

# Il punto di vista degli Stati Uniti

## 7.1.1 Introduzione

Gli Stati Uniti d'America sono il più grande produttore, consumatore e importatore netto di energia al mondo. Il loro fabbisogno di energia primaria dipende per il 40% dal petrolio e per circa il 24% dal gas naturale. A dispetto di una così forte dipendenza da tali idrocarburi, il paese ne detiene limitate riserve provate. Alla fine del 2004, gli Stati Uniti disponevano di 30,7 miliardi di barili di petrolio (il 2,7% delle riserve provate mondiali) e di 5,23 migliaia di miliardi di metri cubi di gas naturale (il 3% delle riserve provate mondiali). La scarsità delle riserve non ha frenato la produzione: gli Stati Uniti sono il terzo produttore mondiale di petrolio, dopo Arabia Saudita e Russia, e il secondo produttore mondiale di gas naturale, dopo la Russia. La maggior parte del petrolio statunitense proviene da Texas, Louisiana, Alaska e California, mentre il gas naturale è concentrato in Texas, Nuovo Messico, Oklahoma e Wyoming.

Gli alti livelli di produzione stanno determinando il rapido esaurimento dei giacimenti sia di petrolio sia di gas naturale; la situazione è ulteriormente complicata dall'aumento, secondo ritmi allarmanti, dei consumi di entrambi i combustibili. Di conseguenza, il crescente scarto fra produzione e consumo viene colmato sempre più dalle importazioni. Nei primi mesi del 2005, per coprire i propri consumi di petrolio e gas naturale, gli Stati Uniti hanno importato rispettivamente il 58% e il 17% dei loro fabbisogni. Gran parte del petrolio proviene da Canada, Messico, Arabia Saudita e Venezuela, mentre il gas viene importato, per la maggior parte, dal Canada e, in misura molto più ridotta, da Trinidad, Algeria e Qatar.

Il costante incremento della dipendenza dalle importazioni di petrolio e gas naturale, destinate a soddisfare il crescente fabbisogno energetico interno, dimostra che gli Stati Uniti hanno fallito nell'organizzare una coerente politica energetica nazionale di lungo periodo.

Sia le amministrazioni democratiche sia quelle repubblicane non sono state in grado di raggiungere il consenso necessario per affrontare l'insicurezza energetica. Durante l'amministrazione del Presidente Franklin Delano Roosevelt vi era la forte convinzione che il governo non potesse risolvere i problemi economici del paese senza avere un ruolo nella regolazione del settore petrolifero, considerato vitale per la ripresa economica. L'intento non era quello di nazionalizzare l'industria o di renderla pubblica, ma se ne volevano coordinare le attività. L'amministrazione del Presidente Dwight David Eisenhower, d'altro canto, riteneva che la crescente quota di importazioni petrolifere rappresentasse una minaccia per la sicurezza energetica del paese e per il suo predominio nell'economia mondiale. Di conseguenza, la politica energetica di Eisenhower cercò di ridurre la percentuale delle importazioni di petrolio e di fare più affidamento sulle forniture di Canada e Messico, riducendo quelle dei produttori più distanti. Il Presidente, inoltre, rese obbligatorio, nel 1959, il contingentamento delle importazioni, dopo che per due anni si era atteso, invano, che le compagnie petrolifere applicassero volontariamente tali limitazioni. Il programma di contingentamento forzoso delle importazioni ebbe numerosi effetti sulla politica petrolifera degli Stati Uniti. Essi divennero relativamente indipendenti dalle forniture estere di petrolio per gran parte degli anni Sessanta, ma i consumatori dovettero pagare prezzi più alti per il petrolio canadese. Il programma stimolò anche la produzione facendo leva sulle riserve interne, senza curarsi d'incrementare le scorte e trascurando la capacità produttiva inutilizzata.

Le amministrazioni Nixon e Carter dovettero misurarsi con alcune delle più gravi crisi petrolifere. Nei primi anni Settanta, iniziò il declino della produzione interna statunitense. Di conseguenza, crebbe la dipendenza dalle importazioni di petrolio. In questo sfavorevole contesto si verificarono il primo shock dei prezzi e il blocco del

petrolio arabo. I due avvenimenti, tra loro correlati, evidenziarono la vulnerabilità degli Stati Uniti alle interruzioni delle forniture estere. Richard Nixon reagì predisponendo un piano battezzato Project Independence, il cui scopo era quello di sfruttare le risorse interne per soddisfare la domanda del paese e sottrarsi così alla dipendenza dai fornitori esteri. Il successore di Nixon, Gerald Ford, promosse un programma energetico di vasta portata, che comprendeva una più alta tassazione sul petrolio importato e la graduale rimozione del controllo dei prezzi imposto dal governo sul petrolio nazionale. Ford firmò anche l'Energy Policy and Conservation Act, che autorizzava la costituzione delle riserve strategiche di petrolio (Strategic Petroleum Reserve, SPR).

Jimmy Carter, iniziata la presidenza nel gennaio del 1977, giudicò la crisi energetica un'emergenza nazionale e propose un piano per fronteggiarla. A differenza dei suoi predecessori, egli focalizzò la sua attenzione sulla domanda energetica tralasciando l'offerta. Il suo programma mirava a: ridurre i consumi complessivi di energia; diminuire significativamente le importazioni; fare maggior affidamento su carbone e fonti di energia rinnovabili come sole, vento e legno; incrementare la tassazione sulla benzina; riconoscere una serie di crediti d'imposta e incentivi per stimolare una maggior efficienza delle automobili e favorire l'isolamento termico delle abitazioni. Inoltre, su richiesta di Carter, il Congresso istituì, nel 1977, un nuovo ente: il Department of Energy.

Per gran parte degli anni Settanta, l'obiettivo ufficiale della politica energetica statunitense fu quello di ridurre la dipendenza dalle importazioni di petrolio. Il crollo del prezzo di questo combustibile, che si verificò a metà degli anni Ottanta per effetto dell'eccesso dell'offerta mondiale, rese meno urgente la necessità di adottare provvedimenti drastici per controllare e ridurre la fame di energia degli Stati Uniti. Di conseguenza, durante le amministrazioni di Ronald Reagan e di George H. W. Bush furono poche le novità nelle politiche energetiche federali. I due presidenti, tuttavia, gestirono il completamento del processo di liberalizzazione dei prezzi del petrolio e del gas naturale. Nel corso degli anni Ottanta e nei primi anni Novanta, il principale obiettivo della politica energetica statunitense fu quello di favorire, all'interno del paese e all'estero, una liberalizzazione dei mercati che consentisse di allocare in maniera efficiente i capitali, massimizzare le possibilità di scelta dei consumatori e ridurre i prezzi grazie alla concorrenza. Questo orientamento è stato portato avanti anche dall'amministrazione di Bill Clinton. Due sono i fattori che hanno determinato la politica energetica degli Stati Uniti negli anni Novanta: i prezzi reali dell'energia si sono mantenuti costanti oltretutto a livelli bassi e non ci sono stati seri pericoli d'interruzione delle forniture di petrolio. Quindi, non vi è stata alcuna necessità di una

politica energetica nuova e rilevante o di importanti azioni in questo ambito.

A partire dalla fine del 1999, i prezzi del petrolio si sono stabilizzati su livelli ben più alti rispetto a quelli registrati nel decennio precedente. Questi più alti prezzi hanno rievocato e rafforzato il senso di vulnerabilità energetica e la necessità di definire e implementare una politica energetica nazionale. In risposta a questa crisi energetica percepita, il Presidente George W. Bush istituì il National Energy Policy Development Group (NEPDG), affidandogli il compito di sviluppare una politica energetica nazionale. La direzione del NEPDG fu affidata al Vicepresidente Dick Cheney, il quale nel maggio del 2001 presentò le proprie valutazioni circa la 'crisi energetica', oltre a una lunga lista di raccomandazioni per riuscire ad allontanarla e accrescere la sicurezza energetica del paese. Il senso di queste raccomandazioni sta in una politica energetica di lungo termine, capace d'includere un'ampia combinazione di misure per stimolare la produzione interna, incentivare il risparmio, promuovere tecnologie pulite ed eliminare le barriere politiche dai mercati mondiali. In altre parole, il NEPDG suggeriva di considerare entrambe le componenti dell'equazione energetica, domanda e offerta, e consigliava di diversificare tanto il mix energetico quanto le fonti. Tali questioni saranno esaminate in maniera dettagliata in questo lavoro.

Più precisamente, l'analisi sarà incentrata sulle misure nazionali volte a rinforzare la sicurezza energetica del paese. Queste misure includono: la creazione della SPR, il potenziale sviluppo della Riserva Nazionale Naturale Artica (Arctic National Wildlife Refuge, ANWR), l'esplorazione delle acque profonde nella parte statunitense del Golfo del Messico (Gulf Of Mexico, GOM) e il crescente ruolo di gas naturale, carbone ed energia nucleare nel mix energetico nazionale. Sul piano internazionale, lo studio esaminerà gli sforzi compiuti da Washington per ridurre la sua dipendenza dal petrolio del Medio Oriente, mediante il consolidamento di legami strategici con regioni ricche di energia come la Russia, il Mar Caspio e l'Africa occidentale.

La sicurezza energetica si definisce semplicemente come la disponibilità di forniture affidabili e sostenibili a prezzi ragionevoli. Il cuore della sostenibilità e dell'affidabilità degli approvvigionamenti sta nella diversificazione dei fornitori. Mettendo da parte la retorica, questo studio sostiene che gli appelli alla 'indipendenza energetica' sono irrealistici. Gli Stati Uniti non dispongono di petrolio e gas naturale a sufficienza per soddisfare la propria domanda in crescita. Inoltre, la produzione nazionale di entrambi i combustibili è in declino a causa della maturità dei giacimenti. Una maggior efficienza energetica, l'esplorazione in acque profonde e lo sviluppo dell'ANWR potrebbero frenare temporaneamente la dipendenza di Washington

dalle forniture estere, ma l'andamento di base è inevitabile: una sempre maggiore dipendenza dagli approvvigionamenti esteri.

Gli Stati Uniti sono i principali protagonisti del sistema economico mondiale, all'interno del quale esiste un mercato petrolifero ben integrato (senza dubbio i mercati del gas si stanno muovendo, seppur in ritardo, nella stessa direzione). Questo significa che i produttori e i consumatori di petrolio e gas naturale condividono un comune obiettivo: la stabilità delle forniture e dei prezzi. Non ha importanza chi vende o chi compra un barile di petrolio perché, alla fine, il mercato e i prezzi trovano il proprio equilibrio. La principale caratteristica dei mercati energetici è l'interdipendenza fra tutti gli attori (produttori, consumatori, compagnie petrolifere). Gli Stati Uniti dovrebbero superare l'illusione dell'indipendenza energetica e, al contrario, collaborare con altri paesi consumatori in modo da assicurarsi la disponibilità delle forniture dal maggior numero di fonti possibili. Allo stesso tempo, i principali paesi consumatori dovrebbero cooperare con i produttori di petrolio e gas per promuovere lo sviluppo economico e la stabilità politica. Il risultato di questi sforzi congiunti dovrebbe rafforzare e assicurare la sicurezza energetica globale.

### 7.1.2 Le riserve strategiche di petrolio

Un'importante difesa contro le interruzioni delle forniture di petrolio consiste nel disporre di abbondanti scorte, che possano essere rapidamente rilasciate dal governo. Questa è stata la principale ragione della creazione delle riserve strategiche di petrolio (Strategic Petroleum Reserve, SPR), considerate come la prima linea di difesa in caso di crisi petrolifera. La necessità di disporre di una riserva nazionale di petrolio era invocata da almeno cinque decenni: il Segretario degli Interni, Harold Ickes, fu un fautore dell'accumulo di scorte già nel 1944; la Mineral Policy Commission del Presidente Harry Truman propose una fornitura strategica di petrolio nel 1952; il Presidente Eisenhower suggerì una riserva di petrolio all'indomani della Crisi di Suez del 1956; il Cabinet Task Force on Oil Import Control raccomandò una simile riserva nel 1970. Queste proposte vennero finalmente perfezionate in seguito alla crisi petrolifera del 1973-74 e al conseguente shock dei prezzi, che accentuarono il senso di vulnerabilità degli Stati Uniti, creando i giusti presupposti per portare avanti il piano di accumulo di scorte petrolifere nazionali. Il Presidente Ford diede il via libera alla SPR, nel 1975, con la firma dell'Energy Policy and Conservation Act (EPCA). La legislazione ha attribuito alla politica statunitense il compito di costituire una riserva fino a un miliardo di barili di petrolio. La SPR venne istituita

ufficialmente nel dicembre del 1975; la sua capacità totale era di 700 milioni di barili. Come sede delle scorte venne scelto il GOM, per la presenza di numerose raffinerie e punti d'accesso alla distribuzione per petroliere, chiatte e oleodotti.

