

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 13/14 – gennaio/giugno 2013

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Gennaio/Giugno 2013

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda e Antonio Villafranca

Approfondimento di Nicolò Rossetto

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

Introduzione	3
1. Analisi comparata degli Stati europei	8
1.1. Italia	13
1.2. Germania	17
1.3. Francia	19
1.4. Regno Unito	20
1.5. Spagna	21
1.6. Polonia	22
1.7. Croazia	24
Politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas	25
2.1. Russia e vicini orientali	25
2.2. Bacino del Caspio	29
2.3. Turchia e Vicino Oriente	32
2.4. Nord Africa	39
Corridoi europei del gas	41
3.1. Corridoio Nord-Orientale	41
3.2. Corridoio Sud-Orientale	41
3.3. Corridoio Mediterraneo	45
La rivoluzione del non convenzionale statunitense e l'impatto sui mercati europei ..	46

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

INTRODUZIONE

Il primo semestre del 2013 è stato caratterizzato da una sostanziale continuità rispetto alle principali tendenze registrate nel corso del 2012. L'asse della domanda energetica globale si sta spostando verso i **grandi consumatori asiatici**, mentre le economie industrializzate perdono progressivamente la propria centralità (v. *Focus* 12/2012). Questa tendenza è evidente nel mercato petrolifero: nel 2012, nonostante la contrazione della domanda statunitense (-2%) ed europea (-3,5%), a livello globale la domanda è cresciuta di circa l'1%, guidata dalla domanda cinese (+4,5%).

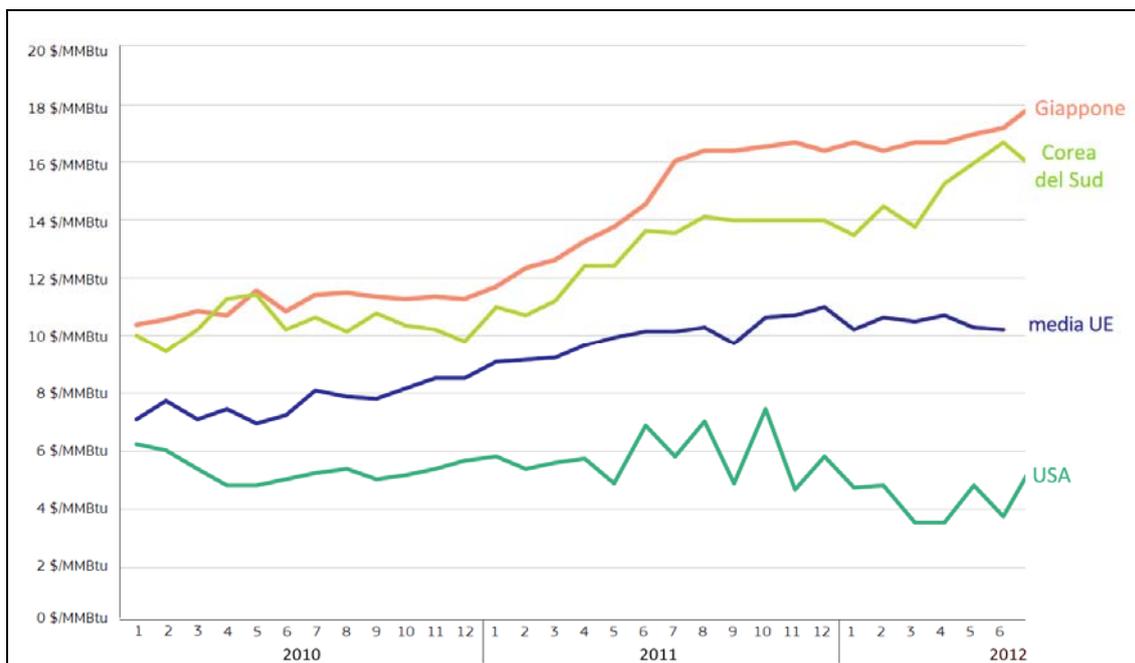
La seconda tendenza che va consolidandosi è la **ridefinizione della geografia dell'offerta**: lo sfruttamento delle riserve non convenzionali di gas e petrolio sta progressivamente accrescendo la produzione energetica al di fuori del Medio Oriente e dell'ex-Unione Sovietica. Questa dinamica contribuisce in misura significativa alla diversificazione dell'offerta energetica sui mercati internazionali, accrescendone la stabilità e riducendo le pressioni sui prezzi causate dall'aumento della domanda dei Paesi emergenti. In questo caso, gli Stati Uniti stanno mantenendo la propria centralità grazie al crescente sfruttamento delle proprie risorse non convenzionali di idrocarburi (greggio e metano).

Le tendenze globali si riflettono con forza nel settore del **gas naturale**: il mercato regionale asiatico sta assorbendo volumi crescenti di importazioni, sia via tubo, sia sotto forma di **gas naturale liquefatto** (GNL) trasportato via metaniera. Per quest'ultimo, i mercati asiatici rappresentano già il centro degli scambi mondiali, arrivando ad assorbire nel 2012 il 71% di tutti i traffici (nel 2011 era il 64%). La crescita della domanda asiatica di GNL si concentra in cinque Paesi: Giappone, Corea del Sud, Cina, India e Taiwan.

Il **Giappone** è il più importante mercato mondiale di GNL (importa più del doppio di tutta l'UE) e nel 2012 ha conosciuto un'espansione (+11%) a causa della necessità di sostituire la produzione elettrica delle centrali nucleari fuori uso con quella di centrali termoelettriche alimentate a gas naturale. Le recenti dichiarazioni del governo di voler rinnovare il parco di centrali nucleari del Paese e i prezzi particolarmente elevati dell'approvvigionamento estero nipponico lasciano tuttavia prevedere che l'aumento di importazioni sia un fatto almeno in parte transitorio, sebbene con un orizzonte temporale di medio periodo.

Nel caso degli altri importatori asiatici di GNL, l'aumento di domanda è dovuto alla sostenuta crescita economica e alla conseguente necessità di espandere e differenziare la generazione elettrica. L'effetto combinato della crescita della domanda e della posizione geografica lontana dai giacimenti ha contribuito a mantenere i **prezzi del GNL** su quei mercati particolarmente elevati (v. *Figura 1*).

Figura 1 – Il prezzo del gas naturale liquefatto sui diversi mercati



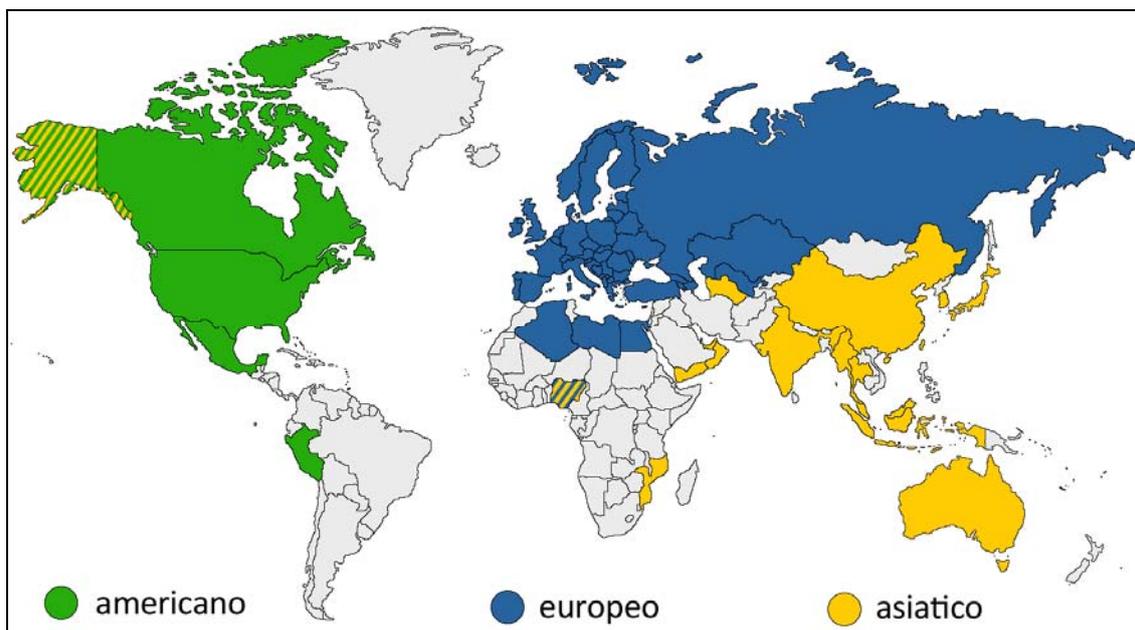
Fonte: elaborazione su dati Commissione europea – DG Energy.

Il fatto che nonostante differenziali così elevati non si siano creati importanti flussi da un'area all'altra è dovuto al persistere della **natura prevalentemente regionale dei mercati** del gas naturale. Alla base di questa situazione vi sono diversi fattori, innanzitutto economici e contrattuali. Sebbene il GNL consenta in teoria flessibilità, il costo del trasporto del metano liquefatto sulle lunghe distanze riduce sensibilmente le opportunità di arbitraggio. Inoltre, il 75% del GNL è coperto da contratti di lungo periodo con caratteristiche analoghe ai contratti dei metanodotti europei, con conseguente ulteriore riduzione dei volumi liberi da allocare in base a segnali di prezzo.

Accanto alle valutazioni economiche vi sono poi rilevanti **valutazioni politiche**, come nel caso degli **Stati Uniti**. L'abbondanza di gas naturale creata dal boom del **gas da argille (shale gas)** ha determinato un drastico abbassamento dei prezzi, con importanti benefici in termini di competitività. L'Amministrazione statunitense ha un forte interesse a mantenere queste condizioni e infatti la possibilità di esportare GNL è subordinata a una stringente autorizzazione governativa, che ha l'effetto di calmierare l'esportazione e mantenere relativamente isolato il mercato nordamericano (v. *Approfondimento*).

I mercati regionali si distinguono anche per il diverso ruolo che le quotazioni del greggio hanno nell'influencare il prezzo del gas naturale. Nel caso del mercato americano, il prezzo del gas tende a variare in modo tendenzialmente indipendente, in base ai fondamentali di domanda e offerta. Per questo, a partire dallo sviluppo della produzione non convenzionale, il prezzo del gas su quel mercato ha iniziato a scendere anche quando quello del petrolio saliva.

Figura 2 – I mercati regionali del gas naturale



© Matteo Verda

Completamente diversa la situazione per gli altri due grandi mercati regionali, quello europeo e quello asiatico. In entrambi i casi, le quotazioni del greggio rappresentano il punto di riferimento di prezzo di gran parte dei contratti di lungo periodo. Di conseguenza, le variazioni del **prezzo del petrolio** – soprattutto i rialzi – si trasmettono inevitabilmente ai consumatori di gas naturale, a prescindere dalle dinamiche di domanda e offerta effettivamente presenti. In questo modo, il prezzo del petrolio influenza direttamente la competitività delle economie asiatiche ed europee più dipendenti dalle importazioni.

Le oscillazioni del prezzo del petrolio hanno anche tuttavia un importante effetto indiretto sulla sicurezza energetica dei Paesi importatori. I **principali produttori**, infatti, hanno negli ultimi anni aumentato considerevolmente la spesa pubblica grazie alle quotazioni particolarmente alte del greggio.

Questa espansione della **spesa pubblica** è stata funzionale, nei Paesi mediorientali e nordafricani, ad adottare politiche di sussidio e di redistribuzione allo scopo di evitare il contagio dei fenomeni di instabilità politica, come quelli che hanno colpito la Libia, la Tunisia e l'Egitto. Nel caso della Russia, invece, l'aumentata capacità di spesa è stata necessaria ad aumentare la spesa sociale e quella per l'ammodernamento degli apparati pubblici, tra cui quelli di difesa.

Con l'eccezione della Norvegia, tutti i grandi produttori di gas si trovano attualmente in una condizione delicata: un'eventuale repentina **discesa delle quotazioni** del greggio implicherebbe una drastica **riduzione delle rendite** e quindi della capacità di spesa pubblica, con conseguente perdita di consenso e aumento dei rischi di destabilizzazione.

Nonostante la creazione in molti Paesi di importanti riserve valutarie e di fondi sovrani di investimento, infatti, il livello di dipendenza dai flussi di cassa delle rendite è tale

che gli accantonamenti potrebbero servire solo come misura tampone di brevissimo periodo.

Le attuali previsioni relative alle quotazioni del greggio sono orientate verso una certa **stabilità di breve-medio periodo** (2 anni), dovuta all'equilibrarsi della nuova capacità produttiva e della crescente domanda asiatica. Nel medio periodo (2-5 anni) le previsioni sono di moderata contrazione delle quotazioni, ma il livello di incertezza sulla previsione aumenta in modo significativo a causa della complessità dei fattori economici e geopolitici rilevanti.

Nel medio-breve periodo esiste tuttavia un rischio rilevante per la stabilità dei mercati internazionali e per la sicurezza energetica nazionale. Qualora la produzione si rivelasse sovrabbondante e, soprattutto, la congiuntura economica internazionale si rivelasse più debole delle attese, sarebbe possibile ipotizzare una rapida contrazione delle quotazioni, fino anche a 80 dollari al barile.

Attualmente, la quotazione del *Brent dated* – il riferimento internazionale – è di poco superiore ai 100 dollari al barile, che è anche approssimativamente il livello a cui molti governi dei Paesi produttori di idrocarburi (Russia, Algeria, Arabia Saudita) raggiungono il **pareggio di bilancio pubblico**, corrente e per il prossimo triennio. Scendere sotto questo livello si tradurrebbe prima in un deficit, poi in crisi di liquidità per il pagamento della spesa pubblica e infine in instabilità politica.

Si tratta di uno scenario caratterizzato da bassa probabilità, ma il cui impatto potrebbe rivelarsi particolarmente alto. L'**instabilità politica**, soprattutto nei Paesi nordafricani e mediorientali, rischierebbe di portare rapidamente a scontri e attività terroristiche in grado di compromettere le **infrastrutture di esportazione** (v. oltre per il caso algerino).

La minaccia sarebbe particolarmente grave per Paesi molto dipendenti dalle importazioni, come l'Italia. Tuttavia le ripercussioni sul funzionamento dei mercati internazionali colpirebbero tutti i Paesi, anche quelli più indipendenti dal punto di vista energetico. Data la natura del mercato petrolifero, infatti, un'eventuale marcata **volatilità dei prezzi del greggio** interesserebbe direttamente anche i prezzi delle produzioni interne, con importanti conseguenze recessive.

Per quanto concerne le possibili azioni politiche per evitare il verificarsi di situazioni destabilizzanti o per contenerne gli effetti, occorre considerare che la complessità del mercato petrolifero e la sua dimensione globale rendono sostanzialmente inefficace qualunque iniziativa puramente nazionale. Si impone dunque la necessità di un coordinamento nelle principali sedi internazionali: l'**OCSE**, che attraverso l'Agenzia Internazionale dell'Energia rappresenta il più grande raggruppamento mondiale di consumatori, e il **G-20**, che rappresenta il foro internazionale maggiormente rappresentativo di tutte le grandi dinamiche di consumo energetico globale.

