- gestisce le negoziazioni dei contratti;
- svolge una funzione generale di verifica e distribuzione delle informazioni, nonché di monitoraggio delle condotte degli operatori.

La gestione centralizzata del *clearing* e della negoziazione dei contratti consente di ridurre l'onere dei costi di transazione. Infatti, non è necessario che gli operatori sostengano i costi di ricerca della controparte e per ciascuno di essi è possibile **mantenere l'anonimato** rispetto agli altri partecipanti al mercato. Gli operatori, inoltre, hanno la possibilità di disporre di dati su prezzi e volumi in tempo reale e di godere dei benefici derivanti da procedure finalizzate a contenere il rischio di credito e a salvaguardare una distribuzione dell'informazione quanto più uniforme possibile (ad esempio, limitazione all'oscillazione dei prezzi).

Peraltro, occorre sottolineare che la gestione centralizzata del *clearing* e l'utilizzo di una piattaforma di negoziazione gestita in modo centralizzato non sono per sé incompatibili con contratti *over-the-counter* (OTC). **Il NYMEX e l'ICE, ad esempio, offrono i citati servizi anche agli operatori che intendono concludere contratti diversi da quelli quotati nei mercati regolamentati.**

Ai fini degli operatori che concludono contratti OTC, tuttavia, una gestione centralizzata del *clearing* resa disponibile da un soggetto terzo risulta utile se questo soggetto è credibile e solvibile e a condizione che i costi di transazione (ivi inclusi i costi delle garanzie) direttamente ed indirettamente derivanti dal servizio di *clearing* siano contenuti. La credibilità e la solvibilità, tra l'altro, sono funzione dell'efficienza e della qualità del sistema di garanzie adottato.

Sistema di garanzie

Al fine di ridurre i rischi di controparte, la gestione centralizzata del *clearing* prevede sistemi di garanzie basati, tra l'altro, sul cd. *margining*, che consiste:

- nel deposito su conti vincolati di contante o titoli a garanzia dell'adempimento delle obbligazioni (**marginale iniziale**);
- nella regolazione frequente dei guadagni e delle perdite conseguenti a variazioni del valore del contratto (**marginale di variazione**).

Il *margining* può assumere diverse configurazioni a seconda della metodologia adottata. La descrizione che segue è quindi puramente esemplificativa.

Il **marginale iniziale** è un importo a garanzia del contratto ed è normalmente proporzionale al valore del contratto stesso: può essere un importo fisso oppure una determinata percentuale del "valore nozionale del contratto". In quest'ultimo caso, essendo il valore nozionale un importo che si adegua al variare delle quotazioni, anche il relativo margine iniziale sarà aggiornato giornalmente a seconda delle mutate condizioni di mercato. La percentuale (detta anche "intervallo del margine") viene calcolata in base alla valutazione della perdita massima ragionevolmente possibile nell'ipotesi di variazioni dei prezzi di mercato dell'attività sottostante. L'intervallo del margine è fissato al termine di un processo valutativo nel quale, al fine di tener conto e potenzialmente anticipare i *trend* di volatilità, si prendono in considerazione i risultati dell'analisi statistica delle variazioni del prezzo del sottostante sia per periodi lunghi e medi, sia per periodi brevi e brevissimi. Per la valutazione di alcuni contratti (ad esempio, titoli azionari) si utilizzano serie storiche anche di 10 anni. L'Intervallo del margine applicato a ciascuno strumento finanziario è rivisto periodicamente.

Alla chiusura del contratto i margini iniziali a garanzia, ancora depositati presso la *clearing house*, vengono interamente restituiti.

La logica del calcolo della percentuale e del relativo margine iniziale è quindi la seguente: alla fine di un certo giorno t , per limitare il rischio di controparte legato alla variazione attesa del prezzo del prodotto tra l'ultima sessione di negoziazione e la sessione del giorno $t+1$, ciascuna parte del contratto deve porre a disposizione della controparte centrale un importo pari alla massima perdita attesa con probabilità predefinita. La massima perdita attesa è determinata ipotizzando che il prezzo del prodotto

vari nel senso avverso rispetto all'interesse della parte in questione, attestandosi a un livello che rappresenta, rispetto alla variabile casuale prezzo del prodotto in $t+1$, l'estremo di un *range* di valori corrispondente a una probabilità predeterminata.

Il **margin** di variazione (detto anche margine di liquidazione) viene determinato con il *marking to market*, che consiste nel liquidare giornalmente le perdite ed i profitti realizzati da ciascun investitore.

La logica di calcolo del margine di variazione è la seguente: alla fine di un certo giorno t , per annullare il rischio di controparte legato alle variazioni del prezzo del prodotto tra le ultime due sessioni di negoziazione dello stesso (in t e in $t-1$), si effettua il pagamento della perdita (guadagno) maturata tra $t-1$ e t . La perdita (guadagno) della parte acquirente è pari al prodotto della quantità oggetto del contratto per la differenza negativa (positiva) tra il prezzo dello strumento in t e il prezzo del medesimo nel giorno $t-1$. L'opposto vale per la parte cedente. L'operazione avviene mediante la controparte centrale, che ritira il margine dalla parte che ha registrato la perdita e trasferisce il margine alla parte che ha guadagnato.

Esempio numerico relativo ad un contratto *future*

L'acquisto o la vendita di un *future* prevede che il prezzo sia fissato immediatamente mentre il pagamento è differito ad una data successiva. È richiesto tuttavia il deposito di un margine iniziale, in denaro o in buoni del tesoro per garantire l'adempimento dell'obbligazione. Le perdite e i profitti conseguiti a seguito delle oscillazioni di valore dei contratti *future* sono liquidate giornalmente secondo il sistema del *marking to market*. Ad esempio, si supponga che l'operatore A acquisti a settembre 1.000 barili di petrolio attraverso contratti *futures* a gennaio sull'olio combustibile ad un prezzo di 80\$ al barile. Il giorno dopo il prezzo del petrolio a gennaio sale a 82\$ al barile. L'operatore A ha un utile di $2\$ \times 1.000 = 2.000\$$. La stanza di compensazione della Borsa, pertanto, versa 2.000\$ sul conto acquisti a margine dell'operatore A. Se poi il prezzo scende a 81\$, lo stesso restituisce 1.000 alla stanza di compensazione. È come se l'operatore chiudesse ogni giorno la propria posizione e ne riaprisse una nuova al prezzo *future* del giorno dopo. Naturalmente, l'operatore B, che ha venduto inizialmente il *future* a 82\$ al barile, si trova nella posizione opposta. Nessuna delle due parti deve preoccuparsi che l'altra onori i propri impegni. La presenza della *clearing house* garantisce i contratti e la protezione è ottenuta regolando i profitti e le perdite ogni giorno.

Per comprendere cosa succede nel corso della vita dei contratti *futures*, si può ipotizzare che, a causa di una intensa ondata di freddo, il prezzo a pronti dell'olio combustibile sia a gennaio pari a 90\$ al barile. Ciò significa che anche il prezzo del *future* alla fine del contratto sarà di 90\$. Dunque l'operatore A ottiene un utile di $(90-80) \times 1.000 = 10.000\$$. Può ricevere mille barili pagando 90\$ per barile, ovvero 90.000\$ in totale. Il costo netto sostenuto dall'operatore A, sottraendo l'utile conseguito sul contratto *future* è però pari a $90.000 - 10.000 = 80.000\$$, ovvero 80\$ per barile. In questo modo, l'operatore ha bloccato il prezzo a 80\$ al barile quotato in settembre. Il costo netto dell'operatore A risulta sempre pari a 80\$ al barile, indipendentemente dal prezzo a pronti e dal prezzo *future* alla fine del contratto. In situazione completamente speculare, di segno opposto, si trova l'operatore B che ha venduto a settembre il contratto *future* quotato 80\$ al barile. I due operatori non devono ricevere/consegnare la merce direttamente dal/al mercato dei *futures*. I due operatori probabilmente chiuderanno le proprie posizioni appena prima della scadenza, conseguiranno i loro utili o le loro perdite e acquireranno o venderanno nel mercato a pronti.

Il meccanismo del *margin* si inserisce all'interno di un composito sistema di garanzie, delineato secondo i principi della ripartizione del rischio di credito e dell'allocazione efficiente dello stesso. Il rischio di credito, dunque, è allocato su diverse categorie di soggetti (approccio *multilayer*) ed è distribuito tra tali categorie secondo criteri volti a limitare i costi di gestione del rischio medesimo.

Il rischio di credito relativo alla posizione detenuta da un operatore di mercato in un determinato contratto è generalmente allocato:

- all'operatore stesso;
- al membro del sistema di *clearing* che gestisce la relazione tra l'operatore di mercato e il sistema di *clearing*;

- agli altri membri del sistema di *clearing*, nei limiti dell'eventuale contributo versato a un apposito fondo di garanzia gestito dalla *clearing house*;
- nei limiti di un certo massimale, alla società di assicurazione con la quale la *clearing house* ha eventualmente stipulato un contratto di assicurazione per la copertura del rischio di credito del suo portafoglio;
- alla *clearing house*, che risponde con il proprio capitale.

A ulteriore salvaguardia dell'integrità del sistema, sono usualmente previsti:

- limiti alle posizioni che possono essere detenute dagli operatori di mercato e dai membri del sistema di *clearing*;
- l'imposizione di requisiti di capitalizzazione ai membri del sistema di *clearing*;
- la separazione tra il patrimonio dei membri del sistema di *clearing* e i conti sui quali gli operatori di mercato depositano i margini, così come tra il patrimonio della *clearing house* e i conti sui quali i membri del sistema di *clearing* depositano i propri margini.

3. Scenario di medio-lungo termine per il settore petrolifero

Le previsioni di scenario energetico e petrolifero per i prossimi decenni risultano fortemente condizionate dai seguenti fattori di incertezza:

- l'impatto sulle prospettive di crescita economica di medio e lungo periodo della recente crisi economico-finanziaria che ha colpito le economie mondiali;
- l'effetto sul fabbisogno energetico futuro delle trasformazioni in corso in campo tecnologico, delle politiche ambientali e delle abitudini dei consumatori.

La concomitanza di questi elementi, se da un lato suggerisce prudenza nella lettura dei dati di previsione ad oggi disponibili, i quali potrebbero essere suscettibili di revisione, anche apprezzabile, nei prossimi anni, dall'altro non impedisce di dare evidenza delle traiettorie di fondo che, con ragionevole evidenza, si prospettano all'orizzonte.

3.1 Scenari di evoluzione della domanda

3.1.1 La crisi economica e finanziaria rischia di accentuare una differenziazione dei percorsi di sviluppo tra paesi

Durante il periodo 2004-2008 le economie mondiali hanno beneficiato di una forte crescita economica (con incrementi medi annui del PIL mondiale di 4-5 punti percentuali). Il *trend* espansivo è stato tuttavia interrotto nel 2008 con il collasso dei mercati finanziari, e il successivo contagio dell'economia reale, che hanno determinato la crisi probabilmente più severa dal secondo dopoguerra. Nonostante il processo di caduta della produzione sembri avviato ad arrestarsi, lo sbocco della crisi appare ancora fortemente incerto.

Ad oggi, i principali fattori di incertezza riguardano i costi e i tempi delle politiche di salvataggio e l'impatto che la crisi avrà sulle prospettive di crescita economica di medio e lungo periodo. Al riguardo, appare verosimile uno scenario in cui le politiche monetarie e di bilancio, attualmente espansive, registrino una decisa inversione di tendenza in grado di produrre effetti, anche in termini di riduzione parziale dei deficit di bilancio accumulati, a partire dal 2011-2012¹⁸. Nel medio-lungo periodo, si ritiene che i ritmi di crescita complessivi dell'economia mondiale possano tornare su livelli non distanti da quelli registrati nel corso degli ultimi vent'anni. Tuttavia, **appare altamente probabile che, in esito alla crisi, si assisterà ad una differenziazione dei percorsi di sviluppo tra paesi: un rallentamento delle economie mature ed un'accelerazione di quelle emergenti.**

Le prospettive dei paesi industrializzati saranno condizionate nel breve termine dagli effetti della crisi economica. In un orizzonte di più lungo termine, gli Stati Uniti stanno imboccando un percorso che li condurrà alla riduzione della propensione al consumo e all'aggiustamento dei propri squilibri interni ed esteri. La maggiore flessibilità dei mercati dovrebbe tuttavia favorire lo spostamento di forza lavoro e capitale dai settori in declino a quelli con maggiori potenzialità di crescita, sostenendo la produttività aggregata ed agevolando il progressivo riallineamento ai ritmi di crescita potenziali. In Europa, le attese di sviluppo appaiono ridimensionate rispetto ai decenni trascorsi e dipenderanno dalla capacità dei paesi di

¹⁸ La crisi del debito sovrano della Grecia e i rischi di contagio ad altri Paesi dell'area euro hanno indotto ad un'accelerazione, già a partire dal 2010, delle politiche di rientro del debito pubblico.

accrescere la produttività totale dei fattori ed incrementare i tassi di partecipazione e di occupazione.

Le prospettive di crescita economica dei paesi emergenti risultano decisamente più favorevoli. Il potenziale di sviluppo della Cina risulta ancora elevato, nonostante dipenda sempre più dalla capacità di ridurre la dipendenza del Paese dal settore estero, di incrementare la propensione al consumo interno e di sviluppare mercati dei capitali più efficienti. In India lo sviluppo economico risulterà probabilmente trainato dalla necessità del Paese di adeguare la propria dotazione infrastrutturale e di accelerare la liberalizzazione dei mercati.

3.1.2 Il petrolio continuerà ad essere una fonte importante del mix energetico nello scenario di riferimento a medio e lungo termine

Nel contesto determinato dalla recente crisi economico-finanziaria, la domanda mondiale di energia ha evidenza nel 2009, per la prima volta dal 1981, una considerevole riduzione rispetto ai valori dell'anno precedente. La ripresa economica attesa nei prossimi anni dovrebbe tuttavia favorire una ripresa dei consumi energetici mondiali. Secondo lo scenario di riferimento IEA¹⁹, **la domanda mondiale di energia è prevista in crescita ad un tasso medio annuo dell'1,5% durante il periodo 2007-2030, corrispondente ad un incremento complessivo di circa il 40%**. Per effetto dei diversi tassi di sviluppo tra Paesi, il maggiore contributo alla crescita dei consumi energetici dovrebbe provenire dalle economie asiatiche, seguite dal Medio oriente.

Nel periodo 2007-2030, è previsto che i paesi non-OECD siano responsabili di oltre il 90% dell'incremento dei consumi energetici riscontrati a livello globale e che incrementino la propria quota di domanda energetica dal 52% attuale a circa il 63% nel 2030. La crescita della domanda **nei paesi OECD**, oltre a risultare decisamente più debole che nei paesi emergenti, riguarderà in particolare le energie rinnovabili non idroelettriche e il gas naturale, mentre **si prevede una riduzione in termini assoluti dei consumi di petrolio rispetto ai valori attuali**. Per quanto riguarda le economie emergenti, un forte incremento dei consumi di carbone e petrolio è atteso in Cina e India; per quanto concerne Medio Oriente, Europa orientale e America Latina, la crescita della domanda energetica di queste aree dovrebbe essere soddisfatta in misura uguale da petrolio e gas.

In questo contesto, le fonti petrolifere continueranno ad essere la prima fonte del mix energetico, con una quota tuttavia in calo dal 34% attuale a circa il 30% nel 2030. Il carbone si conferma la seconda fonte energetica per importanza, con una quota sui consumi mondiali in crescita (dal 27% attuale a circa il 29%). Per quanto concerne la fonte gas, invece, si prevede una quota sul mix energetico invariata rispetto agli attuali livelli, pari a circa il 21%. Nel 2030, inoltre, si stima che le fonti rinnovabili (escluso l'idroelettrico) possano contribuire a oltre il 10% dell'energia complessivamente consumata, per effetto delle politiche ambientali adottate e degli incentivi governativi a favore delle fonti alternative.

19 Reference Scenario, World Energy Outlook 2009, IEA

3.1.3 La domanda di petrolio nei prossimi 20 anni sarà trainata dalle economie emergenti mentre si riduce il peso dell'Europa

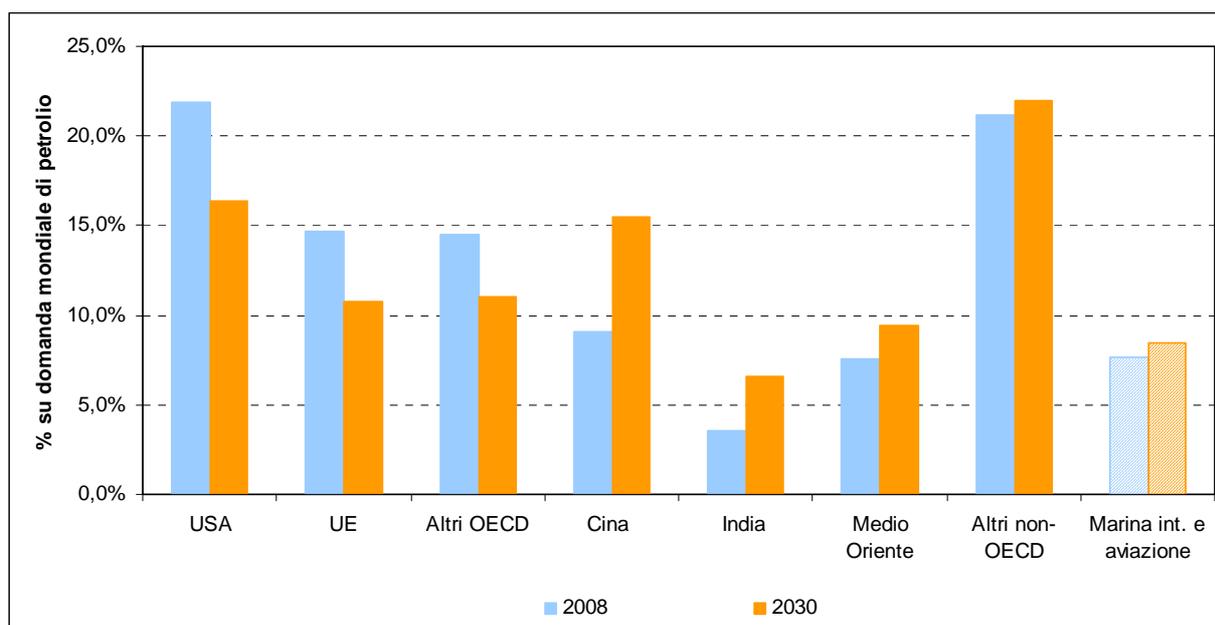
A partire dal 2004, la domanda di petrolio ha evidenziato ritmi di crescita molto elevati, sotto la spinta della forte crescita economica mondiale e dell'accelerazione nello sviluppo delle grandi economie emergenti (Cina, India e Brasile). I consumi di petrolio hanno subito una moderata flessione in occasione della recente crisi economica ma dovrebbero riprendere già a partire dal 2010, trainati dalla ripresa economica internazionale e, soprattutto, dalle prospettive di sviluppo dei paesi emergenti.

