

ISPI

ISTITUTO PER GLI STUDI DI POLITICA INTERNAZIONALE

La Primavera araba e gli scenari energetici: prospettive di policy per l'Italia

Ricerca Ispi per il Ministero degli Affari Esteri
Novembre 2011

Il Medio Oriente e il Nord Africa e gli idrocarburi

Giorgio Frankel*

* Giorgio Frankel è giornalista e analista di questioni internazionali, collabora con il Centro Einaudi.

L'area Mena (Middle East and North Africa) è vitale per gli approvvigionamenti mondiali di petrolio, e ancor più lo sarà nel prossimo futuro. Essa fornisce circa il 35% della produzione mondiale e, in particolare, il 40% del petrolio commercializzato a livello internazionale, e detiene più del 60% del totale delle riserve accertate di petrolio. La sola Arabia Saudita estrae circa il 10% della produzione globale, ha una quota ancora più elevata del commercio di greggio (circa 15%), e le sue riserve sono il 20-25% del totale mondiale. Attualmente, mentre quasi tutti i produttori lavorano a pieno regime, si ritiene che l'Arabia Saudita sia l'unico paese esportatore che disponga di una significativa capacità produttiva di riserva – un elemento cruciale per la flessibilità e sicurezza del sistema petrolifero globale. Tuttavia non vi sono, almeno a livello pubblico, informazioni precise sulla portata di questa capacità di riserva. È poi possibile, ma non ancora certo, che entro pochi anni l'Iraq raggiungerà l'Arabia Saudita (e forse la supererà) quanto a capacità produttiva e a riserve accertate.

Le decisioni dei paesi Mena in materia di produzione, e gli eventi politici che interessano la regione sono dunque determinanti per la sicurezza degli approvvigionamenti globali di petrolio. Tutto ciò conferisce al petrolio mediorientale un elevato valore strategico. A tal proposito, va sottolineato che il petrolio del Golfo Persico che transita su navi cisterna attraverso lo stretto di Hormuz ammonta a 15-16 milioni di barili al giorno (mb/g), pari a circa il 30% dell'import-export mondiale di petrolio.

Sul breve e medio termine, la possibilità di incrementare la produzione mondiale di petrolio dipende sempre più dallo sviluppo delle risorse dei paesi Mena. In ottobre, il *chief economist* dell'Agenzia internazionale dell'energia (Aie), Fatih Birol, ha affermato che nei prossimi dieci anni più del 90% della crescita della produzione mondiale dovrà venire dai paesi Mena¹. Se ciò non sarà possibile, se quei paesi non potranno, o non vorranno, aumentare significativamente la loro produzione, potrebbero verificarsi gravi problemi a livello mondiale.

Per quanto riguarda il gas naturale, la regione Mena, con circa il 45% delle riserve globali, fornisce il 20% della produzione mondiale, e più del 40% (nel 2009) dell'export di gas naturale liquefatto (gnl), settore in cui il Qatar è il numero uno mondiale col 20% del totale. Il Qatar ha il 14% delle riserve mondiali di gas e condivide con l'Iran un enorme giacimento sottomarino nel Golfo Persico, il più grande del mondo. È uno dei massimi produttori mondiali dopo la Russia e l'Iran, ma si prevede che nel 2011 supererà l'Iran. La Shell sta realizzando nel Qatar un colossale impianto per ottenere combustibili liquidi da gas naturale (Gas-to-Liquids, Gtl), con una produzione prevista, a pieno regime, di circa 250.000 barili al giorno (b/g), soprattutto di gasolio (per autotrazione) e cherosene (per motori aeronautici).

L'Iran, da parte sua, ambisce a diventare il maggior esportatore mondiale di gas dopo la Russia, e ad acquisire entro il 2015 il 10% del mercato mondiale del gnl. Fornirà grandi quantità di gas al Pakistan con un gasdotto che probabilmente proseguirà fino alla Cina, e forse potrebbe alimentare anche l'India. Tuttavia, il progetto è fortemente contrastato dagli Stati Uniti. In futuro l'Iran potrebbe esportare gas verso il mercato europeo tramite la Turchia, ma per ora gli ostacoli politici sembrano insormontabili.

¹ Citato in: E. WATKINS, *IEA chides MENA producers to increase output capacity*, in «Oil & Gas Journal», online, 12 October 2011.

Oggi, limitatamente ai fornitori Mena, l'Europa dipende in larga misura dal gas algerino. L'Italia importa significative quantità di gas (circa il 10% del suo fabbisogno) dalla Libia, attraverso il gasdotto Greenstream.

A ciò bisogna aggiungere che lo scacchiere petrolifero Mena sta in parte saldandosi allo scacchiere petrolifero del Mar Caspio tramite gli oleodotti e i gasdotti (in funzione o in costruzione o in programma) che faranno della Turchia un grande *hub* energetico per gli approvvigionamenti europei di idrocarburi provenienti dal Medio Oriente (Iraq e Iran), dal Caspio (Azerbaijan, Kazakistan e forse altri produttori) e anche dalla Russia. Ceyhan, nel golfo di Iskenderun, a pochi chilometri dal confine con la Siria, è il terminal marittimo di alcuni oleodotti di importanza strategica e il suo ruolo crescerà nei prossimi anni.

Prima delle rivolte arabe, la Siria aveva un peso modesto sulla scena petrolifera, con un export di soli 110.000 b/g (per il 95% diretti in Europa) e una produzione totale di circa 400.000 b/g. Tuttavia aspirava anch'essa a un ruolo di *hub* energetico col progetto dei "Quattro mari" che la vede al centro di un sistema petrolifero collegato col Golfo Persico, il Mar Caspio, il Mar Nero e il Mar Mediterraneo. La Siria, come già in passato, può offrire ai produttori del Golfo Persico, in particolare all'Iraq, un importante sbocco sul Mediterraneo per l'export di idrocarburi verso i mercati europei, con significativi vantaggi per i costi di trasporto e soprattutto per la sicurezza strategica, evitando gli stretti di Hormuz e di Bab-el-Mandeb, e la rotta del Capo.