Il **primo capitolo** del Focus è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas e all'evoluzione infrastrutturale dei **principali mercati europei**, con specifico riferimento alle tendenze registrate nel corso del 2012 e del primo semestre 2013. Oltre alla situazione

dei principali Paesi, sarà anche brevemente analizzata quella della **Croazia**, che dal primo luglio 2013 è il ventottesimo Stato membro dell'Ue.

Il **secondo capitolo** è invece dedicato all'offerta e, nello specifico, alle politiche dei Paesi produttori di gas naturale e dei Paesi di transito dei gasdotti attualmente in funzione o in fase di progettazione/realizzazione. Ai recenti sviluppi del sistema di infrastrutture di trasporto e alle prospettive di realizzazione di nuovi progetti è poi dedicato il terzo capitolo. Il Focus è infine completato da un approfondimento dedicato alla rivoluzione del non convenzionale statunitense e l'impatto sui mercati europei.

1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

UNIONE EUROPEA			
Consumo di gas	466	Gmc	(2012)
Variazione annuale	- 2,2	%	(2012)
Dipendenza da import	66	%	(2011)
Gas sul totale dei consumi	24	%	(2011)
Prezzo gas (residenziale)	0,77	€/mc	(2012/s2)
Prezzo gas (industriale)	0,45	€/mc	(2012/s2)



Il perdurare della difficile situazione economica europea continua a condizionare negativamente l'andamento dei mercati energetici¹. I consumi di gas naturale non fanno eccezione: nel corso del 2012 il **fabbisogno europeo si è complessivamente contratto del 2,2%**, ossia di circa 10 miliardi di metri cubi (Gmc). Per avere un paragone, si tratta di un quantitativo superiore ai consumi annui di tutta l'Austria. La contrazione del 2012 segue quella ancora più marcata del 2011, quando la contrazione è stata di circa 50 Gmc, una quantità superiore alle dimensioni del fabbisogno francese e pari al 9,5% del mercato².

Le prospettive di recupero dei livelli di consumo pre-crisi sono strettamente legate all'andamento macroeconomico. Per il 2013, le previsioni sono di una sostanziale stagnazione dell'economia europea, soprattutto a causa della debolezza dell'area euro (-0,4%)³. A partire dal 2014, la congiuntura economica dovrebbe migliorare, facendo ripartire la domanda di gas naturale, sia per gli usi industriali sia per la generazione elettrica. Alle attuali condizioni è tuttavia probabile che occorreranno **circa 5 anni solo per tornare ai livelli del 2010**.

La crisi economica non è tuttavia l'unico fattore ad aver inciso negativamente sui consumi europei di gas naturale. Un secondo fattore è la disponibilità di **carbone a prezzi contenuti**, che ha reso le centrali elettriche a carbone particolarmente competitive sul mercato. La generazione elettrica da carbone è stata favorita anche dal fatto che la crisi

¹ Salvo dove diversamente specificato, i dati relativi ai consumi sono di *Eurogas*. I dati relativi ai prezzi sono *Eurostat*, aggiornati al 22/05/2013 e riferiti al secondo semestre 2012. I dati relativi ai clienti residenziali si riferiscono alla classe D2, tasse incluse, della tabella [nrg_pc_202]. I dati relativi ai clienti industriali si riferiscono alla classe I4, tasse incluse, della tabella [nrg_pc_203]. I volumi di gas sono tutti uniformati a 39 MJ/mc standard.

² La contrazione è inferiore a quanto indicato nel *Focus 12/2012* perché i dati provvisori relativi ai consumi del 2011 di alcuni Paesi (Germania e Belgio, in particolare) erano sottostimati rispetto al consuntivo. I dati 2012 riportati nel presente lavoro sono stime e come tali possono anch'essi subire variazioni in sede di consuntivo.

³ Salvo dove diversamente specificato, i dati relativi agli andamenti macroeconomici sono della *Commissione europea – DG Affari economici e finanziari (European Economic Forecast, primavera 2013)*.

economica ha causato una contrazione delle emissioni di anidride carbonica (rendendo meno stringenti gli obblighi di riduzione) e un abbattimento del costo dei certificati ETS.

Un terzo fattore si è poi rivelato molto importante: l'estesa incentivazione delle fonti rinnovabili ha infatti creato un eccesso di capacità nella generazione elettrica. In molti mercati – tra cui quello italiano – all'incentivazione monetaria si sono affiancate anche alcune misure regolatorie particolarmente incisive, come la priorità di dispacciamento⁴. Il risultato, in condizioni di domanda di elettricità in calo, è stato quello di una **cannibalizzazione tra la generazione termoelettrica da gas naturale e le rinnovabili elettriche** (fotovoltaico ed eolico), i cui produttori si sono trovati particolarmente avvantaggiati sul mercato.

Se protratto nel tempo, questo processo può rappresentare una minaccia per la sicurezza energetica europea e nazionale. All'attuale livello tecnologico, infatti, non è possibile garantire la **stabilità delle forniture elettriche** prescindendo da un'ampia base di **capacità di generazione fossile**, in grado di sopperire alla variabilità e all'imprevedibilità della generazione da fonti rinnovabili discontinue. La profonda crisi attraversata dagli operatori delle centrali alimentate a gas naturale – particolarmente grave nel Regno Unito, in Spagna e in Italia – rischia tuttavia di spingere fuori dal mercato un numero crescente di operatori, con ricadute negative in termini di sicurezza.

La riduzione della capacità termoelettrica installata non è un rischio immediato. Tuttavia, se all'attuale blocco di fatto degli investimenti in nuova capacità dovesse affiancarsi anche un progressivo smantellamento degli impianti esistenti, la minaccia potrebbe emergere in un orizzonte temporale più lungo, quando la ripresa della domanda si confronterebbe con un parco centrali ridotto.

Il mantenimento di un'ampia capacità di generazione termoelettrica da gas naturale è anche funzionale alla salvaguardia della **competitività del sistema economico**. Le rinnovabili elettriche non sono ancora in uno stadio di reale competitività in regime concorrenziale (*grid-parity*). La generazione termoelettrica è dunque un elemento necessario a garantire un'offerta energetica che consenta alle attività produttive nazionali di operare in condizioni competitive a livello internazionale, rispettando al contempo gli obiettivi di riduzione delle emissioni.

La priorità dell'accessibilità e della competitività delle forniture energetiche è peraltro chiaramente emersa nel **Consiglio europeo** del 22 maggio 2013. Particolarmente significativo è il fatto che le conclusioni finali non subordinino la questione energetica a priorità in materia di contenimento delle emissioni, ma si concentrino invece sul proseguimento dell'integrazione dei mercati energetici europei e sulla riduzione dei costi dell'energia.

In alcuni contesti, come quello nordamericano (v. *Focus 12/2012* e *Approfondimento*), un contributo rilevante all'abbassamento dei costi dell'energia è arrivato dallo sfruttamento

⁴ La **priorità di dispacciamento** è la priorità, a parità di prezzo offerto, nell'ordine di merito economico con cui vengono ordinate le offerte ai fini della risoluzione del mercato.

delle riserve di **idrocarburi non convenzionali**, in particolare il gas da argille (*shale gas*). Le riserve di gas non convenzionale in Europa ammontano – secondo le stime più conservative – a non meno di 1.500 Gmc. In alcuni Paesi europei, come il Regno Unito e la Polonia, le attività di esplorazione sono già in una fase avanzata. In altri Paesi, invece, esistono divieti o moratorie sulle attività di sfruttamento delle riserve non convenzionali (v. *Figura 3*). In particolare, in Bulgaria, Cechia, Francia, Lussemburgo e Paesi Bassi il divieto è pressoché assoluto.

Figura 3 – I principali bacini di gas non convenzionale in Europa e i divieti vigenti



In giallo i bacini di gas da argille e in verde i bacini di gas in carbone; nei Paesi segnati vige una moratoria (elaborazione su fonte IEA).

Le attività di estrazione non convenzionali esistono da alcuni decenni e le evidenze scientifiche finora disponibili indicano che non esistono particolari rischi ambientali laddove siano rispettate gli standard più avanzati, soprattutto in materia di smaltimento delle acque. Esiste tuttavia un limite molto forte allo sviluppo del non convenzionale in Europa: si tratta della forte **antropizzazione dei territori**, che rende le attività di produzione particolarmente onerose e complesse.

Territori con una densità abitativa relativamente alta, come quelli europei, non solo impongono agli operatori alti costi di compensazione, ma sollevano anche in alcuni contesti l'opposizione attiva degli abitanti. In questa dinamica un ruolo centrale è senza dubbio giocato dal diverso **regime di proprietà delle risorse** minerarie sotterranee, che in ambito anglosassone sono associate alla proprietà della superficie mentre in Europa restano

proprietà dello Stato. Nel complesso, dunque, le **prospettive** per le attività di sfruttamento delle riserve non convenzionali restano in Europa piuttosto **marginali** anche in un orizzonte temporale di medio-lungo periodo, con la parziale eccezione del Regno Unito.

L'approvvigionamento dei mercati europei è dunque destinato a restare incentrato su forniture di gas naturale da giacimenti convenzionali, in misura crescente importati per far fronte al calo della produzione interna europea. Resta tuttavia aperta la questione dell'evoluzione dei **meccanismi di prezzo** previsti nei contratti di fornitura internazionali.

L'evoluzione verso l'apertura alla concorrenza dei mercati nazionali indotta dalla legislazione europea e l'eccesso di offerta determinato dalla crisi economica hanno contribuito a modificare almeno in parte i meccanismi di prezzo nel corso dell'ultimo decennio. La base dell'approvvigionamento europeo resta però costituita da **contratti di lungo periodo indicizzati al petrolio**, che coprono ancora metà del mercato.

Negli anni recenti si è tuttavia assistito a una crescente diffusione dei contratti basati sui **prezzi spot** che si formano nei punti di scambio, definiti *hubs*. Questi prezzi hanno il vantaggio di riflettere l'equilibrio di domanda e offerta, creando segnali di prezzo che l'indicizzazione al petrolio nasconde (per esempio, il prezzo può salire anche se la domanda diminuisce). Esiste però un rischio specifico associato all'adozione dei prezzi spot come riferimento diffuso per i contratti o per la definizione di regimi tariffari per gli utenti tutelati (come avviene nel caso italiano). Il riferimento ai prezzi spot avviene sulla base dell'assunto implicito che a determinare i prezzi siano semplicemente le normali dinamiche di domanda e offerta, così come riportate dalle agenzie specializzate.

Negli ultimi mesi sono tuttavia emersi gravi dubbi sull'affidabilità e la correttezza dell'operato delle **Price reporting agencies** (Platts, Argus e Icis Heren le principali). Queste agenzie raccolgono i dati forniti dagli operatori del settore, ma le loro attività sono poco trasparenti, tanto che un numero crescente di grandi operatori ha interrotto la cooperazione con queste agenzie. Il timore è che emergano scandali analoghi a quelli verificatisi in relazione al tasso bancario Libor, con effetti negativi su tutto il settore.

Sebbene non siano finora emerse prove di effettive distorsioni dei prezzi, l'assenza di trasparenza e il basso livello di vigilanza creano un'effettiva **opportunità di manipolazione**. Eventuali distorsioni non potrebbero essere tanto significative da cambiare gli equilibri di mercato, ma un loro eventuale accertamento potrebbe danneggiare il processo di creazione di un mercato unico a livello europeo, che per operare in modo efficiente necessita in ogni caso di meccanismi di formazione di prezzo spot.

Emerge dunque la necessità di promuovere una **maggiore sorveglianza a livello europeo** sulle attività delle *Price reporting agencies* anche allo scopo di preservare la fiducia degli operatori e dei cittadini nei meccanismi del mercato unico, il cui ulteriore sviluppo resta essenziale per incrementare la sicurezza energetica nazionale.

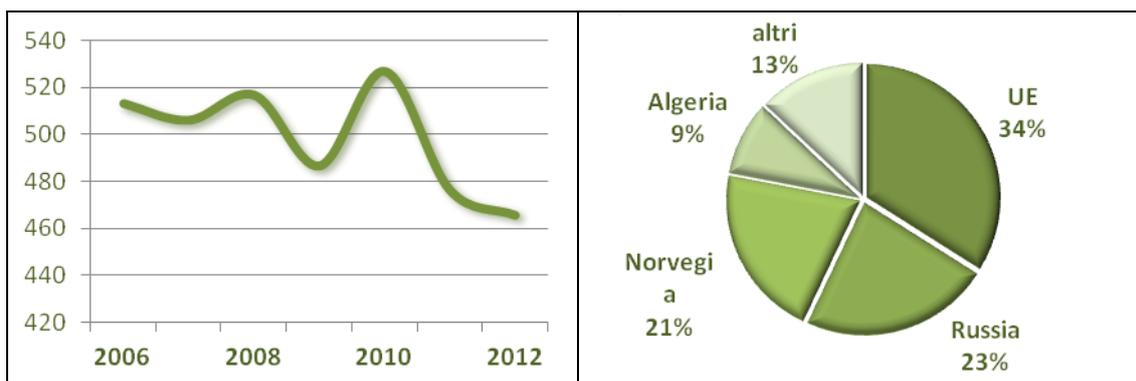
Un altro elemento necessario al rafforzamento del mercato unico è l'integrazione delle reti nazionali. Attualmente sono in fase di completamento in tutta Europa gli interventi di realizzazione di **capacità di controflusso** tra gli Stati membri confinanti, secondo quanto previsto dal regolamento 994/2010. In pratica, si tratta di predisporre i gasdotti internazionali interni all'UE a trasportare il gas anche nella direzione opposta a

quella usuale. Lo scopo è quello di poter rispondere più rapidamente alle emergenze, sopperendo a eventuali interruzioni di forniture.

Lo sviluppo delle reti europee e una loro più stretta integrazione è anche l'obiettivo del regolamento 347/2013, entrato in vigore nell'aprile scorso. Il regolamento, in particolare, individua quattro **corridoi prioritari** da sviluppare per le infrastrutture del gas. Tre di questi corridoi coinvolgono direttamente l'Italia, a riprova della centralità della rete nazionale nel sistema infrastrutturale europeo. Due corridoi interessano la dimensione nord-sud e riguardano il potenziamento della capacità di trasporto transalpina (v. § 1.1.), mentre il terzo riguarda il corridoio meridionale (v. § 3.2.).

Il mese di aprile ha anche visto l'inizio delle attività di **Prisma**, la nuova piattaforma europea creata dagli operatori di rete di sette Paesi europei per la gestione della prenotazione di capacità di trasporto dei gas (oltre all'Italia, sono coinvolti Germania, Francia, Austria, Belgio, Danimarca e Paesi Bassi). Si tratta di una funzione tecnica complessa, indispensabile per integrare le reti nazionali e creare le condizioni per lo sviluppo di un mercato unificato.

