

6. Questione energetica e sicurezza degli approvvigionamenti

1. La questione energetica italiana

La sicurezza energetica, ovvero la disponibilità di grandi quantitativi di energia a prezzi ragionevoli, rappresenta un requisito essenziale per la stabilità e il benessere di ogni società avanzata. Quando un paese – come l'Italia – dipende in larga misura dalle importazioni di materie prime energetiche, le questioni di politica energetica e quelle di politica estera necessariamente si intrecciano e si influenzano a vicenda.

Il livello di dipendenza dell'Italia – ossia il rapporto tra importazioni e consumi – è superiore alla media europea: oltre l'80% dell'energia consumata nel paese è importata, mentre il dato medio europeo è di poco superiore al 55%¹. Nel caso di petrolio e gas naturale, questo livello supera il 90%, con una lenta, ma costante tendenza all'aumento. L'importanza di questo dato appare ancora più evidente se si guarda alla composizione del paniere energetico nazionale: petrolio e gas naturale contano ciascuno per poco meno del 40% dei consumi, a cui si aggiunge un 10% circa di carbone, praticamente tutto importato. Le rinnovabili contano per il restante 10%, di cui circa il 6% è rappresentato dall'idroelettrico. Questa struttura è destinata a modificarsi marginalmente nel corso del decennio, seguendo due tendenze piuttosto chiare: una economica, il declino dei consumi petroliferi, e l'altra politica, ossia il raggiungimento

I paragrafi 1 e 2.1 sono di Matteo Verda. I paragrafi 2.2 e 3 sono di Carlo Frappi. Le conclusioni sono di entrambi.

¹ British Petroleum (Bp), *Statistical Review of World Energy 2011*, giugno 2011.

della quota del 17% di rinnovabili entro il 2020, imposto dagli accordi europei.

Un'altra possibile evoluzione del paniere energetico nel medio-lungo periodo è stata invece accantonata nel 2011, con l'abbandono del nucleare. La congiuntura economica, la difficoltà di definire il ruolo dell'autorità pubblica e infine il referendum del 12-13 giugno 2011 che ha abrogato le norme che avrebbero consentito la produzione di energia elettrica nucleare hanno, infatti, determinato l'abbandono dell'atomo come opzione per diversificare il paniere e per ridurre la dipendenza italiana dalle importazioni. Questo fatto avrà ricadute rilevanti anche in termini di politica estera nella misura in cui la domanda di energia elettrica che il nucleare avrebbe in prospettiva soddisfatto richiederà l'impiego di fonti alternative, soprattutto gas naturale².

Si tratterebbe tuttavia di una prospettiva non priva di rischi: nel 2011, le centrali termoelettriche alimentate a gas hanno già prodotto circa il 50% dell'energia elettrica italiana³. Nonostante una flessione congiunturale per questo uso del gas rispetto al 2010, il dato strutturale resta di fondamentale importanza: la stabilità degli approvvigionamenti di gas rappresenta una condizione essenziale per garantire la produzione elettrica, la cui interruzione avrebbe conseguenze molto gravi per il paese.

L'esiguità delle riserve ancora presenti sul territorio nazionale e il ruolo strutturalmente marginale delle rinnovabili rendono già oggi l'importazione di risorse fossili l'unica strada per garantire approvvigionamenti costanti e un prezzo dell'energia relativamente contenuto. Il ricorso alle importazioni ha però un costo significativo per il paese: nel 2011 la «fattura energetica» nazionale è stata pari a 61,9 miliardi di euro, di cui 34,9 per petrolio, 20,5 per il gas naturale e 2,6 per i combustibili fossili⁴.

² Secondo le stime dell'Unione petrolifera, già nel 2014 il petrolio cederà al gas naturale il ruolo di principale fonte energetica italiana. Le proiezioni al 2025, quando il gas potrebbe soddisfare oltre il 40% del fabbisogno nazionale a fronte del 34% assicurato dal petrolio, confermano questa tendenza anche nel lungo periodo. Unione petrolifera, *Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2011-2025*, luglio 2011.

³ Gestore dei mercati energetici (Gme), *Newsletter*, n. 45, gennaio 2012.

⁴ Unione petrolifera, *Preconsuntivo petrolifero 2011*, 12 dicembre 2011. Per quanto possano essere grandi queste cifre, occorre sempre tenere a mente

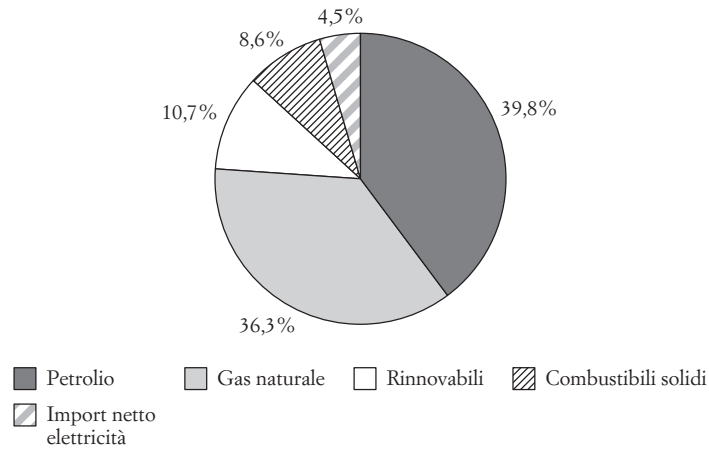


FIG. 1. Mix energetico nazionale 2011.

Fonte: Unione petrolifera italiana (preconsuntivo).

Complessivamente, si tratta di una spesa pari al 3,9% del Pil, in aumento rispetto al 3,4% del 2010, che ha scontato quotazioni del greggio ormai stabilmente sopra la cifra di 100 dollari al barile: la media del 2011 è stata di 110 dollari, contro i 79 del 2010 e i 61 del 2009⁵. Nonostante questa tendenza, non esistono nel medio periodo alternative economicamente accettabili: le rinnovabili restano non pienamente affidabili (sole e vento non sono continuativi, per esempio) e antieconomiche⁶.

L'apertura agli scambi internazionali di fonti fossili resta dunque la chiave della sostenibilità economica e della sicurezza energetica nazionale. Inevitabilmente, l'azione del governo si è mossa – e dovrà sempre più muoversi – nella direzione di favorire questi scambi. La crescente apertura ai mercati internazionali non è esente da rischi, in molti casi aumentati dalla fragilità

che l'alternativa autarchica – se mai possibile – sarebbe incomparabilmente più costosa.

⁵ *Ibidem*.

⁶ Basti considerare che il settore delle rinnovabili diverse dall'idroelettrico costituisce meno del 4% dei consumi annui (fonte: Bp) ma assorbe ogni anno circa 12 miliardi di euro di sussidi (0,7% del Pil) (fonte: Gme).

delle istituzioni interne di molti e rilevanti paesi esportatori. Il caso della guerra in Libia nel 2011 è in questo senso paradigmatico: l'instabilità politica può arrivare in modo inaspettato e in tempi brevissimi, compromettendo la capacità di un grande esportatore di rifornire i propri clienti internazionali.