Le prime quantità di greggio furono convogliate nella SPR nel 1977; la sua importanza fu dimostrata nel 1991, quando il Presidente George Bush Sr. vi fece ricorso per la prima volta contribuendo a stabilizzare i mercati petroliferi mondiali e i prezzi. Altre due vendite pubbliche di greggio proveniente dalla SPR si sono avute nel 1996 e nel 1997; nel 2000, il Presidente Clinton ne autorizzò un'altra, allo scopo di sostenere l'offerta statunitense di petrolio e scongiurare eventuali insufficienze di olio combustibile per riscaldamento durante la stagione invernale. In ultimo, dopo gli attacchi terroristici dell'11 settembre 2001 contro gli Stati Uniti, George W. Bush ordinò al Department of Energy d'incrementare le scorte della SPR fino alla massima capacità per gli anni seguenti.

Sebbene la SPR sia considerata il principale strumento a disposizione del governo federale per contrastare un'interruzione delle forniture, nondimeno essa presenta dei problemi. Innanzitutto, nonostante sia aumentata la quantità di greggio accumulata, il valore della SPR, calcolato in giorni di importazioni nette di petrolio, va riducendosi. Nel 1985, le scorte ammontavano a 493,32 milioni di barili, equivalenti a 115 giorni di importazioni; all'inizio del 2005, il volume delle riserve ha raggiunto il picco di 670 milioni di barili, corrispondenti ad appena 53 giorni di importazioni. Un'ulteriore lacuna è la mancata indicazione nell'EPCA di un meccanismo preposto a far scattare il ricorso alla SPR. Invece, il presidente stabilisce se è necessario attingere alla SPR, in caso di una grave interruzione delle forniture o per ottemperare agli obblighi nei confronti dell'International Energy Agency (IEA).

Nel 1991, il ricorso alle scorte è stato autorizzato principalmente per far fronte alle potenziali interruzioni delle forniture che potevano derivare dall'invasione irachena del Kuwait, mentre la vendita del 2000 è stata effettuata per contrastare l'impennata dei prezzi. Sin dall'inizio, la SPR è stata utilizzata dai responsabili politici sia come strumento per gestire le crisi sia come mezzo per frenare gli aumenti del prezzo del petrolio. Intervendo per mitigare i prezzi, i responsabili operano in un contesto molto delicato: da un lato, calmano il mercato, dimostrando che vi è una sufficiente disponibilità di petrolio; dall'altro lato, determinano, seppur involontariamente, una falsificazione del meccanismo dei prezzi, ostacolando l'equilibrio del mercato. Questo contrasto è amplificato dal dibattito politico, che vede contrapposti i sostenitori del libero mercato e i fautori dell'interventismo governativo. Si rende necessario stabilire una chiara politica per l'utilizzo della SPR.

### 7.1.3 La Riserva Nazionale Naturale Artica

L'ANWR si trova sulla costa settentrionale dell'Alaska, a est della Baia di Prudhoe, ed è il più grande giacimento di petrolio mai scoperto negli Stati Uniti. Sulla base di una serie di studi condotti dallo United States Geological Survey (USGS), si ritiene che nell'area della pianura costiera dell'ANWR vi siano da 5,7 a 16 milioni di barili di petrolio tecnicamente estraibile;<sup>1</sup> la stima media è di 10,4 milioni di barili (USGS, 2001). Queste valutazioni includono le risorse petrolifere del sottosuolo e delle acque territoriali entro 3 miglia dalla pianura costiera. Non ci sono stime sulle risorse di petrolio e gas relative alle altre aree dell'ANWR, anche se è improbabile che esse possano avere risorse simili a quelle della pianura costiera, per via delle differenze che esistono nelle strutture geologiche.

L'area della pianura costiera, conosciuta anche come *Area 1002*, è ritenuta da alcuni geologi l'ultima grande frontiera petrolifera degli Stati Uniti. Essa è stata al centro di un intenso dibattito fin dai primi anni Cinquanta, quando un gruppo di bioscienziati lanciò una campagna per la protezione di questi territori, soprattutto al fine di preservarli dall'attività mineraria, al tempo la più diffusa tra le modalità di sfruttamento delle risorse in Alaska. Nel 1960, fu emanato il Public Land Order 2214, per tutelare l'unicità della natura incontaminata e i valori naturalistici e ricreativi dell'area, che venne ufficialmente ribattezzata Arctic National Wildlife Range. Nel corso del decennio successivo, il contesto cambiò radicalmente. Due furono gli avvenimenti che influenzarono sostanzialmente il dibattito: la scoperta di giacimenti di petrolio di dimensioni gigantesche nella Baia di Prudhoe (1968) e il blocco petrolifero arabo (1973). Ne risultò l'approvazione da parte del Congresso dell'Alaska National Interest Lands Conservation Act (ANILCA, Public Law 96-487), convertito in legge dal Presidente Carter all'inizio del 1980.

L'ANILCA risultò vantaggiosa per entrambe le parti coinvolte nel dibattito: gli ambientalisti e coloro che avrebbero voluto aprire l'area all'esplorazione per petrolio e gas. Da un lato, la legge più che raddoppiò il territorio dell'area protetta, che arrivò a comprendere 19,6 milioni di acri, le conferì il nuovo titolo di 'riserva' e riconobbe ufficialmente 18,1 milioni di acri come 'riserva naturale', salvaguardandoli così dal pericolo di qualunque possibilità di sfruttamento futuro. Dall'altro lato, il paragrafo 1002 dell'ANILCA stabilì che 1,5 milioni di acri della pianura costiera non sarebbero stati considerati parte della riserva naturale, ma valutati in funzione delle risorse naturalistiche e petrolifere. Da allora, molteplici fattori hanno influenzato il dibattito sull'esplorazione petrolifera nella zona. Fra questi: la variazione dei prezzi del petrolio, dai livelli piuttosto bassi

della fine degli anni Ottanta e di gran parte del decennio successivo al relativo rialzo dei primi anni del 21° secolo; la dispersione di petrolio della Exxon Valdez, nel 1989, che fu considerata un esempio di come l'esplorazione petrolifera potesse nuocere all'ecosistema e all'ambiente della regione; infine, il continuo miglioramento delle tecnologie di perforazione, segno della possibilità di poter sfruttare le risorse di idrocarburi producendo un impatto minimo sulla natura.

Fin dai primi anni del Duemila, i responsabili politici favorevoli all'esplorazione di petrolio e gas nell'ANWR hanno sostenuto che lo sfruttamento delle risorse petrolifere della regione avrebbe creato nuovi posti di lavoro, in particolare per la popolazione locale, avrebbe migliorato la bilancia commerciale degli Stati Uniti, riducendo il costo delle importazioni nazionali, e avrebbe fornito le garanzie necessarie per fronteggiare eventuali crisi delle forniture di petrolio e variazioni di prezzo. In breve, secondo questa linea di pensiero, l'ANWR sarebbe in grado di ridurre la dipendenza dai fornitori esteri di petrolio e rafforzare la sicurezza nazionale, incrementando la produzione e, quindi, l'affidabilità delle risorse energetiche interne. I contrari all'apertura dell'ANWR all'esplorazione petrolifera mettono in evidenza i possibili pericoli per l'ecosistema della regione e minimizzano le potenziali e incerte conseguenze economiche e politiche.

In conclusione, le attività di esplorazione e perforazione petrolifera nell'ANWR sono state marginali, pertanto le conoscenze dirette riguardo la geologia della regione sono limitate. La stima delle risorse petrolifere condotta dall'USGS si basa sostanzialmente sulle effettive condizioni geologiche dei territori nazionali limitrofi. Di conseguenza, vi è una considerevole incertezza sulla quantità e la qualità delle risorse petrolifere presenti nell'ANWR (EIA, 2004a). Una cosa è certa: il dibattito su quest'area non cesserà, qualunque decisione venga eventualmente presa. I responsabili politici, gli ambientalisti e i dirigenti delle compagnie petrolifere continueranno a lungo il loro intenso dibattito sull'ANWR e l'Area 1002 (Montgomery, 2003).

### 7.1.4 Il Golfo del Messico

I progressi tecnologici che potrebbero agevolare e accelerare l'esplorazione di petrolio e gas naturale nell'ANWR sono stati discussi anche in relazione a un altro contesto territoriale: le acque basse e quelle profonde del GOM. I giacimenti offshore degli Stati Uniti in quest'area rappresentano una fonte interna di petrolio e gas importante

<sup>1</sup> Le risorse tecnicamente estraibili sono quelle che possono essere estratte utilizzando le tecnologie disponibili.

e in espansione; essi forniscono una quantità totale di energia superiore a ogni altra singola fonte, interna o estera (Snow, 2004). Il primo pozzo venne perforato nel 1947. Da allora, la Piattaforma Continentale Esterna del GOM si è rivelata uno dei maggiori bacini di idrocarburi al mondo; la produzione di petrolio e gas dalle sue acque basse e profonde ha ricoperto un ruolo significativo nel quadro energetico del paese.

Negli anni Ottanta, era divenuta palese la maturità della Piattaforma, essendo già stati scoperti i maggiori giacimenti e gli accumuli di petrolio più economici. Malgrado questa situazione, l'area ha continuato a contribuire in maniera sostanziale alle forniture di petrolio e gas del paese, dimostrando una significativa capacità di recupero, dovuta ai progressi tecnologici che hanno reso i piccoli giacimenti altamente produttivi e hanno incrementato il rimpiazzo delle riserve.

Le scoperte deludenti e in calo nelle acque poco profonde, combinate con i progressi tecnologici, hanno spinto le compagnie petrolifere a investire nell'esplorazione delle acque profonde sin dalla fine degli anni Settanta. Secondo la definizione del Minerals Management Service (MMS) un progetto in acque profonde prevede impianti di produzione localizzati a una profondità uguale o superiore a 1.000 piedi (305 m). Dopo l'iniziale ondata di grandi scoperte della fine degli anni Settanta e dei primi anni Ottanta, l'esplorazione delle acque profonde del Golfo ha prodotto successivamente risultati deludenti. Tuttavia, il ritmo delle scoperte è andato aumentando in maniera significativa nella seconda metà degli anni Novanta. Questo è avvenuto, in parte, in seguito all'approvazione, nel 1995, del Deep Water Royalty Relief Act (DWRRA), che stabiliva una riduzione delle royalty per una parte della produzione realizzata nelle concessioni in acque profonde (Godec *et al.*, 2002).

Il moltiplicarsi delle scoperte è stato anche favorito dai progressi tecnologici, che hanno permesso all'industria di accedere a maggiori risorse di petrolio e gas a costi competitivi. Dopo la sua scadenza, nel 2000, il DWRRA è stato ridefinito ed esteso, al fine di promuovere un continuo interesse verso l'esplorazione delle acque profonde. Nei primi anni del nuovo millennio, i pozzi di queste acque sono arrivati a coprire circa i due terzi della produzione totale realizzata nel Golfo. I grandi giacimenti sono: Hoover-Diana, il progetto Atlantis, Thunder Horse,<sup>2</sup> Crosby, Holstein, King, King's Peak, Mad Dog, Marlin e Nakika (EIA, 2004b). La maggior parte dei ritrovamenti di idrocarburi nelle acque profonde del GOM ha riguardato giacimenti di petrolio, ma essi contengono anche considerevoli quantità associate di gas.