Importanti giacimenti di idrocarburi offshore (soprattutto gas) sono stati recentemente individuati al largo della costa israeliana e libanese e a Cipro. In settembre la Turchia ha detto di voler collaborare con l'Egitto nella ricerca di gas naturale nel Mediterraneo. Altre risorse sono state scoperte nell'offshore egiziano. Insieme alla futura espansione di Ceyhan e al possibile ruolo petrolifero della Siria, questi sviluppi contribuiranno ad accrescere l'importanza strategica del Mediterraneo orientale, ma anche a alimentare forti tensioni politiche².

La parziale saldatura tra lo scacchiere petrolifero del Medio Oriente e quello del Mar Caspio viene a formare, almeno in prospettiva, un "arco petrolifero" lungo il confine tra la sfera strategica "occidentale" e la sfera strategica "asiatica". Questo "arco petrolifero" sarà anche, probabilmente, l'ultima frontiera del petrolio convenzionale.

1. Le rivolte arabe e il petrolio

Il petrolio è stato un fattore chiave nei vari scenari delle rivolte arabe.

Verso la fine del 2010, il petrolio salì intorno ai 90 dollari al barile, spinto da una forte crescita della domanda dovuta alla prospettiva di un'imminente ripresa economica globale. In particolare, la domanda cresceva più rapidamente dell'offerta con conseguenti

² Saranno necessari alcuni anni per una valutazione delle riserve di idrocarburi della zona di Mediterraneo compresa tra il Delta del Nilo e la Turchia. Nel frattempo, i paesi interessati dovranno affrontare complessi problemi politici. Non si può certamente escludere che queste nuove risorse potranno contribuire ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici dell'Unione Europea. Sulla questione si veda V. POPOVICI, *Europe's new energy frontier*, in «European Energy Review», online, 27 October 2011.

rincari e timori di un prossimo shock petrolifero³. La crisi in Libia portò subito il greggio a 110-120 dollari al barile. In teoria, le quantità in gioco non erano tali da mettere in crisi il mercato. La produzione libica (circa 1,6 mb/g, di cui circa 300.000 destinati al consumo interno) era solo il 2% del totale mondiale, e poteva essere facilmente compensata grazie alla capacità produttiva di riserva dell'Opec (Organization of the Petroleum Exporting Countries), allora stimata dall'Aie a 3,9 mb/g, di cui 3,2 mb/g in Arabia Saudita. Tuttavia, il petrolio libico era difficilmente sostituibile, essendo di ottima qualità (molto leggero, con basso tenore di zolfo, e un'elevata resa in benzine) quindi un tipo di greggio molto richiesto dal mercato ma con un'offerta relativamente limitata. La vicinanza al mercato europeo aumentava il suo valore economico.

Inoltre, si temeva che la crisi in Libia potesse "contagiare" politicamente anche la vicina Algeria con conseguente blocco della sua produzione di greggio (1,8 mb/g pari al 2,5% del totale mondiale). In quel caso, secondo alcune valutazioni, il greggio sarebbe presto salito a più di 200 dollari al barile. Inoltre, come si è detto, l'Unione Europea dipendeva in larga misura dall'Algeria anche per il gas naturale.

L'Aie affermava poi che le rivolte, o comunque le tensioni in Egitto, Yemen, Oman e Sudan mettevano a rischio altri 3 mb/g di export mediorientale.

Tuttavia, all'inizio delle rivolte le maggiori preoccupazioni riguardavano i produttori arabi del Golfo, e soprattutto l'Arabia Saudita. Un'ondata di proteste e insurrezioni che avesse portato al blocco, anche solo parziale ma prolungato, della produzione del Golfo rischiava di provocare una crisi petrolifera globale di notevole gravità e una conseguente recessione di vasta portata. Inoltre, l'Arabia Saudita e il Bahrein, due monarchie sunnite, affermavano che le proteste delle rispettive popolazioni sciite (minoritarie in Arabia Saudita, maggioritarie nel Bahrein) erano fomentate dal regime sciita dell'Iran. Ciò introduceva un ulteriore fattore di tensione e instabilità e altri pericoli petroliferi. Un duro *show-down* politico tra Arabia Saudita e Iran, anche senza scontri armati, avrebbe sottoposto a forte stress il mercato mondiale del petrolio e sollevato forti preoccupazioni per la sicurezza del traffico di navi petroliere nel Golfo Persico, principale arteria del petrolio mondiale.

A fronte di questi rischi di crisi petrolifera mondiale, il black-out della produzione libica si poneva come un male minore. Esso ha però esposto alcune preoccupanti carenze del sistema petrolifero. L'Opec non ha potuto, o non ha voluto, compensare in pieno la mancata offerta libica. A metà settembre la produzione complessiva Opec era di 200.000 b/g al di sotto del livello pre-crisi. L'Arabia Saudita, secondo alcuni analisti, non avrebbe fatto molto per alleviare la situazione, e in ogni modo non ha potuto sostituire la mancata produzione libica con un tipo di greggio adatto. Ciò ha alimentato molti quesiti sulla sua reale capacità produttiva, o comunque sulla sua politica. L'Aie ha poi deciso di far ricorso alle sue scorte strategiche e immettere sul mercato circa 60 milioni di barili di greggio. I prezzi, però, tra alti e bassi, sono rimasti intorno ai 100 dollari al barile.

In autunno da più parti si disse che dopo la caduta del regime di Muammar Gheddafi il settore petrolifero libico sarebbe entrato in una fase di rapida crescita, grazie al ruolo

³ V. STEVEN - R. KOPITS, *An Oil Shock in 2012?*, ASPO-USA: Association for the Study of Peak Oil and Gas, online, 14 February 2011.

delle compagnie internazionali. Si anticipavano vaste campagne di prospezione che avrebbero portato alla scoperta di nuovi giacimenti (solo il 25% del territorio libico è stato fin qui esplorato). La produzione sarebbe presto tornata ai livelli pre-guerra per poi entrare in una fase di continua crescita.