2. L'Italia alla prova della crisi libica e dell'instabilità del Medio Oriente allargato

La crisi libica ha rappresentato una prova cruciale per gli approvvigionamenti italiani: nel 2010, la Libia è stata il primo fornitore italiano di greggio, con 360 mila barili al giorno e 8,2 miliardi di euro di controvalore, e il terzo fornitore di gas naturale, con 9,2 miliardi di metri cubi (Gmc) e 2,1 miliardi di euro di controvalore. In particolare, l'interruzione delle forniture avvenuta a partire da febbraio e l'incertezza sui tempi di un ritorno alla stabilità hanno posto, nel caso del gas, una sfida qualitativamente diversa dalle diverse interruzioni dei flussi – molto più brevi e gestite – sperimentate negli anni passati, come in occasione delle crisi russo-ucraine (l'ultima è del 2009) o delle frane in Svizzera (che hanno ormai cadenza quasi annuale). Nel caso del petrolio, nonostante alcuni problemi posti dalla rigidità del sistema di raffinazione italiano, la crisi ha avuto una portata più limitata: la produzione libica rappresenta a regime il 2% di quella mondiale, una quantità importante, ma non tale da avere conseguenze sistemiche globali. Nel complesso, dunque, il sistema di approvvigionamento italiano ha resistito bene alla prova della crisi libica, mostrando flessibilità e robustezza, e mettendo in luce le profonde differenze nel funzionamento degli scambi internazionali di gas e di petrolio e nelle relative strategie politiche di tutela della sicurezza energetica nazionale.

2.1. La crisi libica, l'Italia e i mercati energetici

I mercati internazionali di petrolio e gas naturale hanno caratteristiche molto diverse. Quello petrolifero è con buona approssimazione un mercato globale, sul quale operano una moltitudine di operatori e di produttori tra loro in competizione; il

mercato italiano è una piccola parte (meno del 2%) di questo mercato globale. Viceversa, il mercato del gas naturale è frammentato su scala regionale e con relativamente poca concorrenza, sia sul lato della domanda sia su quello dell'offerta.

Alla base di questa differenza vi è innanzitutto la questione infrastrutturale: il petrolio può essere facilmente trasportato a bordo di petroliere, che possono collegare virtualmente ogni terminale di carico e di scarico del mondo a costi contenuti. Il gas naturale è invece in gran parte trasportato attraverso gasdotti lunghi migliaia di chilometri, che vincolano per decenni paesi produttori e paesi consumatori. Esiste sul mercato anche un'alternativa potenzialmente più flessibile, ossia il trasporto di gas naturale liquefatto (Gnl) su apposite navi metaniere, ma i costi sono alti e i produttori preferiscono gestire le infrastrutture attraverso contratti di lungo periodo, in modo simile a quanto avviene per i gasdotti. A partire da queste caratteristiche tecniche, i mercati si sono storicamente sviluppati in modo divergente: nel caso del petrolio, si è assistito alla nascita di piazze di contrattazione in tutto il mondo e di un mercato molto liquido; nel caso del gas, un mercato di questo tipo si è sviluppato in Nord America, ma non in Europa, dove gli scambi sono in larga parte basati su contratti bilaterali di lungo periodo e le transazioni *spot* sono ancora marginali⁷.

Le conseguenze per l'Italia dei diversi assetti dei mercati sono apparse evidenti nella risposta alla crisi libica del 2011. Innanzi al blocco delle forniture di petrolio dalla Libia, gli operatori attivi sul mercato italiano hanno fatto ricorso ai mercati internazionali, sui quali erano disponibili volumi di greggio sufficienti a compensare le mancate importazioni libiche⁸. In questo caso, a tutelare la sicurezza nazionale è stata l'esistenza di istituzioni di mercato funzionanti, in grado di rispondere agli shock riallocando le risorse disponibili nel sistema.

⁷ Oltre alla diversa cultura politico-economica, un ruolo importante è stato giocato dal fatto che i mercati europei del gas, scarsamente concorrenziali, hanno conosciuto fin dalle prime fasi del loro sviluppo la necessità di ricorrere alle importazioni e hanno proiettato sull'approvvigionamento internazionale il loro modello non concorrenziale.

⁸ In generale, la sostituibilità tra i diversi fornitori è imperfetta a causa della differente qualità dei greggi. Nondimeno, l'interscambiabilità resta, anche se aumenta i costi finali.

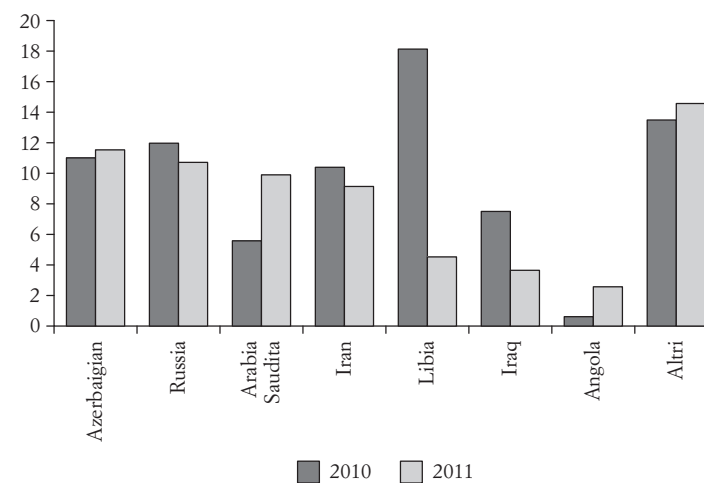


FIG. 2. Importazioni petrolifere per paese di provenienza (in milioni di tonnellate, 2010-2011).

Fonte: Unione petrolifera italiana (2012),

Più in generale, la flessibilità offerta dai mercati agli approvvigionamenti appare evidente se si considera la variazione delle quote di mercato dei principali fornitori italiani nel 2011: i flussi provenienti dall'Azerbaigian, primo fornitore, sono aumentati del 5% rispetto al 2010 e quelli dall'Arabia Saudita, terzo fornitore, del 77%. Una tendenza è stata invece registrata riguardo alle importazioni provenienti dalla Russia (-10%), secondo fornitore, ma soprattutto a quelle provenienti da Iran (-12%), Libia (-75%) e Iraq (-51%), rispettivamente quarto, quinto e sesto fornitore⁹.

A prescindere dalle ragioni commerciali che hanno causato questa variabilità rispetto al 2010, ciò che rileva è la sostituibilità dei diversi fornitori, che garantisce sicurezza al mercato finale italiano. La tutela della sicurezza nazionale passa dunque per il sostegno al funzionamento delle istituzioni del mercato, in cui gli operatori privati si muovono. In particolare, per un paese

⁹ Dati Unione petrolifera.

importatore come l'Italia è cruciale che il livello dell'offerta resti alto e che esista una consistente capacità di produzione di riserva, in grado di compensare imprevisti aumenti della domanda. La continua crescita della domanda mondiale, causata dalla Cina (+4% nel 2011) e dalle altre economie non occidentali, crea invece una continua pressione sui produttori e rende il mercato meno flessibile.

Per mantenere un adeguato livello di produzione e di capacità di riserva occorre che siano effettuati adeguati investimenti in esplorazione e capacità estrattiva. Il nodo centrale in questo caso non è tanto quello di reperire i capitali necessari, quanto quello di vincere le resistenze dei paesi produttori, che vogliono limitare l'ingerenza delle compagnie internazionali ed evitare che un eccesso di produzione comprometta i livelli dei prezzi.