Quattro sono i fattori che sembrano meglio delineare il futuro dell'esplorazione petrolifera nel GOM. In primo luogo, il ritmo e la portata dei progressi tecnologici: grazie a essi è divenuto possibile accedere a nuovi

giacimenti e incrementare la produttività di quelli vecchi a costi competitivi. In secondo luogo, le politiche pubbliche volte a concedere l'accesso alle acque profonde e poco profonde: divieti di trivellazione furono istituiti ed estesi nel corso degli anni Ottanta e Novanta. Questa moratoria delle concessioni ha riguardato una larga parte del GOM e ha sostanzialmente ridotto l'area disponibile per l'esplorazione petrolifera. In terzo luogo, gli incentivi finanziari per stimolare gli investimenti: l'approvazione del DWRRA, nel 1995, ha avuto un forte impatto sull'esplorazione di petrolio e gas nel GOM. L'attenzione si è spostata dalle acque poco profonde a quelle profonde. Dopo la scadenza del DWRRA, nel 2000, altri provvedimenti sono entrati in vigore nel 2001; essi vengono specificati, per ciascuna concessione, sulla base delle effettive condizioni economiche. Infine, i requisiti di salvaguardia ambientale: l'esplorazione offshore di petrolio e gas è stata oggetto di un'attenta e minuziosa supervisione pubblica. L'obiettivo è quello di assicurare che le attività di esplorazione e sviluppo non inquinino l'oceano e le regioni costiere. Di conseguenza, sono state imposte restrizioni sull'inquinamento atmosferico, sullo scarico degli scarti da trivellazione in oceano e sull'acqua prodotta dagli impianti offshore.

In conclusione, progressi tecnologici, considerazioni di politica pubblica, incentivi finanziari e restrizioni ambientali continueranno a influenzare il cammino e la direzione dell'industria petrolifera offshore nel futuro prevedibile.

La produzione di petrolio nel GOM è cresciuta costantemente dal 1990 al 2001, per poi stabilizzarsi nel 2002 e nel 2003: quella realizzata in acque poco profonde è diminuita regolarmente dal 1997, ma è stata compensata dagli incrementi che si sono avuti, nello stesso periodo, nei giacimenti in acque profonde. La produzione di gas nel GOM ha seguito un simile andamento. Quest'area sembra destinata ad aumentare il suo significativo ruolo nello scenario energetico degli Stati Uniti. Infatti, il MMS prevede che nel 2013 si produrranno circa 2 milioni di barili di petrolio al giorno e 0,38 miliardi di metri cubi di gas naturale al giorno (Melancon, 2004).

### 7.1.5 Il gas naturale

Il gas naturale è stata una delle fonti energetiche col più alto tasso di crescita, negli Stati Uniti e anche nel resto del mondo: dal 1990 al 2003, il consumo negli Stati Uniti è aumentato del 14% (EIA, 2004b). Il crescente impiego del gas naturale come combustibile per l'industria e la generazione elettrica dipende essenzialmente da due

<sup>2</sup> Precedentemente conosciuto come Crazy Horse, è il più grande singolo giacimento mai scoperto nel Golfo del Messico.

ragioni: innanzitutto, esso è ritenuto più compatibile con le esigenze della tutela ambientale, poiché è meno inquinante rispetto alle altre fonti fossili; inoltre, l'espansione della rete di trasmissione e distribuzione ne ha incrementato la disponibilità e l'uso.

Si possono identificare diverse caratteristiche del consumo e della produzione di gas naturale negli Stati Uniti:

- questo combustibile viene consumato principalmente in quattro settori: industriale, residenziale, commerciale, generazione elettrica. Complessivamente, il paese dipende dal gas naturale per circa il 24% del fabbisogno totale di energia primaria. La maggior parte della produzione nazionale proviene da Texas, Oklahoma, Nuovo Messico, Louisiana, Wyoming, Colorado, Alaska, Kansas, California e Alabama;
- gli Stati Uniti detengono approssimativamente il 3% delle riserve provate mondiali, ossia sono sesti dopo Russia, Iran, Qatar, Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti; sono invece il secondo produttore al mondo, dopo la Russia, e il maggior consumatore. Questo significa che le riserve statunitensi di gas naturale vanno esaurendosi rapidamente e che il crescente divario fra i consumi in aumento e la produzione in declino viene colmato dalle importazioni. L'Energy Information Administration (EIA) prevede che le importazioni nette totali di gas naturale aumenteranno: la loro percentuale rispetto ai consumi totali di gas passerà dal 15% del 2002 al 21% nel 2010 e al 23% nel 2025 (EIA, 2004c);
- i flussi di gas naturale da e verso gli Stati Uniti riflettono la realtà di un mercato nordamericano integrato. Il Canada è di gran lunga il maggior fornitore estero degli Stati Uniti: le esportazioni nette canadesi sono sufficienti a coprire più di un settimo dei loro consumi annuali (EIA, 2004d). La maggior parte dei gasdotti utilizzati parte dai bacini di fornitura canadesi della Columbia Britannica, Alberta e Nuova Scozia. La misura in cui gli Stati Uniti possono fare affidamento sul Canada per colmare il vuoto fra domanda e offerta è una preoccupazione crescente su entrambi i versanti del confine. I giacimenti del Canada stanno divenendo maturi, mentre i suoi consumi interni aumentano. Ne consegue che le importazioni nette di gas naturale dal Canada agli Stati Uniti toccheranno il picco, secondo le previsioni, nel 2010 per poi calare gradualmente (EIA, 2004e);
- il Messico detiene considerevoli riserve di gas naturale, ma gli Stati Uniti sono storicamente un esportatore netto di gas verso il Messico, in quanto i consumatori industriali messicani sono localizzati in prossimità del confine e pertanto sono più vicini ai bacini di fornitura statunitensi che non a quelli interni;
- il metodo di formazione dei prezzi del gas naturale non è così chiaro come quello del petrolio. Nonostante le

crescenti spedizioni di gas naturale attraverso gli oceani, sotto forma di Gas Naturale Liquefatto (GNL), il combustibile è considerato una commodity continentale. La maggior parte del gas naturale viene scambiata fra paesi dello stesso continente. A causa della natura integrata del mercato nordamericano, di solito, i prezzi delle importazioni statunitensi dal Canada aumentano e diminuiscono di concerto con le fluttuazioni di prezzo che avvengono nei centri di scambio degli Stati Uniti. Di conseguenza, i prezzi canadesi del gas naturale si formano spesso all'interno di hub cui sono collegati molteplici gasdotti e dove esistono impianti di stoccaggio per bilanciare fluttuazioni temporanee o stagionali di domanda e offerta;

- sin dall'inizio del 21° secolo, gli Stati Uniti si sono dimostrati fortemente interessati a instaurare una partnership energetica con la Russia. Alcune compagnie petrolifere statunitensi hanno vagliato le opportunità d'investimento per sfruttare le risorse russe di petrolio e gas naturale. Inoltre, sono state prese in considerazione alcune proposte in merito all'esportazione di petrolio dalla Russia agli Stati Uniti. Dalla fine del 2004, le due parti hanno iniziato dei negoziati sul gas naturale. I rappresentanti del governo statunitense hanno fatto pressione su Gazprom, la più grande compagnia dell'industria del gas della Russia e del mondo, affinché venga accelerata la realizzazione di un terminale GNL nella Russia nord-occidentale, in grado di fornire combustibile agli Stati Uniti. Al contempo, Gazprom è alla ricerca di nuovi mercati fuori dall'Europa, che rappresenta il suo principale mercato per il gas naturale;
- il Medio Oriente sembra destinato a rivestire un ruolo significativo nel mercato mondiale e statunitense del gas naturale. La regione beneficia di molteplici vantaggi fra cui: riserve significative, bassi costi di esplorazione e sviluppo, risorse di gas naturale in larga parte non utilizzate e non sviluppate. Oltre all'Algeria, che ha fornito a lungo GNL agli Stati Uniti, anche altri produttori come Qatar, Oman ed Egitto cominceranno probabilmente a esportare grandi quantità di gas verso gli Stati Uniti;
- sul fronte interno ci si attende una crescita delle forniture di gas naturale dall'Alaska. Si prevede che il gasdotto North Slope comincerà a trasportare il gas dall'Alaska verso gli Stati Uniti continentali nel 2016 (EIA, 2005). Forniture addizionali sono previste dalla regione delle Montagne Rocciose, principalmente da giacimenti di gas non convenzionale.<sup>3</sup> In altri termini, gli Stati Uniti non stanno esaurendo il

<sup>3</sup> Il gas non convenzionale include gas ottenuto da rocce compatte (a bassa permeabilità), da sabbie e argille bituminose e anche gas associato al carbone.

gas naturale, ma solo quello che si trova a bassa profondità e risulta facilmente estraibile. Le migliorate conoscenze e i progressi tecnologici stanno aumentando il tasso di recupero dalle riserve di gas non convenzionale (Stott, 2005).

Un altro straordinario sviluppo, in aggiunta a queste importanti caratteristiche del settore del gas naturale degli Stati Uniti, è la quota crescente del GNL nello scenario energetico del paese. Gli Stati Uniti sono sia un importatore, sia un esportatore di GNL. La prima spedizione a lunga distanza di GNL risale al 1959: essa partì dal GOM alla volta del Regno Unito (Kaplan e Marshall, 2003). Sin dai primi anni Settanta, gli Stati Uniti hanno esportato GNL da Kenai (Alaska) verso il Giappone. Per contro, gran parte delle previste importazioni di gas saranno sotto forma di GNL: secondo l'EIA, nel 2015, il GNL diventerà la risorsa più importante fra quelle che costituiscono le importazioni nette degli Stati Uniti, a fronte del declino delle importazioni dal Canada (EIA, 2003). L'EIA si aspetta infatti che le importazioni di GNL crescano a un tasso medio annuo del 16%, tra il 2002 e il 2025, e che, di conseguenza, la quota del GNL sulle importazioni nette totali statunitensi di gas naturale sia destinata ad aumentare dal 5% del 2002 al 39% nel 2010 e al 66% nel 2025 (EIA, 2004c).

Per consentire un simile incremento nelle forniture di GNL, sono stati predisposti dei piani per l'ampliamento degli impianti GNL esistenti negli Stati Uniti e per la costruzione di nuovi. I quattro terminali operativi per l'importazione di GNL, già in attività, sono: Cove Point nel Maryland, Elba Island in Georgia, Everett nel Massachusetts e Lake Charles in Louisiana; due terminali hanno ottenuto, inoltre, l'approvazione definitiva dalla Federal Regulatory Commission, che ha giurisdizione sugli impianti onshore. L'approvazione da parte della Commissione del terminale di GNL Cameron della Sempra (settembre 2003) è stata la prima rilasciata dal regolatore statunitense per un simile impianto, dalla fine degli anni Settanta. Nel giugno del 2004, la seconda approvazione è stata deliberata per il progetto GNL Freeport, in Texas. Altre domande sono in esame.

Storicamente, l'Algeria è stato il più grande fornitore di GNL degli Stati Uniti; tuttavia, dal 2000, il principale fornitore è divenuto Trinidad e Tobago. Oltre a questi due paesi, altri fornitori sono Brunei, Malaysia, Nigeria, Oman e Qatar.

### 7.1.6 Carbone

Il carbone è il combustibile più abbondante negli Stati Uniti, che detengono la maggior quantità al mondo di riserve provate. Tuttavia, esso è una delle fonti energetiche più inquinanti e, di conseguenza, la meno privilegiata dai dirigenti pubblici e dalla pubblica opinione. Il

carbone è in larga parte utilizzato nella generazione elettrica e, in misura molto ridotta, nei settori industriale e residenziale. Il Department of Energy degli Stati Uniti prevede che gli impianti di generazione a carbone continueranno a fornire la maggior parte dell'energia elettrica del paese, almeno fino al 2025 (EIA, 2005). Il perdurare dell'uso di questo combustibile può essere motivato dal ricorso crescente al carbone a basso tenore di zolfo (proveniente soprattutto dagli Stati Uniti occidentali, principalmente dal bacino del Powder River e dalle regioni delle Montagne Rocciose) e dal ridotto impiego del carbone degli Appalachi, che ha un tenore di zolfo relativamente più elevato (proveniente, in gran parte, da West Virginia e Kentucky).