Vi erano però non poche incertezze. Le varie valutazioni preliminari sui tempi di un pieno ripristino della produzione differivano significativamente tra loro. Un quesito chiave, naturalmente, era l'entità dei danni subiti dagli impianti petroliferi durante le operazioni militari, su cui però non erano state pubblicate informazioni. A metà ottobre, tuttavia, l'Eni ha annunciato la riattivazione del gasdotto Greenstream, il che potrebbe giustificare prospettive ottimistiche.

Un altro quesito chiave riguarda la futura sicurezza interna nella Libia post-Gheddafi. Non si può sottovalutare il rischio di conflitti tra forze rivali del nuovo regime, e soprattutto il rischio di azioni di guerriglia e sabotaggio da parte di gruppi armati rimasti fedeli al passato regime, e forse aiutati da altri paesi.

Non va dimenticato il caso dell'Iraq: nel 2003 si disse che, una volta rovesciato il regime di Saddam Hussein, l'Iraq sarebbe in breve diventato un gigante del petrolio, e la sua produzione sarebbe aumentata in misura tale da mettere in difficoltà l'Arabia Saudita, far crollare i prezzi, e persino provocare la fine dell'Opec. Tuttavia, a causa soprattutto dell'instabilità interna, all'Iraq sono occorsi molti anni prima di poter tornare ai livelli produttivi precedenti all'invasione americana.

In uno scenario moderatamente ottimistico, il ripristino dell'industria petrolifera libica (impianti di estrazione, pipeline, raffinerie, depositi, impianti di imbarco e altro) sarà comunque graduale e richiederà circa un anno. E si ripropone il quesito se, nel frattempo, il sistema petrolifero internazionale potrà sopperire alla minor produzione libica.

Un altro importante interrogativo riguarda il futuro accesso al petrolio libico. In settembre, un esponente della nuova compagnia petrolifera creata dai "ribelli", nella quale è presente anche il Qatar, ha affermato che nella Libia del dopo-Gheddafi ci sarebbe stato posto per le compagnie petrolifere di paesi come la Francia, l'Italia, il Regno Unito, ma non di paesi contrari alle operazioni militari della Nato, come la Cina, la Russia o il Brasile. E secondo un quotidiano francese, il governo libico di transizione avrebbe promesso di assegnare a compagnie francesi circa il 35% delle risorse petrolifere del paese. La notizia è stata smentita, ma non si può certo escludere la possibilità di aspre competizioni (segrete) tra paesi occidentali e di una successiva redistribuzione delle carte che, tra l'altro, potrebbe penalizzare l'Italia. Il nuovo regime vorrà comunque rivedere tutti gli accordi petroliferi in vigore. Inoltre, è probabile che il Qatar avrà una sua parte nel petrolio libico in virtù dell'aiuto politico, propagandistico, militare e petrolifero fornito all'insurrezione. Quanto alla Cina, è forse prematuro pensare che sia stata esclusa definitivamente, se non altro perché, quando si discuterà di programmi internazionali per la ricostruzione della Libia, la Cina potrà impegnarsi a investire grandi risorse finanziarie e capacità costruttive, mentre i paesi occidentali potrebbero non avere molto da offrire a causa della recessione.

2. Dopo le rivolte arabe: molte incertezze per il petrolio

Anche per gli altri paesi Mena le prospettive petrolifere dopo l'ondata delle rivolte restano soggette a molte incognite e incertezze.

Per prima cosa, la stagione delle rivolte non può dirsi conclusa e rimangono molti rischi a breve termine per la stabilità della regione, con evidenti implicazioni per la produzione e l'export di petrolio e gas.

In particolare, per quanto riguarda gli idrocarburi, vi sono incertezze circa i futuri investimenti dei paesi della regione nei rispettivi settori petroliferi, e quindi circa il futuro aumento della loro capacità produttiva.

Inoltre, i paesi esportatori di petrolio hanno annunciato vasti programmi di spese pubbliche per stabilizzare le condizioni economico-sociali interne e ridurre il rischio di sommosse popolari. Nella sola Arabia Saudita è stato varato un programma di edilizia popolare e altri interventi sociali per una spesa equivalente a 130 miliardi di dollari, in aggiunta a una spesa pubblica ordinaria prevista per il 2011 pari a circa 150 miliardi di dollari. Grazie al rincaro del petrolio e all'aumento degli introiti petroliferi, Riyadh potrà sostenere queste nuove spese senza dover attingere alle riserve valutarie, stimate a 280 miliardi di dollari. L'Arabia Saudita e gli altri produttori di petrolio del Golfo dovranno anche fornire ingenti aiuti a paesi le cui economie sono state duramente colpite dalle rivolte, come il Bahrein, l'Egitto e la Tunisia. Occorreranno fondi per la ricostruzione in Libia e in Siria. I paesi arabi del Golfo, avendo invitato Marocco e Giordania a entrare nel Ccg (Consiglio di cooperazione del Golfo), dovranno poi fornire loro importanti aiuti economici.

Tutto ciò può ridurre le risorse disponibili per massicci investimenti nel settore degli idrocarburi. Nondimeno, secondo un recente studio, le compagnie petrolifere nazionali dei paesi Mena investiranno nel 2011 circa 140 miliardi di dollari nel settore del petrolio e del gas. Investimenti ancor più massicci sono previsti per i prossimi anni⁴. Inoltre, secondo alcuni analisti, per far fronte all'accresciuto fabbisogno di risorse, i paesi petroliferi della regione potrebbero optare per una politica produttiva dell'Opec che tenga i prezzi a livelli relativamente elevati, cioè nella fascia dei 90-100 dollari a barile. A fine ottobre il ministro del Petrolio degli Emirati Arabi Uniti (Eau) ha detto che un prezzo tra gli 80 e i 100 dollari è da ritenersi «ragionevole».

Un altro fattore di incertezza circa la futura capacità di export petrolifero dei paesi Mena deriva dal fatto che in questi stessi paesi i consumi interni di petrolio (in gran parte destinati alla generazione di energia elettrica) sono in continuo aumento e crescono più rapidamente della capacità produttiva, per cui in futuro la quota di produzione petrolifera destinata all'export potrebbe ridursi. Gli Emirati Arabi Uniti e l'Arabia Saudita hanno deciso grandi programmi nel settore elettro-nucleare, ma i tempi sono molto lunghi. A questi si aggiungono altri programmi di vasta portata nel settore delle energie rinnovabili.