L'IEA stima che, tra il 2008 e il 2030, **la domanda di petrolio crescerà ad un tasso medio annuo pari a circa l'1%, da un livello attuale di 84,7 milioni di barili/giorno a circa 105 milioni di barili/giorno nel 2030. I consumi di petrolio nei prossimi 20 anni saranno trainati quasi esclusivamente dai paesi non-OECD mentre la domanda dell'area OECD è attesa in riduzione.**

In considerazione dei *trend* evolutivi previsti su scala regionale, la quota di domanda assorbita dai paesi non-OECD è stimata in aumento dal 41% del 2008 a circa il 53% nel 2030. **Gran parte di questo incremento sarà imputabile a Cina e India soltanto: la loro quota sui consumi mondiali dovrebbe quasi raddoppiare, dal 12,6% del 2008 a circa il 22% nel 2030.**

Diversamente, si stima una riduzione nei paesi OECD della domanda di petrolio, con una quota che passa dal 51% nel 2008 a circa il 38% nel 2030. **L'Unione europea non fa eccezione: i consumi dell'area sono previsti in significativo calo, sia in termini assoluti (da 12,4 milioni di barili/giorno nel 2008 a circa 11,3 nel 2030) sia in termini relativi, dal 14,6% a circa il 10,7% della domanda mondiale, per effetto delle politiche ambientali adottate in questa area e della riduzione dell'intensità petrolifera della produzione.**

Fig. 14 - Domanda mondiale di petrolio per principali aree di consumo, 2008 e 2030



Fonte: Elaborazione DSSD su dati IEA

Come mostra il grafico in Fig. 14, la geografia del consumo mondiale di petrolio è destinata a subire una forte trasformazione nei prossimi due decenni. Per quanto riguarda l'Unione Europea, attualmente seconda soltanto agli Stati Uniti per impieghi di petrolio, appare evidente che il proprio peso è destinato a ridimensionarsi, come conseguenza del calo dei consumi interni e della forte crescita attesa nella domanda proveniente dalle economie emergenti, di cui gran parte riferibile a Cina, India e Medio Oriente.

3.1.4 La crescita dei consumi mondiali di petrolio riguarderà principalmente il settore dei trasporti

Osservando i trend settoriali, risulta che nei paesi emergenti i consumi di petrolio sperimenteranno un incremento in tutti i settori; saranno tuttavia i trasporti a spiegare circa i 2/3 della crescita. Nelle economie industrializzate, il calo dei consumi riguarderà tutti i settori (industria, servizi, generazione elettrica, consumi residenziali) con una maggiore tenuta nei trasporti, in considerazione delle caratteristiche di maggiore rigidità di questo segmento della domanda. A livello mondiale, i consumi di petrolio nel settore trasporto sono stimati nel 2030 pari al 61% della domanda primaria complessiva, in crescita rispetto al 53% nel 2007 e al 46% nel 1990.

Tav. 4 - Domanda primaria di petrolio per principali aree di consumo e quota consumi nei settori trasporto e industria, (Mtoe, %)

	2007	2015	2020	2025	2030
Paesi OECD	2110	1930	1898	1868	1853
- trasporti	56%	59%	60%	61%	62%
- industria	6%	6%	6%	5%	5%
Unione europea	607	563	557	551	545
- trasporti	52%	54%	56%	57%	57%
- industria	7%	7%	7%	7%	6%
Mondo	4093	4234	4440	4691	5009
- trasporti	53%	55%	57%	59%	61%
- industria	8%	8%	8%	7%	7%

Fonte: WEO 2009, Reference Scenario, IEA

Nella UE, per effetto delle politiche ambientali già approvate e della riduzione dell'intensità petrolifera della produzione, realizzata attraverso i guadagni di efficienza e il progressivo spostamento verso produzioni meno intensive in energia, si prevede una decisa riduzione dei consumi di petrolio nei settori industriale e residenziale. Nei trasporti, invece, i consumi di petrolio sono stimati stazionari lungo tutto il periodo di previsione; questa stima è fondata su assunzioni cautelative in merito ai miglioramenti di efficienza energetica degli autoveicoli e di penetrazione di modelli a funzionamento elettrico nel parco auto entro il 2030 (vedi infra). Per effetto della riduzione di domanda registrata in tutti gli altri comparti, l'incidenza del

settore dei trasporti rispetto alla domanda primaria di petrolio totale dovrebbe pertanto evidenziare una crescita, dal 52% nel 2007 a circa il 57% nel 2030.

3.1.5 Politiche ambientali ambiziose e trasformazioni tecnologiche potrebbero ridurre la dipendenza dal petrolio nel medio periodo, senza tuttavia pregiudicarne l'importanza nel mix energetico

Lo scenario a medio e lungo termine per il settore petrolifero potrebbe essere rivisto in presenza di trasformazioni tecnologiche significative, nonché a seguito dell'adozione di politiche di mitigazione del cambiamento climatico ambiziose e coordinate tra paesi. Di seguito, pertanto, si illustrano brevemente alcuni dei fattori in grado potenzialmente di ridurre la dipendenza dal petrolio nei prossimi decenni:

- **Misure per mitigare il cambiamento climatico:** in assenza di nuove e ambiziose politiche ambientali, si stima una crescita dei consumi mondiali di energia di oltre il 40% entro il 2030 e un aumento significativo della dipendenza dai combustibili fossili; in questo contesto, la concentrazione di CO₂ nell'atmosfera subirebbe un forte aumento, da 380 parti per milione nel 2005 a circa 700 nel 2030. Ormai da alcuni anni vari Paesi e istituzioni, con l'Unione Europea in posizione di avanguardia, alimentano il dibattito sul tema del cambiamento climatico, chiedendo l'adozione di interventi coordinati e ambiziosi per stabilizzare le emissioni di CO₂ su livelli considerati sostenibili (stimati in un intorno di 450 ppm nel lungo periodo). Al di là degli esiti delle negoziazioni politiche in corso, appare evidente che condizione necessaria per il perseguimento di questo traguardo sia il coinvolgimento di un numero rilevante di Paesi, incluse le grandi economie emergenti (Cina, India, Russia, Brasile, Medio Oriente, ecc.). Un accordo soddisfacente sul clima, richiedendo un forte ripensamento sul modo in cui l'energia viene prodotta e consumata, potrebbe avere conseguenze importanti sull'industria petrolifera e comportare una revisione al ribasso delle previsioni future di consumo.
- **Gas non convenzionale:** valutazioni e scoperte recenti evidenziano come la disponibilità di gas non convenzionale (gas da scisti, *tight gas* - gas naturale in depositi a bassa permeabilità - e *coal bed methane* - gas naturale in carbone) sia potenzialmente enorme. Nonostante le stime sulle disponibilità di riserve mondiali siano ancora incomplete, l'IEA informa che, soltanto in Europa, le risorse disponibili potrebbero soddisfare l'attuale fabbisogno di importazione per oltre 40 anni. Attualmente circa tre quarti della produzione mondiale di gas non convenzionale viene effettuata negli Stati Uniti. L'evoluzione tecnologica potrebbe aprire la strada allo sfruttamento su larga scala delle risorse di gas non convenzionali e rivoluzionare, in tal modo, l'intera industria del gas, con effetti potenziali di spiazzamento anche sulle fonti concorrenti, incluso il petrolio.
- **Diffusione dei veicoli elettrici nel settore dei trasporti:** le previsioni di evoluzione della domanda di petrolio si fondano su ipotesi di incremento dei consumi legati al settore dei trasporti nei paesi emergenti e di sostanziale stabilità nei paesi OECD. Tuttavia, la diffusione su larga scala di veicoli a funzionamento elettrico potrebbe comportare, già nell'orizzonte di previsione al 2030, una significativa contrazione dei consumi di prodotti petroliferi destinati al trasporto. Un recente studio diffuso da ERSE (ENEA - Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A.) ipotizza in un paese come l'Italia una penetrazione del 25% dei veicoli elettrici (in gran parte di tipo ibrido) entro il 2030. Uno scenario come questo avrebbe l'indubbio effetto di accelerare la riduzione

dei consumi petroliferi complessivi europei rispetto ai livelli previsti nello scenario base di riferimento.

Box 3 - La politica della Cina per l'approvvigionamento delle risorse petrolifere

A partire dai primi anni '80, l'economia della Cina ha goduto di ritmi di crescita annua dell'ordine del 10%. I consumi energetici hanno evidenziato un'analogia espansione, seppure a ritmi più moderati, per effetto dei guadagni di efficienza e della progressiva trasformazione del settore industriale.

Il carbone costituisce la principale fonte di energia del paese (70% del fabbisogno complessivo), seguito dal petrolio, la cui quota nel mix energetico si attesta intorno al 20%. Tuttavia, se da un lato l'importanza relativa del petrolio sulla domanda di energia primaria risulta stabile da anni, lo stesso non può dirsi della produzione nazionale di greggio, la cui quota sulla produzione totale di energia è diminuita dal 24% nel 1980 all'11% nel 2007. Per effetto di queste dinamiche, la Cina, a partire dal 1993, è divenuta un paese importatore netto di petrolio.

La domanda di greggi e il ruolo della Cina sul mercato internazionale del petrolio sono destinati a crescere rapidamente nel corso dei prossimi anni. Secondo le ultime previsioni IEA²⁰, le importazioni nette di petrolio della Cina dovrebbero triplicare nei prossimi due decenni, da 3,9 milioni di barili/giorno nel 2008 a circa 13,1 nel 2030. Per il mercato mondiale del petrolio, ciò significa che nel 2030 ci saranno tre grandi aree di importazione (Cina, Stati Uniti e UE), rispetto alle due attuali.

In considerazione delle prospettive attese di crescita delle importazioni di greggio, la Cina ha da alcuni anni adottato una strategia estera di politica energetica particolarmente attiva, finalizzata ad i) accrescere le fonti di approvvigionamento in ottica di lungo termine, ii) diversificare le aree di provenienza del greggio, iii) ridurre i rischi associati alle forti fluttuazioni di prezzo. La politica energetica della Cina viene esercitata prevalentemente attraverso le grandi compagnie di Stato (CNPC²¹ -e la controllata PetroChina-, Sinopec²² e CNOOC²³) e prevede:

- conclusione di **contratti di approvvigionamento di lungo termine**. Questi accordi assicurano la disponibilità di greggio per la durata del contratto, seppure senza garanzie contro le possibili fluttuazioni di prezzo;
- offerta di **ampi pacchetti economici** in cambio del petrolio (ad esempio, contratti “*oil-for-infrastructure*” e “*oil-for-loan*”);
- acquisizione di **riserve petrolifere**, allo scopo di incrementare la sicurezza degli approvvigionamenti e di coprirsi contro il rischio di forti incrementi delle quotazioni del greggio;
- sostegno finanziario alle compagnie di Stato per vincere la concorrenza delle multinazionali estere;
- **diversificazione delle fonti** con focus su Africa, Russia, Asia Centrale, America Latina e Canada;
- potenziamento e diversificazione delle **vie di transito**.

Nel periodo 2008-2009 le compagnie petrolifere di numerosi paesi hanno sofferto una crisi di liquidità che ha comportato un ridimensionamento dei piani di investimento. La Cina, diversamente, ha potuto utilizzare le proprie ingenti riserve monetarie (stimate in circa 2 trilioni di dollari) per sostenere gli investimenti delle proprie compagnie di Stato, principalmente mediante la conclusione di accordi *oil-for-loan* e *oil-for-infrastructure*. Un esempio recente è il contratto decennale concluso tra Petrobras (Brasile) e Sinopec nel febbraio 2009 per la fornitura a regime di 200.000 barili/giorno in cambio di un prestito finanziario di 10 miliardi di dollari. Ad aprile 2009, la Cina ha inoltre siglato un contratto con la Russia per una fornitura ventennale di petrolio (300.000 milioni di barili/giorno), offrendo come

20 Reference Scenario, World Energy Outlook 2009.

21 China National Petroleum Corporation.

22 China Petroleum and Chemical Corporation.

23 China National Offshore Oil Corporation.

contropartita la concessione di un prestito di 25 miliardi di dollari per la costruzione di un oleodotto tra i due paesi. Analogamente, il Venezuela, a fronte di un prestito di 4 miliardi di dollari, si è impegnato per forniture di lungo periodo verso il mercato cinese, per un volume stimato in 1 milione di barili/giorno entro il 2015. CNPC e la China Export-Import Bank hanno recentemente manifestato l'intenzione di concedere al Kazakhstan due prestiti, ciascuno pari a 5 miliardi di dollari, grazie al quale la Cina dovrebbe acquisire un ruolo maggiore nell'industria upstream di questo paese. Accordi di tipo *oil-for-infrastructure* sono stati invece conclusi con diversi paesi africani, quali Angola, Sudan, Chad, Congo, Guinea Equatoriale.

La Cina sta progressivamente incrementando la propria produzione effettuata all'estero mediante l'acquisizione di nuovi giacimenti petroliferi. Tale produzione è cresciuta da 760.000 barili/giorno nel 2007 a 820.000 nel 2008. Grazie all'incremento della capacità di raffinazione per il trattamento dei greggi *sour* e ad alto contenuto di zolfo, le compagnie cinesi stanno investendo maggiormente nei giacimenti del Medio Oriente (Iran, Iraq, Siria) e America Latina. A titolo di esempio, si ricordano gli accordi recenti tra CNPC, Sinopec e il governo iraniano per lo sviluppo dei giacimenti in North Azadegan e Yadavaran; nel luglio 2009, CNPC si è poi aggiudicata la gara per lo sviluppo del campo di Rumalia, uno dei più grandi in Iraq.

Inoltre, la Cina ha di recente manifestato interesse verso l'acquisizione di risorse di petrolio marginali, quali le sabbie bituminose del Nord America, il cui recupero potrebbe risultare conveniente in un contesto di quotazioni del greggio relativamente sostenute. A riguardo, Sinopec ha concluso ad aprile 2010 il principale accordo di investimento cinese in Canada, acquisendo il 9% di Syncrude Canada²⁴ per un importo di 4,65 miliardi di dollari. Tale investimento segue quello realizzato l'anno precedente da PetroChina (1,7 miliardi di dollari) che ha condotto all'acquisizione di due giacimenti di sabbie bituminose nella regione di Alberta.

La politica energetica adottata dalla Cina appare coerente con la necessità del Paese di accrescere rapidamente il proprio peso sui mercati mondiali del petrolio. La Cina è inoltre consapevole della complessità di questo obiettivo. Le compagnie petrolifere occidentali dispongono di un vantaggio di almeno mezzo secolo nello sviluppo e mantenimento di relazioni commerciali con i principali Paesi produttori. Inoltre, le compagnie petrolifere occidentali, al di là delle difficoltà recenti provocate dalla crisi economica, hanno disposto tradizionalmente di ingenti capitali, quali il *cash flow* derivante dallo svolgimento dell'attività operativa, il finanziamento delle banche commerciali e la raccolta di fondi sui mercati obbligazionari. Vari analisti ritengono che la Cina stia pagando un prezzo elevato per l'accesso alle risorse petrolifere. È probabile che si tratti del costo necessario per superare le barriere all'ingresso esistenti e assicurarsi i benefici connessi alla sicurezza degli approvvigionamenti. Tuttavia, se questa scelta può apparire giustificata nell'attuale fase di forte espansione dell'economia cinese, potrebbe tuttavia divenire più difficilmente sostenibile in condizioni economiche meno favorevoli.

3.2 Scenari di evoluzione dell'offerta

Parallelamente al calo della domanda petrolifera registrata durante la recente crisi economico-finanziaria, dal lato dell'offerta si è assistito nel 2009 ad un calo significativo degli investimenti, per effetto della riduzione di consumi e prezzi, della revisione delle aspettative e del deterioramento delle condizioni di finanziamento dei progetti in corso e futuri.

In un'ottica di medio e lungo periodo, è necessario che gli investimenti riprendano rapidamente per soddisfare le prospettive di crescita dei consumi energetici. L'IEA, in particolare, stima che gli investimenti richiesti per soddisfare la domanda di energia fino al

²⁴ Syncrude è il principale giacimento di sabbie bituminose del Canada, con una produzione stimata in 350.000 barili/giorno, pari al 13% della produzione totale canadese.

2030 ammontino a circa 26 mila miliardi di dollari²⁵. L'analisi seguente presenta, con riferimento al mercato petrolifero, le dinamiche attese di evoluzione dell'offerta.

3.2.1 Le riserve stimate di greggio risultano ancora considerevoli e non fanno precludere ad una scarsità di risorse nel medio periodo

L'IEA²⁶ ha aggiornato a fine 2007 la stima relativa alle riserve e alle risorse potenzialmente recuperabili di olio convenzionale e liquidi da gas naturale (NGL) con indicazione, per le diverse aree del mondo, di: riserve originarie (stimate ad oggi) dei giacimenti già scoperti; produzione cumulata al 2007; riserve residue (calcolate come differenza tra riserve originarie e produzione cumulativa); crescita potenziale delle riserve (*“reserves growth”*); risorse recuperabili scopribili in nuovi giacimenti (*“undiscovered recoverable resources”*) e risorse recuperabili residue (riserve residue + *reserves growth* + *undiscovered recoverable resources*).

Come mostra la tavola 5, le riserve residue ammontano a 1.241 miliardi di barili, concentrate per il 54% in Medio Oriente. Le aree di maggiore consumo (Paesi OECD ed Estremo Oriente) dispongono solo del 13% delle riserve residue. Le risorse potenziali, ottenute dallo sviluppo dei giacimenti già scoperti e tramite la scoperta di nuovi giacimenti, sono quasi uguali alle riserve residue e portano l'ammontare totale delle risorse recuperabili residue a 2448 miliardi di barili. Se si tiene inoltre conto dell'applicazione di metodi EOR, la stima complessiva delle risorse recuperabili residue di olio convenzionale è pertanto di circa 2900 miliardi di barili.

Tav. 5 - Stima riserve e risorse potenzialmente recuperabili di olio convenzionale e NGL (fine 2007, miliardi di barili)

	Riserve Originarie	Produzione Cumulativa	Riserve Residue		Crescita Potenziale Riserve	Risorse Recuperabili Scopribili		Risorse Recuperabili Residue	
	(a)	(b)	(c) = a-b		(d)	(e)		(f) = c+d+e	
Paesi OECD	458	363	95	8%	27	185	23%	307	13%
Nord America	368	300	68	5%	22	95	12%	185	8%
Europa	77	56	21	2%	3	80	10%	104	4%
Pacifico	13	7	6	1%	2	10	1%	18	1%
Paesi non-OECD	1910	764	1146	93%	375	620	77%	2141	88%
Ex URSS	355	171	184	15%	67	140	17%	391	16%
Estremo Oriente	134	79	55	5%	20	30	4%	105	4%
Medio Oriente	986	312	674	54%	204	257	32%	1135	46%
Africa	206	102	104	8%	40	85	11%	229	9%
America Latina	229	100	129	10%	44	108	13%	281	12%
Totale Mondo	2368	1127	1241	100%	402	805	100%	2448	100%

Fonte: WEO, 2008

Accanto alle riserve di olio convenzionale, si stima inoltre che un contributo alle risorse complessivamente disponibili possa arrivare dagli oli extra-pesanti e dalle sabbie bituminose, nonché (seppure le prospettive al riguardo appaiano notevolmente più incerte) dagli scisti bituminosi e dagli idrocarburi prodotti da gas naturale (GtL) e carbone (CtL).

²⁵ Si tratta di investimenti cumulati in dollari 2008, stimati sotto le ipotesi di Reference Scenario della IEA.

²⁶ WEO 2008, IEA.