La produzione di carbone degli Stati Uniti occidentali è aumentata costantemente a partire dagli anni Settanta e, in particolare, dai primi anni Novanta. L'attivazione del Clean Air Act Amendments (CAAA), nel 1990, è stata il motore principale del crescente consumo di questo combustibile. Sulla base delle proposte del Congresso, avanzate nel corso degli anni Ottanta, il Presidente G. H. W. Bush suggerì ampie revisioni del CAAA, con l'obiettivo di limitare le tre principali minacce per l'ambiente e la salute di milioni di Statunitensi: piogge acide, inquinamento atmosferico urbano ed emissioni tossiche. La proposta auspicava anche l'istituzione di un programma nazionale di permessi per rendere la legge più praticabile e di un più efficace programma di implementazione per assicurare una miglior conformità alla legge. Dopo l'approvazione del disegno di legge da parte della Camera dei Rappresentanti e del Senato, il Presidente Bush lo convertì in legge nel novembre del 1990. Negli emendamenti vi erano una pluralità di nuovi temi, innovativi e creativi. Nello specifico, il CAAA promuove l'uso del carbone pulito a basso tenore di zolfo e del gas naturale, così come tecnologie innovative per ridurre l'impatto ambientale del carbone ad alto contenuto di zolfo nell'ambito del programma sulle piogge acide.

In conclusione, malgrado le sostanziose riserve in possesso degli Stati Uniti, l'industria nazionale del carbone dovrà continuare a misurarsi con la forte concorrenza di altri paesi esportatori come Cina, Colombia, Indonesia, Russia e Australia. Con una ridotta o negativa crescita della domanda d'importazione in Europa e nelle Americhe, la quota statunitense sugli scambi mondiali di carbone è prevista in calo.

### 7.1.7 Energia nucleare

L'energia nucleare è stata considerata un'importante fonte energetica sin dai primi anni Cinquanta. Insieme a carbone, gas naturale, energia idroelettrica e olio combustibile, essa è usata per la produzione elettrica. Il primo impianto nucleare commerciale di generazione elettrica

entrò in funzione a Shippingport (Pennsylvania), presso il fiume Ohio, nel 1957. Negli anni seguenti molti impianti nucleari furono costruiti, autorizzati e connessi alla rete elettrica; parecchi ottennero licenze operative quarantennali, la cui scadenza è prevista, all'incirca, nel 2015. Quest'ondata di entusiasmo fu interrotta dall'incidente avvenuto nell'Isola di Three Mile nel 1979, che diede risalto alle preoccupazioni circa la sicurezza del ricorso all'energia nucleare.<sup>4</sup> Da allora, nessun nuovo reattore è stato costruito. Inoltre, l'invecchiamento degli impianti ha reso necessaria la chiusura di alcuni di essi, diventati troppo costosi da tenere in funzione. L'effetto congiunto delle chiusure e della mancanza di nuove unità ha significativamente ridotto il numero degli impianti nucleari attivi.

Nonostante queste dinamiche, gli Stati Uniti vantano il più grande programma energetico nucleare del mondo; i 104 reattori commerciali in attività generano circa il 20% dell'energia elettrica del paese. Gli avvenuti miglioramenti nelle prestazioni degli impianti nucleari statunitensi, l'allungamento della vita degli impianti stessi e gli incrementi della produzione hanno mantenuto consistente la quota del nucleare sulla fornitura di elettricità, sin dai primi anni Novanta. Dall'inizio del 21° secolo, tanto il governo quanto i privati hanno tentato di espandere ulteriormente la percentuale dell'energia nucleare nel mix energetico nazionale. Di conseguenza, la Nuclear Regulatory Commission (NRC) ha approvato molteplici richieste d'incremento di potenza e di rinnovo delle licenze.

Eguale importante sono state le molte iniziative avviate per assicurare la competitività di costo e la sicurezza di questo tipo di energia. Il programma Nuclear Power 2010, divulgato dal Department of Energy nel febbraio del 2002, è frutto di uno sforzo economico congiunto di governo e industria per individuare i siti destinati a ospitare nuove centrali, sviluppare e promuovere tecnologie avanzate e valutare casi di studio per la costruzione di altri impianti (DOE, 2005). Il programma è orientato alla riduzione delle barriere tecniche, legali e istituzionali che ostacolano la realizzazione di nuovi impianti nucleari conformi alle indicazioni degli esperti. Poco dopo l'annuncio di questa iniziativa, un gruppo di lavoro ha divulgato una tabella di marcia che raccomanda la costruzione di altre e più avanzate centrali nucleari negli Stati Uniti entro il 2010. Mentre l'attuale progettazione di queste centrali permette una fornitura di energia elettrica economicamente, tecnicamente e socialmente accettabile in molti mercati, ulteriori progressi in questo ambito potrebbero ampliare le opportunità per l'uso dell'energia nucleare.

Dalla metà del 2005, particolare attenzione è stata rivolta allo sviluppo di sistemi energetici nucleari più avanzati, detti di IV generazione. Un gruppo di dieci paesi interessati alla pianificazione congiunta del futuro

dell'energia nucleare ha dato vita al Forum Internazionale Generazione IV (Generation IV International Forum, GIF).<sup>5</sup> Il GIF punta alla sostenibilità della produzione energetica, così da raggiungere gli obiettivi di qualità dell'aria, gestire le scorie nucleari e quindi migliorare la salvaguardia della salute pubblica e dell'ambiente, eccellere in termini di sicurezza e affidabilità, avere un chiaro vantaggio di costo del ciclo di vita rispetto alle altre fonti energetiche e, infine, avere un grado di rischio finanziario comparabile con quello degli altri progetti energetici (DOE, 2002). In altre parole, il GIF cerca di sviluppare un sistema nucleare economico ed estremamente sicuro, progettato per produrre energia elettrica e idrogeno con una forte riduzione delle scorie e senza emissioni di inquinanti atmosferici o gas serra.

Ricapitolando, sin dalla fine degli anni Quaranta, i responsabili dell'economia degli Stati Uniti hanno tentato di articolare una politica energetica nazionale in grado di ridurre la vulnerabilità energetica del paese alle forniture estere e di diversificare tanto il mix energetico quanto le fonti di approvvigionamento. La SPR è stata creata come prima linea di difesa nazionale contro le interruzioni delle forniture. L'esplorazione nell'ANWR e nel GOM sono volte ad aumentare l'offerta interna di idrocarburi. La crescente quota del gas naturale nel quadro energetico nazionale è finalizzata a contenere l'inquinamento e a ridurre la dipendenza dal petrolio. Analogamente, i rinnovati interessi e investimenti nelle tecnologie a carbone pulito e nel nucleare puntano alla diversificazione del mix energetico nazionale. In aggiunta a questi passi importanti, gli Stati Uniti hanno tentato di diversificare le fonti di approvvigionamento. La strategia perseguita poggia sul principio che la diversificazione è il primo fondamento della sicurezza energetica. Questo obiettivo, come sarà chiarito nei paragrafi successivi, può essere raggiunto con l'esplorazione e lo sviluppo di fonti energetiche al di fuori del Medio Oriente. Di conseguenza, si ritiene che il governo degli Stati Uniti debba promuovere le importazioni di petrolio da produttori amici come la Russia, i paesi dell'area caspica e dell'Africa occidentale.

<sup>4</sup> Nel marzo del 1979, un reattore dell'impianto nucleare dell'Isola di Three Mile a Harrisburg, Pennsylvania, subì una parziale fusione. Nelle settimane successive, fu intentata una causa collettiva contro la Metropolitan Edison Company (una sussidiaria della General Public Utilities) a nome di tutti i lavoratori e residenti entro le venticinque miglia dall'impianto. Nel corso dei successivi quindici anni, il caso giunse alla Corte Suprema passando attraverso varie corti distrettuali e d'appello. Nel giugno del 1996, l'azione legale venne definitivamente respinta.

<sup>5</sup> Questi dieci paesi sono: Argentina, Brasile, Canada, Francia, Giappone, Corea, Repubblica Sudafricana, Svizzera, Regno Unito e Stati Uniti.

### 7.1.8 Il potenziale petrolifero della Russia: mito o realtà?

La Russia è uno dei principali attori del mercato petrolifero mondiale. Sin dalla fine degli anni Novanta, la produzione russa di petrolio ha registrato una ripresa costante. Nei primi anni del Duemila, Mosca si è riguadagnata lo status di grande produttore ed esportatore di petrolio e di attore cruciale nei mercati energetici internazionali. Prima del crollo dell'Unione Sovietica, la produzione di petrolio aveva raggiunto, nel 1987, il picco di 12,6 milioni di barili al giorno (bbl/d). Livelli produttivi così alti dipendevano principalmente dallo sfruttamento delle nuove riserve scoperte nella Siberia Occidentale. Il tumulto politico che ha accompagnato il collasso dell'Unione Sovietica è stato uno dei principali fattori di declino della produzione nel decennio successivo. Col normalizzarsi della situazione politica, l'industria petrolifera si è stabilizzata e, gradualmente, la produzione ha cominciato a crescere in maniera significativa, salendo dai 6,1 milioni bbl/d del 1996 agli 8,5 del 2003. Oltre alla crescente stabilità del sistema politico russo, anche l'introduzione della riforma economica e la privatizzazione del settore petrolifero hanno contribuito a questo straordinario cambiamento. Molti analisti prevedono che la produzione di petrolio in Russia continuerà la sua impressionante crescita: stando a una stima dell'EIA, si raggiungeranno i 10,9 milioni bbl/d nel 2025, ossia 43% oltre i livelli del 2002 (EIA, 2004e).

L'influenza della Russia sul mercato mondiale del petrolio è aumentata clamorosamente rispetto alla crescita della sua produzione. Dai primi anni del Duemila, l'Unione Europea ha negoziato una serie di accordi energetici con la Russia, che è un importante fornitore di petrolio e gas per molti paesi europei. Il dialogo energetico fra Europa e Russia è incentrato sullo scambio fra investimenti europei, nei settori del petrolio e del gas, e forniture costanti e sicure da parte della Russia. Analogamente, gli Stati Uniti hanno mostrato un crescente interesse nello stabilire una partnership energetica con Mosca. Nell'aprile del 2002, Washington ha riconosciuto all'economia russa lo status di economia di libero mercato e, nell'ottobre dello stesso anno, si è tenuto a Houston un summit energetico fra Russia e Stati Uniti, che ha riunito rappresentanti di governo e del mondo economico e accademico di entrambi i paesi. A questo incontro ne è seguito un altro, nel 2003, a San Pietroburgo, durante il quale le due parti si sono impegnate ad approfondire ulteriormente la loro cooperazione. Di conseguenza, esponenti istituzionali americani hanno annunciato 130 milioni di dollari come garanzia dei prestiti dalla loro Overseas Private Investment Corporation per agevolare la costruzione di un nuovo terminale di stoccaggio e di carico nel Mar Baltico.

Un primo segnale di questa cooperazione energetica fra Washington e Mosca è stata l'acquisizione da parte

della LUKOIL della Getty Petroleum Marketing Inc. e delle sue 1.300 stazioni di servizio, nel novembre del 2000. Questo evento ha sancito la prima acquisizione da parte di una compagnia petrolifera russa di una società quotata in borsa (nel caso specifico nella Borsa di New York).

La riconquista da parte della Russia di un ruolo di primo piano nella produzione di petrolio, dopo la relativa stagnazione protrattasi per gran parte degli anni Novanta, ha coinciso con i cambiamenti politici e strategici seguiti agli attacchi terroristici avvenuti negli Stati Uniti nel settembre 2001. Le dinamiche che da allora si sono prodotte hanno aggravato la vulnerabilità degli Stati Uniti rispetto alle forniture di petrolio importato dal Medio Oriente. In questo contesto, si è lentamente venuta a delineare una partnership energetica tra Washington e Mosca. L'emergente cooperazione tra il più grande consumatore al mondo e il secondo produttore ed esportatore poggia su due fondamenta: le compagnie petrolifere statunitensi metteranno a disposizione le risorse finanziarie estremamente necessarie all'industria energetica russa e in cambio Mosca si è candidata, in alternativa al Medio Oriente, come un affidabile fornitore di petrolio.

Malgrado il crescente entusiasmo per la creazione di una partnership energetica tra Mosca e Washington, la prospettiva che ingenti quantità di petrolio russo possano inondare il mercato degli Stati Uniti non è realistica. Tradizionalmente, le esportazioni russe di petrolio sono state riservate all'Europa; le spedizioni di petrolio russo verso gli Stati Uniti rappresentano più un simbolo che non una svolta nella politica di sicurezza energetica statunitense.