Numerosi interrogativi si sono poi posti riguardo all'Arabia Saudita.

⁴ E. WATKINS, *Deloitte: MENA NOCs to invest \$ 140 billion in 2011*, in «Oil & Gas Journal», 28 October 2011, www.ogj.com.

Verso metà ottobre 2011 Khalid Al Falih, Ceo della compagnia petrolifera nazionale saudita Aramco, in un'intervista al «Wall Street Journal» ha avvertito che l'Arabia Saudita, contrariamente alle aspettative, non prevede di aumentare la propria capacità produttiva a 15 mb/g, contro gli attuali 12,5 mb/g, e questo in seguito ai programmi di sviluppo della produzione in altri paesi, tra cui il Brasile e l'Iraq. Nel 2008, invece, fu proprio il ministro del Petrolio Ali Al-Naimi a parlare di una futura capacità di 15 mb/g, che l'Aie aveva poi prontamente inserito nelle proprie proiezioni al 2035. Sempre nel 2011, in aprile, il rappresentante dell'Arabia Saudita presso l'Opec disse che il suo paese non avrebbe aumentato la produzione (allora a poco più di 8 mb/g) per i successivi cinque anni, e poi l'avrebbe portata a 10,8 mb/g entro il 2030, mantenendo però la capacità produttiva a 12,5 mb/g (come poi ha confermato Al Falih). Bisogna ricordare che nel luglio 2010 lo stesso re Abdullah disse che bisognava preservare parte delle ricchezze petrolifere del paese per le generazioni future, e per questo l'Arabia Saudita non avrebbe esplorato né messo in funzione nuovi giacimenti. Tuttavia, nel 2011, si è parlato dell'urgente necessità di perforare un gran numero di pozzi supplementari, nei giacimenti in funzione, per compensare il continuo calo della loro capacità produttiva, che secondo alcuni è del 5-12% all'anno, per cui è necessario mettere in funzione, ogni anno, nuovi pozzi per una capacità complessiva di 0,5-1,0 mb/g solo per restare allo stesso livello.

Oltre il 50% della produzione saudita proviene da un solo giacimento gigante, Ghawar, il più grande del mondo, scoperto 60 anni fa, che secondo alcune fonti avrebbe già esaurito metà delle sue riserve, cioè avrebbe raggiunto il suo "picco", per cui si potrebbe presto avere un significativo calo della produzione annua. In effetti, la produzione saudita avrebbe raggiunto il suo massimo storico già nel 2005 con 11 mb/g e da allora ha continuato a diminuire, sia pure lentamente e salvo occasionali riprese.

Da queste e altre notizie, peraltro non verificabili, alcuni analisti hanno dedotto che l'Arabia Saudita è ormai in declino, e comunque non potrà aumentare la produzione in misura significativa. Ciò potrebbe cambiare significativamente le prospettive del petrolio globale. Bisogna comunque tener conto della tradizionale "opacità" della politica saudita, e in particolare di tutto ciò che riguarda il petrolio. I dati relativi alle riserve provate, alla capacità produttiva e alla produzione corrente non sono verificabili in modo indipendente. Ciò vale, del resto, anche per gli altri paesi Mena, soprattutto per quanto riguarda la stima delle riserve provate⁵.

Le prospettive del sistema petrolifero dell'area Mena restano dunque problematiche, soprattutto per quanto riguarda l'ipotesi che i paesi Mena possano davvero fornire, nei prossimi dieci anni, circa il 90% dell'incremento della produzione mondiale di greggio necessario per soddisfare il previsto aumento della domanda.

Tuttavia, alcuni produttori, come Abu Dhabi (Eau) e l'Iraq, potrebbero aumentare in modo significativo la loro produzione. Abu Dhabi investirà nei prossimi cinque anni 60 miliardi di dollari per portare la capacità produttiva degli Eau a 3,5 mb/g contro i 2,7 mb/g di oggi. Gli Eau sono il terzo esportatore mondiale di greggio, e quasi tutto l'export è diretto ai mercati asiatici. Ed è assai probabile che nei prossimi anni Abu

⁵ La mancanza di dati affidabili circa il petrolio e il gas è un problema particolarmente grave e che riguarda gran parte dei paesi produttori e non solo quelli dell'area Mena. E esso, però, viene sollevato molto raramente. Per una breve analisi della questione si veda B. FAUCON – J. HERRON, *Fuzzy Data Help Roil Oil Markets*, in «The Wall Street Journal», 21 April 2011.

Dhabi assegnerà nuove concessioni di prospezione e produzione a compagnie petrolifere asiatiche.

L'Iraq, da parte sua, promette uno spettacolare boom della sua produzione, e a tempi brevi, che potrebbe forse cambiare la situazione del petrolio mediorientale. La produzione, fin qui al di sotto dei 2,5 mb/g, dovrebbe salire a 3 mb/g entro fine 2011. Per il 2012 è previsto un export di 2,5 mb/g. Poi, la produzione complessiva potrebbe crescere a 6,5 mb/g nel 2014, per poi superare l'Arabia Saudita di oggi, e forse collocarsi in cima alla graduatoria mondiale con più di 12 mb/g nel 2017. Si stima che l'Iraq abbia riserve petrolifere pari e forse superiori a quelle dell'Arabia Saudita. Gli obiettivi al 2014, e soprattutto al 2017, possono apparire eccessivamente ambiziosi e forse dovranno essere ridimensionati. Tuttavia il potenziale dell'Iraq è enorme. I principali problemi sono di ordine politico e riguardano la stabilità interna e le condizioni mediorientali.

3. Le prossime transizioni epocali del petrolio globale

Queste prospettive degli idrocarburi mediorientali vanno viste sullo sfondo di un sistema petrolifero globale soggetto a processi di transizione davvero epocali.