Box 4 – Riserve potenziali e greggi non convenzionali

Le riserve residue associate ai campi in esercizio costituiscono soltanto una parte delle risorse di greggio complessivamente esistenti. Si stima infatti che risorse ulteriori si renderanno disponibili mediante sviluppo dei giacimenti già in produzione, scoperta di nuovi campi, produzione di greggi non convenzionali. In particolare, IEA informa che le risorse provenienti dallo sviluppo di giacimenti già scoperti (“*reserves growth*”) ammontano complessivamente a circa 400 miliardi di barili, pari a circa un terzo delle riserve residue; inoltre, la scoperta di nuovi campi (“*undiscovered recoverable resources*”) dovrebbe consentire il recupero di circa 800 miliardi di barili, distribuiti tra Medio Oriente (32%), paesi OECD (23%), Russia (17%) e altri. Tali risorse includono riserve per circa 300 miliardi di barili collocate nelle zone artiche (140 miliardi di barili) e in aree sottomarine (*deep-water* - profondità d’acqua di 400-1500 m - e *ultradeep-water* - profondità d’acqua superiore a 1500 m), stimate pari a circa 160 miliardi di barili. Mentre non includono le ulteriori risorse di olio convenzionale producibile tramite l’applicazione di metodi di EOR (*Enhanced Oil Recovery*) con iniezione di anidride carbonica e/o di additivi chimici, il cui volume è stimato in circa 400-500 milioni di barili.

Con riferimento alle riserve di greggi non convenzionali, si stima che le risorse recuperabili di greggio extra-pesante siano pari a oltre 430 miliardi di barili, di cui quasi il 60% nel bacino dell’Orinoco in Venezuela. Le risorse di olio ottenibili da sabbie bituminose sono stimate in 651 miliardi di barili, per l’80% nel Canada Occidentale e nel resto del Nord America. Per gli scisti bituminosi, le riserve recuperabili potrebbero ammontare a circa 1000 miliardi di barili, concentrate per il 60% negli USA, seguiti da Brasile, Giordania, Marocco e Russia. Tuttavia, in assenza di progetti commerciali ad oggi in esercizio, le prospettive di miglioramento delle tecnologie di produzione appaiono ancora molto incerte e non si prevede un contributo significativo alla produzione entro il 2030. Le risorse di olio derivanti da GtL e CtL potrebbero essere ingenti; tuttavia la disponibilità effettiva dipenderà dalla possibilità di sottrarre volumi considerevoli di gas e carbone agli usi tradizionali di queste fonti, nonché dalla capacità di ridurre i costi di produzione, attualmente elevati.

3.2.2 Nel lungo periodo, la disponibilità di risorse incrementalì di greggio richiederà tuttavia il sostegno di costi complessivi di produzione più elevati

I costi associati alla scoperta, sviluppo e produzione delle riserve di olio convenzionale e non convenzionale risultano differenziati in base al tipo di greggio prodotto e si collocano all’interno di forchette di oscillazione relativamente ampie (con eccezioni verso l’alto o il basso in base alla provenienza del greggio). La tavola seguente riporta le stime svolte da AIEE sul costo unitario complessivo di produzione (comprensivo dei costi di sviluppo, dei costi operativi e di esplorazione) per ciascuna tipologia di greggio sopra menzionata.

Tav. 6 - Costi di produzione per tipologia di greggio, \$/b, anno 2008

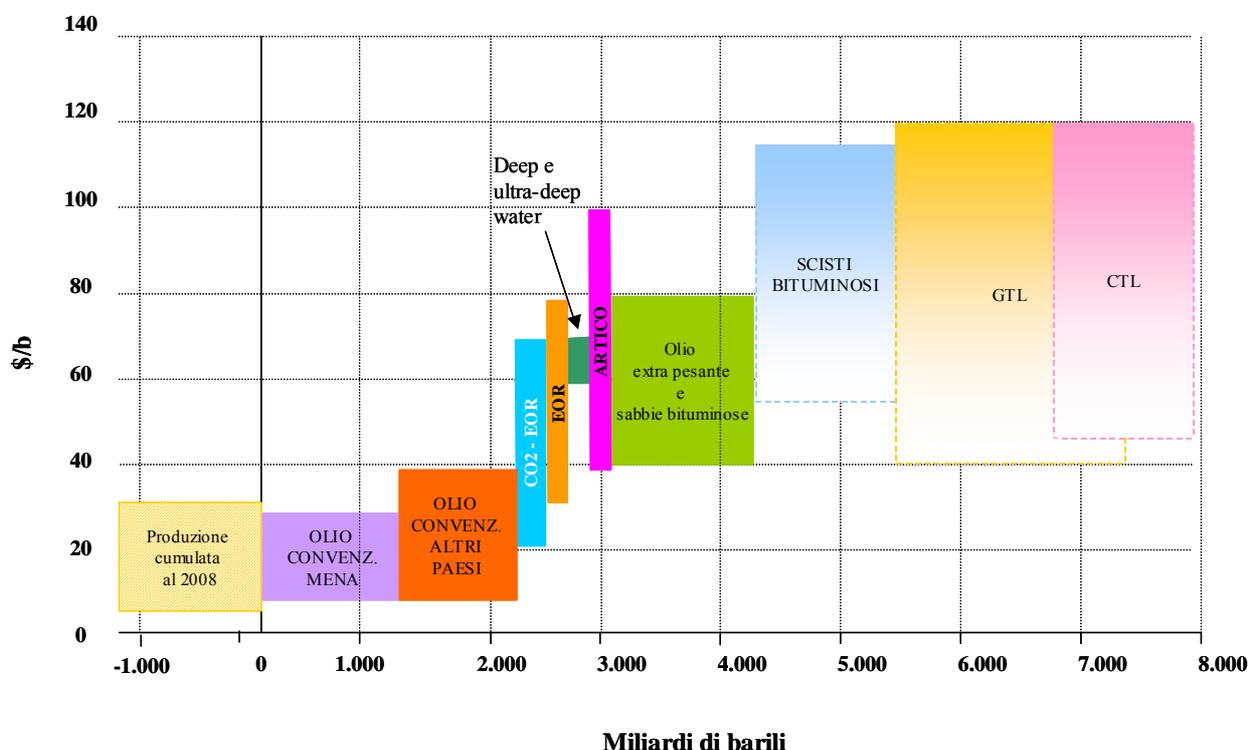
Tipologia di greggio	Costo unitario di produzione (\$/b)
Olio convenzionale	10 – 40
CO2 –EOR	20 – 70
EOR	30 – 80
Deep e ultra-deep water	60 – 70
Artico	40 – 100
Olio extra pesante e sabbie bituminose	40 – 80
GtL e CtL	40 – 120

Fonte: AIEE

Poiché si tratta di investimenti che richiedono fino a 10 anni per essere completati e che generano cash-flow nei successivi 20-30 anni, queste stime di costo sono fortemente influenzate dal tasso a cui viene scontato il cash-flow. A titolo di esempio, ipotizzando un investimento di 1 milione di dollari, distribuito su 5 anni, per produrre 5.000 barili/a per 25 anni, il costo di produzione dovuto al capitale impegnato risulterà pari a 20 \$/b con un tasso di sconto pari al 7%. Qualora invece si consideri un tasso del 15% o il 20% il risultato diventa, rispettivamente, 42 \$/b o 60 \$/b. Pertanto, le stime sui costi devono essere valutate tenendo conto che una minore rischiosità del settore potrebbe indurre una forte riduzione dei costi associati di produzione.

In ogni caso, sulla base delle informazioni disponibili di quantità (riserve) e di costo unitario di produzione, è possibile rappresentare la curva di offerta di lungo periodo di oli convenzionali e non convenzionali (Fig. 15).

Fig. 15 - Curva di offerta di lungo periodo



Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIEE

3.2.3 L'evoluzione al 2030 del mix di greggi chiamati a soddisfare i fabbisogni di consumo conferma un aumento dei costi di estrazioni delle risorse marginali

La previsione di produzione e il mix di greggi chiamati a soddisfare la domanda nei prossimi due decenni sono basate sull'analisi che AIEE ha condotto per conto del Gruppo di lavoro "nuovo mercato del petrolio" utilizzando dati WEO 2008, rivisti alla luce della diminuzione di domanda di olio negli anni 2008-2010 e dell'impatto negativo (stimato in circa 4 milioni di

barili/giorno)²⁷ sul profilo di produzione previsto per i prossimi anni. Tale analisi tiene conto dei tassi di declino dei giacimenti in esercizio mentre, per quanto concerne i profili di produzione dei nuovi siti, considera la validità economica dei relativi progetti, svolta sulla base di ipotesi su prezzo atteso, costi di produzione, regole fiscali e contrattuali in vigore nei paesi esportatori, *cash flow* generato dall'industria petrolifera *upstream* e scelte allocative delle disponibilità finanziarie. La Tavola 7 presenta la composizione di greggi in produzione nel 2007 e la previsione al 2015 e al 2030. Per una descrizione più dettagliata si rimanda al box successivo.

Tav. 7 - Previsione della produzione del petrolio

	2007	2015	2030
Greggio *	70,2	69,0	71,2
OECD	14,3	11,1	10,2
Non-OECD	25,8	26,8	26,4
Totale Non-OPEC	40,1	37,9	36,6
OPEC	30,1	31,1	34,6
NGLs	10,5	14,4	19,8
OECD	3,7	3,9	3,9
Non-OECD	2,1	2,4	2,7
Totale Non-OPEC	5,8	6,3	6,6
OPEC	4,7	8,1	13,2
Totale Olio Convenzionale (A)	80,7	83,4	91,0
Olio Non Convenzionale ** (B)	1,6	4,6	8,8
Greggio Extra-Pesante	0,0	0,4	0,7
Sabbie bituminose	1,2	3,2	5,9
GtL	0,1	0,3	0,7
CtL	0,1	0,4	1,1
Additivi	0,2	0,3	0,4
Totale Greggi (A+B)	82,3	88,0	99,8
Guadagni di lavorazione (C)	2,1	2,3	2,6
Totale Mondo(A+B+C)	84,3	90,3	102,4
Previsione IEA 2009 Offerta Mondo	84,3	88,4	105,2

* Incluso greggi extra-pesanti del Venezuela

** Escluso greggi extra-pesanti del Venezuela e biocarburanti

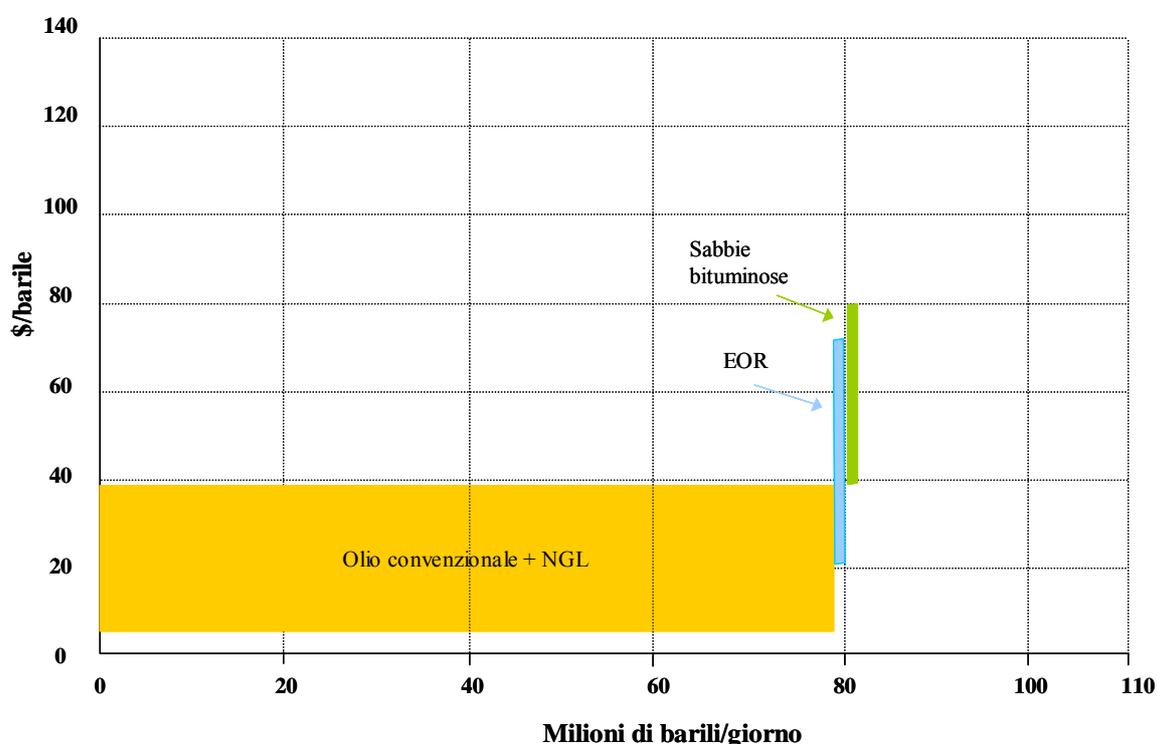
Fonte: AIEE e previsione IEA al 2030

27 Tale ipotesi appare moderatamente più pessimistica rispetto al Reference Scenario presentato dall'AIE nel WEO 2009, che prevede un ritorno della domanda di greggio al 2030 su livelli prossimi a quelli previsti prima della recente crisi economico-finanziaria.

I dati di dinamica della produzione complessiva e di evoluzione del mix di greggi chiamati a soddisfare la domanda mondiale, incrociati con le informazioni relative ai costi di produzione presentate in precedenza, consentono di confrontare la curva di costo dei greggi in produzione nel 2007 con quella prospettica al 2030. Le figure 16 e 17 evidenziano, rispettivamente per gli anni 2007 (anno base) e 2030 (anno di ultima previsione), i dati di quantità e di costo²⁸ dei greggi chiamati a soddisfare la richiesta mondiale di oli combustibili.

Dal confronto tra le due curve di costo risulta evidente che: i) la produzione di oli convenzionali continuerà a soddisfare una quota preponderante dei consumi mondiali; ii) il costo marginale di produzione, ossia il costo di una unità aggiuntiva di produzione, subirà presumibilmente un incremento, per effetto della quota crescente di greggi più costosi nel mix produttivo complessivo.

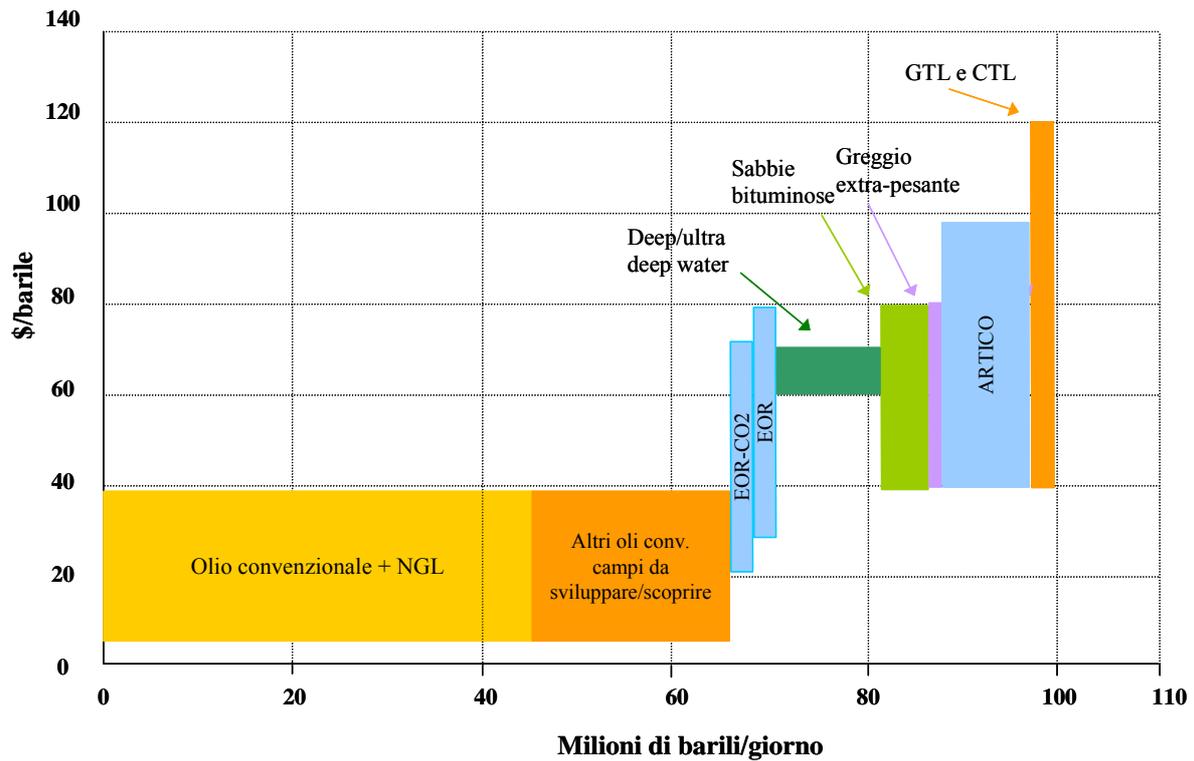
Fig. 16 - Produzione giornaliera e costo di produzione, anno 2007



Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIEE

²⁸ In particolare si riportano le forchette di oscillazione dei costi unitari di produzione. Al riguardo, si precisa che le informazioni di costo di produzione sono relative all'anno 2008 e non tengono conto dell'evoluzione attesa dell'inflazione e dei risparmi ottenuti attraverso il miglioramento delle tecnologie.

Fig. 17 - Produzione giornaliera e costo di produzione, anno 2030

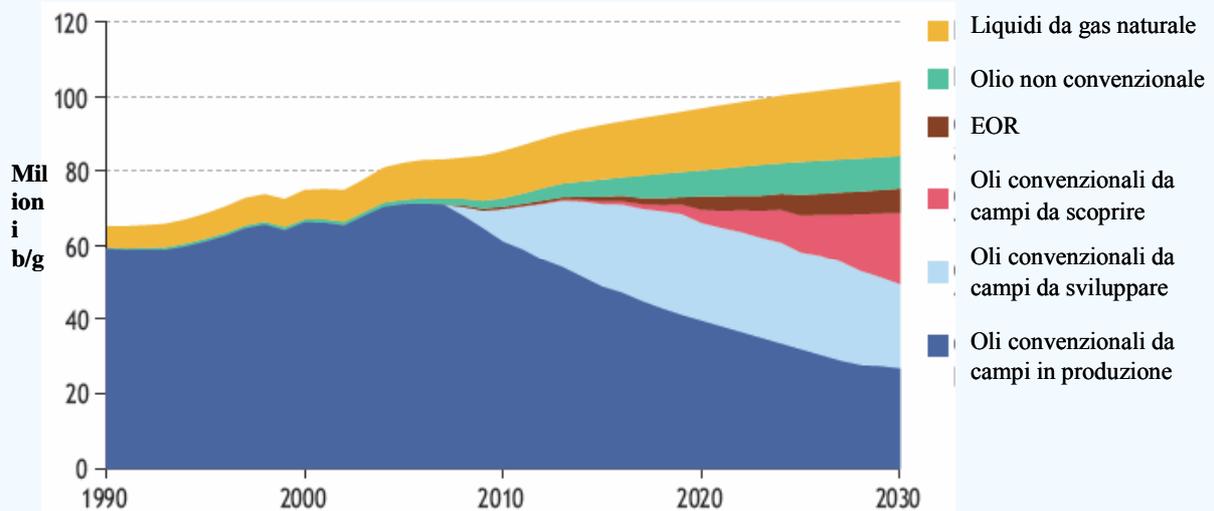


Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIEE

Box 5 - Dinamica e distribuzione geografica della produzione di greggi al 2030

Tenuto conto del tasso di declino dei giacimenti, si stima una riduzione della produzione di greggio dai campi già in esercizio: da un livello pari a circa 70 milioni b/g nel 2007 a 49 milioni b/g nel 2015 fino ad arrivare a 25 milioni b/g nel 2030. In particolare la produzione nei giacimenti dell'area OPEC è prevista passare da 30 milioni b/g nel 2007 a 12 milioni b/g nel 2030 e quella dell'area non-OPEC da 40 milioni b/g nel 2007 a 13 milioni b/g nel 2030. Il calo è maggiore per l'area non-OPEC in conseguenza della minore dimensione dei giacimenti e del maggior numero di campi *offshore*.