Per essere efficace, l'azione di politica estera italiana deve necessariamente svolgersi in un contesto multilaterale, anzitutto perché le risorse e gli strumenti a disposizione dei decisori italiani sono limitati. La sproporzione tra i mezzi nazionali e la realtà globale è apparsa evidente nel corso della crisi libica del 2011: per compensare la mancata produzione del paese nordafricano e stabilizzare il mercato, il 23 giugno l'Agenzia internazionale dell'energia ha coordinato il rilascio di 2 milioni di barili al giorno di greggio per un mese consecutivo¹⁰. I consumi italiani sono di poco inferiori a 1,5 milioni di barili (di cui, nel 2010, circa 360 mila libici) e i costi di azioni unilaterali di questo tipo sarebbero altissimi.

I vincoli tecnologici e il diverso sviluppo storico del mercato determinano dinamiche molto diverse nel rapporto tra politica estera e sicurezza energetica nel caso del gas naturale. Al momento del blocco degli scambi con la Libia, l'offerta mancante di gas è stata, infatti, compensata dalla capacità di trasporto in eccesso esistente su altri gasdotti italiani di importazione. Per far fronte all'emergenza si è, dunque, dovuto fare affidamento su investimenti ridondanti effettuati in precedenza per tutelare la sicurezza nazionale. Nel caso del gas, il dato più influente è

¹⁰ International Energy Agency, *IEA Makes 60 Million Barrels of Oil Available to Market to Offset Libyan Disruption*, in «IEA Press Releases», 23 giugno 2011.

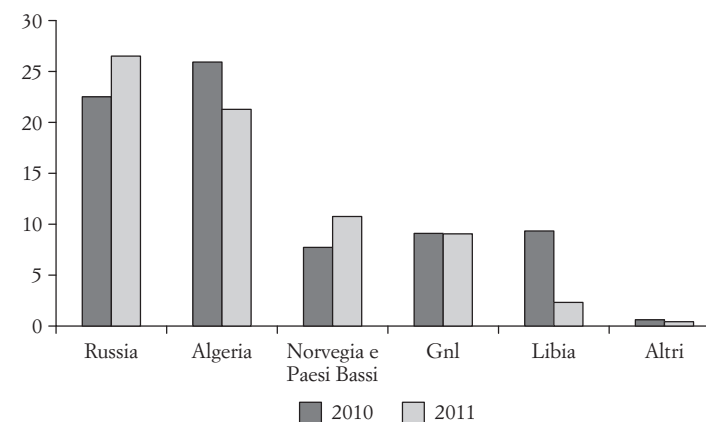


FIG. 3. Importazioni di gas per paese di provenienza (in miliardi di metri cubi, 2011).

Fonte: Ministero dello Sviluppo economico, Dipartimento per l'energia.

dunque quello infrastrutturale: oltre l'80% delle importazioni italiane avviene attraverso gasdotti – a fronte di una media europea di circa dieci punti inferiore. Queste infrastrutture consentono costi medi più bassi, ma hanno un costo di realizzazione molto elevato e richiedono quindi un contesto stabile affinché gli investimenti non siano a rischio. Una volta realizzate, esse creano inoltre un legame di lungo periodo tra il paese produttore, quello importatore e gli eventuali paesi di transito.

Al netto di un certo margine di oscillazione congiunturale, le quote di mercato dei diversi fornitori italiani sono, infatti, dettate dalle infrastrutture esistenti: i gasdotti principali arrivano dall'Algeria (Transmed) e dalla Russia (Trans-Austria-Gasleitung, Tag) e di conseguenza questi due paesi rappresentano invariabilmente i primi due fornitori nazionali di gas. Nel 2011, l'Italia ha consumato 77,8 miliardi di metri cubi (Gmc), per il 90% importati; di questi, il gas russo ha rappresentato poco meno del 40% delle importazioni (26,5 Gmc) e il gas algerino il 30% (21,3 Gmc)¹¹. Il resto delle importazioni via tubo è giunto

¹¹ Elaborazione su dati ufficiali provvisori del Ministero dello Sviluppo economico.

in Italia attraverso gli altri due gasdotti principali, provenienti dal Nord Europa (Transitgas, 10,9 Gmc) e dalla Libia (Greenstream, 2,3 Gmc). L'unico dato anomalo rispetto agli ultimi anni è stato quello libico (nel 2010 9,4 Gmc), ma la natura eccezionale e provvisoria dell'interruzione nel corso del 2011 fa prevedere un recupero nel corso del 2012.

Il caso libico ha dimostrato come la rigidità dei gasdotti rappresenti, oltre che un oggettivo elemento di rischio di breve periodo, anche un prezioso elemento di stabilizzazione dei rapporti bilaterali di lungo periodo: l'esistenza stessa dell'infrastruttura crea un interesse comune allo sfruttamento, a prescindere da altre considerazioni. La dipendenza dai proventi delle esportazioni è un tratto comune dei paesi produttori e raffigura una delle migliori garanzie di cooperazione per l'Italia e gli altri paesi importatori. Indipendentemente dai rapporti molto stretti del governo italiano con il regime di Gheddafi, la decisione del nuovo governo libico di favorire la rapida ripresa delle esportazioni verso l'Italia attraverso il Greenstream ha costituito dunque una scelta quasi obbligata, dettata dal sostanziale monopsonio di cui il paese beneficia rispetto alla commercializzazione del gas libico¹². D'altra parte, la preferenza tradizionalmente accordata dai decisori politici ed economici italiani alla posa di gasdotti in luogo del più economico sviluppo di capacità di rigassificazione del Gnl è stata – sin dalla costruzione del Transmed – frutto di una scelta strategica finalizzata a generare interdipendenza con i paesi fornitori.

La promozione dell'interdipendenza tra produttori e consumatori di idrocarburi è elemento che trascende peraltro i limiti delle obbligazioni contrattuali e dei vincoli infrastrutturali. La tradizionale tendenza delle compagnie energetiche italiane a entrare nei mercati dei paesi fornitori costituisce un'ulteriore, seppur indiretta, forma di stabilizzazione del rapporto bilaterale. La circostanza che Eni, nel corso del conflitto libico, non abbia interrotto le attività di produzione di gas del giacimento di Wafa, utilizzate per la generazione di elettricità nel paese,

¹² Nel 2010, su poco meno di 9,8 Gmc di gas esportati, 9,41 sono giunti in Italia attraverso il Greenstream, mentre 0,38 sono stati venduti sul mercato spagnolo via Gnl. Dati ufficiali del Ministero dello Sviluppo economico e Bp, *Statistical Review of World Energy 2011*, cit.

ha mantenuto saldo il legame con la compagnia statale libica e facilitato la ripresa delle attività estrattive e del dialogo con le nuove autorità nazionali, in piena unitarietà di intenti con il governo italiano¹³.

La stabilità degli scambi di gas imposta dalle infrastrutture aumenta dunque l'importanza dei rapporti politici con i paesi fornitori e di transito, soprattutto in quei casi in cui il quadro normativo di riferimento è significativamente diverso da quello italiano. In questi casi, è necessario che i decisori politici si facciano in qualche misura garanti del rispetto degli accordi, collaborando con le autorità dei paesi fornitori e di transito. I fatti del 2011, dalla guerra civile in Libia all'instabilità in Tunisia (paese di transito delle esportazioni algerine), hanno tuttavia messo in evidenza che la cooperazione politica da sola non è sufficiente a garantire la sicurezza energetica del paese. A ciò si aggiunge anche il fatto che le infrastrutture di trasporto possono andare soggette a incidenti completamente fortuiti, come l'interruzione del Transitgas (ottobre 2011) a causa di una frana.