Nella prima transizione, di natura geo-economica oltre che geo-politica, il "baricentro" del petrolio globale, fino a poco tempo fa saldamente collocato nel "mondo occidentale", si sposta a Est, verso il cuore dell'Asia. Ciò riguarda i consumi e le importazioni di petrolio greggio e gas naturale e gli investimenti connessi⁶. La Cina è diventata, nel 2011, il più grande consumatore di energia al mondo, benché i consumi pro capite siano ancora modesti rispetto ai paesi Ocse (Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico). Cina e India, assieme, rappresentano il 45% della domanda mondiale di gnl.

Negli ultimi anni si è spostato in Asia anche il "baricentro" dell'industria della raffinazione. Qui, però, la situazione potrebbe presto cambiare perché i paesi petroliferi del Golfo, Iran compreso, si apprestano a massicci investimenti nella costruzione di nuove raffinerie sia per il mercato interno sia per l'export. Ciò può comportare per l'Europa una minor disponibilità di greggio mediorientale e un maggior import di prodotti raffinati, il che può configurare una "minaccia" per le raffinerie europee, e una minor sicurezza per gli approvvigionamenti petroliferi.

Da tempo, più della metà dell'export petrolifero dell'Arabia Saudita, e del Golfo Persico nel complesso, è diretta ai mercati asiatici. L'Iran ha stretti legami energetici con la Cina, e programmi di fornitura con India e Pakistan, però fortemente contrastati dagli Stati Uniti. La quasi totalità dell'export petrolifero degli Eau è destinata all'Asia, e lo stesso vale per il gnl del Qatar. Compagnie arabe e compagnie asiatiche hanno creato numerose joint-venture per realizzare in Asia raffinerie e altri impianti petrolchimici che lavorano petrolio del Golfo. La domanda asiatica di petrolio e gas è prevista in continua crescita, mentre i consumi e l'import europei e nordamericani sono ormai stabili. Questi legami tra Medio Oriente e Asia sembrano destinati a farsi sempre più stretti, con crescenti valenze finanziarie, politiche e, in futuro (in parte già ora), anche strategiche.

⁶ Tra i vari studi sull'argomento si veda J. MITCHELL, *More for Asia: Rebalancing World Oil and Gas*, Chatham House (The Royal Institute of International Affairs), London, December 2010.

Una seconda transizione, in parte connessa alla prima, è il possibile, futuro declino del dollaro quale moneta sin qui quasi esclusiva dell'economia petrolifera globale. Col progressivo spostamento in Asia del "baricentro" degli affari globali (non solo del petrolio) e con la progressiva internazionalizzazione della moneta cinese (lo yuan o renminbi) si rafforzeranno le istanze per la sostituzione del dollaro, nell'economia petrolifera, con un apposito "paniere" monetario la cui composizione rifletterà più fedelmente la nuova dinamica mondiale. Ciò porterà rapidamente a un radicale cambiamento dell'economia globale.

La terza transizione "epocale" riguarda la possibile, imminente fine del petrolio "facile" e a buon mercato, cioè del cosiddetto "petrolio convenzionale". Secondo alcuni analisti, la produzione mondiale di greggio potrebbe aver raggiunto il suo massimo storico già intorno al 2005, dopodiché è rimasta stabile o ha cominciato un leggero declino. La produzione di "petrolio" è peraltro leggermente aumentata grazie ai liquidi di gas naturale (lgn, da non confondere col gas naturale liquefatto), i biofuels (bio-carburanti), i carburanti liquidi ottenuti da gas naturale (gas-to-liquids) o da carbone (coal-to-liquids), o dalla lavorazione e raffinazione di greggi pesanti, scisti, sabbie asfaltiche e altro petrolio "non convenzionale" dai costi di produzione molto elevati.

Secondo l'Aie, tra il 2011 e il 2035 la domanda globale di energia primaria aumenterà del 50% circa. Il fabbisogno di petrolio crescerà da 84 mb/g a 107 mb/g, con incrementi di circa 1 mb/g all'anno. Anche per il gas naturale è prevista una domanda in forte crescita.

D'altra parte, nel caso del petrolio, il progressivo esaurimento dei giacimenti "maturi" comporta, secondo alcune valutazioni, un calo della capacità produttiva globale di 2,5-3 mb/g all'anno. Molti dubitano che il sistema petrolifero possa colmare, anno dopo anno, queste perdite di capacità e raggiungere una capacità produttiva netta di più di 100 mb/g, tra 25 anni.

Una possibile prospettiva a breve e medio termine è che l'offerta di petrolio avrà difficoltà a soddisfare una domanda in continua crescita. Di conseguenza, i prezzi saranno elevati e instabili. Tuttavia, in Europa, il petrolio a più di 100 dollari al barile e analoghi rincari per il gas, il cui prezzo è di solito indicizzato a quello del greggio, potranno frenare la crescita della domanda ma al tempo stesso impediranno una ripresa economica.

Per assicurare al mercato globale un'adeguata disponibilità di greggio, nei prossimi dieci anni – ha detto il Ceo di Royal Dutch Shell, Peter Voser, al «Financial Times» – bisognerebbe scoprire e mettere in produzione quattro nuove Arabie Saudite⁷. Poiché ciò è impossibile, bisognerà investire enormi risorse nello sviluppo del petrolio "non convenzionale", di difficile accesso e che richiede tecnologie molto avanzate. Lo stesso vale per il gas. In alcuni casi, tuttavia, gli idrocarburi non convenzionali possono creare problemi ambientali.

Sul declino del petrolio convenzionale e sul ruolo delle nuove tecnologie è in corso, da anni, un dibattito molto aspro e fin qui senza esito.

Secondo le visioni più pessimistiche, il futuro calo della produzione mondiale di petrolio convenzionale sarà irreversibile, e la scoperta di nuovi giacimenti (grazie anche a nuove tecnologie di produzione) potrà rallentarla ma non arrestarla. In effetti, la produzione

⁷ E. CROOKS, *Shell chief warns of era of energy volatility*, in «Financial Times», 21 September 2011.

mondiale di greggio ha cessato di crescere nel 2005, e da allora fino a metà 2011 si è mantenuta tra i 73 mb/g e i 74 mb/g. La produzione totale di carburanti liquidi (circa 87 mb/g nel 2010) ha potuto crescere grazie all'etanolo, i bio-carburanti, i liquidi di gas naturale e altro⁸. Il petrolio "non convenzionale" non compenserà la minor disponibilità di petrolio "facile" e comporterà costi molto elevati. La fine dell'era del petrolio convenzionale provocherà drastici cambiamenti nell'economia dei paesi industrializzati con difficili conseguenze politiche e sociali, e una crescente conflittualità a livello internazionale.