Figura 4 – UE: consumi (2006-2012, Gmc) e composizione dell'approvvigionamento (2012)



Fonte: elaborazione su dati *Eurogas*.

Il sistema infrastrutturale europeo sarà interessato nei prossimi mesi da un'importante decisione di investimento. Dovrebbe infatti arrivare la scelta definitiva su quale gasdotto completerà l'infrastruttura di trasporto del gas azeraigiano in Europa lungo il corridoio meridionale, **Nabucco occidentale** o **Tap** (v. § 3.2.). La competizione è influenzata dal processo di privatizzazione greco: la compagnia di Stato azeraigiana Socar è infatti interessata all'acquisizione di Desfa, la società pubblica che gestisce la rete di trasporto greca oggetto di privatizzazione. Un'eventuale acquisizione di Desfa da parte di Socar favorirebbe il Tap, l'infrastruttura che passa proprio in territorio ellenico. La decisione definitiva sull'operazione di privatizzazione è attesa per questo trimestre.

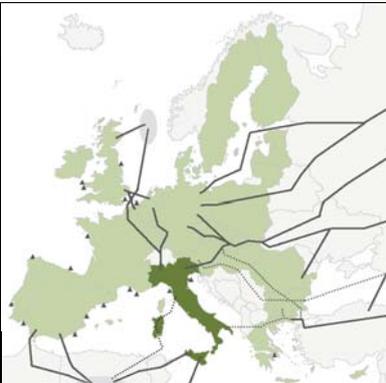
Nel processo di privatizzazione greco è in ancora coinvolta la compagnia di Stato russa Gazprom, interessata all'acquisto di **Depra**, la società pubblica che, oltre a controllare Desfa, opera nei settori della vendita all'ingrosso e al dettaglio del metano. L'operazione di acquisizione è tuttavia fortemente contrastata dalla Commissione europea, che in base al Terzo pacchetto energia in caso di acquisizione dovrebbe formulare un parere

sull'acquisizione. Questo parere sarebbe molto probabilmente negativo e, sebbene non vincolante, potrebbe di fatto bloccare l'acquisizione, esacerbando **scontro tra le istituzioni di Bruxelles e il governo russo**. È infatti ancora in corso l'istruttoria contro Gazprom per abuso di posizione dominante e limitazione della concorrenza nei mercati dell'Europa orientale (v. *Focus 12/2012*), il cui esito è particolarmente difficile da prevedere.

Nonostante la natura sempre più integrata del mercato europeo e il contesto internazionale comune, i Paesi europei presentano dinamiche parzialmente divergenti, che sono analizzate singolarmente nei prossimi paragrafi.

1.1. ITALIA

ITALIA			
Consumo di gas	73,4	Gmc	(2012)
Variazione annuale	- 3,8	%	(2012)
Dipendenza da import	89	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	35	%	(2012)
Prezzo gas (residenziale)	135	EU = 100	(2012/s2)
Prezzo gas (industriale)	92	EU = 100	(2012/s2)



L'Italia ha conosciuto negli ultimi anni una generalizzata contrazione dei consumi energetici⁵. Rispetto al 2005, anno di massimo storico, il fabbisogno energetico nazionale si è ridotto di 20 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), pari al 10% del totale. Se accompagnata alla crescita economica, la **riduzione dei consumi** è un fattore positivo perché indica un aumento di efficienza e quindi una riduzione dei costi a parità di ricchezza prodotta. L'aumento di efficienza comporta inoltre riduzione della vulnerabilità dell'economia rispetto alle forniture energetiche internazionali.

A partire dal 2008, tuttavia, la contrazione del fabbisogno si è inserita in una dinamica **di contrazione economica**. Il risultato negativo in termini di consumi energetici è stato analogo a quello registrato a livello europeo, ma amplificato dalla più alta dipendenza dalle importazioni (79% il livello italiano, contro una media europea inferiore al 60%).

La centralità del **gas naturale** nel sistema energetico nazionale lo ha reso particolarmente esposto alle oscillazioni della domanda. Nel corso del 2012 i consumi si sono contratti del 3,8%, dopo aver già perso il 6% nel corso del 2011. L'andamento del primo quadrimestre 2013 ha fatto registrare un'ulteriore contrazione del 5% rispetto allo stesso periodo del 2012.

⁵ I dati relativi alla dipendenza da import e alla quota del gas sul totale dei consumi sono del *Ministero dello sviluppo economico – Direzione energia*.

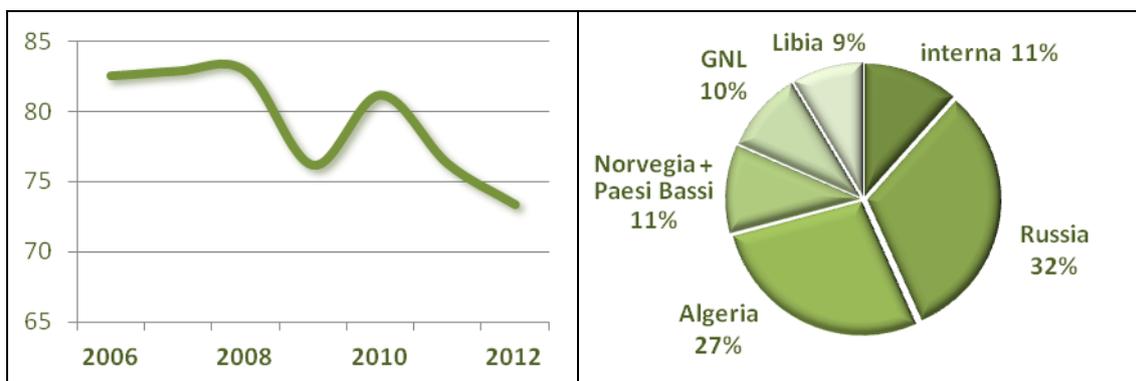
Considerando il fabbisogno in base agli **usi finali**, emerge come il calo della domanda si concentri soprattutto nella **generazione elettrica**. Nel primo quadrimestre 2013, le centrali hanno ridotto i propri consumi di circa il 20% rispetto al 2012 e del 30% rispetto al 2011. Nel solo mese di maggio, la riduzione è stata del 50% rispetto al 2011. Sebbene in misura minore, anche gli usi industriali risentono del calo di produzione e hanno fatto registrare nel primo quadrimestre 2013 un declino di circa il 3%. Gli usi domestici infine sono tendenzialmente stabili, dipendendo in larga misura dalle condizioni meteo invernali.

La contrazione dei consumi di gas per **generazione elettrica** è stata solo marginalmente causata dalla riduzione del fabbisogno elettrico nazionale. Nel 2012, la produzione lorda di elettricità è infatti diminuita solo del 2,4%, mentre i consumi di gas per generazione sono diminuiti dell'11%. La generazione da gas naturale è stata spiazzata in parte dal carbone, ma soprattutto dalla generazione da **rinnovabili**, sostenuta dai sussidi e dalla regolamentazione del mercato.

Nel brevissimo periodo, la situazione dei consumi energetici nazionale è destinata a proseguire in modo inerziale, con un'ulteriore riduzione nel **2013**. Nel caso del **gas naturale**, durante il secondo semestre si potrebbe assistere a un debole miglioramento rispetto al primo semestre, con una **contrazione** complessiva su base annua **tra il 3 e il 4%**, quasi interamente riconducibile al calo dei consumi termoelettrici.

In un quadro di medio periodo, i consumi energetici dovrebbero riprendere a partire dal 2014, ma molto dipende dall'**evoluzione della situazione macroeconomica**. Una anche modesta ripresa della domanda termoelettrica, in particolare, potrebbe riportare i consumi di gas naturale a crescere, tornando per il 2020 ai livelli pre-crisi. Inoltre, la continuazione nel 2013 della tendenza alla convergenza sulla media dei prezzi del gas nazionali favorirebbe un recupero della competitività delle centrali nazionali, anche per la generazione per l'esportazione. In ogni caso, l'elemento principale del recupero dei consumi sarà la domanda elettrica interna.

Figura 5 – Italia: consumi (2006-2012, Gmc) e composizione dell'approvvigionamento (2012)



Fonte: elaborazione su dati Eurogas e Ministero dello sviluppo economico.

Per quanto concerne l'approvvigionamento, il 2012 ha visto un aumento della **produzione nazionale** (1,8%), che resta tuttavia marginale (10% dei consumi). Un

ulteriore sviluppo della capacità produttiva nazionale potrebbe dare un contributo positivo sia in termini di costo dell'approvvigionamento, sia in termini di sicurezza. L'entità di tale contributo resterebbe tuttavia inevitabilmente limitata dalle dimensioni ridotte delle riserve provate esistenti nel sottosuolo italiano, sia sulla terraferma sia in mare. A tale proposito occorre anche ricordare che il sottosuolo nazionale non ha riserve note di gas non convenzionale e che dunque la questione dello sfruttamento del non convenzionale riguarda la sicurezza energetica nazionale solo per via indiretta, ossia per gli effetti che può avere sugli altri mercati collegati a quello nazionale (v. *Introduzione e Approfondimento*).

L'approvvigionamento internazionale resterà dunque anche in futuro l'elemento largamente dominante nel soddisfacimento del fabbisogno nazionale. Nel corso del 2012, la composizione delle **importazioni** (v. *Figura 5*) è rimasta relativamente stabile, con un significativo recupero dei volumi di gas provenienti dalla Libia, ridottisi drasticamente nel 2011 a causa del conflitto.

La situazione nel Paese rimane tuttavia complessa e la sicurezza delle infrastrutture di produzione e trasporto resta a rischio. Nel mese di marzo i flussi sono stati interrotti per circa una settimana dopo scontri armati nei pressi dell'area dell'impianto di Mellitah. Fintato che la situazione della **Libia** non sarà maggiormente stabilizzata, i flussi di gas dal Paese devono essere considerati come **relativamente poco affidabili**, in quanto esposti a un rischio costante di improvvisa interruzione.

L'**instabilità nell'area nordafricana** interessa anche i flussi provenienti dall'**Algeria**. Il Paese è stato interessato marginalmente dall'instabilità degli anni passati, ma l'imminente transizione al vertice rappresenta un potenziale rischio (v. § 2.4). I flussi algerini rappresentano un elemento essenziale dell'approvvigionamento nazionale: circa il 30% dei consumi totali, un volume del quale è possibile fare a meno, ma solo in una prospettiva di breve periodo e assolutamente emergenziale.

I flussi di gas algerino transitano attraverso la **Tunisia**, creando quindi un ulteriore interesse specifico per l'Italia al mantenimento della stabilità nell'area. L'importanza della cooperazione con le autorità del Paese e della loro efficacia nel contrasto ad azioni di terrorismo dirette contro le infrastrutture di trasporto sono state oggetto di un incontro specifico del primo ministro tunisino Ali Laareyedh con Paolo Scaroni, ad di Eni, nel corso del mese di aprile.

Le forniture provenienti dall'Algeria sono state oggetto anche di importanti sviluppi in sede contrattuale. Nel mese di aprile l'operatore francese Edison, attivo sul mercato nazionale, ha vinto un arbitrato con **Sonatrach**, l'operatore di Stato algerino, ricevendo 300 milioni di euro di compensazione. Nel mese di maggio Eni ha invece concluso un accordo, sempre con Sonatrach, per la riduzione dei volumi importati in Italia nel 2013 e nel 2014, a conferma delle prospettive negative di breve periodo del mercato nazionale.

La rinegoziazione consente di mantenere il rapporto di fornitura a condizioni economicamente sostenibili anche per gli operatori nazionali che importano e rappresenta dunque un elemento essenziale nella cooperazione energetica coi Paesi esportatori. Attualmente, resta aperta la rinegoziazione dei contratti tra Eni e **Gazprom** per

L'approvvigionamento del gas russo: l'accordo è previsto entro l'estate e dovrebbe prevedere importati compensazioni monetarie a favore di Eni.

Per quanto concerne le interconnessioni con gli altri Paesi europei, proseguono le trattative per la realizzazione di capacità di controflusso verso la Germania e il Belgio attraverso la Svizzera (gasdotto Tenp/Transitgas). Capacità di controflusso sono già state realizzate invece verso l'Austria (gasdotto Tag), in conformità alle disposizioni europee. La capacità di **controflusso** in uscita non ha immediate ricadute positive in termini di sicurezza, ma si iscrive nel quadro più ampio del processo di integrazione delle reti europee. In fase di studio è invece il **Tauern Gasleitung** (Tgl), che dovrebbe collegare la Germania e l'Italia attraverso l'Austria (v. *Focus* 12/2012).

Altri due progetti di gasdotto interessano attualmente l'Italia. Il primo è il **Tap**, che dovrebbe portare sul mercato italiano il gas azerbaigiano (10 Gmc/a) e per il quale – come detto – è prevista una decisione nel corso del prossimo trimestre (v. § 3.2.). Il secondo è il **Galsi**, che dovrebbe collegare l'Algeria alla Sardegna. Il progetto è ancora formalmente esistente, ma le probabilità di realizzazione sono di fatto nulle, a causa dell'insostenibilità finanziaria dell'infrastruttura e del suo scarso contributo in termini di diversificazione delle importazioni.

Per quanto concerne le infrastrutture di importazione del GNL, è prevista entro la fine dell'anno l'entrata in funzione del rigassificatore galleggiante **Olt**, ancorato al largo di Livorno e con una capacità annua massima di poco superiore ai 3,5 Gmc. L'infrastruttura ha subito rallentamenti in fase di completamento, anche in considerazione della difficile congiuntura del mercato, ma è molto probabile un'entrata in funzione in ogni caso entro il 2014. Gli altri progetti di rigassificazioni non sembrano invece aver fatto progressi significativi nel corso del 2012 e al momento non è possibile stabilire se e quando saranno effettivamente realizzati.

La capacità di rigassificazione nazionale è dunque destinata a rimanere stabile nel medio periodo. Se a questo si aggiunge che la principale infrastruttura nazionale (Rovigo, 8 Gmc/a) è per l'80% utilizzata per l'importazione di gas qatarino con contratti di lungo periodo, ne deriva che le eventuali esportazioni di **gas naturale statunitense** non riguarderanno direttamente il mercato italiano, se non in misura non significativa. Gli unici effetti potrebbero essere indiretti (v. *Approfondimento*), ma l'attuale struttura dell'approvvigionamento del mercato italiano, basato su contratti di lungo periodo, e il perdurante eccesso di offerta lasciano prevedere che in ogni caso saranno poco rilevanti, almeno nel corso di questo decennio.

1.2. GERMANIA

GERMANIA			
Consumo di gas	84,2	Gmc	(2012)
Variazione annuale	+ 1,4	%	(2012)
Dipendenza da import	91	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	21	%	(2011)
Prezzo gas (residenziale)	91	EU = 100	(2012/s2)
Prezzo gas (industriale)	116	EU = 100	(2012/s2)



I **consumi di gas** naturale in Germania nel corso del 2012 sono **cresciuti dell'1,4%**, dopo aver conosciuto una significativa contrazione nel corso del 2011 (-7%). Anche i consumi nel primo trimestre 2013 hanno fatto registrare un andamento positivo, crescendo di circa il 5%⁶.