Fig. 19 Profilo di produzione di greggio al 2030, milioni barili/giorno



Fonte: WEO 2008

Le valutazioni sul profilo di produzione dei giacimenti già scoperti ma ancora da sviluppare tengono invece conto della validità economica dei relativi progetti, svolta sulla base di ipotesi su prezzo atteso, stima dei costi, regole fiscali e contrattuali in vigore nei paesi esportatori, cash flow generato dall'industria petrolifera upstream e scelte allocative delle disponibilità finanziarie. Il contributo alla produzione di greggio da tali giacimenti è stimato in 19 milioni b/g (di cui la metà OPEC) nel 2015, in 27 milioni b/g (di cui 12 milioni b/g OPEC) poco dopo il 2020 (ossia in corrispondenza del picco produttivo), e in 21 milioni b/g (di cui 9 milioni b/g OPEC) nel 2030. Il contributo alla produzione di greggio dei giacimenti che saranno scoperti in futuro è stimato dall'AIE in 9 milioni b/g (di cui la metà OPEC) nel 2020 e in 19 milioni b/g (di cui 10 milioni b/g OPEC) nel 2030. La produzione di greggio da nuovi progetti di EOR (Enhanced Oil Recovery) che utilizzano in gran parte anidride carbonica, è prevista passare da circa 1 milione b/g nel 2015, concentrata per oltre la metà negli USA, a oltre 6 milioni b/g nel 2030, concentrati in gran parte in Nord America e nei paesi arabi del Golfo.

A seguito dell'aumento previsto per la produzione di gas naturale, la produzione di NGLs è prevista in deciso aumento: da circa 10 milioni b/g nel 2007 (di cui quasi la metà di provenienza OPEC) a 14 milioni b/g nel 2015 (di cui 8 OPEC) ed a 20 milioni b/g nel 2030 (di cui 13 OPEC).

Complessivamente la produzione di olio convenzionale (greggio + NGL) è quindi prevista passare da circa 81 milioni b/g nel 2007 a 83 milioni b/g nel 2015 ed a 91 milioni b/g nel 2030.

La produzione di olio non convenzionale, escludendo i greggi extra-pesanti del Venezuela, già compresi nei greggi convenzionali, e non considerando i biocarburanti, è prevista passare da 1,6 milioni b/g nel 2007 a 4,6 milioni b/g nel 2015 ed a 8,8 milioni b/g nel 2030. Dal punto di vista geografico essa si concentra in gran parte in Canada, da cui proviene la produzione di olio da sabbie bituminose. Gli altri paesi maggiormente interessati allo sviluppo dell'olio non convenzionale risultano gli USA e la Cina per quanto concerne l'olio da carbone (CtL), il Kuwait per i greggi extra-pesanti. Nel 2030 è previsto che le sabbie bituminose contribuiscano al mix di greggi complessivo con una produzione di quasi 6 milioni b/g, i CtL con poco più di 1 milione di b/g e le altre fonti (greggi extra-pesanti al di fuori del Venezuela, GtL e additivi ottenuti da Gas) con quasi 2 milioni b/g complessivi.

La produzione complessiva di olio convenzionale e non convenzionale, escludendo i biocarburanti, è prevista passare da 82.3 milioni b/g del 2007 a 88 milioni b/g del 2015 ed a 100 milioni b/g del 2030.

3.3 Considerazioni conclusive sugli scenari

Le indicazioni di *trend* sopra descritte consentono di svolgere le seguenti conclusioni, riferite allo scenario petrolifero per i prossimi due decenni:

- i consumi mondiali di petrolio, nonostante la tendenza alla riduzione del grado di intensità petrolifera della produzione, sono proiettati verso una crescita significativa, trainata dallo sviluppo delle economie asiatiche;
- il trend espansivo della domanda mondiale nasconde in realtà situazioni differenziate a livello regionale; in particolare, la crescita della domanda sarà frenata dalle politiche di contenimento dei consumi di greggio e di promozione delle fonti rinnovabili nei principali mercati industrializzati. Per quanto concerne l'Unione Europea, ciò si tradurrà in una significativa riduzione della propria domanda di greggio sui consumi mondiali complessivi (dal 14,6% nel 2008 al 10,7% nel 2030);
- pur in presenza di una significativa espansione, la produzione globale di petrolio faticerà ad adeguarsi ai ritmi di crescita dei consumi. La maggiore produzione dovrà provenire anche da investimenti in progetti tecnicamente complessi, da giacimenti *offshore* di scala ridotta e da guadagni di efficienza nelle tecnologie di estrazione; l'evoluzione di lungo periodo dell'offerta determinerà verosimilmente un incremento dei costi unitari di produzione e un incremento del tasso di declino naturale dei

giacimenti in esercizio; un importante contributo potrà, inoltre, essere offerto dalle nuove tecnologie di produzione di prodotti petroliferi da metano;

- il *mismatch* geografico e qualitativo tra domanda e offerta di petrolio determinerà l'espansione dei flussi commerciali di greggio (e di conseguenza un aumento della quota sul commercio internazionale complessivo); i transiti avverranno su rotte commerciali relativamente più rischiose, con la conseguenza di alimentare i timori circa la sicurezza degli approvvigionamenti e di provocare una maggiore volatilità dei prezzi.

4. Le proposte per la riduzione della volatilità dei prezzi nei mercati petroliferi

4.1 Le iniziative e le proposte per migliorare il funzionamento dei mercati fisici

Diverse iniziative e proposte sono state recentemente avanzate allo scopo di rimuovere gli ostacoli alla realizzazione di mercati energetici efficienti, trasparenti e tali da evitare in futuro oscillazioni di prezzo analoghe a quelle recentemente osservate. Con riferimento al funzionamento dei mercati fisici, le proposte concrete di intervento si inscrivono all'interno dei seguenti ambiti:

- rafforzamento del dialogo tra produttori e consumatori;
- revisione del sistema europeo di scorte petrolifere;
- promozione della trasparenza e miglioramento dell'informazione sul mercato del petrolio e i suoi prodotti;
- definizione di una banda di oscillazione condivisa per il prezzo del petrolio di medio e lungo termine.

Il dibattito sugli interventi idonei a migliorare il funzionamento dei mercati del petrolio è influenzato da diverse esigenze e preoccupazioni, tra cui la necessità di assicurare idonei investimenti in campo energetico, rendimenti adeguati ai produttori e costi dell'energia ragionevoli per i consumatori, di preservare la crescita economica e incoraggiare l'uso efficiente dell'energia e la diffusione delle fonti rinnovabili.

4.1.1 Rafforzamento del dialogo tra produttori e consumatori di petrolio

L'iniziativa più significativa di promozione del confronto tra Stati produttori e Stati consumatori risulta ad oggi il Forum internazionale dell'energia (FIE). Nato nel 2000, si tratta di un organismo di carattere informale che riunisce i paesi membri dell'IEA, dell'OPEC e altri importanti Stati, quali Cina, India, Brasile, Messico e Russia, rappresentando circa il 90% della domanda e dell'offerta mondiale di petrolio.

L'attività del FIE è scandita dalle conferenze ministeriali che si svolgono ogni biennio, di cui l'ultima si è appena conclusa a Cancun (30-31 marzo 2010). La dichiarazione finale di Cancun, firmata da 66 Paesi, tra cui l'Italia, affronta il problema della volatilità di prezzo del greggio e la conseguente necessità di rafforzare il dialogo tra produttori e consumatori di petrolio. In particolare, facendo seguito agli esiti delle conferenze *ad hoc* di Djeddah (giugno 2008) e Londra (dicembre 2008), e alle raccomandazioni fornite dall'High Level Steering Group (HLSG)²⁹, è stato deciso di:

- rafforzare la struttura e i compiti del FIE al fine di promuovere il dialogo produttori-consumatori di petrolio;

²⁹ L'High Level Steering Group è stato incaricato ad aprile 2009 di elaborare raccomandazioni in vista della Conferenza di Cancun del FIE (marzo 2010), con l'obiettivo di "rafforzare l'architettura del dialogo internazionale, rafforzare il FIE e ridurre la volatilità sui mercati petroliferi".

- migliorare la qualità e la copertura delle informazioni fornite nel quadro dell'iniziativa JODI (si veda paragrafo 4.1.3)
- promuovere le iniziative volte a ridurre la volatilità di prezzo del petrolio, favorendo un approccio coordinato con riferimento ai legami tra mercati fisici e mercati finanziari e alla regolazione dei mercati energetici.

Gli orientamenti assunti, pertinenti rispetto alle criticità emerse sui mercati del petrolio, risultano tuttavia complessi e suscettibili di trovare ostacoli in fase di attuazione. Ad esempio, il rafforzamento del quadro istituzionale richiede una condivisione ampia da parte degli Stati, che appare non scontata in considerazione della divergenza di obiettivi e strategie esistenti. Inoltre, il rafforzamento del ruolo e dei compiti del FIE pone la questione del posizionamento dell'IEA che, seppure poco rappresentativa di tutte le parti in gioco³⁰, gode di una legittimità e di un'esperienza riconosciuta in materia di elaborazione di studi e informazioni sui mercati energetici e del petrolio.

4.1.2 Promozione della trasparenza e miglioramento dell'informazione sul mercato del petrolio e i suoi prodotti

I mercati fisici del petrolio evidenziano un deficit di trasparenza che condiziona la formazione delle aspettative, con conseguente impatto sulle quotazioni del greggio e dei suoi prodotti. Allo scopo di migliorare l'informazione disponibile, nel 2001 sei istituzioni (APEC, Eurostat, IEA, OLADE, OPEC e UNSD)³¹, hanno promosso il *Joint Oil Data Exercise*, denominato a partire dal 2002 *Joint Oil Data Initiative* (JODI), vale a dire una piattaforma informativa di dati sul mercato petrolifero raccolti su base mensile. A partire dal 2005, il coordinamento dell'iniziativa è stato affidato al segretariato del FIE e si è deciso di aprire al pubblico l'accesso alla banca dati.

Il progetto JODI ha raggiunto una copertura di circa 90 paesi e contiene le serie storiche (a partire dal 2002) dei seguenti flussi informativi: produzione, import/export, livello delle scorte, variazione delle scorte, volumi immessi a raffinazione, volumi di prodotti raffinati; questi dati sono raccolti con riferimento a sette prodotti: greggio, GPL, gasolio, kerosene, gas/diesel, oli combustibili pesanti, tutti i prodotti petroliferi.

Nonostante il numero di utilizzatori sia cresciuto gradualmente nel tempo, la banca dati presenta dei limiti, confermati da una recente indagine sulla soddisfazione dell'utenza, in relazione al grado di copertura, aggiornamento, completezza e affidabilità delle informazioni.

Al fine di migliorare la qualità delle informazioni fornite nel quadro dell'iniziativa JODI, l'High Level Steering Group costituito in ambito FIE ha fornito una serie di raccomandazioni, tra cui l'opportunità di elaborare dati previsivi, di confrontare le informazioni raccolte con quelle pubblicate da altre istituzioni pubbliche (ad esempio, FMI, OPEC, AIE) o private (BP Statistical Review of World Energy), la necessità di raccogliere informazioni addizionali, riguardanti le capacità e i progetti di espansione nelle fasi upstream e downstream della filiera oil, gli indicatori di intensità ed efficienza energetica, i dati sul mercato del gas naturale.

30 Non sono membri dell'IEA i principali paesi produttori e le grandi economie emergenti (ad esempio, Cina, India, Russia)

31 Asia Pacific Economic Cooperation, Statistical Office of European Communities, International Energy Agency, Latin American Energy Organisation, Organisation of Petroleum Exporting Countries, United Nations Statistical Division.

4.1.3 Definizione di una banda di oscillazione condivisa per il prezzo del petrolio di medio e lungo termine

Nell'ambito delle iniziative di intervento sui mercati petroliferi diverse proposte sostengono l'utilità di definire una forchetta condivisa di prezzo di medio e lungo termine come rimedio alla volatilità delle quotazioni del greggio registrate nel recente passato. L'idea non è completamente nuova, se si pensa alla decisione assunta dall'OPEC nel 2000 di introdurre una banda di prezzo compresa tra i 22 e i 28 dollari al barile. Il funzionamento di questo meccanismo veniva garantito mediante aggiustamenti automatici dei livelli di produzione che scattavano al superamento della soglia inferiore e superiore di prezzo per un periodo rispettivamente maggiore ai 10 e ai 20 giorni consecutivi di contrattazioni. Tale sistema, ufficialmente abbandonato nel febbraio 2005, si reggeva sulla convinzione dei paesi produttori che un prezzo eccessivo del petrolio avrebbe compromesso fortemente il potenziale di crescita dell'economia mondiale e, di conseguenza, danneggiato l'industria petrolifera. Negli anni recenti, anche a seguito delle trasformazioni che hanno interessato il settore petrolifero, la strategia adottata dall'OPEC è cambiata, evidenziando un'asimmetria nella risposta ai movimenti di prezzo registrati dal greggio. In particolare, un obiettivo chiave dell'organizzazione dei produttori è divenuto quello di evitare la discesa delle quotazioni al di sotto di un livello giudicato inaccettabile per i propri membri, mentre nessun tetto superiore viene posto al prezzo del greggio, soprattutto nelle circostanze in cui l'OPEC ritiene che il livello dell'offerta sia adeguato alle esigenze del mercato e che il trend rialzista sia sostenuto da forze esterne ai fondamentali.

Un ritorno alla definizione di una banda di oscillazione del prezzo richiederebbe il verificarsi di una serie di condizioni tra cui:

- un forte consenso su un prezzo di riferimento giudicato rappresentativo dell'equilibrio di medio e lungo termine tra domanda e offerta, e in grado di soddisfare tanto gli interessi dei produttori quanto quelli dei consumatori;
- la definizione di un meccanismo di regolazione in grado di conferire credibilità alla forchetta di prezzo del greggio e tale da consentirne revisioni periodiche corrette rispetto all'andamento congiunturale del mercato.

Tra le proposte recentemente presentate di introduzione di un meccanismo di questo tipo per promuovere la stabilità del prezzo del petrolio, si ricordano:

“Proposta Eni”: individua un prezzo ottimale del greggio, pari a 60-70\$ al barile, considerato idoneo a garantire un tasso di remunerazione adeguato agli investimenti dei produttori, preservare la crescita economica e salvaguardare la produzione alimentare, incoraggiare l'uso efficiente e razionale dell'energia, promuovere la ricerca e sviluppo nel campo delle rinnovabili, favorire gli investimenti in nuove tecnologie per incrementare l'estrazione di greggio (EOR) e contenere l'impatto ambientale dell'attività estrattiva. La proposta Eni prevede che un'agenzia mondiale, denominata GEA (Global Energy Agency) e rappresentativa dei paesi produttori e consumatori, sia istituita allo scopo di promuovere la cooperazione internazionale e la stabilità di prezzo. Eni individua inoltre una serie di meccanismi che potrebbero contribuire alla stabilità delle quotazioni del greggio, tra cui la costituzione di:

- Fondo globale di stabilizzazione, alimentato dai consumatori, per garantire un flusso di ricavi equo ai produttori quando il prezzo del greggio si trova al di sotto di una

soglia prestabilita (stimata in 60 \$/barile), al fine di sostenerne l'attività di investimento;

- Mercato della *spare capacity*, ossia un mercato in cui si consente ai consumatori di prenotare *spare capacity* (tra il 5% e il 10% del consumo mondiale), in tal modo, di proteggersi contro il rischio di picchi di domanda, anche per periodi relativamente lunghi;
- Gestione coordinata delle scorte, ossia un meccanismo di breve termine, complementare ai primi due, a cui ricorrere nelle fasi di picco della domanda in periodi di offerta limitata.

“Proposta DECC³²”: elaborata nel corso del 2009 da Deloitte per le autorità britanniche, la proposta sostiene l'idea che la determinazione e la pubblicazione di un prezzo di riferimento (o *range* di prezzo) credibile e autorevole possa aiutare a stabilizzare le quotazioni fornendo un punto di riferimento al mercato. Tale informazione potrebbe mitigare l'effetto avverso sui prezzi provocato dall'incertezza e dal deficit di trasparenza che ruotano intorno ai fondamentali del mercato petrolifero riducendo, di conseguenza, ampiezza e durata delle oscillazioni registrate nelle quotazioni. La proposta britannica non prevede il ricorso a specifici strumenti regolatori per dare efficacia al sistema.

“Proposta HLSG (High Level Steering Group)”: pur riconoscendo la convergenza delle preferenze di prezzo di produttori e consumatori entro una forchetta compresa tra i 60 e gli 80\$ al barile, le conclusioni elaborate dal gruppo di esperti istituito in sede FIE, e confermate dall'HLSG, evidenziano come un sistema basato sull'annuncio di una fascia di prezzo per il greggio, eventualmente supportato da un fondo di stabilizzazione, abbia scarse possibilità di successo nel contesto attuale dei mercati petroliferi. Pertanto, la proposta HLSG enfatizza il ruolo che il FIE può assumere al fine di promuovere il dialogo tra paesi produttori e consumatori, di diffondere le informazioni sui fondamentali di mercato e di favorire la convergenza di aspettative e interessi. Attraverso l'attività svolta dal FIE, il mercato del petrolio dovrebbe esibire una maggiore efficienza e stabilità dei prezzi.

“Proposta russa”: elaborata dal ministro dell'energia russo, Sergei Shmatko, prevede la creazione di una nuova architettura per il mercato del petrolio, intorno ai seguenti 3 temi:

- revisione degli attuali benchmark del petrolio, giudicati poco rappresentativi degli scambi di greggio, e introduzione di nuovi riferimenti per tener conto del peso crescente della produzione di petrolio pesante ad alto contenuto di zolfo e di altre qualità di greggio (ad esempio, oli leggeri siberiani per il mercato asiatico);
- riforma dei meccanismi di determinazione del prezzo, da realizzare attraverso vari strumenti, tra cui la previsione di limiti alle posizioni detenute dagli operatori, il sostegno all'ipotesi di creazione di un'Agenzia globale del petrolio per promuovere la trasparenza e la competitività dei mercati petroliferi, la diffusione di contratti di consegna a lungo termine per favorire la stabilità del mercato e i necessari investimenti nell'industria petrolifera. A modello, viene citato il contratto siglato tra Cina e Russia per la fornitura di 15 milioni di tonnellate di petrolio per 20 anni;
- gestione dei rischi associati al mercato del petrolio, in primo luogo quello valutario. Al riguardo, la proposta russa evidenzia il rischio che un mercato del petrolio collegato ad

32 UK Department of Energy and Climate Change.

una sola valuta (il dollaro) pone, ad esempio, in presenza di squilibri interni all'economia statunitense. Pertanto si propone di considerare l'eventuale riforma del sistema a favore dell'adozione di un paniere di valute.