Molte caratteristiche del settore petrolifero russo vanno messe in risalto:

- il paese detiene limitati accumuli di riserve provate di petrolio. Nel 2004, le riserve provate della Russia erano stimate ammontare a 69,1 miliardi di barili, circa il 6% delle riserve totali mondiali. Ben più elevati sono i quantitativi delle riserve in possesso dei maggiori produttori del Medio Oriente, come Arabia Saudita (262,7 miliardi di barili, pari al 22,9% del totale mondiale), Iran (130,7 miliardi di barili o l'11,4%), Iraq (115,0 miliardi di barili o il 10%), Emirati Arabi Uniti (97,8 miliardi di barili o l'8,5%) e Kuwait (96,5 miliardi di barili o l'8,4%) (BP, 2004). La quantità relativamente limitata delle riserve russe è particolarmente preoccupante in considerazione del fatto che il tasso di produzione di petrolio è significativamente maggiore del tasso di ritrovamento di nuove riserve. In altri termini, l'esaurimento dei giacimenti petroliferi esistenti nella Siberia Occidentale ha sollevato preoccupazioni, poiché l'espansione petrolifera sarà seguita da un accentuato declino (EIA, 2002). In ultimo, la maggior parte delle riserve di petrolio non utilizzate sono localizzate in aree geograficamente remote e geopoliticamente problematiche;

- i costi di produzione sono molto più alti in Russia che in Medio Oriente. In Arabia Saudita, per es., tali costi sono inferiori a 1,50 \$ al barile, rispetto a una media mondiale di 5 \$. In Russia, il costo varia da regione a regione, ma nel complesso, è molto più alto che in Medio Oriente. Questo significa che le imprese russe non possono resistere a prolungati periodi di prezzi bassi. Se i prezzi scendessero molto al di sotto dei 15 \$ al barile, perciò, le esportazioni ne sarebbero duramente colpite; al contrario, i produttori del Medio Oriente sarebbero ancora in grado di generare profitti in caso di prezzi pari a 10 \$ al barile;
- data la struttura dell'industria petrolifera russa, il paese non ha alcuna capacità produttiva inutilizzata. In altre parole, l'industria petrolifera russa è dominata dalle compagnie private. Come ogni soggetto privato, queste compagnie puntano a massimizzare i profitti, producendo ed esportando al massimo delle loro capacità, con scarso riguardo verso obiettivi di tipo strategico. In alcuni paesi del Medio Oriente, invece, l'industria petrolifera è dominata dallo Stato. Ciò significa che le politiche di produzione ed esportazione sono determinate da interessi sia commerciali, sia strategici. Il governo saudita mantiene deliberatamente una capacità inutilizzata di un certo rilievo, in modo da assicurare la stabilità nei mercati mondiali. Questa strategia può essere considerata come una 'polizza assicurativa' contro un'interruzione delle forniture di petrolio. Per lungo tempo, ogni volta che l'economia mondiale è stata minacciata da agitazioni politiche o sociali nei paesi produttori di petrolio, la monarchia saudita non ha esitato a ricorrere alla sua capacità di riserva per ripristinare la stabilità e allontanare crisi economiche. La maggior parte della capacità di riserva mondiale è concentrata in Arabia Saudita;
- gli investimenti esteri sono stati una componente importante del programma di riforma economica avviato in Russia nei primi anni Novanta. Gli sforzi compiuti per attrarre investimenti esteri sono stati, tuttavia, incerti e ambigui. Di conseguenza, l'economia russa nel suo complesso e, in particolare, il settore petrolifero hanno ricevuto un ammontare minimo di investimenti diretti esteri. Il modesto successo nell'attrarre tali investimenti, sicuramente non proporzionati alle risorse e alle potenzialità del paese, riflette sia gli ingenti flussi di cassa dovuti agli alti prezzi del petrolio, sia la rivalità fra tre attori in competizione: il governo russo, le compagnie petrolifere russe e le compagnie petrolifere internazionali. Come accade in altre compagini governative, anche nel governo di Mosca vi sono dei contrasti interni. Alcuni membri della classe politica comprendono la necessità d'integrare il paese nel sistema economico globale e di stabilire una stretta cooperazione energetica

con i principali consumatori di petrolio e gas, in particolare con l'Unione Europea, gli Stati Uniti, il Giappone e la Cina. Questi tentativi ambiziosi sono frenati dai vincoli di un modello economico a guida statale, che non è del tutto scomparso col collasso dell'Unione Sovietica. Allo stato attuale, l'industria petrolifera nel paese è dominata da numerose compagnie private, che si sono accreditate grazie all'impressionante rialzo della produzione russa a partire dalla fine degli anni Novanta. In altre parole, i Russi sono stati autonomamente in grado d'incrementare in modo sostanziale la loro produzione e le esportazioni e, di conseguenza, avvertono un bisogno marginale di investimenti esteri, specialmente nei termini desiderati dalle compagnie petrolifere straniere. Queste ultime necessitano di una stabilità di lungo periodo per implementare progetti ad alta intensità di capitale; i loro dirigenti, inoltre, lamentano problemi con la legislazione federale e locale e con le politiche fiscali;

- la Russia dispone di un esteso sistema di oleodotti che la collegano con quasi tutte le repubbliche ex sovietiche, ma la capacità di esportare petrolio in mercati oltre i confini dell'ex Unione Sovietica è limitata. Questo è un riflesso degli stretti legami economici che esistevano tra la Russia e le altre repubbliche socialiste sovietiche. Lo smembramento dell'Unione Sovietica ha comportato per Mosca la necessità di espandere le proprie esportazioni di petrolio ai mercati occidentali, in modo da ottenere in cambio la valuta forte di cui tanto aveva bisogno. Di conseguenza, sin dai primi anni Novanta, la costruzione di oleodotti oltre i confini dell'ex Unione Sovietica è divenuta un fattore critico per l'industria petrolifera russa e le sue esportazioni. L'espansione della capacità degli oleodotti russi non è stata al passo con l'incremento della produzione del paese. Infatti, il maggior ostacolo al rapido sviluppo delle esportazioni energetiche rimane la rete di trasporto, che è proprietà esclusiva del monopolista pubblico Transneft.

Ricapitolando, gli Stati Uniti dovrebbero resistere alla tentazione di promuovere ufficialmente le importazioni di petrolio russo a scapito di quello proveniente dal Medio Oriente o da altre aree. Il naturale sbocco di mercato per il petrolio russo è l'Unione Europea. Gli Stati Uniti traggono semplicemente beneficio dalle crescenti esportazioni russe, a prescindere dalla loro destinazione. Questo è valido anche per la produzione proveniente dal Mar Caspio.

### 7.1.9 Il Mar Caspio: una nuova frontiera

Il Mar Caspio, lungo 700 miglia, si trova nell'Asia occidentale. Cinque paesi (Azerbaijan, Iran, Kazakhstan,

Russia e Turkmenistan) condividono il bacino del Caspio. Le loro politiche di esplorazione e sviluppo delle riserve di idrocarburi della regione, dal collasso dell'Unione Sovietica alla fine del 1991, sono state di grande interesse per i dirigenti dei settori energetici di tutto il mondo. La regione riveste una grande importanza per gli Stati Uniti e per altri paesi consumatori perché può concorrere significativamente alla produzione mondiale di petrolio e gas. Egualmente rilevante è il suo contributo alla diversificazione delle risorse globali di idrocarburi e, di conseguenza, alla riduzione della pesante dipendenza dal Medio Oriente. In breve, il Mar Caspio dispone del potenziale per accrescere la sicurezza energetica mondiale.

La regione non è nuova all'industria del petrolio e del gas naturale. Vale la pena ricordare che i primi flussi commerciali, relativi a questi settori, in uscita dal bacino del Caspio risalgono alla metà del 19° secolo; si tratta, pertanto, di una delle più vecchie aree energetiche del mondo. Nel 1900, la regione di Baku produceva circa la metà del greggio totale mondiale. A partire dai primi anni Cinquanta, però, il mutamento di una serie di condizioni ha determinato una sostanziale riduzione della produzione di petrolio caspico. Le preoccupazioni circa la vulnerabilità di Baku alle incursioni, durante la Seconda Guerra Mondiale, insieme alle scoperte di petrolio nella regione del Volga e degli Urali in Russia e, in seguito, nella Siberia Occidentale hanno imposto un cambio nelle priorità d'investimento dell'Unione Sovietica. Questa nuova politica ha avuto l'effetto di ridurre l'esplorazione e la produzione nel Caspio per la maggior parte della seconda metà del 20° secolo. Dalla fine degli anni Ottanta, tuttavia, Azerbaigian, Kazakistan e Turkmenistan hanno gradualmente assunto rilievo nei mercati energetici mondiali. I tre paesi sono riusciti ad attrarre ingenti investimenti esteri destinati ai loro settori di petrolio e gas.

Dopo il collasso dell'Unione Sovietica, molte compagnie internazionali hanno negoziato e firmato accordi con i paesi dell'area caspica, in particolare Kazakistan e Azerbaigian. Questi accordi rendono palese che non ci sono dubbi circa il potenziale geologico della regione, che la rende una delle fonti principali di petrolio e gas. Il tasso di investimento, tuttavia, è (e continuerà a essere) determinato dal rischio percepito nella regione o da quel che gli esperti dell'industria chiamano 'rischio non geologico'. In altre parole, il rischio non sta nella ricerca di petrolio e gas, ma nel riuscire a districarsi nella moltitudine di inconvenienti connessi con il fatto di operare in un contesto difficile. Questo paragrafo esaminerà la mancanza di consenso sullo status giuridico del Mar Caspio e il disaccordo circa i percorsi degli oleodotti con un costo più competitivo.

In relazione allo status giuridico del Mar Caspio, deve essere ricordato che, nel corso del 20° secolo, l'ex Unione Sovietica e l'Iran hanno firmato numerosi trattati per

regolare i loro rapporti riguardo al Mar Caspio: in particolare, il Trattato di Amicizia del 1921 e il Trattato del Commercio e della Navigazione del 1940. Secondo questi accordi, il Mar Caspio sarebbe stato aperto solo alle navi sovietiche e iraniane e chiuso al resto del mondo; inoltre, Mosca e Teheran si erano riservati una zona di 12 miglia, lungo le rispettive coste, per i diritti esclusivi di pesca. Tuttavia, non fu fatto alcun tentativo per stabilire un confine marittimo ufficiale fra i due paesi; in più, i trattati non menzionavano affatto le modalità di sfruttamento dei depositi minerari sotto il fondo marino. Di conseguenza, molti analisti e responsabili politici si sono interrogati sull'applicabilità di questi due documenti alla realtà del Mar Caspio nel periodo post sovietico. Russia, Iran e le repubbliche ex sovietiche si sono trovati in forte disaccordo su come definire il Caspio in quanto massa d'acqua.

Una questione fondamentale in merito al dibattito sullo status giuridico del Caspio riguarda la sua definizione: mare oppure lago. Secondo la Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare, gli Stati che confinano con il mare possono rivendicare, partendo dalla costa, 12 miglia di acque territoriali e 200 miglia di Zona Economica Esclusiva (ZEE). Se la Convenzione sul Diritto del Mare venisse applicata al Caspio, verrebbero completamente definiti i confini marittimi dei cinque paesi rivieraschi confinanti, sulla base di una divisione equidistante delle risorse marine e del sottosuolo marino in settori nazionali. In mancanza dell'applicazione di questa Convenzione, il Caspio e le sue risorse verrebbero sfruttati congiuntamente, sulla base di una divisione che richiama il principio del condominio indiviso. Dopo oltre un decennio dalla fine dell'impero sovietico, i cinque paesi rivieraschi non si sono accordati se definire il Caspio un mare o un lago. La causa principale del dissidio sta nell'ineguale distribuzione delle potenziali ricchezze di petrolio e gas naturale del bacino.

La posizione della Russia è cambiata nel corso del tempo. Inizialmente, Mosca sosteneva che il Diritto del Mare non dovesse essere applicato al Caspio, sia in quanto massa d'acqua chiusa, sia per il persistere della validità dei trattati firmati, nel 1921 e nel 1940, fra Iran e Unione Sovietica. Tuttavia, i numerosi accordi sottoscritti fra gli altri tre paesi rivieraschi e alcune compagnie petrolifere internazionali, per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi sottostanti le acque del Caspio, hanno spinto la Russia a cambiare posizione in merito. Nel 1996, Mosca propose che ciascun paese potesse esercitare diritti esclusivi e sovrani sulle risorse minerarie del sottosuolo marino, entro un raggio di 45 miglia dalla costa. Dalla fine degli anni Novanta, i leader russi hanno appoggiato il principio della divisione del sottosuolo marino e delle sue risorse tra i paesi confinanti. In linea con questo nuovo approccio, la Russia ha concluso una serie di accordi con Kazakistan (1998) e Azerbaigian

(2001), riguardo la suddivisione del sottosuolo marino della zona settentrionale del Caspio.