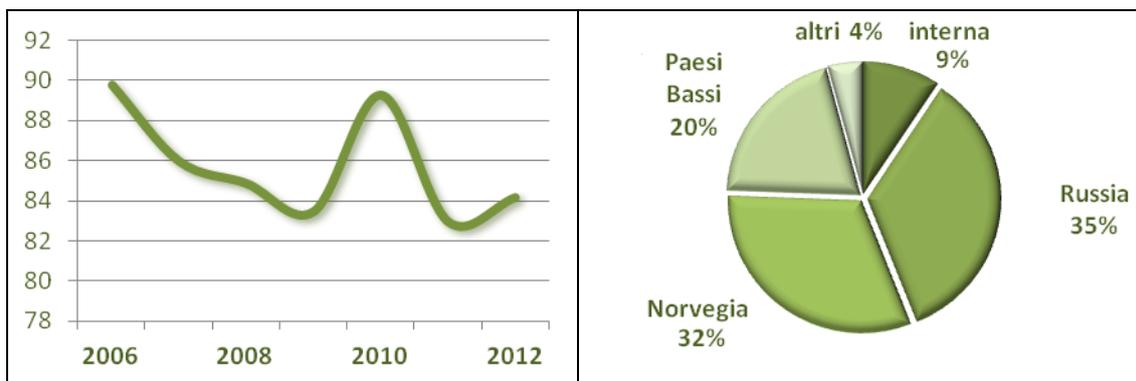
La ripresa dei consumi tedeschi è stata favorita dalla **congiuntura economica positiva** (+0,7%), che ha fatto aumentare la domanda finale. Un altro elemento essenziale nella crescita del fabbisogno tedesco è stata la decisione di chiudere otto centrali nucleari su diciassette in servizio, in seguito all'incidente di Fukushima Dai-chi (v. *Focus 6/2011*). La chiusura di questi impianti ha favorito le altre fonti di generazione.

Tuttavia, analogamente a quanto accade negli altri Paesi europei, i consumi di gas naturale per la **generazione elettrica** stanno subendo forti pressioni. Tradizionalmente, il carbone è l'elemento principale del paniere di generazione elettrica tedesco, con livelli superiori al 40% del totale. La crescente disponibilità sul mercato internazionale di carbone a prezzi ridotti ne sta favorendo un impiego sempre più massiccio, favorito dal basso prezzo dei certificati di emissioni di anidride carbonica.

La costruzione di nuovi impianti a carbone, con vita utile fino al 2050, rappresenta una sfida di medio periodo per l'aumento del ruolo del gas naturale nella generazione elettrica, previsto peraltro nelle strategie energetiche tedesche ed europee. Alla base degli investimenti in nuova capacità a **carbone** vi sono innanzitutto considerazioni relative alla competitività, emerse chiaramente anche a livello europeo. Le produzioni industriali ad alta intensità energetica rischiano infatti di perdere quote di mercato a livello internazionale qualora il costo dell'energia dovesse aumentare ancora.

⁶ La contrazione è stata nettamente meno marcata di quanto riportato nel *Focus 11/2012* perché i dati provvisori in fase di consuntivo sono stati visti al rialzo. In generale, anche esiste una discrepanza tra i valori riportati dalla autorità tedesche e quanto riportato dalle organizzazioni internazionali (il dato ufficiale delle autorità tedesche per il 2011 indica -15%, quello per il 2012 +4%). L'inadeguatezza del sistema di raccolta delle informazioni tedesco è stato sottolineato anche dall'Agenzia internazionale per l'energia.

Figura 6 – Germania: consumi (2006-2012, Gmc) e composizione dell’approvvigionamento (2012)



Fonte: elaborazione su dati Eurogas e Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.

Le prospettive di sviluppo della generazione elettrica da gas naturale subiscono anche la concorrenza della generazione eolica e fotovoltaica, fortemente sussidiate nell’ambito della **Energiewende** (“transizione energetica”, v. *Focus* 11/2012), la strategia energetica tedesca incentrata sull’efficienza e sulle rinnovabili. I sussidi hanno tuttavia inciso in misura significativa sul costo dell’energia e sulle bollette, generando una crescente opposizione. La preoccupazione è che, in un momento di difficoltà anche per l’economica tedesca, l’alto costo dell’energia si traduca in un freno allo sviluppo.

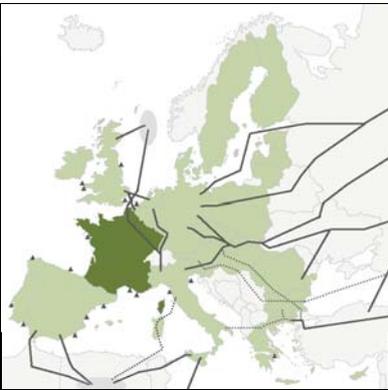
La volontà di perseguire il duplice obiettivo di rispettare da un lato gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni e di diffusione delle rinnovabili e dell’altro di contenere il costo dell’energia potrebbe portare a un ripensamento della decisione di chiudere tutte le **centrali nucleari** entro il 2022. La decisione non sarà in ogni caso presa prima delle prossime elezioni, previste per settembre 2013 e dall’esito incerto.

Qualora si registrasse un nuovo cambio di rotta e un prolungamento della vita utile delle centrali di un altro decennio, la produzione da gas naturale sarebbe penalizzata, perché superata dal carbone per il costo e dal nucleare per le emissioni. La situazione sarebbe invece più equilibrata nel caso in cui si verificasse un consistente ribasso delle quotazioni del gas naturale.

Le prospettive di crescita del mercato tedesco del gas naturale, anche in considerazione delle politiche di efficienza energetica, sono dunque nel complesso modeste. L’entrata in funzione della seconda linea del Nord Stream (v. § 3.1.) ha portato la nuova capacità di adduzione realizzata negli ultimi anni a 55 Gmc/a, una quantità più che sufficiente a coprire ogni incremento del fabbisogno tedesco nel medio periodo, rendendo allo stesso tempo il Paese un **riesportatore** di gas naturale.

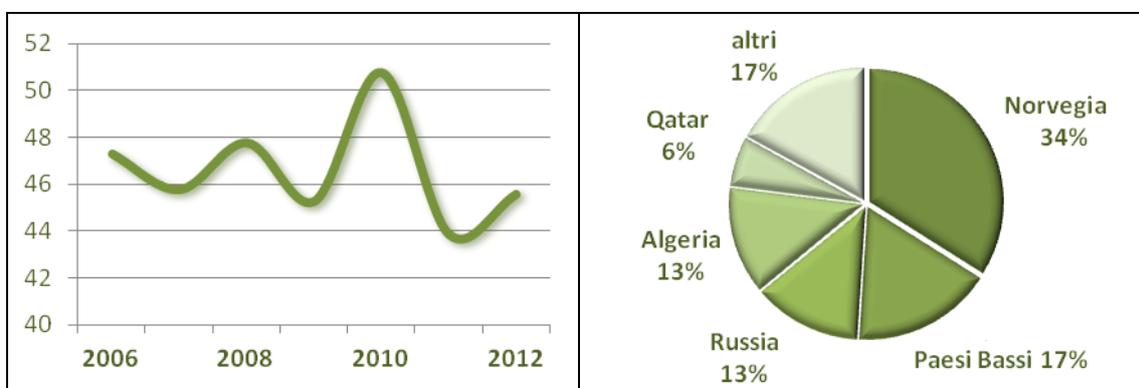
1.3. FRANCIA

FRANCIA			
Consumo di gas	45,6	Gmc	(2012)
Variazione annuale	+ 3,9	%	(2012)
Dipendenza da import	100	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	15	%	(2011)
Prezzo gas (residenziale)	95	EU = 100	(2012/s2)
Prezzo gas (industriale)	87	EU = 100	(2012/s2)



I consumi di gas naturale in Francia sono cresciuti nel 2012 del 3,9%, dopo la forte contrazione registrata nel 2011. La tendenza positiva si è confermata nel primo quadrimestre del 2013, con un **aumento dei consumi pari al 2,4%**. Il buon andamento dei consumi di gas naturale, nonostante la sostanziale stagnazione dell'economia francese, è riconducibile all'**andamento positivo della domanda industriale**. I consumi per gli usi termoelettrici hanno invece fatto registrare un calo a due cifre anche sul mercato francese, dove è stata particolarmente forte la concorrenza del carbone.

Figura 7 – Francia: consumi (2006-2012, Gmc) e composizione dell'approvvigionamento (2011)



Fonte: elaborazione su dati Eurogas e Ministère du développement durable.

Per quanto concerne le infrastrutture, è da segnalare l'acquisizione da parte di un consorzio guidato da **Snam Rete Gas** dell'operatore di rete Tigf, di proprietà di Total. Con 5.000 chilometri di condotte e sei stazioni di compressione, Tigf controlla il 13% della rete francese. Il settore di rete operato da Tigf, quello sud-occidentale, è particolarmente strategico perché interessa tutto il confine con la Spagna e offre importanti possibilità di sviluppo nell'interconnessione delle reti della penisola iberica con il resto del continente. **Tigf** controlla anche due siti di stoccaggio (Lussagnet e Izaute) che, con uno spazio complessivo di 5,6 Gmc (di cui 2,6 disponibili per servizi commerciali), rappresentano circa il 20% della capacità di stoccaggio francese.

Oltre a Snam Rete Gas (45%), il consorzio comprende Edf (20%) e il fondo sovrano di Singapore Gic (35%). L'operazione, sebbene non abbia conseguenze dirette sulla sicurezza energetica nazionale, rappresenta un fatto estremamente positivo in quanto testimonia il costante rafforzamento di Snam Rete Gas nelle infrastrutture europee di trasporto del gas.

La produzione di gas naturale francese è praticamente irrilevante, ma esistono nel Paese buone potenzialità per la produzione di **gas non convenzionale**, sia nel settentrione, sia nella zona sud-orientale. Esiste tuttavia al momento un divieto di procedere a ogni forma di attività esplorativa, nel timore di possibili conseguenze ambientali derivanti dalla fratturazione idraulica.

La necessità di ridurre il costo dell'energia per recuperare competitività ha già portato parlamentari di diversi schieramenti (Christian Bataille, *Parti Socialiste*, e Jean-Claude Lenoir, *Union pour un Mouvement populaire*) a proporre di **riconsiderare il divieto**, anche alla luce del fatto che la fratturazione idraulica è già stata usata più volte nei decenni passati nel Paese, senza incontrare particolari problemi. La natura sostanzialmente emotiva della questione e la presenza di alternative economiche meno controverse, come il carbone, lasciano tuttavia prevedere che difficilmente il divieto sarà rimosso, almeno nel medio periodo.

14. REGNO UNITO

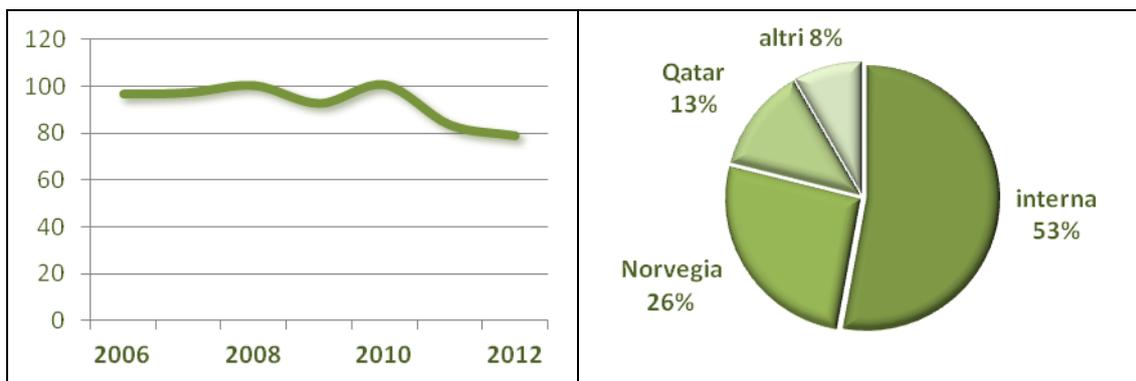
REGNO UNITO			
Consumo di gas	79,2	Gmc	(2012)
Variazione annuale	- 5,5	%	(2012)
Dipendenza da import	47	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	36	%	(2011)
Prezzo gas (residenziale)	81	EU = 100	(2012/s2)
Prezzo gas (industriale)	83	EU = 100	(2012/s2)



I consumi di gas naturale nel Regno Unito sono **diminuiti nel 2012 del 5,5%**, dopo la riduzione superiore al 10% già registrata nel corso del 2011. Nonostante l'economia britannica non abbia conosciuto contrazioni dopo il 2009, infatti, il fabbisogno di gas naturale del Paese si è ridotto notevolmente. All'origine di questa tendenza vi è il **crollò della generazione elettrica**, che nel solo 2012 si è ridotta del 32%, **quasi interamente a favore del carbone**.

La velocità di decrescita dei consumi di gas sul mercato britannico è dovuta alla **maggior apertura alla concorrenza** tra fonti e tra imprese che lo caratterizza. Gli operatori britannici, seguendo i segnali di prezzo, si sono infatti adattati più rapidamente degli omologhi continentali al mutare delle condizioni di mercato. Per le stesse ragioni, è molto probabile che al cambiamento delle condizioni del mercato si assisterà a una ripresa molto più marcata dei consumi britannici.

Figura 8 – Regno Unito: consumi (2006-2012, Gmc) e composizione dell’approvvigionamento (2012)



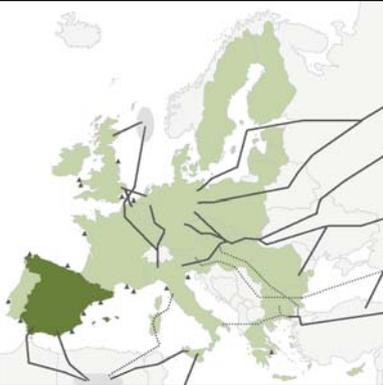
Fonte: elaborazione su dati Eurogas e Department of Energy and Climate Change.

Dal punto di vista dell’approvvigionamento, il Regno Unito è da diversi decenni un grande produttore, grazie ai giacimenti del Mare del Nord. L’interesse a mantenere un’ampia base produttiva ha favorito una maggior apertura verso lo sfruttamento delle **ampie riserve non convenzionali** presenti in diverse parti del Paese. Di conseguenza il Regno Unito è il Paese europeo dove sono più avanzate le attività di prospezione per lo sfruttamento dei giacimenti non convenzionali e dove più probabilmente si assisterà nel corso del decennio a produzioni significative di gas non convenzionale.

L’ampio mercato finale e la buona interconnessione coi mercati continentali hanno spinto negli anni passati a grandi investimenti in nuova capacità di **rigassificazione**, in vista del progressivo esaurimento della produzione interna. Questa capacità di importazione sarà utilizzata dal 2018 anche per ricevere il GNL esportato dall’operatore statunitense Cheniere attraverso il terminale di Sabine Pass, secondo un contratto siglato nel mese di marzo da Centrica (v. *Approfondimento*).