4.1.4 Le iniziative in ambito europeo volte a promuovere una maggiore efficienza dei mercati petroliferi

Alcune iniziative si segnalano a livello europeo finalizzate a valutare le inefficienze dei mercati petroliferi e ad individuare misure e raccomandazioni per migliorarne il funzionamento. Tra queste si ricordano le recenti decisioni prese dall'Unione Europea in materia di scorte petrolifere e il rapporto sulla volatilità del prezzo del petrolio, condotto in Francia da un gruppo di esperti guidato da Jean Marie Chevalier.

Gestione a livello UE delle scorte petrolifere: l'Unione Europea ha recentemente stabilito, con direttiva 2009/119/CE del Consiglio (14 settembre 2009) l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio e/o di prodotti petroliferi. In particolare, la nuova direttiva stabilisce norme intese a:

- mantenere un livello minimo di scorte di greggio e/o prodotti petroliferi;
- definire meccanismi trasparenti e affidabili per assicurare un elevato livello di sicurezza dell'approvvigionamento di petrolio all'interno dell'Unione europea;
- prevedere i mezzi procedurali necessari per rimediare a un'eventuale situazione di grave scarsità di greggio.

A tal fine, le nuove norme stabiliscono che gli Stati membri debbano garantire un livello totale di scorte di prodotti petroliferi equivalente quantomeno al quantitativo maggiore tra quelli corrispondenti a 90 giorni di importazioni nette giornaliere medie o a 61 giorni di consumo interno giornaliero medio.

Inoltre, per favorire in qualsiasi momento la disponibilità e l'accessibilità fisica delle scorte, la direttiva prevede disposizioni relative all'identificazione, alla contabilità e al controllo di tali scorte, stabilendo che ciascun Stato membro compili ed aggiorni costantemente l'inventario contenente le informazioni su tutte le scorte di sicurezza (al fine di consentire l'individuazione di deposito, raffineria o impianto di stoccaggio, quantitativi, proprietario, natura delle scorte). Con cadenza annuale, è previsto che una copia sintetica di questo inventario sia trasmessa alla Commissione europea. È previsto anche che, ai fini del mantenimento delle scorte, gli Stati membri possano istituire un organismo centrale di stoccaggio (OCS) con il compito di acquisire e gestire le scorte petrolifere.

La direttiva, pur nell'ambito specifico della disciplina del tema delle scorte petrolifere, è intesa pertanto a fornire un contributo a favore non solo della sicurezza degli approvvigionamenti, ma anche a favore della trasparenza informativa e del funzionamento efficiente dei mercati fisici del petrolio.

“Rapporto Chevalier”: in esito alle valutazioni condotte dal gruppo di esperti, il rapporto individua i seguenti 4 ambiti strategici (declinati in 22 raccomandazioni) sui quali la Francia potrebbe offrire un contributo finalizzato ad approfondire la conoscenza dei mercati petroliferi e a migliorarne il funzionamento:

- sostenere attivamente le iniziative del FIE e agire a favore di una maggiore trasparenza dei mercati del petrolio;

- favorire la piena applicazione ai mercati del petrolio degli orientamenti stabiliti nel contesto europeo, ad esempio mediante una chiara definizione dei mercati finanziari delle commodity e una regolazione coerente, la riforma e il coordinamento delle istituzioni competenti di regolazione, l'eventuale applicazione ai mercati petroliferi delle misure intraprese per la gestione dei rischi sistemici;
- introdurre regole specifiche complementari, ad esempio, in materia di conflitto di interesse degli attori del mercato, di limiti alle posizioni assunte negli scambi, di modifica e applicazione della direttiva MAD³³ ai mercati del petrolio.
- proporre una "strategia del petrolio" per l'Unione Europea, incluso, la definizione di scenari di evoluzione della domanda europea di petrolio coerenti con la strategia ambientale dell'Unione, approfondire l'esame a livello europeo dei processi di formazione del prezzo del petrolio, introdurre nuovi obblighi di trasparenza, favorire la costituzione a livello europeo di una piattaforma per gli scambi di prodotti petroliferi fisici in grado di migliorare la trasparenza post-trade, rilanciare il dibattito sull'armonizzazione della fiscalità sui prodotti petroliferi, migliorare la qualità dell'informazione statistica sul mercato del petrolio.

4.2 Le proposte per una maggiore regolamentazione dei mercati finanziari

4.2.1 Summit G8 e G20

In conseguenza della crisi economico-finanziaria che ha investito le economie mondiali a partire dalla seconda metà del 2008, la stabilizzazione e la riforma dei mercati finanziari si sono imposte con forza all'attenzione della comunità internazionale. Le riflessioni in corso per migliorare il funzionamento dei mercati finanziari delle materie prime (inclusi il petrolio e gli altri prodotti energetici) si inseriscono pertanto nel quadro delle iniziative adottate in sede internazionale per disciplinare il sistema finanziario al fine di evitare gli eccessi registrati nel passato e creare condizioni favorevoli per una crescita forte, sostenibile e bilanciata del sistema economico.

Nel contesto difficile e straordinario della recente crisi mondiale, il G-20 è stato riconosciuto come la sede idonea per rafforzare la cooperazione internazionale e coinvolgere le principali economie avanzate (G-8) ed emergenti (tra cui Cina, India, Brasile) nella ricerca di soluzioni adeguate ai problemi esistenti. Con riferimento ai mercati petroliferi e delle materie prime, le dichiarazioni conclusive dell'ultimo summit di Pittsburgh, seppure ancora di indirizzo generale, evidenziano alcune importanti direttrici di riforma, in particolare:

- si riconosce la necessità di riformare i mercati *over-the-counter* (OTC) dei prodotti derivati. La crisi ha evidenziato l'importanza dei rischi sistemici concentrati sui mercati dei derivati, che autorizzano livelli di leva finanziaria elevati e mancano di trasparenza, soprattutto con riferimento alle transazioni *over-the-counter* (OTC). Pertanto, *"tutti i contratti OTC di prodotti derivati dovrebbero essere scambiati, al più entro il 2012, su borse o, laddove appropriato, su piattaforme elettroniche di negoziazione, con clearing svolto da controparti centrali. I contratti OTC di prodotti derivati dovrebbero essere notificati agli organismi responsabili ("trade repositories"). Per i contratti non sottoposti al meccanismo di clearing dovrebbero essere previsti requisiti di capitale più elevati. Si richiede al Financial Stability*

33 "Market Abuse Directive", direttiva europea 2004/72/CE.

Board³⁴ (FSB) e ai suoi componenti di valutare con regolarità l'implementazione di queste misure e di determinare se le stesse siano sufficienti a migliorare la trasparenza nei mercati dei derivati, mitigare i rischi sistemici e proteggere contro gli abusi di mercato”.

- si riconosce la necessità di riformare la vigilanza sui mercati a termine dell'energia. Mercati dell'energia inefficienti e un'eccessiva volatilità delle quotazioni danneggiano sia i produttori che i consumatori. Pertanto, si richiede di *“migliorare la vigilanza sui mercati energetici mediante l'implementazione delle raccomandazioni dell'Organizzazione Internazionale delle Commissioni di Valori (International Organization of Securities Commissions, IOSCO) sui mercati a termine delle materie prime e di richiedere alle autorità preposte la raccolta di informazioni relative alle principali posizioni accumulate dai trader sul petrolio. Si richiede alle medesime autorità di informare circa i progressi raggiunti in occasione del prossimo summit del G20. Si richiede ai regolatori di raccogliere le informazioni connesse ai mercati OTC del petrolio e di prendere iniziative per combattere le manipolazioni del mercato che determinano un'eccessiva volatilità di prezzo. Si richiede un ulteriore perfezionamento e miglioramento delle informazioni disponibili sui mercati delle materie prime, inclusa la pubblicazione di dati più dettagliati e disaggregati, in modo quanto più coordinato a livello internazionale. Si richiede a IOSCO di assistere i governi nazionali nella definizione e implementazione di queste azioni, di svolgere ulteriori approfondimenti in questa area, incluso il tema dell'eccesso di volatilità, di svolgere raccomandazioni specifiche e di informare costantemente sui progressi raggiunti”.*

A livello globale, pertanto, si condivide la necessità di limitare le speculazioni e di agire su vari fronti anche per evitare le manipolazioni di mercato e contenere l'eccessiva volatilità dei prezzi. Un tema, quello del contrasto alle speculazioni che l'Italia ha sostenuto fortemente e che il documento finale, pur nelle sue linee generali, affronta in maniera trasversale: in primo luogo, sul fronte delle regole per la finanza, stabilendo, ad esempio, che le negoziazioni di prodotti OTC siano svolte su piattaforme più trasparenti, e affidando, all'FSB e ai membri del G20, il compito di seguire questo processo e valutare gli ulteriori strumenti per migliorare la trasparenza dei mercati e la protezione dai rischi sistemici e dagli abusi di mercato. Per quanto riguarda invece le inefficienze riscontrate sui mercati delle materie prime, in particolare del petrolio, occorre individuare linee di intervento e soggetti responsabili per l'implementazione di queste azioni e per la conduzione di ulteriori approfondimenti sulle cause, ad esempio, dell'eccessiva volatilità di prezzo, e sugli strumenti idonei a farvi fronte.

34 Il Financial Stability Board (FSB) riunisce regolarmente rappresentanti dei governi, delle banche centrali e delle autorità nazionali di vigilanza sulle istituzioni e sui mercati finanziari, di istituzioni finanziarie internazionali, di associazioni internazionali di autorità di regolamentazione e supervisione e di comitati di esperti di banche centrali. Il Forum si propone di promuovere la stabilità finanziaria a livello internazionale, migliorare il funzionamento dei mercati e ridurre il rischio sistemico attraverso lo scambio di informazioni e la cooperazione internazionale tra le autorità di vigilanza.

4.2.2 Iniziative negli Stati Uniti

Negli Stati Uniti, l'analisi e le proposte relative alle inefficienze dei mercati finanziari del petrolio, inclusa l'eccessiva volatilità di prezzo, risultano ad uno stadio certamente più avanzato che in altri Paesi.

Nel contesto americano, la Commodity Futures Trading Commission (CFTC) è l'organo federale che vigila sulle borse a termine, creata nel 1974 in seguito alla forte crescita dei derivati finanziari. A seguito dei forti aumenti dei prezzi del petrolio e delle commodity agricole nel 2008, la CFTC ha attivato delle indagini e prodotto un rapporto con proposte di modifica dell'attuale sistema di controllo. I potenziali cambiamenti nella regolazione sono indirizzati principalmente ad ottenere maggiori informazioni sugli operatori puramente finanziari da controllare più strettamente.

La CFTC ha proposto una serie di modifiche che sono entrate nel dibattito sul disegno di legge per la riforma dei mercati finanziari.³⁵ Fra queste vi è anche la proposta, ufficialmente presentata il 14 gennaio 2010, di fissare limiti più stringenti (da più parti però giudicati insufficienti) sulle posizioni di alcuni operatori, quelli finanziari, sul New York Mercantile Exchange (Nymex). Con una nuova procedura aperta al pubblico la CFTC ha proposto di fissare limiti più stringenti alla detenzione dei 4 principali contratti energetici del Nymex: greggio, gas, benzina e gasolio riscaldamento. I nuovi limiti sono del 10% di tutti i mesi sui primi 25 mila contratti aperti (*open interest*) e del 2,5% sui successivi contratti aperti.

Sul piano legislativo, gli Stati Uniti si sono mossi in anticipo rispetto ai principali attori internazionali. Il Tesoro americano, la Securities and Exchange Commission (SEC) e la CFTC hanno infatti lavorato ad una nuova legislazione sulla vigilanza dei mercati finanziari. Dopo l'esame compiuto dalla Camera dei Rappresentanti, il *Wall Street Reform and Consumer Protection Act* (c.d. "*Dodd-Frank Act*") è stato approvato dalla medesima assemblea ed è passato al Senato per l'esame finale. In data 15 luglio 2010, la riforma americana dei mercati finanziari è stata definitivamente approvata con voto favorevole del Senato. A quasi due anni dal collasso di Lehman Brothers, la nuova legge riguarda diversi settori dei mercati finanziari ed include:

- la definizione di nuove regole per evitare nuovi casi di salvataggio, a spese dei contribuenti, di istituzioni finanziarie giudicate troppo grandi per fallire, mediante, ad esempio, limiti alle banche di investire in attività speculative con i propri fondi e di effettuare *trading* sui derivati, in applicazione della regola (c.d. "Volker rule") per la quale le attività che le banche svolgono nell'interesse dei loro clienti debbano restare separate dalle attività che le medesime svolgono per proprie ragioni di profitto;
- la creazione di una nuova autorità indipendente (Consumer Financial Protection Bureau) presso la FED allo scopo di proteggere i consumatori americani nei confronti di prodotti finanziari e pratiche ingannevoli e sleali, e al fine di garantire loro un'informazione finanziaria chiara e completa;
- la creazione di una nuova istituzione, denominata Financial Stability Oversight Council, deputata a identificare, monitorare e gestire i rischi sistemici posti dalle grandi società finanziarie nonché da attività e prodotti che diffondono il rischio tra gli operatori;
- l'obbligo di registrazione presso la Securities and Exchange Commission (SEC) degli Hedge Funds che gestiscono oltre 100 miliardi di dollari, nonché di rendere pubblici i dati finanziari necessari al monitoraggio dei rischi sistemici e alla protezione degli investitori.

35 H.R. 4173 - *Wall Street Reform and Consumer Protection Act of 2009*.

In materia di derivati, il Dodd-Frank Act riprende il quadro legislativo attuale, al quale integra la regolazione dei prodotti derivati scambiati sui mercati OTC. La riforma approvata dal Congresso prevede, fra l'altro, quanto segue:

- vigilanza della SEC sulle operazioni relative ai derivati con sottostante di natura finanziaria (*security-based swaps*, quali ad esempio *credit default swaps*) e controllo della CFTC sugli altri derivati, aventi come sottostante materie prime, tassi di cambio e di interesse, ecc.;
- con riferimento ai *dealers* di derivati OTC, definizione di requisiti di capitale e margini di garanzia idonei a ridurre i rischi per il sistema, criteri di condotta più stringenti, obblighi di *reporting* e *recordkeeping* adeguati rispetto all'esigenza di monitoraggio del mercato da parte delle autorità di regolazione;
- standardizzazione dei contratti sui quali si registrano volumi di negoziazione elevati e negoziazione su mercati regolamentati o piattaforma di tipo SEF (*swap execution facility*) con compensazione mediante controparte centrale;
- registrazione *post-trade* presso gli organismi deputati (*trade repertories*) delle transazioni non compensate mediante controparte centrale (ossia la maggior parte delle operazioni attualmente svolte su base OTC) e pubblicazione su base aggregata delle statistiche rilevanti da parte della CFTC;
- obbligo di registrazione in capo ai dealers presso la SEC e/o la CFTC in considerazione dei mercati sui quali operano;
- nuovi poteri alla CFTC in materia di limiti alle posizioni degli operatori, anche su base OTC;
- coordinamento con i regolatori dei mercati stranieri da parte di CFTC e SEC, ai fini dello scambio di informazioni e per la definizione di regole coerenti a livello mondiale che minimizzino le possibilità di arbitraggio regolamentare.

4.2.3 Iniziative in Europa

Nel corso del 2009, l'Unione Europea ha avviato una serie di riforme del sistema finanziario per rispondere alle lacune del quadro europeo della vigilanza messo in luce dalla crisi economico-finanziaria. Con l'appoggio politico degli Stati Membri e in coerenza con i risultati del rapporto De Larosière³⁶ (pubblicato nel febbraio 2009), la Commissione europea ha avanzato una serie di proposte legislative finalizzate principalmente a prevenire il verificarsi di crisi sistemiche e a favorire una migliore vigilanza delle istituzioni e dei mercati finanziari. Il pacchetto legislativo in questione prevede, fra l'altro, l'istituzione di:

- un Consiglio europeo per il rischio sistemico (ESRB) deputato alla vigilanza sui rischi di stabilità del sistema finanziario europeo nel suo complesso ("vigilanza macroprudenziale");
- un Sistema europeo delle autorità di vigilanza finanziaria (ESFS), per vigilare sui singoli istituti finanziari ("vigilanza microprudenziale"). L'ESFS sarà composto dalle autorità nazionali di vigilanza finanziaria e dalle nuove autorità di vigilanza europee, istituite a

³⁶ Il rapporto De Larosière, commissionato nell'ottobre 2008 dal presidente della Commissione Europea ad un gruppo di esperti guidato da Jacques de Larosière, ex governatore della Banca di Francia ed ex direttore generale del Fondo monetario internazionale, fornisce raccomandazioni che toccano molti temi quali la cooperazione internazionale, la risoluzione delle crisi finanziarie, il ruolo degli organismi internazionali e soprattutto la regolamentazione finanziaria.

seguito della trasformazione dei comitati per i settori bancario, degli strumenti finanziari e delle assicurazioni e pensioni aziendali o professionali. Si tratta dell'Autorità bancaria europea (EBA), l'Autorità europea delle assicurazioni e delle pensioni aziendali o professionali (EIOPA) e l'Autorità europea dei valori mobiliari (ESMA).

Con riferimento specifico al tema del funzionamento e delle inefficienze dei mercati finanziari delle *commodities*, il dibattito e le proposte in sede europea hanno registrato un certo ritardo rispetto, ad esempio, a quanto avvenuto negli Stati Uniti. Tuttavia, coerentemente con le conclusioni del G20, la Commissione europea ha indicato le linee d'azione da adottare per promuovere mercati dei derivati stabili, sicuri ed efficienti³⁷, la cui implementazione dovrebbe avere un impatto diretto sul mercato del petrolio e sul suo funzionamento. In particolare, la Commissione europea riconosce che i derivati abbiano assunto un ruolo importante nell'economia ma aggiunge, al contempo, che l'attuale funzionamento dei mercati dei derivati, soprattutto della parte OTC (e in particolare dei *credit default swaps* - CDS), non consente una opportuna mitigazione dei rischi associati ai prodotti scambiati, mettendo a repentaglio la stabilità complessiva del sistema finanziario. Dopo un'analisi delle principali caratteristiche dei derivati scambiati sui mercati OTC, la Commissione europea propone pertanto alcune linee di intervento sui mercati dei derivati:

- gestione del rischio di controparte mediante la creazione di *clearing house* sottoposte a una regolazione armonizzata su scala europea per quanto concerne i derivati standardizzati;
- riduzione dei rischi operativi mediante una maggiore standardizzazione dei contratti;
- aumento della trasparenza mediante notifica agli organismi responsabili ("*trade repositories*") dei contratti derivati non compensati da una controparte centrale, svolgimento su mercati organizzati delle negoziazioni standardizzate compensate da controparte centrale, rafforzamenti degli obblighi di trasparenza pre e post-trade;
- integrazioni alla direttiva sui mercati degli strumenti finanziari (MiFID) e a quella sugli abusi di mercato (MAD) in occasione della revisione programmata nel 2010;
- definizione di una legislazione su limiti alle posizioni prese dagli operatori.