La rigidità dei gasdotti rappresenta anche un vincolo tecnico, che necessita di essere bilanciato attraverso la diversificazione dei fornitori e la realizzazione di infrastrutture ridondanti, in grado di garantire un adeguato livello di flessibilità¹⁴. Il Gnl, che già oggi garantisce il 13% delle importazioni, rappresenta la principale alternativa in grado di aumentare la flessibilità del sistema di approvvigionamento italiano. Contributo essenziale alla sicurezza energetica nazionale potrebbe dunque derivare dalla realizzazione di nuovi rigassificatori (i progetti sono

¹³ Rileva, in questo senso, la partecipazione dell'amministratore delegato di Eni, Paolo Scaroni, all'incontro tenuto il 25 agosto 2011 tra il presidente del Consiglio Berlusconi e l'omologo libico Mahmud Jibril. A stretto giro, l'Eni siglava con il Consiglio nazionale transitorio libico un memorandum finalizzato alla fornitura di idrocarburi e a ricreare le condizioni per una celere e completa ripresa delle attività nel paese. Cfr. comunicato stampa di Eni del 29 agosto 2011.

¹⁴ Convenzionalmente, una delle misure della flessibilità di una rete di gasdotti nazionale è la capacità di funzionare anche in caso d'interruzione di un gasdotto d'importazione principale («condizione n. 1»). Occorre sempre tenere in considerazione che la realizzazione di capacità ridondante impone un costo aggiuntivo, come tutte le misure di sicurezza.

11)¹⁵ accanto ai due terminali attualmente operanti (Cavarzere e Panigaglia).

Il quadro in cui si sviluppa la politica energetica italiana è dunque quanto mai complesso e per comprendere come le scelte in questo campo si siano intrecciate nel corso del 2011 con quelle di politica estera, occorre analizzare le specificità della situazione nelle principali aree di approvvigionamento per l'Italia e gli sviluppi della politica estera nazionale, a livello multilaterale ma soprattutto a livello bilaterale. Per farlo, occorre tenere presente la doppia dimensione dell'interesse nazionale, non sempre perfettamente coincidente: quella del rafforzamento dei campioni nazionali a livello globale e quella della competitività economica delle forniture energetiche ai consumatori finali italiani.

2.2. L'Italia e l'instabilità nel Medio Oriente allargato

A dimostrazione della natura solo congiunturale della crisi libica, la profonda instabilità che ha caratterizzato lo scacchiere libico non ha intaccato i programmi e le strategie di crescita di medio e lungo periodo dell'Eni, principale fornitore di idrocarburi all'Italia e primo gruppo estero attivo nel settore energetico libico. Se, da un lato, la storica presenza della compagnia italiana in Libia e la più ampia interdipendenza economica dei due paesi hanno costituito la migliore garanzia di una durata solo temporanea dell'interruzione delle attività, d'altro lato la limitatezza degli investimenti programmati nel paese e l'assenza di rilevanti *start-up* nel medio periodo hanno lasciato inalterate le stime quadriennali di crescita Eni, corrette anzi al rialzo tra il 2010 e il 2011¹⁶.

Il rischio che l'instabilità dei paesi produttori mediorientali possa incidere negativamente sugli approvvigionamenti di idrocarburi e sulla sicurezza energetica italiana è tuttavia un fattore che, nell'attuale congiuntura regionale, prescinde dalla recente

¹⁵ Si veda la *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta* dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (2011).

¹⁶ Il piano strategico per il quadriennio 2011-2014 ha fissato l'obiettivo di incremento medio annuo delle attività di produzione di idrocarburi al 3%, contro il 2,5% preventivato lo scorso anno per il periodo 2010-2013.

instabilità politica dei paesi arabi. L'Iraq è uno dei principali pilastri della strategia di sviluppo dell'Eni¹⁷ e, al contempo, una delle più promettenti frontiere produttive per le compagnie energetiche italiane la cui relativa stabilità è messa a rischio dall'effetto congiunto del ritiro delle forze statunitensi e dai non facili rapporti tra governo centrale e autorità regionali.

In Iraq, Eni è capofila di un consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del maxi-giacimento di Zubair, nel sud del paese, la cui produzione ha superato nel 2011 la soglia dei 200.000 barili al giorno, punto di pareggio degli investimenti effettuati. Nello sviluppo del giacimento, che potrebbe produrre fino a 1,2 milioni di barili al giorno entro il 2017, la compagnia italiana investirà 20 miliardi di dollari nel corso della durata ventennale del contratto di sfruttamento. Su questo sfondo, gli attentati che in giugno e in ottobre hanno colpito le infrastrutture logistiche collegate al giacimento costituiscono tuttavia un segnale d'allarme rispetto alla sicurezza degli approvvigionamenti e degli investimenti così come, in prospettiva, dei piani di sviluppo del settore energetico nazionale alla vigilia dell'asta pubblica per l'assegnazione di 12 blocchi che, nelle stime delle autorità di Baghdad, potrebbero incrementare le riserve nazionali di 10 milioni di barili di petrolio e 29 trilioni di metri cubi di gas¹⁸.

La carenza di personale e la scarsa affidabilità delle forze di sicurezza irachene preposte alla difesa delle infrastrutture rendono tuttavia vulnerabili gli obiettivi industriali e costituiscono il principale ostacolo al pieno sfruttamento del potenziale energetico iracheno che, tornato nel 2011 ai livelli produttivi del 2003, potrebbe in teoria assicurare un incremento di produzione

¹⁷ La strategia quadriennale Eni si basa su una crescita per linee interne. Circa l'80% della produzione che sarà avviata entro il 2014 provverrà dai 15 più rilevanti progetti avviati negli anni passati. Accanto ai giacimenti iracheni e a quelli dello spazio post-sovietico, spiccano le *start-up* in Venezuela, Angola, Mozambico e nell'area del Pacifico, la cui produzione è tuttavia destinata a essere commercializzata su mercati esteri.

¹⁸ In occasione della visita effettuata in settembre a Baghdad, l'amministratore delegato di Eni, Paolo Scaroni, ha discusso con il primo ministro Nouri al Maliki la possibilità di partecipazione della compagnia all'asta per l'aggiudicazione dei diritti di sfruttamento del giacimento di Nassirya, passibile di contenere sino a 4,4 miliardi di barili di petrolio. Cfr. comunicato stampa di Eni del 26 settembre 2011.

di petrolio dagli attuali 3 a 13,5 milioni di barili al giorno entro il 2018¹⁹. Alla precaria condizione di sicurezza si aggiunge peraltro l'assenza, in Iraq, di un quadro normativo di riferimento per i contratti energetici, ostacolato dalla mancanza di consenso tra una visione federale e una centralistica della gestione del settore energetico e dei suoi proventi.

Altro versante dell'instabilità mediorientale passibile di tradursi in una minaccia per la sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali deriva dalla crisi legata al programma nucleare dell'Iran, paese dal quale l'Italia ha importato nel 2011 circa 190.000 barili al giorno. Benché Eni importi greggio dall'Iran a titolo di pagamento di debiti pregressi, dunque senza generare flussi finanziari verso il paese, la possibile approvazione di nuove sanzioni contro Tehran da parte dell'Unione europea mette a rischio il credito in consegne petrolifere che la compagnia italiana vanta nei confronti della National Iranian Oil Company (Nioc), pari a circa 2 miliardi di dollari²⁰. Non a caso, sulla possibilità di esclusione da un possibile embargo petrolifero delle consegne a rimborso si è registrata piena comunanza di intenti tra la dirigenza Eni e il governo. Quest'ultimo si è dichiarato pronto a sostenere le nuove sanzioni contro il regime di Tehran a patto che queste vengano introdotte gradualmente e non compromettano la riscossione dei crediti già accumulati²¹.