1.5. SPAGNA

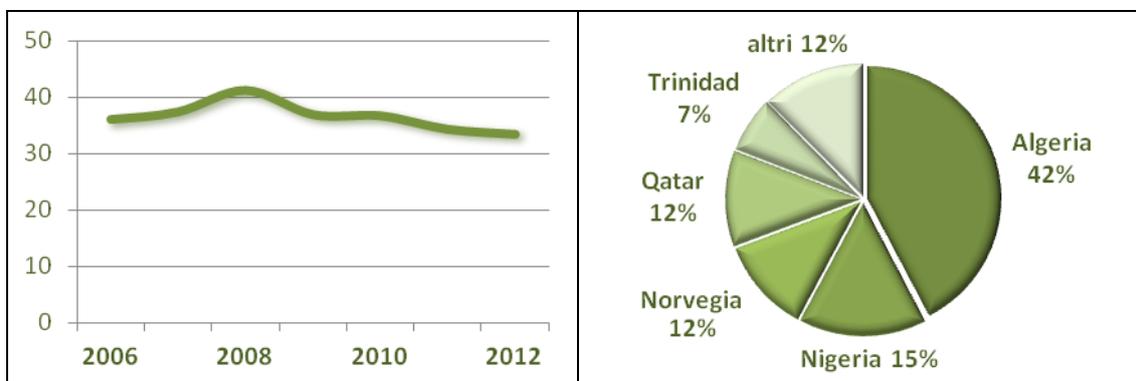
SPAGNA			
Consumo di gas	33,6	Gmc	(2012)
Variazione annuale	- 2,6	%	(2012)
Dipendenza da import	100	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	20	%	(2011)
Prezzo gas (residenziale)	127	EU = 100	(2012/s2)
Prezzo gas (industriale)	100	EU = 100	(2012/s2)



I consumi di gas naturale in Spagna sono **diminuiti nel 2012 del 2,6%**, proseguendo una contrazione iniziata nel 2009 e mai interrottasi. Anche nel caso spagnolo il minor

fabbisogno riguarda sostanzialmente la generazione termoelettrica, la cui domanda nel 2012 è diminuita del 12,6% a favore di un più largo consumo di carbone.

Figura 9 – Spagna: consumi (2006-2012, Gmc) e composizione dell’approvvigionamento (2012)



Fonte: elaborazione su dati Eurogas e Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

Le prospettive particolarmente incerte dell’economia spagnola rendono difficile formulare previsioni sulla tempistica e la modalità del recupero dei consumi. Gli operatori attivi sul mercato spagnolo si trovano così in una situazione particolarmente difficile, anche alla luce della **limitata capacità di interconnessione della rete iberica** con la Francia e, attraverso di essa, con gli altri mercati europei. Il risultato è un tasso di **utilizzo delle infrastrutture di importazione molto basso**, che nel caso degli impianti di rigassificazione è inferiore al 50%.

La ricerca di investimenti più redditizi ha spinto due grandi operatori, Endesa (Enel) e Iberdola, a cedere le proprie quote nel gasdotto **Medgaz**. Dopo un interessamento dell’operatore belga Fluxys, Cepas e Sonatrach (la compagnia di Stato algerina) hanno deciso di esercitare il proprio diritto di opzione sulle quote in vendita. Il risultato sarà un rafforzamento di Sonatrach quale primo azionista del gasdotto.

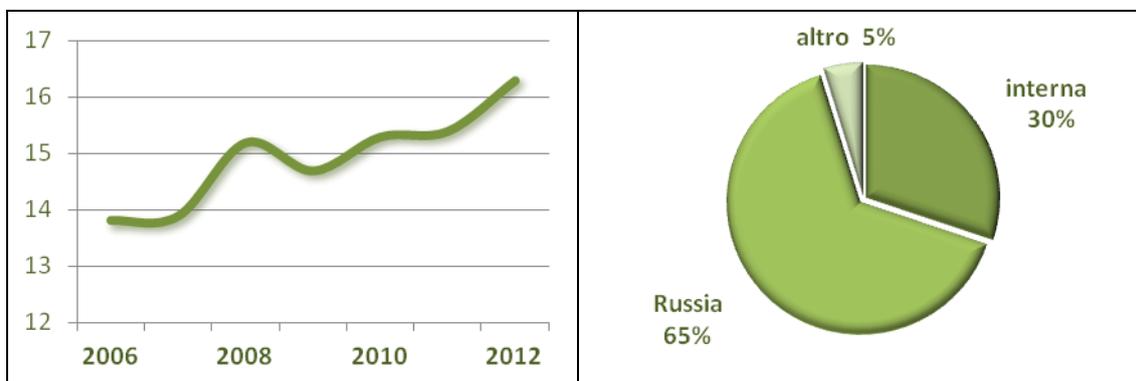
1.6. POLONIA

POLONIA			
Consumo di gas	16,3	Gmc	(2012)
Variazione annuale	+ 5,8	%	(2012)
Dipendenza da import	72	%	(2011)
Gas sul totale dei consumi	13	%	(2011)
Prezzo gas (residenziale)	81	EU = 100	(2012/s2)
Prezzo gas (industriale)	101	EU = 100	(2012/s2)

I consumi di gas naturale in Polonia sono **aumentati nel 2012 del 5,8%**, proseguendo una tendenza espansiva avviatasi nel 2009. Il mercato polacco è ancora

ridotto rispetto agli altri grandi mercati europei (è la metà di quello spagnolo e un quinto di quello italiano), ma ha buone prospettive di espansione. L'economia polacca è infatti una delle più dinamiche in Europa e la generazione elettrica nel Paese è ancora fortemente basata sul carbone (90%).

Figura 10 – Polonia: consumi (2006-2012, Gmc) e composizione dell'approvvigionamento (2011)



Fonte: elaborazione su dati *Eurogas*.

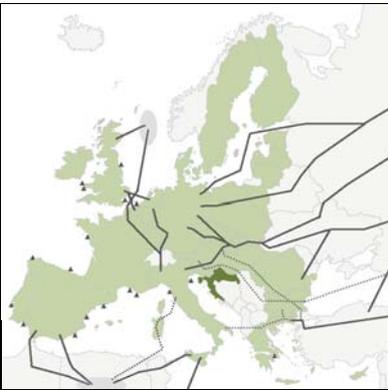
Sebbene l'ampio utilizzo del **carbone** rappresenti attualmente un elemento di indubbia competitività, nel medio periodo la necessità di ridurre le emissioni di anidride carbonica dovrebbe portare a un ridimensionamento della quota delle centrali a carbone nella generazione elettrica.

Nelle strategie del governo, il gas naturale dovrebbe avere una parte rilevante nella diversificazione del paniere energetico. A favorire un'accelerazione nell'espansione nei consumi di gas potrebbe essere lo sviluppo delle potenzialità dei **giacimenti non convenzionali** nel Paese (v. *Focus 11/2012*). Dopo il Regno Unito, infatti, la Polonia è il Paese europeo dove le attività di **prospezione** sono più avanzate, anche grazie all'assenza di significative opposizioni.

La possibilità di sfruttare le riserve interne anziché aumentare le importazioni è infatti un fattore molto importante per il governo di Varsavia, molto attento a evitare di incrementare ulteriormente la dipendenza dagli idrocarburi importanti dalla Russia, che oggi è l'unico fornitore di gas naturale. Anche il progetto di rigassificatore da 5 Gmc/a a **Świnoujście**, al confine con la Germania, è concepito nell'ottica di diversificare rispetto alle forniture russe. Per questo, nonostante gli sconti accordati da Gazprom all'operatore polacco Pgnig, la costruzione del rigassificatore prosegue, sostenuta dalle prospettive di crescita del mercato polacco.

1.7. CROAZIA

CROAZIA ⁷			
Consumo di gas	2,6	Gmc	(2012)
Variazione annuale	- 9,6	%	(2012)
Dipendenza da import	29	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	30	%	(2011)
Prezzo gas (residenziale)	66	EU = 100	(2012/s2)
Prezzo gas (industriale)	144	EU = 100	(2012/s2)



La **Croazia** è caratterizzata da **consumi energetici piuttosto limitati**, pari a circa il 5% di quelli italiani e meno dello 0,5% di quelli europei. Il paniere energetico croato è dominato dal **petrolio** e dal **gas naturale**, che insieme rappresentano circa tre quarti dei consumi. La restante parte si divide tra combustibili solidi, rinnovabili (soprattutto idroelettrico) e importazioni di energia elettrica.

Considerando nello specifico il gas naturale, i **consumi croati** si sono attestati nel 2012 a **2,6 miliardi di metri cubi, pari al 3,5% di quelli italiani**. Per avere un paragone, si è trattato di consumi analoghi a quelli del Friuli Venezia Giulia, ma con una popolazione tre volte più numerosa. Il fabbisogno croato è soddisfatto per circa il 70% dalla produzione interna, che avviene nei giacimenti dell'Adriatico. Il resto del fabbisogno è coperto da gas prevalentemente russo, proveniente dall'Ungheria e dall'Italia (attraverso la Slovenia).

In prospettiva, il mercato croato presenta **discrete prospettive di crescita**. Una maggiore **integrazione tra la rete italiana e quella croata** potrebbe dare un contributo positivo alla sicurezza energetica nazionale. La rete croata è peraltro anche marginalmente coinvolta nei progetti di costruzione del gasdotto russo South Stream (v. § 3.2.), a cui potrebbe essere collegata da una derivazione secondaria da poco più di 2 Gmc/a, la cui sostenibilità finanziaria deve ancora essere valutata.

⁷ I dati sono tutti di *Eurostat*.

POLITICHE ENERGETICHE DEI PAESI FORNITORI E DI TRANSITO DEL GAS

2.1. RUSSIA E VICINI ORIENTALI

In conseguenza della **contrazione della domanda europea di gas, le esportazioni russe verso l'area sono calate del 7,8% su base annua nel 2012**. In controtendenza rispetto alla contrazione dei flussi di esportazione di gas sono state Danimarca e **Turchia**, con quest'ultima che ha fatto registrare un **incremento del 4%** nella domanda di gas rivolta a Gazprom di cui, assieme alla Germania, risulta il principale cliente – assorbendo un quarto del totale delle esportazioni del gigante energetico russo. Per far fronte alla situazione di crisi congiunturale della domanda e favorire la ripresa dei consumi, a partire dall'ultimo trimestre del 2012 **Gazprom ha rivisto le condizioni contrattuali** sui prezzi di vendita del gas con i principali interlocutori europei – da Eni e Sinergie Italiane alla compagnia tedesca E.ON Ruhrgas, dalla Shell fino alla Dutch Gas e alla Axpo Trading. Tale dinamica ha portato ad un **abbassamento del prezzo medio praticato da Gazprom sui mercati europei** dai 402 dollari per metro cubo del 2012 fino a 370-80 dollari. La decisione del Consiglio d'amministrazione di Gazprom è stata d'altra parte incentivata dalla maggior flessibilità sulla politica dei prezzi manifestata dalla compagnia norvegese Statoil che, modificando per prima le clausole contrattuali relative ai prezzi, ha fatto registrare nel 2012 un incremento della propria quota nel mercato europeo del gas. Inoltre, secondo quanto dichiarato dal portavoce della compagnia russa, **la contrazione nel prezzo di vendita del gas sui mercati europei sarà compensata da un incremento pari a circa il 10% dei volumi commercializzati**, che nell'anno in corso sono infatti previsti passare da 138,8 del 2012 a 151,8 Gmc (livello sostanzialmente analogo a quello del 2011, ma ancora lontano dai livelli pre-crisi), garantendo introiti attorno a 57 miliardi di dollari contro i 55,8 dell'anno passato. Un'inversione di tendenza dovrebbe infine registrarsi anche in relazione alla produzione di gas che, dopo essersi contratta del 5,1% su base annua nel 2012, è stimata crescere nell'anno in corso del 2% circa per un volume totale di 496 Gmc – dato rilevante ma comunque inferiore a quello che Gazprom aveva erroneamente stimato per il 2012 (529 Gmc).

Nonostante i segnali incoraggianti che sembrano giungere a Gazprom dalla parziale ripresa dei consumi europei, **finanziariamente infondata appare la strategia infrastrutturale russa**, che nel corso degli ultimi mesi ha ripreso ed ampliato i progetti di gasdotto in cantiere lungo le tre principali direttrici di approvvigionamento europeo – baltica, centro-europea e danubiano-balcanica. Oltre all'avanzamento del datato progetto del South Stream attraverso il Mar Nero (Cfr. § 3.2) e alla proposta di incrementare la capacità di esportazione sottomarina nel Mar Baltico (Cfr. § 3.1), Gazprom ha avanzato la proposta di raddoppio della linea Yamal-Europa transitante attraverso Bielorussia e Polonia – con un aumento iniziale dei volumi di 15 Gmc/a. Un non vincolante Memorandum d'intesa in questo senso è stato siglato, ad inizio aprile, dall'Amministratore delegato di Gazprom, Alexei Miller, e dall'omologo polacco Miroslaw Dobrut, al vertice della

compagnia EuroPolGaz. Assommando a circa 244 Gmc/a, la capacità combinata di esportazione verso l'Europa di cui beneficia Gazprom è tuttavia già oggi di gran lunga superiore alla domanda e non sembra dunque necessitare della capacità aggiuntiva di circa 130 Gmc/a che le citate infrastrutture assicurerebbero. La logica dietro la strategia russa sembra dunque rispondere a necessità diverse da quelle legate alla mera dinamica domanda-offerta.

La **politica infrastrutturale russa** sembra essere, anzitutto, uno strumento di pressione nel datato confronto con l'Ucraina conseguenza del tentativo di Gazprom di acquisire il controllo di fatto sulla rete infrastrutturale nazionale attraverso la quale transita una fetta rilevante del gas esportato verso l'Europa centrale e meridionale. Allo stesso tempo, la ridondanza delle proposte russe ai propri interlocutori e clienti europei sembra rafforzare l'evidente tendenza dei vertici del Cremlino e di Gazprom di accentuare la competizione tra i clienti europei. Infine, secondo un'interpretazione diffusa tra gli analisti, la politica russa sarebbe finalizzata a guadagnare consensi tra i governi e le compagnie europee rispetto all'imposizione, da parte dell'Ue, della normativa contenuta nel terzo pacchetto sull'energia che imporrebbe a Gazprom di aderire al principio della separazione proprietaria tra trasporto e distribuzione del gas e, al contempo, di garantire l'accesso alle infrastrutture a terze parti, minando così la tendenza a mantenere il controllo verticalmente integrato sulle infrastrutture.