Nonostante la Commissione abbia avviato la propria riflessione su questi temi soltanto di recente, il piano di lavoro definito per il 2010, come riassunto nella tavola 9, appare ambizioso, richiedendo al contempo la revisione della direttive esistente e la produzione di una legislazione ex novo per far fronte alle lacune evidenziate dalla crisi finanziaria.

37 COM(2009) 563/4 "Ensuring efficient, safe and sound derivatives markets: future policy actions", 20 ottobre 2009.

4.3 Commenti sulle varie proposte

Le diverse proposte di riforma dei mercati del petrolio risultano accomunate dall'obiettivo di rafforzare la stabilità delle quotazioni petrolifere. Un mercato del petrolio stabile è nell'interesse sia dei consumatori sia dei produttori, favorisce un flusso di investimenti adeguato nell'industria del petrolio e delle fonti di energia alternative, e promuove le condizioni per uno sviluppo sostenibile del sistema economico. Le proposte finora avanzate, di riforma dei mercati fisici o di regolazione dei mercati finanziari, presentano al contempo vantaggi e limiti, alcuni dei quali sono sinteticamente riassunti di seguito.

Con riferimento alle proposte di regolazione finanziaria, numerosi analisti si sono interessati al ruolo degli speculatori sui mercati dei derivati. Nell'ambito di mercati efficienti, è opinione diffusa che la negoziazione dei contratti finanziari dovrebbe contribuire positivamente al processo di *price discovery* del petrolio; sotto questa prospettiva, l'attività degli operatori non commerciali avrebbe lo scopo di aumentare la liquidità del mercato e di conseguenza l'efficienza complessiva del sistema. Tuttavia, una speculazione eccessiva potrebbe distorcere le dinamiche del mercato, e condurre ad esiti anche divergenti rispetto ai fondamentali. In considerazioni di queste preoccupazioni, gli Stati Uniti si sono espressi per una riforma dei mercati delle *commodities* che prevede, fra l'altro, requisiti di capitale, margini di garanzia e obblighi di trasparenza più elevati per gli scambi OTC.

Gli sviluppi della regolamentazione dei mercati petroliferi statunitensi non hanno finora avuto l'impatto sperato sull'evoluzione dei prezzi e sono state accolte con sostanziale neutralità dai mercati. Le proposte avanzate dalla CFTC appaiono timide, riguardando un numero esiguo di operatori, e sono state probabilmente condizionate dal timore di provocare una fuga degli investitori verso altre piattaforme (ICE e over-the-counter). Fra l'altro, non è detto che l'imposizione di limiti più stringenti alle posizioni aperte costituisca una misura efficace contro l'eccessiva volatilità di prezzo, le cui cause sono ancora oggetto di aperto dibattito all'interno della comunità scientifica.

Per quanto concerne le iniziative di promozione della trasparenza e di miglioramento dell'informazione sul mercato del petrolio, tale obiettivo appare ampiamente condivisibile, in considerazione del ruolo che l'informazione svolge nella formazione delle aspettative di breve e medio-lungo termine. Il tema, fra l'altro, sta assumendo crescente rilevanza in considerazione del fatto che paesi quali Cina, India e dell'area mediorientale, spesso non dispongono di sistemi statistici adeguati sotto il profilo della copertura e affidabilità di dati. In questa ottica, iniziative quali il progetto JODI, nonostante i limiti già segnalati, costituiscono certamente un passo avanti considerevole.

È importante tuttavia tener presente che un forte ostacolo all'efficacia di queste iniziative, sotto il profilo della stabilizzazione delle quotazioni del petrolio, proviene dal fatto che l'informazione sui fondamentali di medio e lungo termine non sempre è reperibile, essendo la stessa funzione di un numero elevato di variabili sconosciute, quali lo sviluppo tecnologico nei settori del trasporto e dell'estrazione di petrolio, i mutamenti nel comportamento del consumatore, l'introduzione di nuove politiche ambientali. Pertanto, se da un lato gli sforzi di aumentare la disponibilità di dati e la trasparenza possono contribuire a stabilizzare le aspettative, è opportuno riconoscere che esistono dei limiti su quanto queste iniziative possano influire in maniera risolutiva sulle dinamiche di prezzo.

Un terzo filone di proposte prevede di definire una forchetta condivisa di prezzo di medio e lungo termine come rimedio alla volatilità delle quotazioni del greggio registrate nel recente passato. Gli strumenti designati a questo scopo sono diversi e includono il rafforzamento del

dialogo tra produttori e consumatori, l'introduzione di specifici meccanismi regolatori a supporto del nuovo sistema o, semplicemente, la pubblicazione di un riferimento di prezzo autorevole e credibile in grado di orientare l'andamento del mercato. Al riguardo, le maggiori perplessità riguardano l'effettiva fattibilità di questi progetti e la valutazione dei costi e dei benefici associati. In particolare, laddove non sono previsti strumenti specifici e strutturati di intervento, appare quantomeno dubbio che le proposte avanzate possano efficacemente condurre ad un deciso mutamento del contesto di mercato e ad una più efficiente composizione degli interessi divergenti tra Paesi. Altre proposte, quali la proposta Eni, individuano una serie di meccanismi che, in modo coordinato, potrebbero mitigare i rischi di forte volatilità del prezzo del petrolio; tuttavia, le misure delineate poggiano sulla condivisione di un *range* di prezzo del petrolio, stimato in 60-70\$, tra Stati produttori e Stati consumatori, che non appare per nulla scontata.

Inoltre, i meccanismi di intervento sul funzionamento dei mercati fisici del petrolio avrebbero dei costi che risultano meritevoli di valutazione. Sulla base delle analisi di CERA (IHS)³⁸, sviluppare nuova *spare capacity* per circa 4 milioni di barili al giorno comporterebbe un investimento in conto capitale di 200 miliardi di dollari in strutture e giacimenti inutilizzati. Questa valorizzazione, fondata presumibilmente su una ipotesi di costo di sviluppo del giacimento dell'ordine di 11\$/barile, si traduce in un costo annuo del meccanismo (oneri di capitale e ammortamento, costi operativi di mantenimento) stimabile in circa 18-20 miliardi di dollari. Ovviamente, qualora i costi di sviluppo assumessero un valore verosimilmente più elevato, ad esempio 20 \$/barile, l'onere complessivo di questa misura crescerebbe notevolmente, con una stima preliminare pari a 32-34 miliardi di dollari all'anno. Tale alternativa inoltre considera sempre il punto di vista dell'acquirente e non del produttore, che non controlla i livelli produttivi in funzione del prezzo e quindi rinuncia a proprie decisioni strategiche di investimento e utilizzo.

Un altro possibile intervento sui mercati fisici del petrolio prevede il ricorso alle scorte nelle fasi di picco della domanda in periodi di offerta limitata. Al riguardo CERA stima che il costo di stoccare circa 1,5 miliardi di barili/anno (4 milioni di barili/giorno) per cinque anni, comporterebbe un costo per l'acquisto e il mantenimento delle scorte superiore ai 550 miliardi di dollari (ipotizzando un costo di 70 \$/b incluso l'onere di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio). In tal caso, l'onere della misura (commisurato alla commodity e alla realizzazione e gestione degli stoccaggi) risulta a regime stimabile in 40-45 miliardi di dollari all'anno.

38 Si veda la rivista OIL, Numero 7, ottobre 2009

5. Proposta per la creazione di un nuovo strumento contrattuale di lungo termine nel mercato del petrolio

5.1 Necessità di definire un nuovo equilibrio tra Stato e mercato nell'industria petrolifera

Le problematiche emerse in questi ultimi anni con riferimento al funzionamento del mercato petrolifero si inseriscono in un più ampio dibattito sulla necessità di ridefinire in questo settore il rapporto tra Stato e mercato.

Se, da una parte, l'intervento pubblico nel mercato del petrolio trova una sua giustificazione in alcune sue caratteristiche strutturali (il ruolo strategico ed essenziale rispetto al funzionamento dell'intera economia, la dipendenza dei paesi occidentali da fonti di approvvigionamento estere, la presenza di un'organizzazione come l'Opec che cerca di influenzare la dimensione dell'offerta immessa sul mercato dai paesi aderenti), dall'altra, nuovi elementi che sollecitano l'intervento dei Governi dei paesi occidentali possono essere ricercati sia nel crescente peso dei paesi emergenti come Cina e India e nella politica da questi avviata di forti investimenti nel settore con acquisizione di *asset* in diverse aree produttive, sia nella forte instabilità dei prezzi emersa recentemente.

In particolare, come si è visto, la dimensione di tale instabilità è del tutto eccezionale (con escursioni dei prezzi che nell'arco di pochi mesi hanno oscillato fra i 40 e i 140 dollari al barile) soprattutto se confrontata con il periodo di sostanziale stabilità delle quotazioni, su valori di poco inferiori ai 20 dollari, che aveva caratterizzato il periodo fra la metà degli anni '80 e i primi anni 2000.

La dimensione delle oscillazioni è tale da produrre effetti potenziali non solo sul mercato petrolifero in sé, ma anche sui comportamenti dell'intera economia mondiale. Oltre all'impatto nel breve termine sulla congiuntura economica, contano anche gli effetti di lungo periodo sulle scelte di investimento, visto che a prezzi diversi dell'energia corrispondono diverse scelte tecnologiche e investimenti in programmi di ricerca e innovazione, che possono o meno essere orientati da obiettivi *energy saving* o dallo sviluppo e utilizzo di fonti energetiche alternative.

L'ampia volatilità delle quotazioni del petrolio ha quindi sollevato un dibattito che ha riguardato sia le cause sia le conseguenze dell'instabilità del mercato petrolifero. Non a caso negli ultimi anni si è frequentemente discusso di fenomeni come bolle, speculazione, instabilità; tutte espressioni con le quali si tende a sminuire il ruolo dei segnali di prezzo trasmessi dal mercato per orientare le decisioni degli operatori. In particolare, stante anche la grave crisi finanziaria tutt'ora in corso, si è riproposta la questione su quale debba essere il comportamento dello Stato rispetto ad andamenti dei mercati che possono avere effetti potenzialmente destabilizzanti per l'intero sistema.

Il dibattito ha coinvolto soprattutto il ruolo delle banche centrali in relazione ai comportamenti da assumere in risposta alle fluttuazioni dei mercati finanziari. Sino a qualche tempo fa, l'opinione prevalente era che fenomeni come le bolle fossero poco frequenti, e comunque di identificazione complessa, essendo ex-ante difficile stabilire se un cambiamento dei prezzi, anche ampio, potesse o meno essere giustificato con i mutamenti dei fondamentali di quel settore. In queste condizioni è evidentemente problematico ipotizzare un intervento

esplicitamente rivolto a stabilizzare i mercati. Si riteneva quindi più corretto escludere una reazione volta a frenare sul nascere una presunta bolla, eventualmente ammettendo un intervento attivo delle autorità di politica economica volto a minimizzare le conseguenze dell'instabilità del mercato solo quando lo scoppio della bolla si fosse materializzato. Questa posizione è stata sinora quella seguita dalla Federal Reserve ma, alla luce della forte instabilità dei mercati degli anni passati, vi è una crescente insoddisfazione verso questo tipo di approccio. Anche istituzioni internazionali molto importanti, come la Banca dei regolamenti internazionali, hanno più volte sottolineato come in taluni casi sia corretto preoccuparsi delle fasi di eccessiva esuberanza dei mercati, orientando la politica monetaria con l'obiettivo di moderare i mercati nel caso di variazioni eccezionali delle quotazioni.

Questo genere di riflessioni può a ragione essere riferito, fatti i debiti distinguo, anche allo scenario petrolifero. Si tratta in effetti di un mercato molto importante, che nel corso degli ultimi anni ha mostrato comportamenti che presentano forti elementi di analogia con gli andamenti dei mercati finanziari.

Proprio il fatto che il prezzo del petrolio risulta largamente determinato da comportamenti di operatori molto sensibili alle scelte delle autorità di politica economica (ad esempio, la speculazione è molto sensibile al livello dei tassi d'interesse) potrebbe giustificare un intervento diretto dell'operatore pubblico in questo mercato, al fine di stabilizzarne gli andamenti.

5.2 Presupposti per un nuovo mercato europeo del petrolio

La proposta di una funzione strategica degli Stati consumatori nel mercato petrolifero, che viene presentata in queste pagine, trae origine dalla considerazione che l'attuale funzionamento dei mercati mondiali del petrolio non soddisfa né le esigenze dei paesi produttori né quelle dei paesi consumatori, in quanto:

- da una parte, non consente di governare i rischi connessi ai nuovi necessari investimenti, a causa dell'incertezza sui prezzi del greggio di medio e lungo termine;
- dall'altra, consente invece alla componente finanziaria del mercato di estrarre una quota significativa del valore dei prodotti scambiati attraverso una forte volatilità dei prezzi.

Nell'attuale assetto, il mercato del petrolio presenta chiare inefficienze che impediscono il conseguimento di un equilibrio in grado di massimizzare l'utilità dei propri partecipanti.

Sotto il profilo degli investimenti, due cause principali limitano le possibilità di investimento nel settore degli idrocarburi:

- lo squilibrio dei rapporti tra compagnie petrolifere occidentali private e stati sovrani che detengono le principali riserve; tale squilibrio aumenta i rischi degli investimenti, frequentemente soggetti a "ricontrattazioni";
- l'assenza a livello mondiale di riferimenti di prezzo e coperture a favore dell'investitore di estensione temporale coerente rispetto al ciclo degli investimenti.

Per l'effetto congiunto di questi fattori, il settore si configura come "rischioso", rendendo l'attività di investimento giustificata solo a fronte di elevati tassi di rendimento; in questo modo amplificando gli effetti, in termini di quotazioni del petrolio, delle diverse fasi del ciclo di investimenti.

Gli attuali principali mercati regolamentati, ovvero il NYMEX e l'ICE, hanno reso disponibili una serie di strumenti finanziari, regolati di norma per contanti, che consentono agli operatori

di coprirsi sull'andamento dei prezzi del petrolio, ma l'orizzonte temporale è normalmente di breve termine, raramente superiore ai 12 mesi. Se si considera che un nuovo investimento petrolifero richiede almeno 5 anni dalla fase di esplorazione a quella di produzione e definisce la propria profittabilità sul valore della produzione in un arco temporale ancora più esteso, appare evidente che gli strumenti finanziari attualmente disponibili non hanno una significativa utilità rispetto alle decisioni di investimento.

Le proposte finora avanzate, di regolazione dei mercati finanziari con sottostante il petrolio o di riforma dei mercati fisici, risultano accomunate dall'obiettivo di rafforzare la stabilità delle quotazioni petrolifere. Tuttavia, mentre le prime non appaiono sufficienti, in quanto circoscritte al corretto andamento delle operazioni finanziarie, senza interventi sugli squilibri specifici dei mercati petroliferi, le seconde presuppongono un accordo stabile tra paesi produttori e paesi consumatori, fondato su di una condivisione duratura e non contingente sul prezzo (o intervallo di prezzo) di medio-lungo termine del greggio, ossia che entrambe le controparti partecipino, con impegno analogo, alla definizione di una nuova architettura del mercato del petrolio. In mancanza di tale accordo, l'implementazione di queste iniziative appare quantomeno problematica.

Una soluzione alternativa, centrata sul recupero di una funzione strategica degli Stati consumatori, avrebbe l'indubbio vantaggio di non richiedere complesse trattative con gli Stati produttori, né una condivisione del progetto in ogni aspetto di dettaglio. Dovrebbe inoltre essere mirata a compensare lo squilibrio esistente negli attuali rapporti tra compagnie occidentali private e stati sovrani produttori, senza sacrificare il mercato. A tale ultimo riguardo è il caso di evidenziare come il ritorno agli assetti istituzionali che pure hanno garantito la stabilità dei mercati petroliferi negli anni '50 e '60 non appare riproponibile nell'attuale contesto di mercato. A partire dagli anni '70, il profilo dei rapporti di forza è mutato notevolmente da quando i paesi produttori hanno assunto il pieno controllo dello sfruttamento delle loro risorse minerarie³⁹. Al contempo, nei paesi importatori si è consolidato un processo di liberalizzazione che ha condotto a una gestione di carattere privatistico delle imprese, anche di quelle in cui il controllo formale è rimasto in mani pubbliche. Per le suddette ragioni non si ritiene perseguibile una strategia analoga a quella della Cina, fondata su presupposti e condizioni differenti.

Alla luce di queste considerazioni, è maturata la proposta di creazione di un nuovo mercato di lungo termine, basato sul sostegno attivo di un gruppo di Stati consumatori, in grado di offrire riferimenti e garanzie per i nuovi investimenti. A tale riguardo, risulta evidente che nessun paese può incidere da solo sul mercato petrolifero ma un'area coesa di Stati, con interessi omogenei al proprio interno e una massa critica rilevante in termini di consumi petroliferi, potrebbe esercitare tale strategia in maniera sicuramente più efficace. L'Unione Europea presenta tali caratteristiche e potrebbe farsi promotrice di un mercato regolamentato capace di offrire coperture coerenti rispetto al ciclo degli investimenti.

Un'iniziativa dell'Unione Europea volta a superare gli squilibri associati all'attuale configurazione dei mercati del petrolio potrebbe concretizzarsi nella realizzazione di una piattaforma regolamentata per la negoziazione di prodotti standardizzati di lungo o lunghissimo termine, aventi a oggetto il diritto alla consegna fisica di lotti di greggio (per esempio, 1000 barili) in Europa, garantiti da affidabile controparte centrale.

In sostanza, si tratta di realizzare un nuovo mercato regolamentato avente sede entro i confini dell'Unione e gestito da un'apposita Istituzione, delegata da parte della stessa Unione Europea a svolgere le funzioni di controparte centrale e a fornire tutte le necessarie garanzie, al fine di consentire l'incontro tra domanda e offerta per prodotti di

39 Il controllo della produzione mondiale di petrolio delle grandi major è crollato dal 70% nel 1970 al 15% nel 2005.

lungo termine. La modalità di trading potrebbe articolarsi in un numero adeguato di sessioni in negoziazione continua.