Diversamente dalla Russia, l'Iran ha continuato coerentemente a rifiutare qualunque accordo bilaterale concernente la ripartizione del Caspio: Teheran preferirebbe che i cinque paesi adottassero un approccio collettivo nello sfruttamento delle risorse minerarie del bacino. Infatti, da molti anni, l'Iran è stato sempre più emarginato nel dibattito relativo allo status giuridico del bacino. La ragione è semplice: la costa dell'Iran sul Caspio sembra detenere minori riserve di petrolio e gas naturale rispetto a quella degli altri quattro Stati rivieraschi.

Sin dal crollo dell'Unione Sovietica, nel 1991, l'evoltersi della posizione di Azerbaigian, Kazakistan e Turkmenistan circa lo status giuridico del Caspio è stato determinato da tre fattori interrelati. In primo luogo, si ritiene che le aree costiere di ciascuno dei tre paesi contengano più riserve di petrolio e gas rispetto a quelle di Russia e Iran. In secondo luogo, lo sfruttamento delle risorse disponibili di idrocarburi è ritenuto cruciale per la sopravvivenza economica di questi Stati, che possono contare su poche altre attività economiche. In terzo luogo, i consistenti investimenti internazionali nei settori energetici di questi tre paesi li hanno spinti a essere più determinati nel richiedere la divisione del Mar Caspio in porzioni nazionali.

In conclusione, i cinque paesi rivieraschi devono ancora trovare un accordo sullo status giuridico del Mar Caspio. Malgrado la mancanza di consenso, si sta imponendo un regime *de facto*. Molte compagnie internazionali di petrolio e gas hanno deciso di non aspettare il raggiungimento di un accordo fra i cinque e hanno cominciato a sfruttare i giacimenti offshore del bacino. Gli accordi ambiziosi e molto onerosi conclusi tra le compagnie internazionali e i governi rivieraschi devono fronteggiare, tuttavia, un altro serio ostacolo, ossia la mancanza di un adeguato sistema di trasferimento del petrolio e del gas della regione verso i mercati mondiali.

In relazione alla cosiddetta 'diplomazia degli oleodotti', è importante sottolineare che Azerbaigian, Kazakistan e Turkmenistan non hanno sbocchi in mare aperto, pertanto essi devono far transitare i propri idrocarburi lungo condotte che attraversano molti confini internazionali. La questione dei percorsi potenziali all'interno dei paesi confinanti è divenuta una priorità per i poteri sia regionali sia internazionali, così come per le compagnie petrolifere. La costruzione di un oleodotto è fonte di una pluralità di benefici finanziari e politici per i paesi di transito, inclusi: l'accesso a petrolio e gas naturale per i fabbisogni interni; gli investimenti esteri e i posti di lavoro; le ingenti tasse di transito e l'influenza politica derivante dai flussi di idrocarburi. Quindi, il processo di scelta e costruzione dei percorsi delle condotte è complicato e richiede delicate negoziazioni con numerosi soggetti. Le vecchie condotte esistenti nella regione del

Caspio erano state progettate per collegare internamente l'ex Unione Sovietica ed erano dirette verso la Russia: la maggior parte del petrolio e del gas del Caspio era inviata al porto russo di Novorossijsk sul Mar Nero. Dopo aver raggiunto l'indipendenza, gli Stati dell'area caspica hanno cominciato a interrogarsi, per ragioni politiche e di sicurezza, sull'opportunità o meno di rimanere così dipendenti dalla Russia, che era il solo sbocco delle loro esportazioni.

Per molti anni sono stati presi in considerazione un certo numero di percorsi alternativi. Fra questi: un oleodotto diretto verso nord, a Novorossijsk (completato nel 2000); un altro verso est, dal Kazakistan alla Cina; un terzo verso sud-est, destinato a raggiungere il Pakistan attraverso l'Afganistan; un quarto verso sud, attraverso l'Iran; in ultimo, un oleodotto diretto a ovest: da Baku, attraverso l'Azerbaigian, al porto sul Mar Nero di Supsa in Georgia (operativo da aprile del 1999) o da Baku verso il porto turco di Ceyhan, sul Mediterraneo (operativo dal 2005). Per molti anni, le compagnie internazionali e i governi interessati sono stati coinvolti in negoziati impegnativi per decidere le priorità di ciascun oleodotto. Il risultato di tali trattative è stato determinato sia da considerazioni strategiche, sia da interessi finanziari.

Sin dalla fine degli anni Novanta, gli Stati Uniti hanno promosso l'oleodotto BTC, diretto da Baku a Tbilisi e, infine, al terminale petrolifero di Ceyhan, presentandolo come il principale oleodotto di esportazione (Main Export Pipeline, MEP). La maggior parte del petrolio che vi transita proviene dal complesso di giacimenti Azeri-Chirag-Gunashi, ubicato nella porzione azera del Mar Caspio, ma anche il Kazakistan intende esportare parte del proprio petrolio attraverso questa rete. All'oleodotto BTC si prevede di affiancare un gasdotto che colleghi Baku e Tbilisi con Erzurum, nella regione turca dell'Anatolia orientale. Inoltre, nel febbraio del 2003, Grecia e Turchia hanno raggiunto un accordo per la costruzione di un gasdotto di collegamento fra i produttori di gas naturale del Mar Caspio e il mercato europeo.

Inizialmente, il governo russo si è opposto con decisione al BTC. Tuttavia, a metà del 2001, Mosca ha messo da parte la sua opposizione e si è concentrata sul completamento dei lavori del Caspian Pipeline Consortium (CPC), che collega il giacimento di Tengiz, in Kazakistan, al porto di Novorossijsk. Questo progetto è espressione della cooperazione esistente tra le compagnie petrolifere russe e statunitensi. Tengiz è uno dei più grandi giacimenti petroliferi al mondo, con quantità considerevoli di riserve provate di alta qualità. Nel 1990, prima della dissoluzione dell'Unione Sovietica, il colosso petrolifero statunitense Chevron, divenuto in seguito Chevron-Texaco, avviò i negoziati per poter sfruttare il giacimento; nel 1993, divenne operativa Tengiz-ChevrOil, una *joint venture* fra Chevron, Exxon-Mobil

e il Kazakistan; nel novembre del 2001, l'oleodotto è stato ufficialmente aperto.

Dall'analisi svolta in merito alle relazioni diplomatiche relative alle condotte dell'area caspica si possono trarre tre conclusioni. In primo luogo, date le rivalità interne, regionali e interregionali suscitate dai giacimenti di petrolio e gas, non vi è dubbio sul fatto che una pluralità di vie per l'esportazione possa contribuire positivamente alla sicurezza energetica di consumatori e produttori, nonché dei mercati energetici mondiali: le conseguenze potranno essere meno vulnerabili a interruzioni tecniche o politiche su un qualunque singolo percorso. Tuttavia, la sicurezza energetica dovrà essere controbilanciata dalla fattibilità economica, dal momento che una pluralità di condotte implica una riduzione delle economie di scala. In secondo luogo, la decisione di scegliere la via più appropriata è il segnale di una competizione fra preoccupazioni di tipo strategico e interessi economici. La maggior parte delle condotte viene costruita dalle compagnie petrolifere e non dai governi. In ultima istanza, i progetti devono poggiare sul loro valore commerciale e gli aspetti economici di un progetto ne determineranno il successo. Nel lungo termine, le condotte che hanno una validità economica hanno più probabilità di essere realizzate rispetto alle altre. Infine, la capacità e la disponibilità delle condotte influenzerà, in larga parte, i tempi dello sfruttamento di petrolio e gas nella regione caspica.

In conclusione, il mancato consenso sui criteri di suddivisione del Mar Caspio e il disaccordo nel valutare quali siano gli itinerari più competitivi sotto il profilo dei costi hanno influenzato negativamente il clima degli investimenti e lo sfruttamento delle risorse di idrocarburi della regione. Vi sono, inoltre, altre sfide impegnative come la mancanza di trasparenza politica e di cultura imprenditoriale, ma anche le divisioni etniche.

### 7.1.10 Africa: sicurezza e politica, le sfide

L'Africa centrale e quella occidentale sono altre due promettenti regioni produttrici di petrolio. Dalla fine degli anni Novanta, la loro produzione è cresciuta, in particolare quella dei giacimenti offshore. Il petrolio africano è valorizzato soprattutto negli Stati Uniti per la sua qualità: essendo leggero e dolce (a basso tenore di zolfo), è perfetto per i mercati della costa orientale (Klare e Volman, 2004). Inoltre, i giacimenti dell'Africa occidentale sono più vicini agli Stati Uniti di quelli della Russia e del Medio Oriente. La maggior parte delle esportazioni africane è destinata ai mercati degli Stati Uniti e dell'Europa occidentale. Date queste caratteristiche, gli Stati Uniti hanno collaborato con molti governi africani per assicurare trasparenza politica e sviluppo

economico. Allo stesso tempo, le compagnie petrolifere statunitensi stanno investendo in maniera aggressiva nel continente, in particolare nei due principali produttori: Nigeria e Angola.

La Nigeria è il settimo produttore di petrolio al mondo; è anche uno dei principali fornitori dell'Europa occidentale ed è stato il quinto esportatore verso gli Stati Uniti, nel 2003 (EIA, 2004f). Una grave minaccia al pieno utilizzo delle risorse di idrocarburi del paese è rappresentata dall'instabilità politica: dopo la sua indipendenza dal Regno Unito, nel 1960, le prime elezioni regolari, garantite da un governo civile, si sono svolte solo alla fine degli anni Novanta.<sup>6</sup> L'elezione del Presidente Olusegun Obasanjo, nel 1999 (rieletto per un altro mandato nel 2003), ha dato speranze di stabilità. Il governo federale, tuttavia, si è scontrato con i governi degli Stati federati per il controllo delle risorse offshore di petrolio e gas: il primo vorrebbe mantenere la proprietà e il controllo di tutte le risorse naturali presenti nel sottosuolo delle acque territoriali, mentre gli Stati rivendicano l'assegnazione di una quota maggiore delle rendite petrolifere, a scapito di quanto trattenuto dal governo centrale.

Malgrado gli intensi negoziati e la stipula di numerosi accordi, non si è raggiunto alcun compromesso. Di conseguenza, i conflitti politici ed etnici nella regione del delta del fiume Niger, dove si trova la maggior parte delle riserve petrolifere, causano spesso l'interruzione della produzione nigeriana. Molto frequenti sono i sequestri di persone, le occupazioni degli impianti petroliferi, i travasi illegali di combustibile. Oltre a interrompere la produzione interna, questi disordini contribuiscono alla volatilità dei mercati petroliferi mondiali e dei prezzi. Nel settembre del 2004, per es., il leader di una milizia locale minacciò di scatenare una guerra totale per danneggiare gli interessi petroliferi del paese, pretendendo in cambio del suo ritiro la distribuzione alla popolazione nigeriana di una quota sostanziosa dei ricavi ottenuti dalle vendite di petrolio. La notizia della minaccia spinse, per la prima volta, i prezzi del petrolio, a New York, oltre i 50 \$ al barile.

Le condizioni politiche ed economiche in Angola non sono per nulla migliori di quelle della Nigeria. L'Angola si sta avviando verso la ripresa dopo ventotto anni di devastante guerra civile, iniziata all'indomani dell'indipendenza dal Portogallo (1975). Il conflitto ha avuto un enorme impatto sulle infrastrutture economiche del paese, che è stato abbandonato da una percentuale molto elevata della popolazione: secondo una stima ci sono stati quattro milioni di profughi. Un accordo per porre fine alla guerra civile è stato finalmente raggiunto nell'aprile

<sup>6</sup> Furono fatti dei tentativi nel 1966 e nel 1983, ma sfociarono in violenze e colpi di Stato.

del 2002, dopo la morte di Jonas Savimbi, il leader storico dell'Unione Nazionale per la Totale Indipendenza dell'Angola.