La strategia infrastrutturale sul versante europeo sembra infine contraddittoria rispetto all'obiettivo, più volte ribadito dai vertici di Gazprom nel corso degli ultimi anni, di diversificare i propri canali di esportazione, ridimensionando la sostanziale dipendenza dalle vendite sui mercati europei attraverso la crescita sui mercati asiatici – con Giappone, Cina e Corea del Sud in testa. D'altra parte, anche sul versante asiatico, la strategia infrastrutturale russa non appare priva di contraddizioni. Nonostante infatti la risolutezza manifestata da Gazprom nel perseguire i progetti infrastrutturali in grado di ampliare la capacità di esportazione verso i mercati asiatico-orientali, il gasdotto tra la Siberia orientale e la Cina – suo asse portante e, secondo la tempistica ufficiale, potenzialmente operativo già a partire dal 2017 – sembra scontare ancora notevoli ostacoli operativi. Il principale di essi è di natura economica, frutto di un investimento che, secondo le stime più accreditate, dovrebbe superare i 46 miliardi di dollari, con un costo record per chilometro che difficilmente potrebbe essere economicamente profittevole per il gigante russo. Secondo il progetto, il gasdotto dovrebbe consentire l'esportazione di 61 Gmc annui di gas lungo una impervia rotta di circa 4.000 chilometri.

Come sottolineato, **la strategia energetica russa è legata a doppio filo a quella perseguita dall'Ucraina**, snodo fondamentale del transito degli idrocarburi russi verso l'Europa con la quale la Russia ha avuto nel corso dell'ultimo decennio ripetuti e profondi momenti di crisi. Il tentativo di ridurre la dipendenza dalle importazioni di gas russo – e la percezione di vulnerabilità politica ad essa collegata – continua, come già nel corso degli ultimi anni, a rappresentare la principale fonte di preoccupazione per il governo di Kiev, per il quale il perseguimento di una politica di emancipazione dall'influenza russa rappresenta una priorità di politica estera prima ancora che energetica. Nel 2012 l'Ucraina

ha importato infatti dalla Russia la quasi totalità del gas (circa 33 Gmc), con solo una minima parte di provenienza tedesca (circa 53 Mmc).

In linea con il tentativo di individuare canali di approvvigionamento alternativi a quelli russi, Kiev ha approfondito, nel corso degli ultimi mesi, la cooperazione con gli interlocutori centro-europei, nella prospettiva di inversione dei flussi delle interconnessioni del gas tradizionalmente utilizzate per il transito di metano russo dall'Ucraina. Ciò ha permesso, dalla fine del 2012, di avviare flussi di importazione da Polonia e Ungheria, paesi dai quali all'aprile 2013 l'Ucraina è riuscita a importare modeste ma crescenti quantità di metano – circa 300 Mmc.

L'inversione dei flussi di gas, che il Vice-Primo ministro Yuriy Boyko ha dichiarato rappresentare uno degli obiettivi strategici della politica energetica nazionale, potrebbe d'altra consentire, nel medio periodo, di importare fino a 7 Gmc di gas dalla Germania attraverso i territori di Ungheria e Slovacchia – paese, quest'ultimo, che potrebbe assurgere a principale canale di esportazione tra Eu e Ucraina e con il quale è attualmente in fase di negoziazione un Accordo di interconnessione. Oltre a consentire la diversificazione dei canali di approvvigionamento, l'importazione di gas russo attraverso la Germania permette inoltre a Kiev, nella situazione di stallo che ancora caratterizza i negoziati sulla riduzione dei prezzi di acquisto del gas russo (v. *Focus* n. 11/2012), di risparmiare sulla bolletta energetica.

A fronte di un prezzo di acquisto per il gas russo fissato con Gazprom a 429 dollari per metro cubo, il prezzo praticato dalla compagnia tedesca RWE per la riesportazione di gas russo si attesta infatti a 407 dollari. Un Memorandum di intesa per l'importazione di un volume di gas scalabile fino a 5 Mmc al giorno è stato inoltre siglato dalla compagnia ucraina con la controparte rumena SNTGN Transgaz.

Ulteriore possibilità di diversificare il paniere dei fornitori di gas all'Ucraina passa attraverso l'apertura di un canale di importazione diretta dall'Asia centrale – area di produzione dalla quale attualmente origina parte del metano commercializzato nel Paese attraverso la mediazione russa. In questa prospettiva si colloca la visita effettuata in Turkmenistan, lo scorso febbraio, dal Presidente ucraino Viktor Yanukovich. Nell'occasione i due paesi hanno siglato un Memorandum d'intesa finalizzato all'esportazione di gas turkmeno verso l'Ucraina a partire dall'anno in corso e al coinvolgimento di compagnie ucraine nelle fasi di esplorazione e sfruttamento delle risorse del paese centroasiatico. Tuttavia, affinché l'approvvigionamento di gas dal Turkmenistan possa tradursi in un effettivo vantaggio sul piano della sicurezza energetica nazionale, il metano dovrebbe aggirare le rotte russo centriche controllate da Gazprom.

Considerata l'impossibilità, allo stato attuale, di approntare una rotta transcaspica in grado di collegare Turkmenistan e Ucraina attraverso il Mar Nero, appare probabile che i 10 Gmc/a oggetto dell'intesa potrebbero essere trasportati attraverso le infrastrutture russe al di fuori della mediazione di Gazprom, giocando sulla possibilità di accesso alla rete stessa garantita, dietro il pagamento di tasse di transito, ai paesi della Csi. Ciò nonostante, la possibilità che Mosca possa garantire l'accesso alle proprie infrastrutture a terze parti appare quantomeno improbabile.

Accanto al tentativo di diversificare i canali di approvvigionamento, la strategia energetica ucraina passa necessariamente attraverso la razionalizzazione dei consumi di idrocarburi e dal pieno sfruttamento del potenziale estrattivo nazionale. Dalla prima angolatura, grazie anche a una politica di riconversione a carbone della generazione elettrica oggi alimentata a gas, il fabbisogno di gas importato dall'estero potrebbe ridursi già nel 2013, e stando ai programmi governativi, sino a 27 Gmc. Principale incognita di tale vettore di politica energetica è tuttavia costituito dalla sottoscrizione di clausole *take or pay*⁸ per il gas russo, che già per il 2012 ha indotto Gazprom a richiedere una compensazione di 7 miliardi di dollari, che Kiev rifiuta ad oggi di pagare in ragione degli elevati prezzi di acquisto praticati dal gigante russo.

Lo sfruttamento del potenziale estrattivo nazionale passa, al contempo, attraverso l'incremento dell'output dai giacimenti attualmente produttivi – che, nel 2013, potrebbe passare da 20 a 22 Gmc – e, soprattutto, dallo sviluppo del potenziale estrattivo ucraino legato ai depositi di gas non convenzionale. Nonostante la forbice sulle riserve possedute dal Paese sia piuttosto larga (da 2 fino a 8 Gmc), la Strategia Energetica approvata dal governo prevede una produzione annua al 2030 compresa tra i 30 e i 47 Gmc, a fronte di un consumo totale di circa 60 Gmc.

Diverse compagnie di primaria levatura internazionale sono state, in questa prospettiva, coinvolte nella esplorazione e nello sfruttamento delle risorse nazionali – dalla Chevron sino alla Royal Dutch Shell, la quale lo scorso gennaio ha siglato un accordo per la distribuzione del gas estratto da depositi di gas di scisto del giacimento di Yuzivska nella parte orientale del Paese.

Nodo cruciale per il pieno sfruttamento del potenziale energetico resta tuttavia la predisposizione di un clima favorevole agli **investimenti**, ambito nel quale l'Ucraina necessita ancora di importanti riforme. Sulla necessità di combattere la **corruzione** e offrire un quadro normativo trasparente in grado di attirare gli investitori internazionali – manifestata in tutta chiarezza dal 152° posto su 183 ricoperto dal Paese nella classifica mondiale del *doing business* pubblicata dalla Banca Mondiale nel 2012 – si è non a caso soffermato di recente il Direttore generale della Divisione energia della Commissione europea, Philip Lowe, nel più ampio contesto di un dialogo in materia energetica che va assumendo crescente centralità nella cooperazione tra Ue e Ucraina. Passaggio fondamentale su questo percorso è rappresentato dalla firma dell'Accordo di associazione e del *Deep and Comprehensive Free Trade Agreement* che, sul tavolo negoziale sin dalla primavera del 2012, potrebbero essere conclusi entro il prossimo autunno.

Il **dialogo in materia energetica con l'Ue** risulta d'altra parte centrale nella prospettiva della modernizzazione della rete infrastrutturale nazionale, altro tradizionale pilastro della strategia energetica ucraina nella prospettiva di liberarsi dell'influenza di Gazprom – da tempo dichiaratasi disponibile a finanziare i relativi progetti nel quadro di

⁸ Clausola inclusa nei contratti di acquisto di gas naturale, in base alla quale l'acquirente è tenuto a corrispondere comunque, interamente o parzialmente, il prezzo di una quantità minima di gas prevista dal contratto, anche nell'eventualità che non ritiri tale gas.

una sostanziale acquisizione della rete stessa. Un accordo preliminare in questo senso era stato siglato, quattro anni or sono, tra Kiev, Commissione europea, Banca europea per gli investimenti, Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo e Banca mondiale. L'accordo, congelato dalla mancata ristrutturazione della compagnia nazionale ucraina titolare della rete, potrebbe essere finalizzato entro l'anno, assicurando a Kiev un finanziamento volto a coprire parte degli oltre 5 miliardi di dollari necessari per la modernizzazione degli assi occidentale e meridionale di transito. La ripresa dei negoziati sul finanziamento dei progetti infrastrutturali ucraini beneficia, d'altra parte, del più ampio miglioramento dei rapporti tra Kiev e Bruxelles, successivo al rilascio in aprile del leader dell'opposizione ed ex-Ministro degli interni Yuriy Lutsenko e culminato con l'approvazione europea di un accordo per la facilitazione nel rilascio dei visti in maggio.

2.2. BACINO DEL CASPIO

La **progressiva affermazione del Turkmenistan come attore di primo piano nel panorama energetico eurasiatico** è stata confermata dalla notizia che, entro la fine di giugno, potrebbe andare in produzione la prima fase di sfruttamento del giacimento di Galkynysh. Secondo giacimento al mondo per riserve provate – pari almeno a 13,4 Tcm di gas, equivalenti a circa il 6,5% del totale delle riserve provate su scala mondiale – Galkynysh potrebbe presto consentire un incremento della capacità di esportazione turkmene di circa 20 Gmc/a.

Le **prospettive di incremento della capacità produttiva turkmene** sono state parallelamente approfondite dalle attività di esplorazione off-shore nel Caspio condotte dalla compagnia russa Itera, sulla base di un accordo con le autorità di Ashgabat datato settembre 2009. Secondo la Itera, infatti, il blocco 21 della porzione turkmene del Caspio potrebbe contenere riserve di gas fino a 800 Gmc, volume notevolmente superiore rispetto ai 100 Gmc inizialmente stimati. La notizia, resa pubblica nel dicembre del 2012, ha favorito la ripresa dei piani finalizzati a creare una infrastruttura transcaspica in grado di convogliare il gas turkmene sulla sponda occidentale del bacino, da dove esso potrebbe essere instradato verso i mercati europei attraverso il gasdotto Transanatolico, propugnato dalle compagnie nazionali di Azerbaigian e Turchia.

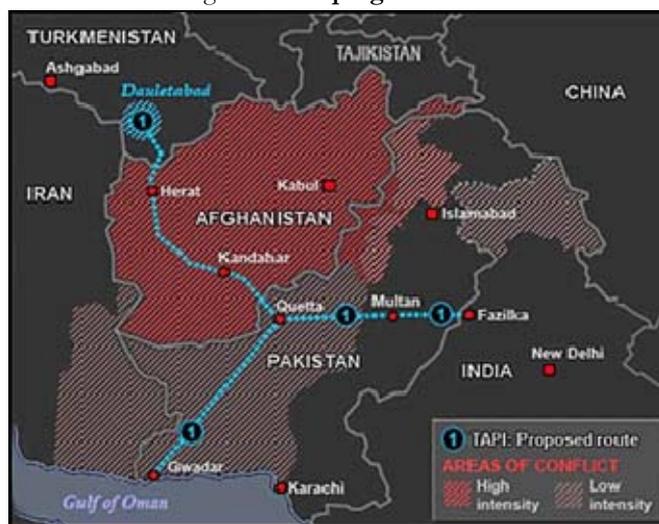
È per discutere di questa possibilità che, lo scorso marzo, il **Ministro per l'energia turco Taner Yildiz** si è recato in visita ad Ashgabat, dove ha incontrato il Presidente Gurbanguly Berdimukhammedov. Al di là del rinnovato sforzo della Turchia per far rivivere un progetto di corridoio tra l'Asia centrale e l'Europa proposto per la prima volta già nella seconda metà degli anni Novanta, le opzioni di trasporto del gas turkmene verso occidente appaiono difficilmente praticabili, indipendentemente dalla crescente attrazione del Paese – e più in generale dell'aria centroasiatica – nell'orbita di cooperazione asiatico-orientale e meridionale. Mentre permangono dispute di confine con l'Azerbaigian per la divisione delle acque del Caspio, l'opposizione russa alla posa di un gasdotto sottomarino che attraversi il bacino continua a rappresentare, come già in passato, il principale ostacolo alla realizzazione dell'infrastruttura. Allo stesso tempo, la possibilità di approntare una rotta

tra Turkmenistan e Turchia attraverso l'Iran appare, allo stato attuale di cose, altamente improbabile in ragione della reazione che ciò provocherebbe a Washington.

Principale **incognita** rispetto al coerente sviluppo del potenziale estrattivo turkmeno resta tuttavia la **natura degli accordi commerciali** offerti dal governo di Ashgabat alle compagnie internazionali. Nonostante l'apertura registratasi dopo l'ascesa al potere di Berdimukhammedov nel 2006, il Turkmenistan continua infatti a basare la propria strategia energetica sui due pilastri della mera concessione alle compagnie internazionali di contratti di servizio per l'estrazione di gas on-shore e della vendita del gas turkmeno, ad opera della compagnia statale, ai confini del Paese – il che lascia alle compagnie internazionali l'onere di predisporre infrastrutture per la commercializzazione dello stesso.

Su questo sfondo, con la sola rilevante eccezione dell'Accordo di Produzione e Ripartizione concesso nel 2007 alla China National Petroleum Corporation per lo sfruttamento di giacimenti on-shore in cambio dell'impegno cinese all'acquisto del gas e alla costruzione di un gasdotto tra i due paesi, **Ashgabat non ha firmato alcun altro accordo con compagnie internazionali**. In questo stato di cose, a fine marzo la norvegese Statoil ha comunicato – prima tra le compagnie internazionali – la propria decisione di chiudere il proprio ufficio in Turkmenistan, evidentemente disillusa rispetto alla possibilità di sottoscrivere contratti profittevoli nel paese.

Figura 11 – Il progetto TAPI



fonte: *Asia Times*.