Tuttavia, la scoperta di nuovi giacimenti di greggio e gas (soprattutto in acque profonde) e la recente crescita della produzione di idrocarburi "non convenzionali", grazie a nuove tecnologie, negli Stati Uniti e in altre parti del mondo, hanno creato l'aspettativa di una possibile, nuova svolta epocale tale da smentire, almeno per qualche decennio, la prospettiva di un irreversibile calo della produzione mondiale. Secondo alcuni, per quel che riguarda la produzione, il "baricentro" del petrolio e del gas si sposterà nel mondo occidentale, riducendo altresì il primato dei paesi del Golfo. Il baricentro dei consumi, invece, resterà in Asia. Questa visione ottimistica delle prospettive petrolifere è stata recentemente argomentata in numerosi articoli⁹.

4. Problemi per gli approvvigionamenti europei

In una prospettiva più a breve termine, la nuova geo-economia degli idrocarburi, sempre più orientata al mercato asiatico, sarà problematica soprattutto per l'Europa.

Gli Stati Uniti sembrano avviarsi a una minor dipendenza dalle importazioni, grazie a una domanda quasi stabile o in lenta crescita e a un aumento della produzione interna di greggio offshore e di petrolio non convenzionale. Per il gas naturale, gli Stati Uniti saranno praticamente auto-sufficienti grazie al gas da scisti e all'introduzione di nuove tecnologie.

L'Europa, probabilmente, non potrà più fare grande affidamento sulle forniture dai paesi Mena, sia per l'instabilità della regione, quanto (soprattutto) per i crescenti legami tra i produttori mediorientali, in particolare quelli del Golfo, e i mercati asiatici. Ciò comporterà, per l'Europa, una maggior dipendenza dalla Russia, sia per il petrolio, sia per il gas, con evidenti implicazioni politiche. La Russia, da parte sua, non è solo "prigioniera" del mercato europeo ma ha anche importanti opzioni sul mercato asiatico, soprattutto quello cinese, il che riduce, in prospettiva, il potere negoziale europeo¹⁰.

⁸ K. COBB, *Time to Worry: World Oil Production Finishes Six Years of No Growth*, in «Scitizen», online, 2 November 2011.

⁹ Si veda, tra gli altri, partendo dai più recenti: E CROOKS, *Pendulum swings on American oil independence*, in «Financial Times», 31 October 2011; D. YERGIN, *Oil's new world order*, in «The Washington Post», 29 October 2011; C. KRAUSS, *New Technologies Redraw the World's Energy Picture*, in «The New York Times», 25 October 2011; D. YERGIN, *There Will Be Oil*, in «The Wall Street Journal», 17 September 2011; A. MYERS JAFFE, *Pétrole: l'OPEP est fini*, in «Slate», edizione francese, online, 19 Août 2011; B. CASSELMAN, *Facing Up to End of "Easy Oil"*, in «The Wall Street Journal», 24 May 2011. L'articolo di Yergin, *There Will Be Oil*, ha suscitato numerose critiche, soprattutto da parte dei teorici del "picco" del petrolio. Si veda, ad esempio, C. NELDER - G. MACDONALD, *There Will Be Oil, But At What Price?*, in «Harvard Business Review», edizione online, 4 October 2011; J.C.K. DALY, *Daniel Yergin and Peak Oil - Prophet or Mere Historian?*, in «Oil Price», online, 15 September 2011.

¹⁰ Si veda K. SIMONOV, *Europa-Russia: La diffidenza potrebbe portare a errori fatali*, in «Oil», marzo 2010. La rivista «Oil» è una pubblicazione Eni.

Un problema particolare potrebbe porsi per il gas naturale. L'Europa consuma il 20% del gas mondiale ma detiene solo il 2% delle riserve. Russia e Algeria, assieme, forniscono all'Europa più del 60% del suo import totale di gas. In prospettiva, l'Europa potrà in parte diversificare i suoi approvvigionamenti con idrocarburi provenienti dalla regione del Caspio, dall'Iraq settentrionale e dall'Iran, con le *pipelines* che fanno capo alla Turchia o, in misura minore, tramite i terminal siriani. Anche qui vi sono numerose incertezze politiche.

Per quanto riguarda il gas, una maggiore diversificazione è possibile sviluppando le importazioni di gnl dal Nord Africa e dall'Africa occidentale. Tuttavia, ciò richiede investimenti massicci per la costruzione di numerosi impianti di ri-gassificazione in Europa e di liquefazione nei paesi fornitori, e di un numero adeguato di speciali navi cisterna. E, in più, difficili problemi politici in Europa con l'opinione pubblica e i poteri locali delle zone dove dovrebbero sorgere gli impianti di ri-gassificazione.

Il fabbisogno europeo di gas naturale aumenterà, a breve e medio termine, anche per la prevista, progressiva chiusura delle centrali elettro-nucleari in Germania, e forse in altri paesi. A livello mondiale, l'uscita del Giappone dal nucleare comporterà un sensibile aumento dell'import di gas, sotto forma di gnl, e ciò potrà comportare qualche stress per il settore.

Il gas naturale è, oggi, il principale combustibile per la generazione di energia elettrica. Non esiste un vero mercato mondiale come nel caso del petrolio. Esistono alcuni mercati regionali quali il Nord America, l'Europa, l'Asia. Le forniture sono in gran parte via gasdotto. La crescita del gnl può portare a un embrione di mercato mondiale. Tuttavia il grosso delle forniture avviene con navi dedicate a collegamenti punto-punto in base a contratti di lungo termine. Il mercato *spot* è di dimensioni ancora ridotte. I paesi esportatori hanno creato una propria organizzazione, il Gas Exporting Countries Forum, che però, date le caratteristiche del settore, non può configurarsi come una sorta di "Opec del gas".