3. I canali alternativi di approvvigionamento energetico

Sullo sfondo dell'instabilità congiunturale che caratterizza la regione nordafricana e mediorientale, una valenza strategicamente rilevante assume, da un lato, il rafforzamento della cooperazione energetica con la Russia e, dall'altro, i progressi registrati sul versante caspico nel corso del 2011. Nell'area del

¹⁹ *Platts Oilgram News*, 19 ottobre 2011.

²⁰ Il debito accumulato dalla Nioc nei confronti di Eni si fonda sulle attività svolte dalla compagnia, tra il 2001 e il 2009, nei giacimenti di Balal e Dorood, in cooperazione con la compagnia francese Total, e in quelli di South Pars e Darquain, nei quali Eni è operatore.

²¹ Si veda l'intervista al presidente del Consiglio Mario Monti in «Le Figaro», 4 gennaio 2012.

bacino del Mar Caspio – e più precisamente nelle Repubbliche litoranee (Azerbaijan, Kazakistan e Turkmenistan) – si concentrano, infatti, riserve di idrocarburi tra le più rilevanti dello spazio eurasiatico, passibili di dare sostanza all'apertura di un canale di approvvigionamento energetico extra-europeo alternativo a quello russo e mediorientale²².

3.1. L'area del Mar Caspio

A partire dall'inizio del secolo l'approvvigionamento energetico italiano ha già beneficiato della parziale rottura dell'isolamento infrastrutturale dei paesi produttori dell'area caspica in relazione al petrolio e potrebbe presto beneficiarne in relazione anche al settore del gas naturale. L'avvio dell'esportazione di petrolio dall'Azerbaijan, prima attraverso il porto georgiano di Supsa sul Mar Nero e successivamente attraverso il terminale turco di Ceyhan sul Mediterraneo, ha, infatti, garantito all'Italia volumi crescenti di greggio, passati da 35.000 a circa 220.000 barili al giorno nel decennio 2000-2010²³. Come già sottolineato, per effetto combinato dell'azzeramento delle forniture libiche e dell'incremento delle importazioni dall'Azerbaijan (salite a 250.000 barili), il paese caucasico è risultato nel 2011 il primo fornitore di greggio all'Italia, arrivando a coprire il 17,3% delle importazioni.

L'importanza della repubblica azerbaijana quale produttore di idrocarburi è d'altra parte destinata ad approfondirsi con la prossima apertura di un più rilevante canale di esportazione di gas verso i mercati europei e potenzialmente italiani. La seconda fase di sfruttamento del giacimento *off-shore* di Shah Deniz (SDII) assicurerà all'Azerbaijan, a partire dal 2017, una

²² I tre paesi possedevano congiuntamente il 3,4 e il 6% delle riserve mondiali di petrolio e gas provate alla fine del 2010. Inoltre, secondo le stime dell'International Energy Agency, l'entità delle riserve di idrocarburi recuperabili nei tre paesi potrebbe raddoppiare i volumi di petrolio e gas attualmente provati. Bp, *Statistical Review of World Energy 2011*, cit.; International Energy Agency, *World Energy Outlook 2010*, Paris, Oecd-Iea, 2010, pp. 500 e 524.

²³ Ministero dello Sviluppo economico, *Importazioni Olio greggio paesi di provenienza*, in «Bollettino petrolifero», edd. 2000 e 2010.

produzione annua di 16 Gmc, ossia un raddoppio dell'attuale capacità totale del paese. Di questi nuovi volumi, 1,5 Gmc saranno destinati ai crescenti mercati azerbaiiano e georgiano, 6 a quello turco e i restanti 8,5 ai mercati dell'Europa occidentale. Inoltre, la recente scoperta, da parte della compagnia francese Total, di un ingente giacimento gassifero al largo della penisola di Absheron – passibile di contenere riserve di gas fino a 1.000 Gmc – potrebbe ampliare notevolmente le riserve stimate dell'Azerbaiiano, approfondendone la valenza nel quadro della geopolitica energetica eurasiatica²⁴.

Sullo sfondo della crescente domanda di gas proveniente dai mercati europei e del perseguimento da parte delle istituzioni europee di una politica di diversificazione dei canali di approvvigionamento, attorno all'acquisizione e al trasporto del gas azerbaiiano è andata sviluppandosi un'accesa competizione tra progetti infrastrutturali alternativi, che dovrebbe concludersi nel 2012 con l'assegnazione del gas a uno dei consorzi internazionali che hanno presentato piani di trasporto al consorzio titolare dei diritti di sfruttamento di SDII²⁵. Due dei quattro piani infrastrutturali presentati a ottobre 2011 e potenzialmente realizzabili entro il 2017 – l'Interconnettore Turchia-Grecia-Italia (Itgi) e il Trans-Adriatic Pipeline (Tap) – sono progettati lungo una rotta tra la Grecia e le coste pugliesi. L'Itgi prevedrebbe il trasporto di 10 Gmc/anno di gas attraverso gli Interconnettori Turchia-Grecia (Itg) e Grecia-Italia (Igi), mentre il Tap, lungo una rotta sostanzialmente analoga, collegherebbe Grecia e Italia attraverso l'Albania e un tratto *off-shore* nello stretto di Otranto.

Tanto il secondo governo Prodi (2006-2008) quanto il quarto governo Berlusconi (2008-2011) hanno attivamente sostenuto l'Itgi tanto a livello multilaterale quanto nei rapporti bilaterali con i paesi coinvolti dal transito del gasdotto²⁶. Il

²⁴ Bloomberg, 9 settembre 2011.

²⁵ Il consorzio titolare dei diritti di sfruttamento di SDII è partecipato da Statoil e Bp, con una quota pro capite del 25,5%, dalla compagnia azera Socar, la russa Lukoil, la francese Total, l'iraniana Nioc (10% ciascuna) e la turca Tpaoc (9%).

²⁶ Nel corso del 2011 l'Itgi è stato parte integrante dei colloqui tenutisi, in gennaio, tra il sottosegretario agli Affari esteri Alfredo Mantica e l'omologa turca, Ayse Sezgin, e in maggio tra il ministro degli Esteri Franco Frattini e

progetto beneficia peraltro anche del sostegno delle autorità di Atene, contrarie all'inclusione dell'Albania nei progetti infrastrutturali lungo il corridoio meridionale dell'Ue. D'altra parte, in ragione della significatività del progetto per la politica di diversificazione degli approvvigionamenti di gas europei e di una rotta ricadente interamente in territorio comunitario, l'Itgi ha ottenuto l'etichetta, finanziariamente e politicamente rilevante, di «progetto d'interesse europeo» nel quadro dell'asse prioritario del gas «Paesi del Mar Caspio-Medio Oriente-Unione europea» (Ng3) da parte della Commissione europea. La stessa istituzione, nel 2010, ha poi incluso l'infrastruttura tra i progetti sostenuti nell'ambito del Piano europeo di ripresa economica, con un'offerta di cofinanziamento pari a 100 milioni di euro²⁷.