Medesimo rischio di abbandono delle attività in Turkmenistan si corre oggi rispetto ad altre due compagnie energetiche di primo piano su scala internazionale, Chevron ed ExxonMobil, da tempo interessate a sottoscrivere accordi di sfruttamento dei giacimenti gassiferi turkmeni – e, in particolare, di Galkynysh. L'acquisizione di diritti di sfruttamento nel Paese rappresenterebbe d'altra parte, per le due compagnie, una condizione quasi imprescindibile per la partecipazione al **progetto infrastrutturale** deputato all'esportazione di gas dal Turkmenistan all'India attraverso Afghanistan e Pakistan, il **Tapi**. Il progetto –

tradizionalmente sostenuto dagli Stati Uniti nella prospettiva di **sostenere la transizione afghana** e di evitare che possa essere invece l'Iran a guadagnare spazio sui mercati asiatico-meridionali (Cfr. § 2.3.) – prevede la posa di un gasdotto della lunghezza di circa 1.700 chilometri e della capacità di 30 Gmc/a ad un costo stimato di 7,8 miliardi di dollari, parzialmente finanziabili grazie al sostegno della Banca asiatica di sviluppo. Al di là delle profonde incognite legate alla sicurezza della rotta che ancora circondano il progetto, la scarsa flessibilità dimostrata dalle autorità turkмене rispetto alle richieste delle compagnie internazionali potrebbe rappresentare l'ostacolo principale alla sua realizzazione.

In attesa dell'ormai prossima decisione sull'assegnazione del gas che andrà in produzione dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento off-shore di Shah Deniz (SD) a partire dal 2018 (Cfr. § 3.2), l'**Azerbaijan** ha accettato di prolungare di cinque anni l'Accordo di Produzione e Ripartizione con il consorzio titolare dei relativi diritti di sfruttamento – firmato nel 1996 e in scadenza nel 2031 – con ciò prolungando da 13 a 18 anni la fase di ammortamento di un investimento che dovrebbe aggirarsi attorno ai 20 miliardi di dollari.

Secondo la stampa di settore, i termini del prolungamento sarebbero stati negoziati lo scorso dicembre in occasione della visita a Baku dell'Amministratore delegato di BP, titolare di un quarto delle quote del consorzio e suo operatore. Nella stessa sede sarebbero inoltre stati discussi i termini di partecipazione dei soci di maggioranza del Consorzio SD al Trans-Anatolian pipeline (Tanap), deputato al trasporto del gas azerbaijano dai confini orientali a quelli occidentali della Turchia, attualmente partecipato dalla compagnia energetica azerbaijana Socar (80%) e dalle turche Botas e Tpaö (rispettivamente per il 15 e 5%). Secondo fonti interne a BP, la compagnia punterebbe ad acquisire il 12% delle quote, analogamente a Statoil – che come la prima possiede un quarto circa delle quote del Consorzio SD. Total, anch'essa presente nel Consorzio con una quota del 10%, sarebbe invece interessata ad una partecipazione al Tanap pari al 5%. Stante la reiterata indisponibilità delle compagnie turche a ridurre la misura della propria partecipazione al consorzio Tanap, a cedere parte delle proprie quote dovrebbe essere la Socar, che ne conserverebbe comunque il 51%.

L'asse di cooperazione tra Baku e Ankara, già consolidatosi attorno al progetto di costruzione del Tanap, va approfondendosi in ragione della **strategia di crescita all'estero di Socar, la compagnia energetica azerbaijana**. Dopo gli investimenti già effettuati in impianti di trasformazione degli idrocarburi nel paese, la Socar, secondo quanto dichiarato dal Presidente della Repubblica Ilham Aliyev, punterebbe nel prossimo decennio a diventare la principale compagnia energetica attiva in Turchia, grazie ad un piano di investimenti che toccherà la cifra record di 17 miliardi di dollari nel corso del decennio 2008-2018. Al 2008 risale infatti l'ingresso di Socar nel mercato energetico turco attraverso l'acquisizione della compagnia petrolchimica Petkin. Da allora, gli investimenti effettuati nel Paese sono ammontati a oltre 300 milioni di dollari, cui si aggiungono i 9 miliardi già stanziati per la costruzione di un impianto petrolchimico, di un porto commerciale e di un impianto di generazione elettrica nell'area di Smirne.

Meno successo sembra invece aver avuto la Socar rispetto all'obiettivo di acquisire il controllo della compagnia energetica statale greca Depa, messa in liquidazione a seguito della crisi finanziaria che ha colpito il paese dopo il 2010. Coerentemente con il tentativo di acquisire partecipazioni all'estero lungo tutta la filiera del trasporto e della distribuzione degli idrocarburi estratti in Azerbaigian, lo snodo greco assumeva per Socar una valenza tutt'altro che sottovalutabile. Attraverso la Grecia transita infatti il Trans-Adriatic Pipeline (Tap), uno dei progetti messi in cantiere lungo il Corridoio meridionale dell'Ue per il trasporto del gas che andrà in produzione, nel 2018, dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento off-shore di Shah Deniz (Cfr. § 3.2).

Alla vigilia della scelta dell'infrastruttura deputata al trasporto del gas azerbaigiano, l'acquisizione di Depa da parte di Socar avrebbe di certo rappresentato un notevole passo in avanti tanto per i promotori del Tap, quanto e soprattutto per un'Azerbaigian cui si sarebbe dischiusa la prospettiva di divenire protagonista del *midstream* dalle coste del Caspio sino all'Albania. A tagliare di fatto Socar fuori dalla competizione per l'acquisizione della compagnia greca è stata tuttavia l'offerta di Gazprom che, alla vigilia della pubblicizzazione delle offerte d'acquisto – che saranno rese note a metà giugno – sembra aver proposto condizioni migliori d'acquisizione e avviato, al contempo, contatti tra i vertici della compagnia russa e le istituzioni greche.

In questa prospettiva si collocano, in particolare, le tre visite compiute in Grecia dall'Amministratore delegato di Gazprom, Alexei Miller, nel corso della primavera. Il possibile successo di Gazprom nella competizione per l'acquisizione di Depa non esclude tuttavia che Socar possa aggiudicarsi la parallela competizione per l'acquisizione di Desfa, compagnia greca titolare e operatrice della rete energetica nazionale e già coinvolta nei diversi progetti infrastrutturali messi in cantiere sul territorio greco. A competere con Socar sarebbe, in questo caso specifico, la compagnia russa Sintez, che aveva presentato un'offerta per la acquisizione di entrambe le compagnie. Secondo fonti giornalistiche, Socar avrebbe tuttavia buone probabilità di riuscita, essendosi detta peraltro disponibile ad aumentare la propria offerta d'acquisto ed a legare l'acquisizione di Desfa alla realizzazione del Tap – elemento che potrebbe controbilanciare il progetto di investimenti in infrastrutture presentato da Sintez per un valore di cinque miliardi di dollari.

Il doppio e collegato piano della decisione sull'assegnazione del gas azerbaigiano e del processo di privatizzazione di Desfa sono stati al centro dei colloqui tra il Presidente Aliyev e il primo ministro greco Antonis Samaras, in visita a Baku il 19 maggio. A dimostrazione della rilevanza assunta dai progetti di trasporto del gas dall'Azerbaigian all'Europa per i piani di ripresa economica della Grecia, la visita di Samaras ha seguito di un mese quella del Ministro degli esteri, Dimitris Avramopoulos.

2.3. TURCHIA E VICINO ORIENTE

La cooperazione e competizione energetica nello scacchiere vicino-orientale ruota principalmente attorno allo sfruttamento delle risorse di gas off-shore presenti nel “Bacino di Levante”, porzione di mare tra Cipro e Israele i cui tre principali giacimenti – Tamara,

Afrodite e Leviatano – conterrebbero secondo le più accreditate stime circa 30 Tmc di gas. Sovrapponendo la questione dello sfruttamento delle ingenti risorse gassifere a più datate e complesse dinamiche geopolitiche e diplomatiche – dalla perdurante divisione di Cipro sino ai rapporti tra Israele e Libano, che rivendica parte dei giacimenti – i progetti di estrazione di gas dal Bacino di Levante hanno generato, a partire dal 2011, crescenti tensioni tra attori di primo piano della politica regionale.

Su questo sfondo, **la risolutezza della Turchia nel difendere i diritti della internazionalmente isolata Repubblica turca di Cipro Nord**, dichiarando illegittimi gli “unilaterali” piani di sfruttamento di Nicosia e arrivando a ventilare l'ipotesi di intervento armato, **ha certamente rappresentato il più rischioso focolaio di tensioni**. Ancora lo scorso marzo, innanzi alla prospettiva che l'Eni entrasse nel giro d'affari legato allo sfruttamento del bacino, il Ministro turco dell'energia Taner Yildiz minacciava la compagnia italiana – e con essa altre possibili compagnie interessate all'area, quali la Total – che la conclusione di accordi con Nicosia avrebbe comportato “sanzioni” unilaterali e il congelamento dei progetti già avviati in Turchia dalla compagnia italiana. A fine gennaio, difatti Eni e la compagnia coreana Kogas avevano siglato accordi per l'esplorazione di tre blocchi off-shore del Bacino di Levante (i numeri 2, 3 e 9), adiacenti al blocco (il 12) nel quale la Noble Energy ha scoperto a fine 2011 riserve di gas stimate a 7 Tmc.

Al di là della concretezza della minaccia di Ankara e delle possibili ricadute sugli interessi dell'Eni – presente in Turchia principalmente attraverso il progetto di oleodotto Samsun-Ceyhan, da tempo ormai in stallo, e nel settore della distribuzione di prodotti petroliferi – la posizione del governo turco manifestava la ferma adesione a una linea diplomatica intransigente.

Una linea, quest'ultima, avvertita come tanto più urgente in relazione alla eventualità – smentita poi dai fatti – che l'Ue potesse legare la concessione a Cipro di un piano di salvataggio dalla crisi alla concessione di diritti sulle risorse di gas che potrebbero andare in produzione non prima del 2018-2019, riconoscendo di fatto a Nicosia la legittimità dello sfruttamento unilaterale delle stesse. Allo stesso tempo, e più in generale, la posizione di Ankara rispecchiava la crescente frustrazione per lo stallo negoziale sulla risoluzione dell'ormai trentennale divisione dell'isola, passibile di approfondire le linee di divisione e polarizzazione regionali in un'area già resa instabile dai diversi rivoli della crisi siriana.

La **strategia energetica del Libano** – che, nella perdurante mancanza di delimitazione dei confini con Israele, contesta a Tel Aviv la sovranità su alcuni giacimenti *off-shore* – **aggiunge incertezze e focolai di tensione** a una situazione regionale che, sullo sfondo della polarizzazione generata dalla perdurante crisi siriana, ha visto Damasco e Teheran sostenere fermamente la causa e le posizioni di Beirut.

In aprile, il Ministero dell'energia libanese ha infatti concluso la fase di pre-qualifica per la prima asta per il conferimento dei diritti di esplorazione e sfruttamento dei giacimenti off-shore nel Bacino di Levante. Una cinquantina circa di compagnie internazionali hanno passato questa prima fase in qualità di operatori e non (12 le prime, 34 le seconde). Tra le prime figurano compagnie di primo piano del settore energetico internazionale, tra cui Eni, Chevron, Royal Dutch Shell, Total e ExxonMobil. A partire dal 1° maggio, le compagnie

pre-qualificate hanno avviato una fase di consultazioni con le autorità libanesi finalizzata a chiarire le posizioni e gli interessi di ciascuna delle parti e che potrebbe protrarsi fino a tutto agosto. Benché la fase di consultazione sia aperta a tutti i dieci blocchi passibili di contenere riserve di idrocarburi, solo quattro di essi saranno messi all'asta in autunno, conferendo così a Beirut – secondo una logica resa pubblica dai vertici della Amministrazione petrolifera nazionale – maggior potere negoziale nelle aste per i blocchi restanti.

A modificare i parametri della competizione e della contrapposizione energetica nello scacchiere del Mediterraneo orientale hanno contribuito, nel corso degli ultimi mesi, anzitutto **le manifestazioni di apertura al dialogo espresse dal governo israeliano**. A partire da febbraio, suoi esponenti di primo piano hanno infatti manifestato la volontà di superare le linee di divisione generatesi attorno ai piani di sfruttamento delle risorse gassifere off-shore, promuovendo uno schema di cooperazione regionale che consentisse di salvaguardare gli interessi di ciascuna delle parti in causa.

L'apertura israeliana – rivolta principalmente a una Turchia con cui le relazioni risultavano sostanzialmente congelate dall'incidente della Mavi Marmara al largo delle coste israeliane nel maggio 2010 – non è caduta inascoltata ad Ankara, consapevole peraltro di poter offrire le soluzioni economicamente più profittevoli per l'esportazione verso i mercati europei del gas estraibile nel Mediterraneo orientale. Tradizionalmente, infatti, i piani di esportazione di gas israeliano hanno ruotato principalmente attorno alla possibilità di sviluppo di piattaforme mobili di liquefazione del gas, da testare inizialmente per i più limitati giacimenti di Tamara e Dalit – con riserve congiunte stimate a 238 Gmc – per essere poi utilizzato anche per il giacimento di Leviatano, con circa 470 Gmc di riserve stimate.

L'opzione Gnl è tuttavia tecnicamente ardua – non essendoci precedenti di stazioni di liquefazioni mobili – e, soprattutto, economicamente notevolmente meno vantaggiosa rispetto all'intubazione. A fronte di un costo di circa 8 miliardi di dollari stimato per la realizzazione dell'opzione Gnl, la posa di un'infrastruttura sottomarina tra l'area del Leviatano, circa 160 chilometri al largo della costa di Haifa, e la Turchia ne costerebbe solo 2 e, attraverso la scalabilità nel tempo, potrebbe inoltre consentire di accomodare volumi di gas crescenti in ragione della potenziale maggior disponibilità della risorsa. Stessa logica è d'altra parte applicabile anche ai progetti di esportazione di gas di Cipro, il cui territorio potrebbe fungere da snodo di trasporto tra Israele e la costa turca.

Grazie anche alla mediazione statunitense, finalizzata a ridimensionare le tensioni tra due paesi chiave per le strategie mediorientali della Casa Bianca, il riavvicinamento tra Tel Aviv ed Ankara – concretizzatosi anche nelle scuse ufficiali offerte dal governo israeliano alla Turchia per l'incidente del 2010 – ha aperto nuovi scenari alla cooperazione energetica regionale, apertamente sostenuti dai più alti livelli delle istituzioni turche.

Il Presidente della Repubblica Abdullah Gül, d'intesa con Ministro dell'energia Yıldız ha infatti dichiarato che **la Turchia sosterrà apertamente qualunque costruttivo progetto di trasporto congiunto del gas con Israele e Cipro**, nella prospettiva di facilitare le problematiche politiche che affliggono la regione del Mediterraneo orientale.