L'Angola è il secondo produttore di petrolio dell'Africa subsahariana dopo la Nigeria; la maggior parte della sua produzione di greggio è localizzata in mare aperto, nella Provincia settentrionale di Cabinda, caratterizzata da una situazione simile a quella del delta del fiume Niger. Cabinda produce oltre la metà del petrolio dell'Angola e copre quasi il totale delle entrate della bilancia commerciale del paese. In alcune aree della Provincia le tensioni politiche sono alte a causa delle richieste avanzate dai gruppi separatisti per ottenere una quota maggiore di ricavi da destinare alla popolazione. I ribelli ricorrono spesso alla violenza, organizzando, fra l'altro, sabotaggi e sequestri. Il governo, per contro, ha categoricamente escluso la possibilità di una completa indipendenza per le Province ricche di petrolio, eppure colpite dalla povertà (EIA, 2004g).

Gli sforzi compiuti dagli Stati Uniti per risolvere i conflitti etnici in Africa si sono intensificati dopo gli attacchi terroristici dell'11 settembre 2001. L'Africa subsahariana è divenuta importante non solo come alternativa per diversificare le forniture statunitensi di petrolio, ma anche in quanto nuova frontiera nella guerra contro il terrorismo internazionale.

Di conseguenza, dalla fine degli anni Novanta e primi anni del Duemila, gli Stati Uniti hanno avviato una serie di iniziative per promuovere la cooperazione strategica con numerosi Stati africani e dare impulso alla stabilità del continente. Un esempio di questa strategia è l'African Growth and Opportunity Act (AGOA), convertito in legge nel maggio del 2000. L'Atto offre incentivi tangibili ai paesi africani per sostenerli nello sforzo di apertura delle loro economie e di liberalizzazione dei mercati. L'AGOA ha contribuito, inoltre, a spronare la crescita economica e a potenziare le riforme economiche nei paesi dell'Africa subsahariana; ha promosso anche più saldi legami economici tra i paesi della regione e gli Stati Uniti. Le esportazioni statunitensi verso questa parte dell'Africa, così, hanno raggiunto livelli record dopo l'implementazione dell'Atto e sono anche aumentate in maniera considerevole le esportazioni dall'Africa subsahariana verso gli Stati Uniti. Infine, i proponenti l'AGOA ritengono che i requisiti di eleggibilità dell'Atto abbiano rinforzato i valori democratici e il sistema legale e abbiano aumentato il rispetto dei diritti umani internazionalmente riconosciuti nei paesi eleggibili dell'Africa subsahariana.

Dalla breve analisi sul petrolio proveniente dall'Africa si possono trarre tre conclusioni tra loro collegate. In primo luogo, il rischio per l'economia e per gli Stati Uniti è chiaro: se i paesi produttori africani rimarranno stabili, essi potranno diventare fornitori affidabili di petrolio e gas; se, invece, continueranno a fronteggiare agitazioni

interne e interruzioni, saranno fonte di instabilità per l'economia globale. Perciò, la sicurezza economica ed energetica degli Stati Uniti dipende sempre più dalla promozione della stabilità interna in Africa centrale e occidentale. In secondo luogo, la trasparenza della finanza pubblica è considerata un fattore chiave per lo sviluppo delle riforme politiche, economiche e sociali in Africa (Goldwyn e Morrison, 2004). La contabilità pubblica relativa al reimpiego dei ricavi petroliferi è essenziale per combattere la corruzione, poiché permetterebbe di rafforzare la società civile e la democrazia nella regione. Infine, lo sfruttamento del petrolio e del gas naturale in Africa dovrebbe arricchire la varietà di forniture energetiche degli Stati Uniti e incrementare la sicurezza energetica. Tuttavia, l'Africa ha i propri problemi socioeconomici e politici e, di conseguenza, non può sostituire il Medio Oriente come principale fonte energetica dell'economia mondiale e degli Stati Uniti.

### 7.1.11 Il Medio Oriente: opportunità e rischi

Secondo alcune stime, nel futuro prevedibile, il Medio Oriente, in particolare la regione del Golfo Persico, conserverà il suo status di principale fornitore di petrolio e, in misura minore, di gas naturale a livello mondiale. Nel 2003, il Golfo Persico ha contribuito per circa il 22% alle importazioni nette degli Stati Uniti e per il 12% alla copertura della loro domanda di petrolio (i rispettivi valori per l'Europa occidentale erano 30% e 17%, mentre per il Giappone 76% e 78%). Si ritiene che la produzione di petrolio del Medio Oriente possa raggiungere circa 42,1 milioni bbl/d nel 2025, rispetto ai circa 20,5 milioni bbl/d del 2001. Nello stesso arco di tempo, la produzione del Golfo Persico, espressa come percentuale sui consumi mondiali, passerà dal 26,6% al 34,8% (EIA, 2004c).

Questa crescita impressionante può essere attribuita alle specifiche peculiarità delle prospettive energetiche della regione. In primo luogo, il Medio Oriente detiene le più grandi riserve provate di petrolio e gas naturale al mondo; le infrastrutture per l'esplorazione e lo sfruttamento delle risorse petrolifere sono ampiamente consolidate, incluse le reti di oleodotti; si stanno anche valorizzando e sfruttando volumi significativi di gas naturale. In secondo luogo, grazie alla struttura geologica della regione, i costi di esplorazione e sfruttamento di petrolio e gas sono i più bassi al mondo. In terzo luogo, il primato nel mercato mondiale del greggio per la capacità di riserva, così come la prontezza e l'abilità nel fare un uso efficace della flessibilità che da essa deriva, sono stati strumenti fondamentali nella gestione degli approvvigionamenti e una caratteristica basilare del regime dei prezzi del petrolio e della sicurezza energetica mondiale

(Lajous, 2004). Storicamente, la capacità di riserva è sempre stata fortemente concentrata in un ristretto gruppo di produttori petroliferi del Golfo, capeggiati dall'Arabia Saudita. La riduzione del surplus globale della capacità produttiva di petrolio è una delle principali ragioni della volatilità dei prezzi. Secondo l'EIA, nel settembre del 2004, la capacità in eccesso era solo di 0,5/1 milione bbl/d, interamente localizzati in Arabia Saudita.

Date queste caratteristiche, il mercato energetico mondiale continuerà a dipendere dalle forniture di petrolio e gas del Medio Oriente. È vero che la sicurezza energetica è legata alla disponibilità di una pluralità di forniture e che quello petrolifero è un mercato globalizzato, ma questa regione continuerà a ricoprire un ruolo cruciale nella stabilità dei mercati energetici mondiali e dei prezzi. In questo contesto, il principio secondo il quale la sicurezza energetica può essere incrementata riducendo le importazioni di petrolio e gas dal Medio Oriente è irrealistico e fuorviante. Gli Stati Uniti e gli altri principali paesi consumatori di idrocarburi dipenderanno sempre dai produttori mediorientali.

Molte conclusioni possono essere tratte dall'esperienza del mercato energetico mondiale.

Innanzitutto, il Medio Oriente è stato un affidabile fornitore di petrolio sin dai primi anni Ottanta. Anche quando alcuni dei produttori più importanti della regione hanno dovuto far fronte a disordini politici e a problemi di sicurezza – per es., la rivoluzione iraniana (1979), la guerra fra Iran e Iraq (1980-88), la Guerra del Golfo (1991), la guerra in Iraq (2003) – altri produttori hanno incrementato la produzione per supplire alla riduzione delle forniture e assicurare la stabilità di mercati e prezzi. D'altra parte, sin dall'inizio del 21° secolo, tutte le interruzioni, escluse quelle nell'Iraq occupato, si sono verificate in altri paesi produttori, come Nigeria e Venezuela. In breve, la grande disponibilità di petrolio del Medio Oriente mette in ombra il suo passato caratterizzato da agitazioni.

In secondo luogo, la dipendenza mondiale e statunitense dalle forniture di petrolio e gas dal Medio Oriente sembra inevitabile. È importante chiarire che gli Stati Uniti non sono mai stati tanto dipendenti dal petrolio mediorientale quanto l'Europa, il Giappone e le regioni asiatiche del Pacifico. Questa dipendenza, tuttavia, non deve costituire un problema. In ragione della riconosciuta e crescente importanza del Medio Oriente nei mercati mondiali degli idrocarburi, i paesi consumatori, guidati dagli Stati Uniti, possono concentrare i propri sforzi sul miglioramento dell'affidabilità dei fornitori del Medio Oriente, soprattutto nelle aree attrattive per gli investimenti esteri, e combattere quello che può essere chiamato 'terrorismo petrolifero'.

In terzo luogo, le compagnie petrolifere degli Stati Uniti, a partire dalla metà degli anni Settanta, hanno investito relativamente poco in Medio Oriente. Nei principali

paesi produttori della regione – come Iran, Iraq, Kuwait e Arabia Saudita – sono state create compagnie petrolifere che hanno preso il pieno controllo delle risorse nazionali di idrocarburi. Il settore energetico in Medio Oriente è stato in gran parte chiuso agli investimenti esteri dalla metà degli anni Settanta. Quindi, le compagnie petrolifere statunitensi (e altre internazionali) non hanno avuto altra scelta se non investire altrove (per es., Mare del Nord, Russia, Mar Caspio e Africa occidentale). Tuttavia, dalla fine degli anni Novanta, si è registrata una lieve apertura agli investimenti esteri nei settori del petrolio e gas in Medio Oriente. Ne consegue che la diversificazione implica coinvolgimento e investimenti maggiori, e non minori, in questa regione.

Inoltre, per molti decenni gli Stati Uniti hanno subordinato la loro politica energetica a valutazioni e interessi di tipo strategico. Di conseguenza, essi hanno imposto sanzioni unilaterali ai principali produttori di petrolio del Medio Oriente, ossia Libia, Iraq e Iran. I provvedimenti adottati contro i primi due paesi sono stati revocati, mentre quelli contro l'Iran sono in vigore sin dal 1979. Le sanzioni hanno bloccato il flusso di investimenti esteri nei settori energetici di questi Stati e hanno ostacolato il tanto necessario rinnovo e ammodernamento delle loro infrastrutture. Pertanto, le forniture di petrolio da questi produttori si sono sostanzialmente ridotte. Per gli Stati Uniti è necessario perseguire la propria sicurezza energetica indipendentemente da più complessi interessi strategici. La promozione dello sviluppo economico e della stabilità politica in Medio Oriente dipenderà dalla sicurezza delle forniture petrolifere mondiali di lungo periodo.

Per soddisfare la domanda crescente di petrolio e gas naturale e rimpiazzare le forniture in via d'esaurimento, saranno necessari ingenti investimenti. L'IEA stima che, nel periodo 2001-30, si dovranno investire 16 migliaia di miliardi di dollari (l'1% del PIL mondiale) in infrastrutture per l'approvvigionamento energetico (IEA, 2003). I settori del petrolio e gas richiederanno 3,1 migliaia di miliardi di dollari ciascuno (IEA, 2003). Con circa il 63,3% delle riserve provate mondiali di petrolio e il 40,8% delle riserve provate di gas naturale, il Medio Oriente è particolarmente adatto a soddisfare la crescente domanda di energia; per sostenere lo sviluppo del suo settore energetico, occorreranno, nei primi tre decenni del 21° secolo, circa 523 miliardi di dollari da investire in attività d'esplorazione e produzione, e altri 263 miliardi per realizzare infrastrutture per il gas naturale (Leblond, 2003).

La maggior parte di questi investimenti proverrà da risorse private, coerentemente con i significativi cambiamenti avvenuti nelle politiche economiche mondiali. Prima degli anni Settanta, era prevalente la convinzione del fallimento dell'economia di mercato, soprattutto nei paesi non industrializzati, e il modello sovietico di un'economia guidata dallo Stato appariva molto promettente.

Dai primi anni Ottanta, quest'idea è stata gradualmente rimpiazzata dal cosiddetto 'consenso di Washington', che enfatizza il libero commercio, l'apertura agli investimenti esteri, la vendita delle imprese pubbliche al settore privato e una complessiva riduzione del ruolo dello Stato nel sistema economico. Malgrado il consenso pressoché generale nei confronti di questo nuovo modello, il settore degli idrocarburi è stato lento nel recepire i cambiamenti. Nel corso degli anni Settanta, di fatto, la proprietà di tutte le risorse petrolifere ubicate al di fuori dell'America Settentrionale fu trasferita dalle compagnie internazionali ai governi dei paesi produttori: ciascuno Stato creò la propria compagnia di idrocarburi. La maggior parte delle riserve provate mondiali di petrolio e gas sono ancora controllate da compagnie nazionali. Tuttavia, la situazione sta lentamente cambiando. Molti paesi produttori hanno nuovamente aperto agli investitori esteri i propri settori energetici, sia nell'upstream sia nel downstream. In considerazione di ciò, alcuni analisti ritengono che un nuovo capitolo nell'industria del petrolio e del gas stia per essere scritto.