Il progetto Tap, frutto di un accordo tra la compagnia norvegese Statoil, la svizzera Egl e la tedesca E.On Ruhrgas, presenta invece due centrali punti di forza: da un lato, la presenza di Statoil nel consorzio titolare dei diritti di sfruttamento di SDII; dall'altro, il costo relativamente contenuto preventivato per la realizzazione dell'infrastruttura a fronte di una capacità incrementabile nel tempo – attraverso l'installazione di compressori aggiuntivi – da 10 a 20 Gmc/a. Punto, quest'ultimo, tanto più significativo nella misura in cui la scalabilità della capacità di trasporto costituisce uno dei requisiti posti dal consorzio SDII per l'assegnazione del gas.

La colonna portante della politica europea di promozione dell'asse Ng3 è tuttavia costituita dal più ambizioso progetto Nabucco, deputato al trasporto di 31 Gmc/a dall'Anatolia ai terminali di Baumgarten, in Austria, attraverso i territori bulgaro, rumeno e ungherese. Da Baumgarten il gas potrebbe essere esportato anche in Italia attraverso il gasdotto Trans-Austria-Gasleitung (Tag) operante al di sotto della propria capacità di trasporto. Se l'ampia capacità del Nabucco rappresenta la principale motivazione alla base del sostegno di Bruxelles al progetto, al tempo stesso essa costituisce la principale causa di

l'omologo greco, Dimitris Droustas. Vedi comunicati del Ministero degli Esteri, 13 gennaio 2011 e del 24 maggio 2011.

²⁷ Decisione n. 1364/2006/CE; Comunicato stampa dell'Unione europea n. IP/10/231, 4 marzo 2010.

debolezza del progetto in termini di profittabilità e concreta realizzabilità.

A fronte degli elevati investimenti preventivati per la costruzione del gasdotto, il Nabucco sconta, infatti, difficoltà apparentemente insormontabili tanto sul versante dell'offerta quanto della domanda di gas. Da quest'ultima angolatura, le incerte prospettive di ripresa dei consumi energetici europei dopo il calo generato dalla crisi del 2008-2009 non sembrano giustificare l'ampia offerta di gas che il Nabucco garantirebbe in Europa, tanto più in una fase di aumento della disponibilità di Gnl e di avvio di progetti di sfruttamento del gas non convenzionale. Al contempo – e nonostante i notevoli sforzi profusi dalla Commissione europea²⁸ – gli ostacoli politici e logistici al coinvolgimento nel progetto di paesi produttori di gas dell'area mediorientale (Iraq, Iran) o centrasiatatica (Turkmenistan) rendono l'Azerbaigian l'unica concreta, ma insufficiente fonte di approvvigionamento del gasdotto. In questa particolare congiuntura le possibilità di concreta realizzazione del Nabucco restano scarse, mentre acquisiscono maggior realizzabilità le infrastrutture, quali Itgi o Tap, di portata più ridotta²⁹.

La crescente rilevanza dell'area di produzione del Mar Caspio per gli approvvigionamenti energetici italiani, rimarcata dal sostegno tradizionalmente assicurato allo sviluppo di un canale energetico caspico dai governi succedutisi in Italia nel corso dell'ultimo decennio, è approfondita dalle attività di Eni sulla sponda orientale del bacino, in Turkmenistan e soprat-

²⁸ Oltre ad aver attribuito al gasdotto l'etichetta di «progetto di interesse prioritario» per l'Ue e ad aver nominato un coordinatore europeo con il mandato di facilitarne l'avanzamento, la Commissione ha ottenuto mandato – senza precedenti – a negoziare direttamente con Azerbaigian e Turkmenistan, per conto dei 27 paesi membri, i termini degli impegni contrattuali da intraprendere per l'apertura di un canale di approvvigionamento e, non secondariamente, gli accordi legali e commerciali necessari per la predisposizione di un collegamento infrastrutturale trans-caspico tra la sponda turkmena del bacino e quella azera.

²⁹ Ai tre menzionati progetti di trasporto si è aggiunta la proposta, avanzata da Bp, di costruire un gasdotto – South East European Pipeline – della capacità di 10 Gmc/a di gas tra la Turchia e l'Austria attraverso Bulgaria, Romania e Ungheria, lungo un percorso sostanzialmente analogo a quello del Nabucco. A differenza di quest'ultimo, tuttavia, esso fungerebbe meramente da interconnettore tra infrastrutture già esistenti, abbattendo i costi di realizzazione.

tutto in Kazakistan. Impegnata nel paese sin dal 1992, Eni ha solo di recente risolto una serie di contenziosi legali che hanno ostacolato e ritardato il pieno sviluppo delle attività di estrazione di idrocarburi nel paese che conserva le maggiori riserve petrolifere dell'area centrasiatatica. Le attività di *upstream* in Kazakistan hanno, infatti, risentito di lunghe vertenze ruotanti attorno al tentativo delle autorità di riequilibrare le condizioni degli accordi sottoscritti negli anni Novanta – in una fase di picco negativo dei prezzi degli idrocarburi – e, contemporaneamente, di assicurare una maggior partecipazione alla compagnia energetica nazionale, la KazMunaiGaz (Kmg), nei consorzi titolari dei diritti di sfruttamento delle risorse. Questa dinamica ha interessato, in particolare, lo sviluppo del maxi-giacimento di Kashagan, scoperto nel 2000 e del quale Eni era operatore sulla base del *production sharing agreement* del 1997. La chiusura del contenzioso legale, nel 2008, ha dunque comportato la riduzione delle quote in capo ai membri del consorzio della North Caspian Operating Company (Ncoc) per assicurare l'ingresso di Kmg, e la rinuncia di Eni al ruolo di operatore unico, oggi condiviso con gli altri membri della Ncoc³⁰. L'avvio della prima fase di produzione a Kashagan – inizialmente fissato per il 2005 e della quale Eni è responsabile – è così slittato, anche per le difficoltà tecniche dei processi di esplorazione, sino al dicembre 2012, data concordata con le autorità di Astana e recentemente confermata dall'amministratore delegato di Eni, Scaroni³¹. La diluizione delle quote dei membri di un consorzio titolare di diritti di sfruttamento energetici per consentire la partecipazione di Kmg è stata la soluzione adottata per chiudere anche un altro contenzioso legale che bloccava i piani di *upstream* in Kazakistan. Si tratta dei diritti di sfruttamento del giacimento di Karachaganak, detenuti dalla società Karachaganak Petroleum Operating (Kpo), partecipata da Eni e Bg Group, in qualità di co-operatori (con il 32,5% delle quote ciascuno), Chevron (20%) e Lukoil (15%). Sulla base dell'accordo, annunciato nel dicembre 2011, KazMunaiGaz è entrata

³⁰ La North Caspian Operating Company è attualmente composta da Eni, KazMunaiGaz, Total, Shell, ExxonMobil (con quote del 16,81%), ConocoPhillips (8,40%) e Inpex (7,56%).

³¹ «Staffetta Quotidiana», 19 maggio 2011.

nel Kpo con una quota del 10% per un corrispettivo di un miliardo di dollari³².