5. La sicurezza energetica

Numerosi fattori convergono a delineare per l'Europa una situazione futura di minor sicurezza energetica degli approvvigionamenti.

Il concetto di "sicurezza energetica" è chiaramente comprensibile sul piano discorsivo, tuttavia sembra sfuggire a una definizione chiara e univoca¹¹. Gli approvvigionamenti di un paese, o di una regione, sono "sicuri" se le forniture sono continuamente disponibili e affidabili, in qualsiasi momento, in quantità adeguata alla domanda e a prezzi relativamente stabili e prevedibili. La sicurezza è compromessa se le forniture subiscono ridu-

¹¹ Sul tema della sicurezza energetica segnaliamo, tra gli altri, i seguenti lavori: R. MABRO, *On the security of oil supplies, oil weapons, oil nationalism and all that*, in «OPEC Energy Review», March 2008; D. YERGIN, *The Fundamentals of Energy Security*, Committee on Foreign Affairs, US House of Representatives, Hearing on "Foreign Policy and National Security Implications of Oil Dependence", Washington D.C., 22 March 2007; M.A. LEVI, *Energy Security: An Agenda for Research*, Council on Foreign Relations, New York, NY, June 2010; W. NORDHAUS, *The Economics of an Integrated World Oil Market*, Keynote Address, International Energy Workshop, Venezia, 17-19 June 2009; CIEP, *Study on Energy Supply Security and Geopolitics*, Final Report, Clingendael International Energy Programme (CIEP), Institute for International Relations "Clingendael", Den Haag, January 2004.

zioni o interruzioni in misura tale da provocare significativi e prolungati rincari che possono avere gravi conseguenze per l'economia del paese interessato. La casistica teorica che bisognerebbe esaminare è molto ampia e articolata. In particolare, si ha un effettivo problema di sicurezza quando gli approvvigionamenti riguardano una materia prima energetica, come il petrolio, che non può essere prontamente sostituita da altre fonti in alcuni suoi usi finali di importanza cruciale per il sistema economico in questione.

In prospettiva, per quanto riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti energetici dell'Europa, e in particolare dell'Italia, vi è il rischio di future contrazioni dell'offerta dovute a: fattori geologici, ovvero il possibile calo della produzione mondiale per progressivo esaurimento delle riserve; fattori geo-politici, quali guerre, instabilità, regimi di embargo che riducono o paralizzano la produzione in questo o quel paese, oppure ostacolano o bloccano le forniture a paesi acquirenti; e, infine, fattori ambientali, disastri naturali, o gravi incidenti tecnici che possono impedire la produzione locale per periodi più o meno prolungati.

Dopo l'esperienza della crisi petrolifera del 1973 si è temuto a lungo che i paesi esportatori di idrocarburi usassero il petrolio (e/o il gas) come "arma politica" contro le economie occidentali facendo nuovamente ricorso, come nel 1973, all'embargo delle forniture di greggio. Dopo la rivoluzione islamica in Iran (1979-80) alcuni studiosi paventano il pericolo che il nuovo fenomeno del fondamentalismo potesse spingere l'Iran e altri paesi islamici esportatori di petrolio a ridurre il più possibile la produzione e l'export in nome di istanze anti-moderniste. Questi timori si sono dimostrati infondati. L'embargo politico contro uno o più paesi consumatori è un'arma assai poco selettiva e quindi difficilissima da gestire. Un embargo su vasta scala contro potenze occidentali e prolungato nel tempo comporta il rischio di una risposta militare da parte dei paesi interessati. L'Iran fondamentalista ha sempre cercato di espandere anziché contrarre la propria produzione di petrolio e gas. Più recentemente, la Russia è stata accusata di avere usato "l'arma" delle forniture di gas contro l'Ucraina, ma questa argomentazione sembra assai discutibile.

In tema di embargo, è più probabile che il greggio venga a mancare, anche in futuro, a causa di sanzioni unilaterali o internazionali contro alcuni paesi produttori volte a bloccare il loro export oppure a ostacolare gli investimenti nelle loro industrie petrolifere. A ciò si aggiungono le possibilità di forti pressioni politiche da parte di una grande potenza per convincere i paesi importatori a non acquistare petrolio o gas da uno specifico paese. È il caso, ad esempio, delle operazioni diplomatiche americane a Islamabad e a New Delhi per impedire la realizzazione del gasdotto Iran-Pakistan-India.

Nessun paese può acquisire una sicurezza energetica totale, salvo essere autosufficiente al cento per cento, cosa che nessuno è.

Per quanto riguarda gli idrocarburi, la gamma di misure volte a migliorare le condizioni relative alla sicurezza degli approvvigionamenti è molto ampia, e comprende, tra l'altro:

- la diversificazione, che a sua volta riguarda le fonti di energia primaria, i fornitori, le modalità di trasporto e le linee di comunicazione;
- la disponibilità di una "capacità di riserva", sia per quanto riguarda la capacità produttiva a livello globale, sia per quanto riguarda i sistemi di trasporto, l'industria della raffinazione, gli impianti di stoccaggio, le scorte di greggio e prodotti; queste capaci-

tà di riserva, quando ci sono, possono ammortizzare improvvisi shock; quando non ci sono, anche un'emergenza relativamente limitata, può ripercuotersi su tutto il sistema e provocare rincari;

- un continuo dialogo a livello globale: (1) tra paesi consumatori, per esempio tra Aie, Cina, India e altri per contenere, e possibilmente evitare, i rischi di una crescente rivalità sul fronte degli approvvigionamenti; e (2) tra paesi consumatori e produttori per armonizzare i rispettivi interessi vitali. Se gli importatori vogliono sicurezza delle forniture, gli esportatori vogliono sicurezza relativamente alla domanda e garanzie circa il valore dei loro introiti, laddove gli importatori da una parte premono sugli esportatori affinché aumentino l'offerta, e dall'altra cercano strategie per ridurre la dipendenza dell'import e per far cadere i prezzi. La reciproca comprensione tra produttori e consumatori è ora necessaria anche per gestire la futura transizione al "dopo-petrolio";
- una migliore informazione dei fatti del petrolio. Molti dati fondamentali, quali l'ammontare delle riserve, la capacità produttiva dei singoli paesi, e altro, sono in realtà poco affidabili. La stima delle riserve accertate, per esempio, non segue regole e procedure condivise a livello mondiale e non viene "certificata" in modo indipendente. Un'informazione più trasparente può contribuire alla stabilità e a ridurre i rischi di occasionali ondate di panico sul mercato;
- il mantenimento di un mercato del petrolio integrato a livello globale come fattore chiave per la sicurezza energetica;
- un adeguato flusso, a livello globale, di investimenti per lo sviluppo della capacità produttiva e di nuove tecnologie energetiche.