Infine, è importante non perdere di vista la cruciale distinzione fra la guerra al terrorismo e il Medio Oriente inteso come affidabile fonte energetica. Sin dai primi anni del Duemila, si è avuto un numero crescente di attacchi contro gli impianti petroliferi sauditi. Ai primi di maggio del 2004, alcuni militanti hanno attaccato un ufficio di lavoratori stranieri dell'industria petrolifera a Yanbu, sul Mar Rosso, nella regione occidentale dell'Arabia Saudita. Dopo qualche giorno, nel corso dello stesso mese, un'altra milizia ha attaccato un complesso residenziale, abitato da impiegati nel settore petrolifero, ad al-Khobar, nell'Arabia Saudita orientale: molte persone, saudite e straniere, sono rimaste uccise o ferite. Come riconosciuto dall'Ambasciatore saudita negli Stati Uniti, l'obiettivo dei terroristi era quello di minare l'economia saudita e destabilizzare il regno.

Gli attacchi sono stati orchestrati allo scopo di dimostrare che la famiglia reale non era in grado di garantire la sicurezza nel cuore della propria industria petrolifera, a est e a ovest del regno. La sicurezza degli impianti energetici e dei lavoratori stranieri sarà fondamentale nel definire il futuro degli investimenti esteri in Arabia Saudita. Da parte loro, i dirigenti sauditi hanno cercato di rassicurare i mercati mondiali in merito alla sicurezza e alla stabilità del loro paese. È importante evidenziare che gli attacchi terroristici in Arabia Saudita non hanno comportato la perdita di un solo barile di petrolio sul mercato.

Analogamente, malgrado la guerra del 2003 in Iraq abbia causato danni poco rilevanti alle infrastrutture del paese, la prospettiva che esso possa diventare in poco tempo uno dei primi produttori di petrolio al mondo non è ancora concreta. Questo mancato traguardo mette in

luce un aspetto cruciale, ma trascurato del più generale fallimento della sicurezza in Iraq, ossia l'insuccesso nel proteggere le infrastrutture petrolifere dagli attacchi dei rivoltosi. Per gran parte del 2003 e del 2004, una campagna di sabotaggio contro le 4.300 miglia di oleodotti del paese ne ha danneggiato l'industria petrolifera. L'aspetto probabilmente più preoccupante del terrorismo petrolifero in Iraq è che potrebbe diventare un nuovo modello per i terroristi che cercano di destabilizzare la regione. Consci delle ramificazioni dell'instabilità irachena, nel maggio del 2004, i ministri degli Interni di molti Stati del Golfo Persico hanno firmato un accordo di sicurezza che prevedeva lo scambio di informazioni a livello di servizi segreti e l'impegno a intensificare la lotta contro le crescenti minacce terroristiche nella regione.

Il potenziale pericolo di ulteriori attacchi contro gli impianti petroliferi in Arabia Saudita e in Iraq ha contribuito alla volatilità dei prezzi, a partire dal 2003, creando un 'premio per la paura', con un devastante impatto sull'economia degli Stati Uniti. Ogni dollaro che si va ad aggiungere al prezzo del barile di petrolio costa all'economia statunitense circa 4 miliardi di dollari l'anno. Di conseguenza, un 'premio per la paura' di soli 8 dollari al barile determinerebbe una perdita di 32 miliardi di dollari l'anno (Luft, 2004).

## 7.1.12 Conclusione

Sin dalla fine degli anni Quaranta, gli Stati Uniti hanno tentato di assicurarsi forniture sostenibili e affidabili di petrolio e gas naturale a prezzi ragionevoli. Nei decenni successivi, sia le previsioni energetiche statunitensi sia i mercati mondiali sono sostanzialmente mutati. Gli Stati Uniti hanno visto crescere la propria dipendenza dalle importazioni di entrambi i combustibili. Analogamente, le dinamiche dei mercati mondiali hanno vissuto imponenti cambiamenti. La principale caratteristica dei mercati petroliferi negli anni Sessanta e Settanta è stata lo scontro. Molti paesi produttori hanno nazionalizzato la propria industria petrolifera, hanno ridimensionato la cooperazione con le compagnie petrolifere internazionali e hanno creato l'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio (OPEC) per rappresentare e proteggere i propri interessi. D'altra parte, i paesi consumatori hanno istituito l'IEA per sostenere i loro interessi e coordinare le politiche energetiche. Queste politiche sono state perseguite in un'ottica di gioco a somma zero: i guadagni di una parte erano visti come la perdita dell'altra parte. A partire dalla fine degli anni Ottanta, questo clima di scontro ha lasciato il posto a crescenti sforzi da parte di produttori e consumatori, così come da parte delle compagnie petrolifere, per assicurare la stabilità dei mercati energetici e dei prezzi.

L'analisi delle previsioni energetiche statunitensi suggerisce tre conclusioni collegate.

In primo luogo, lo sforzo degli Stati Uniti per diversificare il proprio mix energetico e i propri fornitori è di primaria importanza per assicurare adeguate forniture di petrolio e gas a prezzi ragionevoli. La principale minaccia a cui gli Stati Uniti devono far fronte, all'alba del 21° secolo, non è l'elevato livello dei consumi energetici, perché esso riflette una realtà sia geologica, sia economica (gli Stati Uniti sono, infatti, un paese molto vasto e hanno la più vivace economia del mondo). La più importante minaccia energetica per gli Stati Uniti è rappresentata, invece, dall'invecchiamento della maggior parte delle proprie infrastrutture energetiche, che stanno raggiungendo rapidamente i propri limiti fisici. Ingenti investimenti saranno necessari per ammodernare ed espandere queste infrastrutture.

L'esplorazione e lo sfruttamento dell'ANWR e i giacimenti in acque basse e profonde del GOM sono passi importanti per incrementare la produzione interna e ridurre la dipendenza dalle forniture estere. Analogamente, la SPR funge da prima linea di difesa dello Stato contro impreviste interruzioni delle forniture di petrolio. La costruzione di gasdotti e di terminali per l'importazione di GNL faciliteranno e accelereranno il passaggio a questo combustibile pulito. Allo stesso modo, investire nelle tecnologie del carbone pulito e negli impianti nucleari di prossima generazione contribuirà alla diversificazione del mix energetico del paese.

In secondo luogo, malgrado questi sforzi impegnativi per aumentare la produzione interna, gli Stati Uniti detengono limitate riserve provate di petrolio e gas. Detto più semplicemente, gli Stati Uniti sono un bacino maturo. Di conseguenza, il divario tra produzione e consumo va allargandosi ed è stato colmato per molti anni dalle importazioni. Questo significa che gli Stati Uniti dipenderanno sempre più da paesi esteri per soddisfare una domanda energetica interna alle stelle. L'interdipendenza tra Stati Uniti e altri paesi consumatori, da un lato, e paesi produttori, dall'altro lato, non deve essere vista in termini negativi. Il punto non è se gli Stati Uniti debbano importare petrolio o meno, piuttosto è importante capire come fare per evitare di trovarsi in una posizione che li renderebbe vulnerabili a un'interruzione. In questo contesto, la disponibilità di forniture adeguate è più importante della fonte di tali forniture. In altre parole, anche qualora gli Stati Uniti fossero in grado di importare tutto il petrolio necessario da regioni diverse dal Medio Oriente, sarebbero ancora vulnerabili ad agitazioni medio-orientali che impatterebbero sui livelli produttivi e sui prezzi su scala globale. Washington è parte di un mercato energetico ed economico globale, in cui tutti i paesi dipendono vicendevolmente fra loro.

Infine, in questo mercato ben integrato produttori, consumatori e compagnie petrolifere hanno dato vita a

molteplici forum per coordinare e affermare interessi e politiche comuni. Il Forum Internazionale dell'Energia<sup>7</sup> è un buon esempio di tale cooperazione. L'obiettivo di questo dialogo è quello di assicurare un futuro energetico comune, basato sulla prosperità economica e sulla trasparenza politica. Una maggior stabilità politica e un sostenuto sviluppo economico implicheranno, a loro volta, sicurezza energetica di lungo periodo per gli Stati Uniti e per il mondo intero.

## Bibliografia citata

- BP (British Petroleum) (2004) *BP statistical review of world energy*, London, BP.
- DOE (US Department of Energy) - Office of Nuclear Energy, Science and Technology (2002) *Generation IV. Nuclear energy system initiative*.
- DOE (US Department of Energy) - Office of Nuclear Energy, Science and Technology (2005) *Nuclear power technology, safety and security*.
- EIA (Energy Information Administration) (2002) *Country analysis briefs: Russia*.
- EIA (Energy Information Administration) (2003) *The global liquefied natural gas market. Status and outlook*, Report DOE/EIA-0637.
- EIA (Energy Information Administration) (2004a) *Analysis of oil and gas production in the Arctic National Wildlife Refuge*, Report SR/OIAF/2004-04.
- EIA (Energy Information Administration) (2004b) *Country analysis briefs: United States of America*, Washington (D.C.), DOE/EIA.
- EIA (Energy Information Administration) (2004c) *International energy outlook*, Washington (D.C.), DOE/EIA.
- EIA (Energy Information Administration) (2004d) *US Natural gas imports and exports: issues and trends*, Washington (D.C.), DOE/EIA.
- EIA (Energy Information Administration) (2004e) *Annual energy outlook*, Washington (D.C.), DOE/EIA.
- EIA (Energy Information Administration) (2004f) *Country analysis briefs: Nigeria*, Washington (D.C.), DOE/EIA.
- EIA (Energy Information Administration) (2004g) *Country analysis briefs: Angola*, Washington (D.C.), DOE/EIA.
- EIA (Energy Information Administration) (2005) *Annual energy outlook*, Washington (D.C.), DOE/EIA.
- GODEC M. et al. (2002) *How U.S. Gulf of Mexico development, finding, cost trends have evolved*, «Oil & Gas Journal», 100, 52-60.
- GOLDWYN D.L., MORRISON S. (2004) *Promoting transparency in the African oil sector*, Washington (D.C.), Center for strategic and international studies, 7.

<sup>7</sup> Il Forum Internazionale dell'Energia è una riunione informale dei ministri energetici dei paesi produttori e consumatori; si propone di accrescere la fiducia reciproca attraverso lo scambio di informazioni e lo sviluppo di una migliore comprensione delle questioni energetiche che interessano il mondo. La prima riunione si è tenuta a Parigi, nel 1991, e da allora il Forum è stato convocato in diverse parti del mondo.

- IEA (International Energy Agency) (2003) *World energy investment outlook 2003 insights*, Paris, Organization for Economic Cooperation and Development/IEA.
- KAPLAN A., MARSHALL G. (2003) *World LNG trade responding to increased natural gas demand*, «Oil & Gas Journal», 101, 74-76.
- KLARE M., VOLMAN D. (2004) *Africa's oil and American national security*, «Current History», 103, 226-231.
- LAJOUS A. (2004) *Production management, security of demand and market stability*, «Middle East Economic Survey», 47, 18-25.
- LEBLOND D. (2003) *IEA: \$16 trillion in energy investment needed by 2030*, «Oil & Gas Journal», 101, 35-38.
- LUFT G. (2004) *Iraq's oil sector one year after liberation*, Washington (D.C.), The Brookings Institution.
- MELANCON J. (2004) *Gulf of Mexico: oil and gas production forecast 2004-2013*, New Orleans, US Department of the Interior-Minerals Management Service.
- MONTGOMERY S. (2003) *ANWR development arguments and their limitations*, «Oil & Gas Journal», 101, 50-58.
- SNOW N. (2004) *MMS forecasts higher Gulf of Mexico oil, gas output*, «Oil & Gas Journal», 102, 22-24.
- STOTT J. (2005) *CERI: unconventional gas plentiful; technology a must*, «Oil & Gas Journal», 103, 32-34.
- USGS (United States Geological Survey) (2001) *USGS fact sheet 0028-01*, April.

GAWDAT BAHGAT

Center for Middle Eastern Studies  
 Department of Political Science  
 Indiana University  
 Bloomington, Pennsylvania, USA