3.2. La Russia

Sin dalla dissoluzione dell'Unione Sovietica, l'area del Caspio ha rappresentato, prima ancora che una delle più rilevanti frontiere produttive per l'Eni, uno dei più significativi ambiti nei quali si è rafforzata la cooperazione bilaterale in materia energetica con la Russia, che resta partner privilegiato per le strategie energetiche nazionali e per la crescita del portafoglio estero delle compagnie italiane. La Russia è il principale fornitore italiano di idrocarburi e, in un'ottica di crescente interdipendenza fondata sulla reciprocità degli interessi, rappresenta un fondamentale partner per le attività di esplorazione e produzione future. La Russia è inoltre un rilevante mercato finale anche per le imprese italiane: non è un caso che una parte consistente dei profitti generati da Enel nel primo semestre del 2011 siano derivati dalle attività svolte in Russia dove, attraverso la controllata Osk-5, ha inaugurato le prime due centrali elettriche italiane nell'area del Caucaso settentrionale e negli Urali³³. Insieme a Eni e alle compagnie russe Gazprom Neft e Novatek – consorziate nella società SeverEnergia – Enel è inoltre in procinto di avviare l'estrazione di gas negli ingenti giacimenti siberiani di Jamalo-Nenec.

D'altra parte, nell'attuale congiuntura internazionale del settore gas la cooperazione energetica con la Russia e, in particolare, i progetti infrastrutturali congiunti assumono per l'Italia una rinnovata strategicità, ribadita con forza dai principali esponenti del governo Berlusconi³⁴. Il riferimento va principalmente

³² Comunicato stampa di Eni, 14 dicembre 2011.

³³ Comunicato stampa di Eni, 15 luglio 2011 e 25 luglio 2011.

³⁴ Si veda, in questo senso, l'intervento del ministro Frattini al Consiglio di Cooperazione economica, industriale e finanziaria tenutosi alla Farnesina nel maggio 2011 e le dichiarazioni rilasciate dal ministro dello Sviluppo economico Paolo Romani a margine della visita ufficiale condotta a Mosca in luglio. Vedi comunicati del Ministero degli Esteri del 24 giugno 2011 e del Ministero dello Sviluppo economico del 14 luglio 2011.

al progetto South Stream, risolutamente (e mediaticamente) rilanciato nel corso del 2011. Il gasdotto, frutto di un'intesa tra Eni e Gazprom del 2007, prevede l'esportazione entro il 2015 di 63 Gmc/a di gas dai terminali russi di Novorossijsk, sul Mar Nero, sino all'Austria e, attraverso una diramazione meridionale, sino alla costa pugliese. Il percorso del South Stream – ancora da ufficializzare – prevede un tratto *off-shore* nel Mar Nero e uno terrestre attraverso Bulgaria, Romania, Ungheria e Serbia sino ai terminali austriaci di Baumgarten. Allo studio sono inoltre due diramazioni in grado di portare il metano russo in Italia o lungo una diramazione settentrionale, tra Ungheria, Slovenia e Friuli-Venezia Giulia, o lungo una diramazione meridionale, tra Bulgaria, Grecia e le coste pugliesi.

Tuttavia, analogamente a quanto avviene per il Nabucco, la capacità programmata del gasdotto South Stream – ideato in una fase, quella della prima metà degli anni Duemila, di forte espansione della domanda europea di gas – sembra eccedere i reali bisogni del consumo in Europa. Non è un caso che, a partire dalla primavera 2011, Gazprom e il governo russo abbiano valutato differenti soluzioni in grado di minimizzare i costi di realizzazione del gasdotto rendendolo economicamente profittevole³⁵. In questa prospettiva, la parcellizzazione del tratto *off-shore* del gasdotto attraverso la successiva posa di quattro condutture parallele della capacità di circa 15 Gmc/a ciascuna, sembra emergere come principale alternativa per razionalizzare i costi di realizzazione, andare incontro alla contrazione della domanda europea e conferire maggior flessibilità al progetto. D'altra parte, diversa rispetto al Nabucco è la logica che sottende alla realizzazione del South Stream, ideato principalmente per aggirare la «strozzatura» di quel transito attraverso l'Ucraina – dalla quale transita circa l'80% del metano russo diretto in Europa – che non ha mancato in passato di generare crisi bilaterali tra Mosca e Kiev con pesanti ricadute sugli approvvigionamenti europei. Prima ancora che risentire dell'andamento delle relazioni bilaterali russo-ucraine, l'affidabilità del

³⁵ Si vedano le dichiarazioni dell'allora vice-primo ministro e presidente di Rosneft, Igor Sechin, riportate nell'articolo di R. Miraglia, *Dubbi di Mosca su South Stream*, in «Il Sole 24 Ore», 18 marzo 2011, p. 14.

transito attraverso l'Ucraina risente, infatti, dell'obsolescenza della rete infrastrutturale del paese, per ammodernare la quale sarebbero richiesti, secondo Gazprom, investimenti superiori a quelli richiesti per la posa del South Stream – investimenti non sostenibili da parte di Kiev e che Gazprom sarebbe disposta ad assumersi solo a seguito della sostanziale acquisizione della rete stessa, ipotesi strenuamente rifiutata dal governo ucraino³⁶.

Il controllo del *midstream* europeo rappresenta dunque la chiave di volta della strategia energetica tradizionalmente perseguita da Gazprom, nonché la logica soggiacente al progetto South Stream. In questa prospettiva, il principale ostacolo alla realizzazione del gasdotto è dunque costituito, più che dalla contrazione della domanda europea di gas, dalla normativa di *unbundling* introdotta dal c.d. «terzo pacchetto energia» approvato dall'Ue nel 2009³⁷. Prevedendo la separazione proprietaria delle reti dalle società di produzione e distribuzione di energia, essa mina l'architettura di un progetto che prevede la costruzione e la gestione dei diversi tratti nazionali *on-shore* del gasdotto attraverso *joint venture* paritetiche tra Gazprom e le compagnie energetiche dei paesi interessati dal transito. Non è dunque un caso che la concreta realizzabilità del progetto sia andata ruotando, nel corso del 2011, attorno alla richiesta di Gazprom – indirettamente sostenuta dal governo italiano³⁸ – di attribuire al South Stream l'etichetta di «progetto di interesse europeo» nell'ambito dello sviluppo delle reti trans-europee dell'energia e di esenzione dalla normativa di *unbundling*. Parallelamente, nel tentativo di dare al gasdotto una connotazione «paneuropea» – che vada contemporaneamente incon-

³⁶ Comunicato stampa di Gazprom, 30 dicembre 2011.

³⁷ Direttive (CE) 2009/72 e 2009/73 del 13 luglio 2009.

³⁸ Un indiretto sostegno alle richieste russe è venuto dal ministro Romani, che ha sottolineato la volontà del governo di «sostenere le ragioni [del South Stream] anche in Europa, laddove si cerca di rendere meno determinante la fornitura di gas e petrolio russo», in «Ansa», 14 luglio 2011. La strategicità del progetto South Stream era stata peraltro sottolineata dal ministro Romani in occasione dell'audizione tenuta in febbraio innanzi alla commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera, nel corso della quale aveva rimarcato il «*follow out* positivo incredibile» del progetto su un piano industriale. Vedi seguito dell'audizione del Ministro dello sviluppo economico, Paolo Romani, sulle linee programmatiche del suo Dicastero, 3 febbraio 2011, p. 8.

tro alle perplessità di Eni sulla profittabilità dell'investimento sull'infrastruttura – Mosca ha spinto per l'inclusione di due compagnie chiave europee nel consorzio deputato alla costruzione del tratto *off-shore* dell'infrastruttura. Sulla base delle intese già raggiunte con Gazprom nel giugno 2010 e marzo 2011, in settembre si è così realizzato l'ingresso della compagnia francese Edf e della tedesca Wintershall nel consorzio South Stream, con una quota pro capite del 15% ceduta da Eni, che ha ridotto così la propria partecipazione al 20%, pur mantenendo i diritti acquisiti nel trasporto di gas verso i mercati europei³⁹.