Nel nuovo contesto energetico globale, alcuni aspetti della politica estera, ma anche interna, dell'Unione Europea potrebbero trovarsi presto in grave contraddizione con alcuni suoi interessi vitali in materia di approvvigionamenti energetici. In breve, l'Europa dovrebbe rivedere alcuni aspetti chiave dei suoi rapporti con la Russia, i paesi arabi, la Cina, e infine la Turchia.

L'Italia dovrebbe continuare gli sforzi per ridurre il peso eccessivo del petrolio nel bilancio energetico nazionale, per sviluppare il ruolo del gnl e diversificare ove possibile gli approvvigionamenti. L'Eni con le sue eccellenze tecnologiche nelle diverse fasi dell'attività petrolifera (dalla prospezione alla raffinazione) permette all'Italia di partecipare ai più importanti programmi in materia di idrocarburi in associazione con le maggiori compagnie petrolifere internazionali. Essendo una compagnia in parte controllata dallo stato, l'Eni può essere avvantaggiata in una strategia di collaborazione con le compagnie petrolifere nazionali dei paesi produttori-esportatori oltre che della Cina, dell'India e di altre potenze emergenti.

Nel nuovo ordine petrolifero mondiale che va delineandosi, le compagnie petrolifere europee, e in particolare l'Eni, avranno un interesse vitale a collaborare, ove possibile, in tutte le fasi dell'attività petrolifera, con la Cina, l'India e altri grandi importatori, con i quali è impensabile avere rapporti di contrasto sul mercato globale.

Nella prospettiva di un petrolio sempre più difficile e problematico, l'Italia dovrebbe elaborare una nuova strategia energetica nazionale integrata, che a sua volta dovrebbe essere un elemento chiave della sua politica estera. Sarebbe certamente preferibile una politica nazionale nell'ambito di un'effettiva strategia europea. D'altra parte, la crisi

economica globale ha pericolosamente eroso la coesione dell'Ue. Inoltre, la vicenda della guerra in Libia, con i suoi molti lati oscuri, potrebbe suggerire che alcuni interessi energetici vitali dell'Italia potrebbero essere minacciati da alcuni paesi alleati, da iniziative della Nato, o persino da alcuni aspetti della politica estera dell'Ue.

Fonti

BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

International Energy Agency, *Key World Energy Statistics*, Paris, 2011.

International Energy Agency, *World Energy Outlook 2011*, Paris, November 2011.

US Energy Information Administration, *Liquid Fuels production in Middle Eastern and North African Countries*, Washington D.C., 28 March 2011.

US Energy Information Administration, *Maritime chokepoints critical to petroleum markets*, Washington D.C., 2 March 2011.

Allegati

Tabella 1 - Petrolio: domanda e offerta mondiali in mb/g

	2007	2008	2009	2010	2011(*)
DOMANDA					
Paesi Ocse	49,3	47,6	45,5	46,1	46,1
Paesi non-Ocse	37,3	38,6	39,6	41,8	43,2
Totale domanda	86,7	86,1	85,0	87,9	89,4
PRODUZIONE/OFFERTA					
Paesi Ocse	19,5	18,8	18,8	18,9	19,0
Paesi non-Ocse	28,2	28,4	29,1	29,8	30,4
Guadagni volume	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3
Biofuel	1,1	1,4	1,6	1,8	1,9
Totale non-Opec	50,9	50,8	51,7	52,8	53,7
Greggio Opec	30,3	31,2	28,7	29,2	29,8
Lgn ^(°) Opec	4,3	4,4	4,8	5,3	5,7
Totale Opec	34,6	35,6	33,5	34,5	35,5
Totale offerta	85,5	86,4	85,2	87,3	88,7
Variazioni stock e altro	-1,1	0,3	0,2	-0,6	0,0

Fonte: Elaborazione da dati International Energy Agency (Iea), *Oil Market Report*, April 2011

(*) Primo trimestre, previsioni.

(°) Liquidi di gas naturale

Tabella 2 - Il petrolio del Medio Oriente/Nord Africa (dati in mb/g o in % del tot. mondiale)

	Consumo	Produzione	% prod. mondiale	Capacità produttiva	Esportazioni	% export mondiale di greggio
Arabia Saudita(*)	2,4	9,8	11,6%	12,8	7,3	13,8%
Iran(*)	1,7	4,2	4,9%	4,3	2,5	4,7%
Eau(*)	0,5	2,8	3,3%	3,1	2,3	4,4%
Iraq(*)	0,6	2,4	2,8%	2,4	1,8	3,3%
Kuwait(*)	0,4	2,5	3,0%	2,8	2,1	4,0%
Algeria(*)	0,3	2,1	2,5%	2,1	1,8	3,4%
Libia(*)	0,3	1,8	2,1%	1,8	1,5	2,9%
Qatar(*)	0,1	1,2	1,4%	1,4	1,1	2,0%
Oman	0,1	0,8	1,0%	0,8	0,7	1,3%
Yemen	0,2	0,3	0,3%	0,3	0,1	0,2%
Siria	0,3	0,4	0,5%	0,4	0,1	0,2%
altri	1,5	0,8	1,0%	0,8	(°)	–
Totale	8,4	29,1	34,5%	33,0	20,7	39,1%
Mondo	84,4	84,4	100,0%	88,5	52,9	100,0%

Fonte: Congressional Research Service, Washington D.C.

(*) Paesi Opec

(°) Questi paesi sono importatori netti per circa 0,7 mb/g