Un tale mercato si configurerebbe anche per altre due specifiche caratteristiche:

- **a fronte dell'impegno degli operatori lato offerta a consegnare a diverse date future (per esempio, dal 2025 in avanti) i lotti di petrolio concordati ai prezzi fissati dall'incontro tra domanda e offerta su tale piattaforma, le risorse finanziarie concesse dal soggetto acquirente del contratto assumerebbero la forma di un anticipo per disporre del diritto ad acquistare il petrolio alla scadenza del contratto ad un prezzo predefinito;**
- **in aggiunta, la controparte centrale, per rendere maggiormente attraente il prodotto potrebbe assumersi alcuni rischi di insolvenza degli operatori. In particolare:**
 - **lato offerta potrebbe assicurare un prezzo minimo (ad esempio 30 €/b) qualora i prezzi spot del petrolio alla scadenza risultassero inferiori;**
 - **lato domanda potrebbe assumersi in tutto o in parte i rischi di insolvenza dell'offerta.**

A titolo di esempio, se il prodotto scambiato fosse il diritto a comprare il petrolio, nel 2025, al prezzo di 30 €/b (in termini reali), tale prodotto (simile ad un *call warrant*⁴⁰) verrebbe scambiato oggi a valori intorno ai 10 €/b (valori rappresentativi della differenza del prezzo di esercizio con gli attuali prezzi spot, tenendo conto dello sconto per l'anticipazione quindicennale dell'esborso rispetto alla consegna, vedi infra). Tale prezzo pagato dalla domanda contribuirebbe al reperimento delle risorse finanziarie per la realizzazione degli investimenti. Alla scadenza, nel caso il prezzo fosse inferiore ai 30 €/b, la controparte centrale potrebbe assicurare in ogni caso all'offerta tale livello di prezzo, facendosi carico della differenza con il mercato: tale garanzia favorirebbe la finanziabilità degli investimenti. Nel caso fosse l'offerta a essere insolvente, la controparte centrale si farebbe carico degli oneri per l'acquisto sul mercato del prodotto per garantire la consegna. Questa garanzia è ovviamente la più onerosa (la prima, in fondo, si concretizzerebbe solo in una situazione estremamente favorevole per i paesi consumatori) e, quindi, per ridurre i rischi, l'accesso al mercato lato offerta dovrebbe essere limitato a operatori che possono dimostrare la disponibilità del prodotto alla data di scadenza sulla base di piani di investimento credibili o di giacimenti esistenti. Rimarrebbe naturalmente il rischio "politico" dell'insolvenza, ma questo è proprio quello che una controparte pubblica, rappresentativa di un insieme di paesi consumatori, potrebbe contrastare meglio di una società privata, avendo a disposizione diversi strumenti "politici" per dissuadere il produttore da inadempimenti contrattuali non imputabili a mere cause tecniche. Da evidenziare è il fatto che un titolo di questo genere non necessiterebbe di nessuna garanzia lato domanda e di garanzie solo di tipo assicurativo o "ipotecario" lato offerta, superando in tal modo uno degli ostacoli principali dei prodotti di lungo termine.

Lo sviluppo di tale nuovo mercato consentirebbe dunque da un lato la raccolta delle risorse necessarie per sostenere l'attività di investimento in nuova produzione di petrolio e dall'altro invierebbe ai mercati segnali di prezzo di lungo termine, contribuendo quindi ad una maggiore stabilità delle quotazioni del greggio.

⁴⁰ Il *call warrant* è uno strumento finanziario consistente in un contratto a termine che conferisce la facoltà di sottoscrivere l'acquisto di una certa attività finanziaria sottostante ad un prezzo (detto *strike* o prezzo di esercizio) e ad una scadenza stabilita. Il prezzo di acquisto del warrant prende il nome di premio.

5.3 Piattaforma regolamentata europea e controparte pubblica

Le inefficienze associate all'attuale funzionamento dei mercati petroliferi esasperano la ciclicità dell'attività di investimento nel settore *upstream* e, di conseguenza, rischiano di creare tensioni tra domanda e offerta di greggio. Ciò è risultato particolarmente evidente nel corso della recente crisi economico-finanziaria, quando le forti oscillazioni dei prezzi del petrolio hanno avuto pesanti ripercussioni sul ciclo degli investimenti nell'industria petrolifera.

Un intervento pubblico sui mercati del petrolio volto a superare tali inefficienze dovrebbe, per quanto possibile, configurarsi come un'azione in grado di offrire garanzie alla redditività di lungo periodo degli investimenti, dando stabilità a questa fase della filiera, con benefici a cascata sulle attività a valle e sull'andamento dei prezzi.

Gli investimenti nell'industria petrolifera sono soggetti ad almeno due classi di rischio:

- rischi di mercato, che attengono alla volatilità dei prezzi del greggio ma anche di altre variabili rilevanti per l'attività di investimento, quale ad esempio, il tasso di interesse sul capitale di debito;
- rischi industriali, che riguardano la realizzazione e la gestione tecnica del progetto.

La possibilità per le parti di concludere contratti di lungo termine avrebbe il chiaro vantaggio di ridurre almeno i rischi di mercato e di favorire condizioni di maggiore certezza e stabilità per l'attività di investimento.

Tuttavia, i mercati di lungo termine non si sono finora sviluppati perché ostacolati da una serie di fattori. Innanzitutto, l'esistenza di difetti informativi che aumentano notevolmente sia i costi di transazione, relativi alla ricerca della controparte e all'acquisizione di informazioni in merito alla solidità e affidabilità della medesima, sia i costi di negoziazione, finalizzati a individuare la configurazione delle clausole contrattuali in relazione ai bisogni delle parti e alla necessità di coprirsi dal rischio di inadempienza della controparte. Sui mercati finanziari regolamentati, dove i suddetti costi vengono minimizzati, altri ostacoli impediscono lo sviluppo degli scambi su prodotti di lungo termine: in particolare, l'onerosità delle garanzie, versate tipicamente sotto forma di margini iniziali e di variazione, risultano molto elevate e difficilmente sopportabili dagli operatori su orizzonti temporali di lungo o lunghissimo termine.

La creazione di una piattaforma regolamentata per contratti standardizzati di lungo termine in cui un'istituzione pubblica svolga funzioni di controparte centrale e sia in grado di offrire garanzie di lungo periodo, potrebbe pertanto risolvere i fallimenti che caratterizzano tali mercati. Infatti, da un lato, lo strumento prescelto permetterebbe di minimizzare i costi di transazione e di negoziazione esistenti, dall'altro, la presenza di una controparte pubblica, consentirebbe di limitare notevolmente – praticamente annullare - l'onerosità delle garanzie per le parti.

Di fatto, questo autorevole soggetto europeo con funzioni di controparte centrale potrebbe governare i rischi esistenti, sostanzialmente riconducibili, nell'assetto delineato, al lato offerta, limitando l'accesso a operatori qualificati e credibili in termini di disponibilità di giacimenti petroliferi da sviluppare (compagnie di Paesi produttori, grandi compagnie internazionali) e per i quali l'eventuale insolvenza avrebbe non solo conseguenze finanziarie ma anche politiche ed economiche. In particolare, rispetto al rischio politico corrispondente alla possibile minaccia che un governo straniero cambi le regole del gioco in corso d'opera, si ritiene che, trattandosi di rapporti tra Stati, non sia nell'interesse del paese produttore porsi nella condizione di veder ridotto il proprio *standing* reputazionale; in ogni caso, allo scopo di

minimizzare ulteriormente tale rischio, è possibile ipotizzare l'eventuale coinvolgimento di altre istituzioni internazionali, quali ad esempio Banca Mondiale e/o Fondo Monetario Internazionale, la partecipazione dei quali potrebbe avere un effetto dissuasivo importante, nei confronti soprattutto di Governi che fortemente dipendono dai finanziamenti e dall'assistenza delle medesime organizzazioni. E' anche ipotizzabile la fissazione di una serie di obblighi contrattuali specifici a carico dell'offerta, per esempio prevedendo lo svolgimento di una serie di *auditing* periodici volti a verificare la coerenza tra i piani di investimento dello stato produttore e gli impegni produttivi a lungo termine assunti.

Lato domanda, nel nuovo mercato a lungo termine qui prefigurato, si sancirebbe il diritto di disporre a una data futura di un determinato quantitativo (per esempio, 1000 barili) a un prezzo predeterminato pagando anticipatamente un premio per l'acquisto di tale diritto. Dal punto di vista dell'acquirente, a fronte di tale pagamento anticipato è quindi prefigurabile un duplice vantaggio: il primo, implicito nella disponibilità di una risorsa a un prezzo prefissato, il secondo, legato alla possibilità di ottenere un ulteriore vantaggio economico qualora alla data di consegna il prezzo sul mercato spot risulti più elevato di quello di esercizio. Un tale nuovo prodotto potrebbe dunque trovare ampio favore, accomodando operatori con diversi profili di rischio. Va anche considerato il possibile ruolo degli stessi Stati consumatori, che potrebbero partecipare direttamente al nuovo mercato, lato domanda, al fine di coprirsi rispetto al rischio di aumenti futuri delle quotazioni del petrolio per una quota ritenuta strategica del proprio consumo atteso nel lungo termine.

I prezzi offerti in acquisto e in vendita su tale nuovo mercato rifletterebbero le aspettative degli operatori in merito al valore del petrolio alla scadenza e al tasso di sconto da utilizzare per la sua attualizzazione.

Il valore atteso del greggio alla data di consegna prefissata (per esempio, dopo 15 anni) potrebbe essere definito da entrambe le parti sulla base delle aspettative circa i fondamentali del mercato, quali i livelli di domanda di petrolio attesa a quell'orizzonte temporale e il costo marginale di sviluppo dei nuovi giacimenti necessari a soddisfare tale domanda (si vedano in questo senso le considerazioni svolte nel capitolo 3), nonché sulla base delle aspettative di evoluzione tecnologica dell'industria petrolifera e di dinamica attesa dell'inflazione. Il tasso di sconto dovrebbe riflettere sia il rendimento atteso del capitale investito con riferimento al settore *upstream* petrolifero, sia i benefici che derivano agli operatori lato produzione in termini di contenimento del rischio operativo associato all'intervento.

A titolo puramente esemplificativo, si può ipotizzare che sia adottato il seguente approccio ai fini della determinazione del valore del contratto di lungo termine: definito un tasso di remunerazione r , pari al tasso a lungo termine dei titoli di stato, si può ipotizzare di dividere tra le due controparti la differenza tra la redditività media attesa del capitale investito in attività di produzione del petrolio (ROI) e il tasso ottenibile da attività alternative prive di rischio, vale a dire dimezzando il margine ($ROI - r$). Il tasso da applicare nell'operazione di attualizzazione per la definizione del prezzo da riconoscere al produttore potrebbe essere dunque calcolato come $r + (ROI-r)/2$, ovvero $(ROI + r)/2$. Ad esempio, ipotizzando che il prezzo di esercizio del prodotto con consegna fra 15 anni sia pari a 30 euro, che il prezzo spot del greggio sia di 70 €/b, che il tasso di remunerazione atteso per gli investimenti nel settore petrolifero sia del 15%, e il tasso di rendimento dei titoli di stato a lungo termine sia del 4,5%, il premio pagato dalla parte acquirente, per un contratto che preveda la consegna di greggio dopo 15 anni, potrebbe assumere verosimilmente un prezzo pari a circa 10 euro al barile. In generale, la scelta di un opportuno tasso di sconto dovrebbe collocarsi in una forchetta compresa tra il costo medio ponderato del capitale (WACC) e il tasso di rendimento medio del capitale investito (ROI); tale tasso risulterebbe comunque attrattivo per il produttore, anche in virtù della garanzia di collocamento del prodotto a lungo termine ad un prezzo garantito (ciò tanto più vero per produzioni di greggio marginali).

I prezzi che si fisseranno su tale mercato potranno naturalmente essere anche l'esito di diverse combinazioni di valore atteso e tassi di sconto applicati dalle controparti.

Una soluzione quale quella individuata in questa pagine avrebbe una serie di vantaggi ulteriori rispetto alle proposte finora avanzate di riforma dei mercati petroliferi:

- si configura come uno strumento di mercato compatibile con gli assetti concorrenziali delle economie occidentali;
- consente di far convergere un'informazione diffusa nel mercato;
- garantisce l'anonimato;
- promuove la trasparenza delle transazioni, in coerenza con gli orientamenti del G20 di riforma dei mercati finanziari;
- svolge una funzione segnaletica per la definizione delle aspettative di medio-lungo termine;
- non richiede un accordo globale tra Stati consumatori e Stati produttori, ma può partire con la volontà forte di un nucleo coeso di Stati consumatori con sufficiente massa critica, ad esempio l'Unione Europea, verificando sul campo le disponibilità delle controparti. Naturalmente, una verifica di interesse all'iniziativa da parte dei principali produttori e istituzioni finanziarie prima del suo decollo sarebbe quanto mai opportuna, risultando tra l'altro anche agevolmente praticabile.

5.4 Caratteristiche dei contratti petroliferi di lungo termine

Le caratteristiche principali dei contratti petroliferi di lungo termine negoziati sulla piattaforma regolamentata sopra descritta possono essere così riassunte:

Oggetto della negoziazione: diritto alla consegna fisica (in un determinato sito) di un volume predefinito di greggio (di una certa qualità) a una determinata data futura e a un prezzo predefinito (vedi infra).

Diritti e obblighi lato venditore: dietro corresponsione di un premio, il venditore assume un obbligo alla consegna a una determinata data futura di un volume di greggio predefinito ad un prezzo predefinito; può essergli richiesto il rispetto di una serie di requisiti (disponibilità di giacimenti, elevato standing reputazionale, adesione ad un programma di verifica di sviluppo degli investimenti, ecc.).

Diritti e obblighi lato acquirente: l'acquirente ha diritto a ricevere il volume predefinito di greggio alla scadenza, che potrà essere ritirato o eventualmente ceduto sul mercato alle quotazioni spot ed è tenuto a riconoscere il prezzo di esercizio oltre a quanto versato anticipatamente per l'acquisto del titolo; riceve inoltre dalla controparte centrale garanzie contro il rischio di insolvenza della controparte contrattuale.

Negoziabilità: il detentore di un titolo con diritto alla consegna fisica del greggio può rinegoziare tale contratto sul mercato; la negoziabilità di tali titoli consentirebbe, fra l'altro, di adattare le condizioni di rischio del proprio portafoglio in maniera flessibile al mutare dei fondamentali specifici di settore o generali del mercato.

Prezzo del titolo: durante la vita naturale del prodotto, il prezzo del titolo è destinato a variare nel tempo, in ragione di numerosi fattori, tra i quali, i fondamentali del sottostante e la sua volatilità, il tasso di inflazione attesa, i tassi di interesse corrisposti da strumenti di investimento alternativi, l'avvicinarsi della scadenza e la solvibilità dello strumento. A tale

ultimo riguardo, la partecipazione diretta degli Stati a garanzia dei prodotti scambiati dovrebbe garantire un *rating* sul rischio analogo a quello del debito sovrano, con effetti positivi sul costo complessivo dell'intervento.

Pay-off alla scadenza: ipotizzando che il detentore del titolo mantenga lo stesso fino alla sua naturale scadenza, il pay off sul capitale risulterebbe determinato in funzione della differenza tra prezzo spot del petrolio alla scadenza e prezzo di esercizio del titolo e del premio pagato per l'acquisto del medesimo.

$$\text{Pay-off} = \max(P_s - P_e; 0) - P$$

dove P_s è il prezzo spot del petrolio alla consegna, P_e è il prezzo di esercizio del titolo e P è il premio corrisposto per l'acquisto del titolo.

Riprendendo l'esempio già descritto, sotto l'ipotesi di un prezzo di esercizio pari a 30 €/b e di un premio pari a 10 €/b, qualora il prezzo spot del petrolio alla scadenza fosse inferiore al prezzo di esercizio, l'acquirente perderebbe l'intero capitale versato. Nel caso, invece, in cui il prezzo spot fosse compreso tra 30 e 40 €/b l'acquirente registrerebbe una perdita parziale in conto capitale. Infine, per valori del prezzo spot superiori a 40 €/b, l'acquirente conseguirebbe un profitto: ad esempio, con un prezzo spot di 50 €/b, il pay-off unitario sarebbe di 10 euro mentre nell'ipotesi di un prezzo spot particolarmente elevato (100 €/b) il pay-off unitario risulterebbe di 60 euro.

Garanzie della controparte centrale:

- lato offerta la controparte centrale assicurerebbe al venditore una garanzia di prezzo minimo (ad esempio corrispondente al prezzo di esercizio di 30 €/b) qualora i prezzi spot del petrolio alla scadenza risultassero inferiori; tale prezzo garantito comporterebbe una riduzione della rischiosità dell'investimento e quindi del tasso di sconto da applicare per la valorizzazione del premio;
- lato domanda potrebbe assumersi in tutto o in parte i rischi di insolvenza dell'offerta.

In aggiunta al prodotto qui descritto a titolo esemplificativo, si potrebbero ipotizzare altre tipologie di prodotti-titoli caratterizzati da diversi profili di rischio per la domanda, ferma restando l'ipotesi di una soglia di intervento della controparte centrale a garanzia degli investimenti dei produttori.

5.5 Dimensione dell'intervento

Allo scopo di promuovere il conseguimento degli obiettivi prefissati, in termini di contributo ad una minore ciclicità degli investimenti, l'intervento proposto dovrebbe favorire lo sviluppo di un livello di capacità produttiva in grado di disinnescare le tensioni tra domanda e offerta di greggio che, in ultima istanza, si traducono in una forte volatilità dei prezzi petroliferi. A tale riguardo, in linea con altre valutazioni esistenti, si ritiene che **una quantità idonea dovrebbe riguardare investimenti per una capacità produttiva almeno compresa tra 2 e 4 milioni di barili/giorno.**

Tale valore appare coerente con un livello di *spare capacity* giudicato sufficiente a favorire il corretto funzionamento dei mercati petroliferi; inoltre consentirebbe all'Unione Europea di soddisfare una quota della domanda attesa al 2030 di prodotti petroliferi per il settore

trasporto compresa tra il 38% e il 50%, rispettivamente, sulla base delle proiezioni IEA e di un'ipotesi meno conservativa di penetrazione dell'auto elettrica alla stessa data del 25% (con riferimento ad investimenti in nuova capacità produttiva per 3 milioni di barili/giorno).

Il target ha evidentemente natura dinamica e deve tenere conto dell'evoluzione dei fondamentali di mercato e degli andamenti del settore petrolifero, anche rispetto a fonti di energia alternative. Si ritiene in ogni caso che la disponibilità di un tale mercato a lungo termine possa suscitare anche un più vasto interesse da parte di diverse tipologie di operatori, consentendo così di superare le quantità sopra individuate.

5.6 Luogo di consegna fisica del greggio per i nuovi contratti

Con riferimento alla consegna fisica del greggio, un coinvolgimento diretto e preminente dell'Unione Europea lato acquisto delle forniture di lungo periodo potrebbe rendere opportuno, anche sotto il profilo della sicurezza degli approvvigionamenti, stabilire uno o più punti di consegna fisica dei quantitativi di greggio associati ai titoli petroliferi entro i confini del continente europeo, selezionati dai paesi europei aderenti all'iniziativa sulla base delle caratteristiche del sistema di raffinazione e delle infrastrutture petrolifere esistenti. La cessione presso tale punto di consegna potrebbe seguire le esistenti strutture di *pricing*, basate su formule nelle quali il prezzo del ciascun greggio contrattualizzato è definito come differenziale rispetto ad un *benchmark* di riferimento.

A questo riguardo, l'**Olanda** potrebbe essere un potenziale candidato per tale ruolo dal punto di vista dell'eventuale partecipazione all'iniziativa dei paesi del Nord Europa. Il sistema di raffinazione olandese può dirsi il più importante in Europa anche se non in termini di capacità di distillazione primaria (il primato in questo senso è della Germania, seguita dall'Italia). La ragione della sua importanza è ascrivibile al sistema infrastrutturale di Rotterdam, il primo terminale petrolifero europeo, che insieme ad Amsterdam ed Anversa costituisce la regione ARA, il principale hub di raffinazione e commercializzazione d'Europa. Le 7 raffinerie olandesi hanno una capacità di distillazione complessiva pari a 1,2 milioni di barili/giorno, prevalentemente destinata alla produzione di distillati leggeri. A Rotterdam, si trovano 4 impianti di raffinazione su 7 che, data la loro posizione, possono beneficiare di diversi vantaggi localizzativi: il porto può ospitare navi cisterna ULCC, le più grandi in circolazione, con conseguente riduzione dei costi di trasporto del greggio. Inoltre, una struttura portuale come Rotterdam consente di ricevere diverse qualità di greggio e offre la possibilità di accedere a diversi mercati di sbocco. Tutto questo aumenta la flessibilità del sistema di raffinazione. Si consideri che ogni anno vengono scaricati a Rotterdam oltre 100 milioni di tonnellate di greggio, che vengono poi consegnate in diverse zone del Nord Europa.