Benché il commissario europeo per l'energia, Günther Oettinger, abbia riconosciuto la valenza del progetto rassicurando Gazprom sull'«equità» del comportamento della Commissione, la logica soggiacente alla politica energetica europea – ovvero la diversificazione dei fornitori di energia e, più in particolare, l'accesso diretto ai produttori del Caspio – sembra lasciare poco margine di convergenza tra gli interessi e le politiche dell'Ue e quelli del consorzio promotore del South Stream⁴⁰. La sorte del gasdotto appare, in ultima analisi, legata a quella del più ampio dialogo sulla cooperazione energetica tra Ue e Russia, rispetto al quale, tuttavia, sembra mancare una posizione condivisa tra i membri dell'Unione.

Conclusioni

La carenza strutturale di risorse energetiche ha tradizionalmente spinto i decisori economici e politici italiani al perseguimento di politiche di approvvigionamento sui mercati internazionali. La tenuta del comparto energetico innanzi alla crisi che nel 2011 ha interessato l'area nordafricana e mediorientale

³⁹ A. Scott, *Riassetto South Stream, la quota Eni scende al 20%*, in «Il Sole 24 Ore», 7 settembre 2011, p. 47.

⁴⁰ Ulteriore apertura da parte di Oettinger si è avuta in occasione della visita condotta a Mosca in dicembre, nel corso della quale il commissario ha dichiarato la possibilità di prevedere esenzioni dal «terzo pacchetto energia» europeo. A. Scott, *Tra Russia e Ue spiragli di intesa su South Stream*, in «Il Sole 24 Ore», 2 dicembre 2011, p. 20.

ha mostrato l'efficacia della strategia italiana di diversificazione dei canali di approvvigionamento. Favoriti dalla fluidità del mercato del petrolio e dalla congiunturale «lunghezza» di quello del gas, gli approvvigionamenti italiani hanno, infatti, risentito solo marginalmente di una crisi potenzialmente grave. Al contempo, le politiche infrastrutturali attuate nei passati decenni hanno offerto la miglior garanzia per la continuità della cooperazione energetica davanti ai rischi connessi ai cambi di regime.

D'altra parte, il tema dell'energia ha tradizionalmente costituito uno dei pilastri sui quali l'Italia ha costruito il proprio ruolo e la propria proiezione regionale e internazionale sin dal secondo dopoguerra. Nel mutato e mutevole contesto internazionale post-bipolare, nel quale il tema della sicurezza energetica è tornato in cima alle agende governative mondiali, la cooperazione energetica torna a costituire una delle risorse fondamentali per la visione e la proiezione globale del paese. Su questo sfondo, le necessità di approvvigionamento nazionale, le strategie di crescita all'estero delle principali compagnie energetiche nazionali e le direttrici di politica estera nello scacchiere mediterraneo ed eurasiatico hanno generato un circolo virtuoso in grado di assicurare la sicurezza energetica del paese e, parallelamente, sembrano convergere sul tentativo di fare della penisola un vitale *hub* energetico regionale complementare a quello dell'Europa settentrionale.

Per conseguire questo obiettivo occorre tuttavia che i meccanismi di tutela della sicurezza energetica nazionale «dall'interno» siano resi complementari a quelli «dall'esterno» e che l'Italia si doti di una coerente strategia energetica nazionale, in grado di consolidare la diversificazione dei canali di approvvigionamento energetico e il progressivo ampliamento dei fornitori e delle tecnologie di trasporto degli idrocarburi e, in particolare, del gas. L'ampliamento della capacità nazionale di stoccaggio, l'adeguamento della rete e l'avanzamento degli impianti di rigassificazione progettati sul territorio nazionale appaiono, in questo senso, necessità ineludibili.

L'obiettivo di assurgere ad *hub* energetico regionale richiederebbe inoltre la realizzazione di infrastrutture di esportazione verso gli altri paesi europei, che dovrebbero diventare i mercati finali del gas in transito in Italia. Si tratta di un obiettivo am-

bizioso, che, oltre alla definizione di una strategia energetica nazionale, richiederebbe un forte impegno di politica estera a livello europeo per consentire il rafforzamento delle interconnessioni internazionali tra paesi consumatori, andando oltre il «terzo pacchetto energia» europeo del 2009, di cui nel 2011 è stato ultimato il recepimento⁴¹. Lo sviluppo delle interconnessioni europee rappresenterebbe, parallelamente, una preziosa forma di garanzia per i paesi Ue rispetto all'inevitabile rischio di interruzione degli approvvigionamenti collegato all'elevata dipendenza dalle forniture estere. Prima ancora che salvaguardare i membri dell'Unione dalle ripercussioni di potenziali crisi regionali degli approvvigionamenti, le interconnessioni europee potrebbero inoltre contribuire a dare coerenza all'azione spesso isolata delle principali compagnie energetiche europee.

La gestione della crisi libica sul versante degli approvvigionamenti petroliferi ha poi dimostrato la rilevanza dell'azione multilaterale e del sostegno al funzionamento delle istituzioni del mercato. Un altro aspetto nel quale emerge la necessità di trovare in un contesto multilaterale i mezzi sufficienti ad agire è quello della tutela della libertà di navigazione. Nel 2011 l'Italia è stata attivamente impegnata nelle operazioni di contrasto alla pirateria al largo del Corno d'Africa (missioni Eu Navfor Atalanta e Nato Ocean Shield), che date le risorse richieste e la vastità del compito non possono che essere affrontate insieme agli alleati. Un caso analogo, anche se più controverso, è quello delle sanzioni all'Iran, che nel corso del 2011 ha conosciuto un aggravamento della situazione, che rende quanto mai necessario un approccio multilaterale il più inclusivo possibile. Il sostegno alle iniziative multilaterali rappresenta, d'altra parte, uno strumento privilegiato per bilanciare i rapporti bilaterali con paesi produttori – come Libia, Russia e Iran – non necessariamente allineati con le politiche della comunità atlantica e riconfermare la chiara collocazione dell'Italia nel quadro multilaterale della Nato, dell'Ue e delle Nazioni Unite.

L'importanza dell'azione multilaterale in campo energetico non è tuttavia solo una questione di mezzi, ma è anche collegata alle scelte di lungo periodo di politica economica dell'Italia

⁴¹ D.lgs. n. 93 del 1° giugno 2011.

e degli altri paesi occidentali, che hanno preferito avere mercati più o meno concorrenziali anziché una serie di monopolisti pubblici nazionali. Mentre in un regime monopolistico l'interesse e le azioni dell'impresa di stato coincidono (almeno in teoria) con l'interesse del paese, laddove a rifornire i mercati finali sono imprese private in concorrenza tra loro il ruolo dei decisori politici è necessariamente quello della creazione di un contesto in cui questi operatori possano agire. Si tratta in primo luogo di definire il quadro regolatorio, che per un mercato globale deve necessariamente coinvolgere in un quadro multilaterale i diversi attori interessati e difficilmente può essere frutto di un'azione unilaterale. In prospettiva, la costante crescita dei consumi dei paesi emergenti – e della loro quota di mercato – renderà necessario per l'Italia e suoi tradizionali alleati trovare forme di cooperazione più stretta con questi paesi. Consentire al mercato di funzionare e riorganizzarsi in base alla nuova geografia dei consumi rappresenta l'unico modo per evitare che la conflittualità per gli approvvigionamenti si traduca in scarsità e aumento dei prezzi, o peggio in instabilità regionale.