Tale regione dispone inoltre di un elevato numero di strutture di stoccaggio. Sia in termini di siti di stoccaggio di proprietà delle raffinerie che di siti indipendenti, l'Olanda è prima in Europa. La capacità di stoccaggio indipendente è concentrata principalmente ad Amsterdam e a Rotterdam ed è doppia rispetto a quella di Germania e Francia⁴¹.

L'Olanda dispone inoltre di due importanti oleodotti *onshore*. La RRP (Rotterdam Rijn Pipeline) corre, nella sua prima tratta, da Rotterdam Europoort a Venlo al confine con la Germania ed ha una capacità di 15,8 milioni di tonnellate; nella seconda sezione (da Venlo), la linea si divide in due branche per rifornire le raffinerie tedesche. La seconda pipeline è la Rotterdam-Anversa che trasporta il greggio importato a Europoort alle raffinerie Total e

⁴¹ Le scorte *on land* di greggio e prodotti rilevate a fine giugno 2009 ammontavano a 144,5 milioni di barili.

ExxonMobil di Anversa in Belgio. La pipeline, di proprietà di Total ed Exxon Mobil, ha una capacità annua di 28 milioni di tonnellate.

L'Italia potrebbe costituire una valida alternativa per la scelta di uno dei luoghi di consegna delle forniture di greggio di lungo termine, nell'ipotesi di una significativa partecipazione all'iniziativa dei paesi dell'area mediterranea. L'Italia presidia tutte le fasi della filiera petrolifera e presenta rilevanti siti di stoccaggio, altra variabile di cui tenere conto nella scelta. In termini di capacità complessiva, il sistema di raffinazione italiano è secondo in Europa, dietro la Germania. Con 16 raffinerie, la sua capacità di distillazione primaria si avvicina ai 2 milioni di barili/giorno e copre circa il 16% della capacità dell'Europa occidentale. Esso vanta inoltre in media un elevato grado di complessità e flessibilità. Il progressivo potenziamento e l'ottimizzazione delle raffinerie esistenti hanno consentito di incrementare in misura significativa il loro tasso di utilizzo rispetto alla materia prima lavorata. Con riferimento al periodo 1990-2006, si rileva come vi sia stato un incremento dell'88% della capacità di conversione tramite processi di cracking catalitico. Tra questi, hanno assunto una crescente importanza gli impianti di cracking idrogenante (hydrocracking) che conferiscono alla raffineria una flessibilità operativa assai elevata, specie in rapporto alla stagionalità dei consumi, e sono particolarmente idonei alla produzione di gasolio di buona qualità. Nello stesso arco temporale, si rileva un aumento del 105% anche la capacità di desolfurazione che consente al gasolio prodotto, di cui l'EU risulta cronicamente deficitaria, di incontrare le specifiche qualitative EU in vigore dal 2009.

Numerosi sono i punti di consegna sul territorio nazionale: Augusta, Genova, Falconara Marittima, Porto Marghera, Gela (con terminali storage nella Sicilia centrale), Livorno, Milazzo, Santa Panagia Bay, Ravenna, Fiumicino, Sarroch, Taranto e Savona. L'Italia inoltre dispone di importanti infrastrutture di stoccaggio: a giugno 2009, le scorte *on land* ammontavano a 129,1 milioni di barili tra greggio e prodotti.

A favore della scelta dell'Italia come uno dei luoghi di consegna fisica del greggio possono valere inoltre le seguenti considerazioni:

- l'Italia ricopre una posizione strategica nel Mediterraneo, ponte di collegamento tra il Nord Africa ed il resto dell'Europa e dotata di una posizione privilegiata rispetto ai flussi provenienti dal continente asiatico. Il nostro Paese, inoltre, presenta una dislocazione geografica intermedia tra le già esistenti Borse petrolifere di Londra e di Dubai. L'Italia per la sua posizione geografica può candidarsi a diventare un vero e proprio "hub", base di scambio per i mercati internazionali, europei in particolare, di approvvigionamento e di consumo dell'energia, in particolare con riferimento al greggio e al gas naturale. Le prospettive di una maggiore integrazione tra i mercati nazionali del gas a livello europeo e la creazione di un centro di approvvigionamento e commercializzazione del greggio rispondono al duplice obiettivo di contribuire allo sviluppo concorrenziale del settore e al raggiungimento di maggiori livelli di sicurezza;
- in Italia vengono già quotati la maggioranza dei prodotti Platts su base europea rispondenti alle categorie Fob Med Basis Italy e CIF Med Genoa – Lavera. I prodotti quotati sono: benzina premium unleaded 10 ppm, Nafta, Jet fuel (Solo fob), Gasolio ULSD 10 ppm, Gasolio 0,2%, Gasolio 0,1%, Btz e Atz. A livello europeo, solo a Rotterdam vengono quotati diversi prodotti e solo su base fob mentre le altre rilevazioni fanno riferimento all'area North Western Europe e non ad un singolo paese;
- l'Italia importa tutte le principali qualità di greggio consumate nell'UE-27; i 7 greggi più importati nell'Unione Europea a 27 paesi coprono complessivamente l'84% dell'import di greggio dell'Italia. Nel dettaglio, nei primi mesi del 2009 l'Urals si è confermato il greggio più importato con 9,6 mil. tonn, il 20% circa delle importazioni totali, seguito

proprio dall'Azeri Light (+10% del totale). Minore ma comunque presente ed in crescita il flusso in entrata di crudo kazako pari a 1,05 Mt, in aumento del 25% sul 2008;

- la produzione interna di greggio, per quanto relativamente esigua (pari a circa 100.000 bbl./g), costituisce circa il 5% della produzione UE-27 complessiva. Escludendo il Regno Unito (il cui greggio – Brent - è già il sottostante dell'ICE di Londra), l'Italia è seconda dopo la Danimarca per produzione interna. La scelta dell'Italia come luogo di consegna, nonché eventualmente sede del nuovo mercato, consentirebbe il mantenimento di almeno un elemento di continuità rispetto alle borse petrolifere esistenti: anche nel caso di scelta di un greggio di riferimento diverso da quello italiano (vedi infra) per il nuovo mercato di lungo termine, questo avrebbe sede comunque in un paese produttore, al pari di Regno Unito e Stati Uniti.

Tav. 10 - Produzione di greggio per qualità in Italia (000 bbl./g)

Italia	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Light & Sweet	72	57	39	29	20	14	7	6	4	3	2	3
Light & Sour	7	19	20	20	24	46	61	71	88	87	85	79
Medium & Sour	2	2	1	2	3	2	2	2	1	1	1	1
Heavy & Sour	28	27	22	23	17	22	21	23	21	19	20	17
Totale	110	105	82	74	64	84	90	102	114	110	108	100

Fonte: elaborazioni RIE

5.7 Greggio di riferimento

Con riferimento all'oggetto fisico delle contrattazioni sul nuovo mercato a lungo termine del greggio, la scelta potrebbe ricadere su uno dei *benchmark* di riferimento attuali (Brent, WTI) oppure su un sottostante alternativo, significativo rispetto alla struttura dell'industria petrolifera. Rispetto a questa seconda possibilità, il Gruppo di lavoro ha svolto alcune valutazioni in relazione alle qualità di greggio che potrebbero soddisfare meglio le condizioni di domanda e offerta sul mercato europeo.

La produzione europea di greggio risulta limitata rispetto ai consumi dell'UE-27. In base agli ultimi dati BP⁴², la produzione nazionale di greggio è sufficiente a coprire soltanto il 16% della domanda dell'area; al contrario, il ricorso alle importazioni è stato pari all'84% dei consumi nel 2009, in progressiva crescita rispetto ai livelli del passato.

Tav. 11 - Produzione, consumo e importazioni di greggio nell'UE-27, 2008 (milioni di barili/giorno)

	Produzione	Consumi	Importazioni
UE-27	2,3	14,8	12,5
% sui consumi	16%	-	84%

Fonte: elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review 2009

Dopo il Regno Unito, la principale produzione di greggio a livello europeo è svolta in Danimarca, con un'offerta di 0,3 milioni barili/giorno, pari al 13% della produzione

⁴² BP Statistical Review 2009

complessiva. Segue l'Italia che contribuisce con la propria produzione al 5% del totale. Il greggio danese, con 33,6° API e un tenore di zolfo dello 0,26%, è simile per specifiche qualitative a quello libico e kazako, che sono due delle qualità più importate all'interno dell'UE. **Si tratta in ogni caso di volumi di produzione relativamente esigui rispetto alla domanda fisica di greggio.**

In ragione della limitata produzione che caratterizza l'UE-27, l'analisi è stata estesa alle qualità di greggio importate e non prodotte internamente.

L'analisi degli approvvigionamenti svolta a livello di singoli Stati ha evidenziato una prevalenza delle importazioni di greggio provenienti da FSU, Mare del Nord, Africa e Medio Oriente. L'analisi storica ha inoltre mostrato un tendenziale aumento del contributo dei greggi di Russia, Kazakhstan e Azerbaijan, a cui corrisponde un progressivo calo delle importazioni di origine medio-orientale.

I dati Eurostat 2007 relativi all'UE-27 consentono di ricostruire il quadro d'insieme delle importazioni dell'area e dei principali paesi esportatori. Dall'analisi dei dati risulta che i greggi russi coprono da soli il 30% dei consumi, mentre le qualità del Mare del Nord contribuiscono per il 19%. Un quarto delle importazioni proviene da Paesi OPEC: Libia, Arabia Saudita, Iran e Iraq.

La tavola seguente contiene i dati relativi a qualità (gravità e tenore di zolfo) e produzione dei seguenti greggi importati nell'area EU-27: Urals Blend per la Russia; Es Sider per la Libia; Arabian Light per l'Arabia Saudita, Iranian Heavy per l'Iran, Basrah Light per l'Iraq, CPC Blend per il Kazakhstan e Azeri (BTC) per Azerbaijan.

Tav. 12 - Qualità e produzione dei greggi importati in Europa

Tipo di greggio	Gravità (° API)	Tenore di zolfo (%)	Produzione (mil. barili/giorno)
Urals (Russia)	31,8	1,35	8,7
Es Sider (Libia)	37	0,39	0,4
Arabian Light (Arabia Saudita)	33	1,83	4,9
Iranian Heavy (Iran)	29,5	1,99	1,5
Basrah Light (Iraq)	30,2	2,5	1,7
CPC Blend (Kasakhstan)	44,2	0,53	0,7
Azeri BTC (Azerbaijan)	36,7	0,16	0,7

Fonte: Energy Intelligence, International Oil Market Handbook 2009

A seguito delle audizioni svolte dal Gruppo di lavoro con esperti del settore e operatori, sono emerse alcune interessanti considerazioni relative all'analisi dei greggi e alla scelta di una qualità come ipotetico sottostante. In particolare, gli operatori ascoltati, pur confermando la difficoltà di individuare dei *benchmark* alternativi a quelli attualmente usati nel mercato e i limiti associati a ciascuna opzione, hanno espresso un relativo favore nei confronti delle seguenti tipologie di greggio: la miscela russa Urals e i blend kazako e azerbaijano.

Relativamente alla prima tipologia di greggio, le considerazioni a favore riguardano l'elevato volume di esportazione destinato all'Europa, le sue caratteristiche qualitative che ne

consentono la lavorazione in tutte le raffinerie del Mediterraneo e la minor dipendenza, rispetto ad altre qualità, da contratti a termine con singoli paesi consumatori. Tuttavia, non mancano elementi di criticità quali la dipendenza da un solo paese, la Russia, dove hanno sede le principali compagnie che svolgono la produzione e la commercializzazione di questa miscela.

La seconda ipotesi valutata dagli operatori come possibile sottostante alternativo riguarda i greggi dell'area caspica. Con riferimento a queste tipologie di greggio, viene meno l'elemento di criticità (invece rilevato per l'Urals) rappresentato dall'eccessiva dipendenza da un gruppo di imprese appartenenti ad uno stesso Paese. Tanto la produzione di Azeri Light quanto di CPC Blend è infatti ripartita tra diverse compagnie di differenti nazionalità. I due greggi sono inoltre qualitativamente simili, molto leggeri e a bassissimo tenore di zolfo, e quindi tali da poter essere considerati congiuntamente come sottostanti, al pari di quanto già accade per il Brent negoziato presso l'ICE di Londra. Tuttavia, le qualità di Azerbaijan e Kazakhstan evidenziano forti vincoli logistici connessi al sistema di trasporto internazionale, essendo la miscela kazaka prevalentemente esportata attraverso la pipeline CPC sotto controllo russo.

Sotto il profilo della rappresentatività della domanda petrolifera europea e mondiale, il greggio russo, considerato medio in termini di gravità e solforoso, si presta bene alla produzione di gasolio, prodotto di cui l'UE è deficitaria. Inoltre, le sue caratteristiche rispondono a logiche di domanda mondiale oltre che regionale, potendo essere lavorato dalle raffinerie asiatiche da cui proviene una quota crescente dei consumi mondiali. Diverso è il caso delle qualità leggere e a bassissimo contenuto di zolfo dell'area caspica che, in considerazione della qualità elevata, rispondono meno ai profili di domanda delle economie non-OECD.

5.8 Valuta delle transazioni

Il dollaro costituisce la valuta di riferimento per le transazioni mondiali di petrolio. Alcuni fattori, tra cui la volatilità dei mercati valutari e la correlazione tra il prezzo del petrolio e il tasso di cambio euro-dollaro (in particolare a partire dal 2007), hanno portato diversi osservatori e attori dell'industria petrolifera a proporre una riforma dell'attuale sistema, quali l'introduzione dell'euro come valuta per gli scambi o la determinazione del prezzo basato su un paniere di valute.

La scelta della valuta di scambio in un ipotetico nuovo mercato del petrolio non appare rilevante dal punto di vista dell'efficienza economica. Tuttavia, occorre evidenziare che l'eventuale adozione di una valuta o paniere di valute alternativo potrebbe essere giustificata sotto il profilo geo-politico. In questo senso, in presenza di una nuova iniziativa sul mercato petrolifero assunta in ambito UE, potrebbe essere opportuno che sia adottato l'euro come valuta di riferimento.

Limitandosi a considerare la letteratura di riferimento, la valutazione sull'uso del dollaro nelle transazioni internazionali è prevalentemente centrata sul ruolo della valuta come mezzo di scambio. Intuitivamente, la valuta del paese economicamente più rilevante negli scambi internazionali tende ad affermarsi come valuta di scambio a livello globale (Krugman, 1980). L'implicazione di questa considerazione è che la probabilità di adozione dell'euro come valuta di scambio dipende positivamente dal suo peso sugli scambi commerciali internazionali.

Il principale fattore citato a sostegno della necessità di quotare le commodity in dollari statunitensi si focalizza tuttavia sul ruolo di unità di conto: per le caratteristiche di omogeneità

delle materie prime, i prezzi di una commodity espressi in un'identica valuta sono (quasi) perfettamente confrontabili sui diversi mercati di origine.

Un filone più recente di letteratura tende a concentrarsi sui *network effect* derivanti dall'adozione di una valuta.

Un *network good* è un bene utilizzato da una massa critica di agenti, dal cui consumo derivano effetti di rete (quanti più individui consumano un bene, tanto maggiore è l'incentivo a consumarlo anche per i restanti individui).

L'implicazione di questa modellistica è la molteplicità ed instabilità degli equilibri in termini di adozione di una valuta. In particolare, una *commodity* (il petrolio) può essere contemporaneamente quotata in due diverse valute se si verificano le seguenti condizioni:

- modesti costi politici derivanti dall'adozione di una valuta (o, analogamente, modesti costi politici derivanti dall'abbandono di una valuta dominante);
- modesti costi di transazione (rischio di cambio);
- modesti (o rapidamente calanti) costi di informazione (derivanti dalla necessità di confrontare prezzi espressi in valute diverse).

La struttura attuale delle transazioni sul mercato petrolifero (con il ruolo dominante del dollaro) può essere pertanto spiegata dalla presenza di elevati costi di transazione e di informazione associati all'adozione dell'euro. Precondizione per l'adozione dell'euro negli scambi petroliferi sarebbe quindi un crescente peso delle quotazioni in euro nei servizi internazionali di *pricing* petrolifero (Platt's).

L'impulso all'adozione dell'euro negli scambi petroliferi proveniente dai crescenti scambi commerciali tra esportatori di petrolio e paesi UEM, che aveva avuto un'accelerazione all'inizio del decennio in corso, si è peraltro indebolito negli ultimi anni, con un calo della quota delle importazioni dall'area euro sul totale delle importazioni del Medio Oriente (ed un conseguente aumento del rischio di cambio associato all'euro).

Negli ultimi anni, inoltre, l'ascesa delle economie emergenti nell'arena economica internazionale ha ridotto il peso del commercio in manufatti sul commercio mondiale complessivo, a favore degli scambi di materie prime petrolifere e ciò ha giocato a sostegno del ruolo del dollaro statunitense.

Bibliografia

- AEEG, DCO 27/08, *Orientamenti in materia di misure volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico*
- Amenc, N., Maffei, B., Till, H. (2008) *Oil prices: the true role of speculation*
- Büyüksahin, B., Haigh, M.S., Harris, J.H., Overdahl, J.A., Robe, M.A. (2008), *Fundamentals, Trader Activity and Derivative Pricing*
- CFTC, The Inter-Agency Task Force on Commodity Markets (2008), *Interim Report on Crude Oil*
- Chevalier, J.M. (2010), *Rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrol*
- Commissione Europea (2008), *First Interim Report on Oil Price Developments and Measures to Mitigate the Impact of Increased Oil Prices*
- Di Benedetto, F. (2008), *Oil trading & Risk Management*, Franco Angeli
- ENI (2009), *Blueprint for Oil Price Stabilization*, Oil ottobre 2009, N.7
- Fattouh, B. (2010) *Oil Market Dynamics through the Lens of the 2002-2009 Price Cycle*, Oxford Institute for Energy Studies
- Fattouh, B. (2010), *Price Formation in Oil Markets: Some Lessons from 2009*, Oxford Institute for Energy Studies
- Hamilton, J.D. (2009), *Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-2008*, NBER WP
- IEA, World Energy Outlook 2008
- IEA, World Energy Outlook 2009
- IMF World Economic Outlook (October 2008)
- International Organization of Securities Commissions (IOSCO), (2009), *Final report of the Task Force on Commodity Futures Markets*, CFTC e FSA
- Lippi, F. e Nobili, A. (2009), *Oil and the Macroeconomy: a quantitative structural analysis*, Tema di discussione n. 704, marzo 2009
- Segal, P. (2007), *Why Do Oil Shocks No Longer Shocks?*, OIES WPM
- UK Treasury (2008), *The rise and fall in oil prices: analysis of fundamental and financial drivers*, Cabinet Office