All'incrocio tra vettori di politica energetica ed estera – con una dimensione interna tutt'altro che secondaria – si colloca anche la **politica della Turchia verso l'Iraq**. Sullo sfondo del processo di pace recentemente rilanciato dal governo Erdoğan con i separatisti curdi, **la cooperazione nel settore degli idrocarburi continua a rappresentare una dimensione privilegiata del rapporto tra Ankara e il Governo regionale curdo (Grc)** di Erbil. Coerentemente con una strategia diplomatica che ha decretato il passaggio del Kurdistan iracheno da minaccia da contenere anche con mezzi militari ad interlocutore da avvicinare e legare a sé anzitutto sul piano economico, la Turchia nel corso del 2012 ha notevolmente approfondito la misura del dialogo con Erbil, offrendo alle autorità nord-irachene il sostegno finanziario e, soprattutto, logistico necessario per permettere al Grc di attuare i propri piani di sfruttamento energetico aprendo un canale di esportazione di idrocarburi transitante attraverso la Turchia. In questa prospettiva, i due interlocutori hanno discusso la possibilità di costruzione di un nuovo oleodotto in grado di bypassare l'esistente infrastruttura tra Kirkuk e Ceyhan, controllata dal governo federale di Baghdad.

A rendere pubblico il negoziato energetico turco-curdo è stato, in dicembre, lo stesso Nechivan Barzani, Primo ministro del Grc.

Figura 12 – **Le riserve di idrocarburi nell'area del Grc**

fonte: The National.

Sullo sfondo dei tesi rapporti tra l'anima sciita e quella curda dell'Iraq, sciogliere il nodo dei rapporti tra Ankara, Erbil e Baghdad risulta tuttavia imprescindibile per permettere il coinvolgimento della Turchia, oltre che nello sviluppo del settore petrolifero, anche nei piani di sfruttamento e trasporto delle ingenti quantità di gas presenti in territorio curdo-iracheno.

Secondo le stime della turca Genel Energy – la più esposta tra le compagnie turche presenti in Nord Iraq – il gas curdo potrebbe essere disponibile già nell'arco di un biennio e raggiungere entro il 2017 un livello di produzione compreso tra i 15 e i 20 Gmc/a, analogo a quello di produttori regionali di primo piano e, soprattutto, a un prezzo di acquisto significativamente inferiore a quello pagato agli altri fornitori. **È propriamente nella prospettiva di bilanciare i rapporti con i governi regionale curdo e quello federale che la Turchia** – il cui rapporti con Baghdad sono notevolmente peggiorati nel corso dell'ultimo biennio anche in ragione dell'avvicinamento ad Erbil – **ha recentemente aperto al punto di vista federale**, sottolineando attraverso lo stesso Yildiz, che le compagnie nazionali non chiuderanno nessun accordo in territorio nord-iracheno al di fuori di una più ampia intesa con le istituzioni centrali.

La presa di posizione – per quanto funzionale al tentativo di assicurarsi l'appoggio di Erbil nel difficile negoziato con il Pkk, legando al buon esito dell'operazione la conclusione di accordi in materia energetica – dimostra in ogni caso come per Ankara sia imprescindibile mantenere una linea costruttiva rispetto alla transizione irachena, consapevole delle ripercussioni negative che deriverebbero da un più duro confronto tra curdi e sciiti ai propri confini meridionali e, al contempo, delle ricadute positive di tale atteggiamento rispetto alla Casa bianca, per la quale **il rischio di frammentazione dell'Iraq rappresenta una delle principali preoccupazioni nello scacchiere mediorientale.**

Oltre ad avere un'evidente connotazione diplomatica, la politica turca verso i nodi del Mediterraneo orientale e quello iracheno ha una non secondaria connotazione strategica ed economica. La possibilità di fungere da snodo per l'esportazione delle risorse di gas dall'area risponde al tradizionale obiettivo di Ankara di valorizzare la collocazione geografica del Paese – alla confluenza delle principali aree di produzione di idrocarburi eurasiatiche – attivando flussi multidirezionali di importazione in grado di far fronte alla crescente domanda di energia nazionale e, al contempo, di rendere la Turchia un hub energetico alle porte dei mercati europei.

Funzionale al conseguimento del primo dei due obiettivi citati è la strategia di diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas, perseguita nel corso degli ultimi mesi anche intensificando le relazioni con produttori nordafricani e mediorientali per rifornimenti di Gnl. Con l'Algeria, sono stati conclusi in gennaio i negoziati per il rinnovo del contratto di acquisto di gas liquefatto in scadenza nel 2014. Il contratto, esteso per ulteriori dieci anni, prevede la possibilità di incremento dei volumi dagli attuali da 4 a 6 Gmc annui.

La strategia di diversificazione delle importazioni di gas è stata poi al centro della successiva visita condotta da una delegazione turca composta dal Ministro Yildiz e dai vertici delle due compagnie energetiche nazionali, Botas e Tpaog, in Qatar. Qui i negoziati si sono significativamente incentrati oltre che sui flussi di importazione, anche sul versante infrastrutturale. La Turchia è infatti pericolosamente vicina a saturare la propria capacità di importazione di gas, che si attesta a circa 52 Gmc/a a fronte di una domanda che nel 2013 potrebbe raggiungere i 50 Gmc.

Oltre alle prospettive di medio periodo dischiuse dai progetti di importazione dal Caspio e alla possibilità di incrementare la capacità di importazione dalla Russia attraverso i gasdotti Blue Stream e Transbalkanici, lo sviluppo di terminali di rigassificazione è una delle direttrici sulle quali sempre più insistentemente va concentrandosi l'attenzione dei decisori politici ed economici nazionali. Con la controparte qatarina sono stati così avviati negoziati per la costruzione di un impianto di Gnl della capacità di 5-6 Gmc/a nel Golfo di Saros, sull'Egeo, che potrebbe affiancare i due terminali già attivi sulla costa turca, nel Mar di Marmara e ad Aliğa, nei pressi di Smirne.

I richiamati piani di sviluppo della **cooperazione energetica tra Turchia e Governo regionale curdo** si collocano tuttavia in un contesto, quello della transizione istituzionale irachena, tutt'altro che definito e ancora altamente instabile. Difatti, ad un decennio dall'operazione Iraqi Freedom e dal rovesciamento del regime baathista, **il settore energetico iracheno rappresenta al contempo il principale pilastro per sviluppo** e crescita economica del paese da un lato, e **uno degli elementi che caratterizza la crescente frammentazione del paese su base nazionale**. Sotto la prima angolatura, infatti, la produzione petrolifera ha fatto segnare nel 2012 il superamento della soglia dei 3 milioni di barili al giorno (Mb/g), che avvicina l'output iracheno al record (3,5 Mb/g) fatto segnare alla fine degli anni Settanta – prima cioè che il ciclo di instabilità aperto dalla guerra con l'Iran e l'invasione del 2003 riducessero la produzione annua fino a 1,5 Mb/g.

Il livello di output raggiunto nel 2012 ha d'altre parte generato un flusso di cassa per il budget statale pari a circa 100 miliardi di dollari. Pur tuttavia, mentre i benefici della crescita del settore petrolifero stentano a diffondersi sul territorio nazionale in mancanza di una efficace politica redistributiva, la perdurante contrapposizione tra le autorità federali e quelle del Governo regionale curdo sui meccanismi di gestione del comparto energetico – rese anzitutto manifeste dalla incapacità di trovare un accordo su una legge nazionale che regolamenti il settore – continua a rappresentare la principale incognita e il principale fattore di rischio per il perseguimento di coerenti piani di sviluppo dello stesso.

La contrapposizione tra Governo regionale curdo e Baghdad ha mostrato di poter avere ripercussioni profonde sulla produzione, nella misura in cui – come successo nell'ultimo trimestre del 2012 – le compagnie internazionali, innanzi al mancato pagamento dei costi sostenuti per la produzione, hanno progressivamente ridotto le attività estrattive, contrattesi di circa 160.000 b/g. Il rischio che la contrapposizione tra Baghdad e Erbil possa bloccare i piani di sviluppo energetici del Grc si è d'altra parte manifestato in tutta evidenza ad inizio marzo, allorchè il Parlamento federale, nonostante il boicottaggio

della componente curda, ha approvato una legge di bilancio dalla quale sono rimasti esclusi i 3,5 miliardi di dollari con i quali il Governo regionale curdo avrebbe potuto far fronte agli impegni contrattuali assunti con le compagnie energetiche straniere attive sul proprio territorio.

Atteso il rischio di contagio dalla Siria e della crescente insoddisfazione delle popolazioni sunnita dell'Iraq innanzi alla linea politica del Primo ministro sciita Nouri al-Maliki, la perdurante incapacità di delineare una politica energetica nazionale condivisa tra tutte le anime del paese potrebbe – oltre a rendere utopistico il raggiungimento degli ambiziosi piani di produzione al 2020 (9 Mb/g) – rappresentare .

Nella perdurante impasse diplomatica che caratterizza il negoziato sul dossier nucleare iraniano, **Teheran ha visto approfondire la misura del proprio isolamento internazionale in materia energetica a seguito dell'inasprimento delle sanzioni europee e statunitensi.** Alla crescente chiusura delle possibilità di collaborazione e commercializzazione di idrocarburi sui mercati occidentali, **il governo iraniano risponde con l'approfondimento della cooperazione con partner regionali lungo un asse est-ovest, puntando risolutamente sullo sviluppo del settore gas.** Benchè infatti ad oggi l'Iran – secondo paese al mondo per riserve provate dietro la Federazione russa – consumi la totalità del gas prodotto, i piani governativi prevedono il raddoppio della produzione entro il 2015 e, conseguentemente, l'avvio di un consistente flusso di esportazioni verso i paesi vicini e, in prospettiva, verso l'Europa.

Verso oriente, nonostante la ferma opposizione statunitense al progetto, resta in piedi la possibilità di aprire un canale di esportazione di gas verso il Pakistan lungo una direttrice che, inizialmente ideata per estendersi fino all'India, potrebbe tuttavia presto vedere la luce in una versione ridimensionata. **La questione dell'approvvigionamento energetico sembra d'altra parte essere in cima all'agenda del nuovo governo pakistano** che, attraverso il Ministro per la pianificazione Ahsan Iqbal, ha caratterizzato il gasdotto come “vitale” per lo sviluppo del Paese, assegnandogli la massima priorità realizzativa dopo che, ad inizio marzo, una cerimonia aveva salutato l'avvio della fase finale di costruzione dell'infrastruttura alla presenza del Presidente iraniano Mahmoud Ahmadinejad e della controparte pakistana Asif Ali Zardari.

Secondo la tempistica fissata dai partner nel progetto, il gasdotto Iran-Pakistan, della lunghezza di 1.600 chilometri e del costo stimato di 1,8 miliardi di dollari – apparentemente realizzato nella sua tratta iraniana – potrebbe essere operativo già nell'ultimo trimestre del 2014, garantendo la fornitura di 21,5 Mmc/g di gas per un periodo di 25 anni. **L'urgenza per Islamabad di assicurarsi nuovi canali di approvvigionamento energetico** è emersa in tutta evidenza dall'agenzia incaricata di supervisionare i progetti infrastrutturali nel settore del gas, che ha sottolineato come entro il 2020 il Pakistan potrebbe necessitare di importare circa 66 Gmc/a di gas per far fronte alla crescente domanda interna della risorsa, spinta verso l'alto soprattutto dalla generazione elettrica.

Non meno rilevante per Teheran è poi **la direttrice occidentale della strategia di rilancio delle esportazioni nel settore del gas.** Asse portante di questa direttrice di politica energetica è il cosiddetto “Gasdotto dell'amicizia” che dovrebbe originare nei pressi

del maxi-giacimento di South Pars per raggiungere Damasco attraversando il territorio iracheno. Da Damasco, potenzialmente, l'infrastruttura potrebbe poi essere prolungata verso il Libano e da qui garantire al gas iraniano sbocchi sui mercati occidentali.

Il progetto, datato 2011, prevede il trasporto di circa 40 Gmc/a di gas ed un costo di realizzazione di circa 10 miliardi di dollari. Già ad inizio anno il governo iracheno aveva dato mandato al ministro competente di firmare un accordo quadro per la costruzione dell'infrastruttura in territorio iracheno, dopo la firma di un *Memorandum* tripartito, del luglio 2012, che fissava la tempistica di posa delle tubature – da tre a cinque anni a seconda del flusso di investimenti attivato. Mentre, stando a fonti irachene, la porzione del gasdotto ricadente in territorio nazionale potrebbe essere operativa nei prossimi 18 mesi, ad inizio giugno il Ministro per l'elettricità iracheno ha reso nota la sottoscrizione di un accordo con l'Iran per l'acquisto di gas – circa 25 Mmc/g – finalizzato alla generazione elettrica in due centrali nei pressi di Baghdad.

Resta infine aperta, almeno sulla carta, **la possibilità di attirare investimenti e know how ed esportare gas verso la Turchia e, attraverso questa, verso l'Europa.** Questa eventualità, sul tavolo negoziale già da anni ormai, è stata di recente ribadita e rilanciata dall'Ad della compagnia nazionale iraniana del gas, Javad Owji, che ha dichiarato come siano attualmente allo studio piani per ampliare il flusso di esportazioni verso la Turchia, permettendo l'apertura di un canale di esportazione verso i mercati europei. Difficile tuttavia che, nella situazione attuale, questa eventualità possa effettivamente realizzarsi. La Turchia, che ha ottenuto dagli Stati Uniti l'esenzione dalle sanzioni contro l'Iran, difficilmente metterebbe a rischio l'intesa con Washington in materia energetica – rilevante anche negli scacchieri del Mediterraneo orientale e iracheno – per un progetto ancora aleatorio.

Nel prossimo anno del calendario iraniano – a partire dunque da marzo 2014 – **l'Iran, grazie ai crescenti volumi esportabili verso Iraq e Siria, punterebbe a triplicare il flusso d'esportazioni, raggiungendo introiti per 10 miliardi di dollari a fronte degli attuali 3,5.** Per sostenere i piani di sviluppo del settore gas le autorità iraniane avrebbero previsto un investimento per l'anno in corso di circa 30 miliardi di dollari per il solo giacimento di South Pars, le cui fasi di sviluppo 12, 15 e 16 potrebbero andare in produzione già nel corso dell'estate garantendo un aumento di produzione di gas pari a 150 mmc/g – rispetto ai 300 attualmente estratti dal giacimento

2.4. NORD AFRICA

La situazione di **instabilità diffusa che caratterizza l'area nordafricana** non sembra destinata a risolversi in tempi brevi. Questa condizione rappresenta la **singola più importante minaccia alla sicurezza energetica italiana**: l'Algeria è un fornitore essenziale del mercato italiano (30% dei consumi, in transito attraverso la Tunisia) e anche le forniture libiche rappresentano un elemento importante (10% dei consumi). Il mantenimento della stabilità nell'area è dunque una priorità anche in una prospettiva energetica.

Il difficile contesto di sicurezza in **Libia** è una caratteristica endemica del Paese dopo il conflitto del 2011, che si traduce in atti criminali e/o terroristici nei confronti delle infrastrutture energetiche. La situazione in **Tunisia** sembra invece al momento molto più stabile, anche se non è possibile escludere episodi terroristici di matrice islamista volti a destabilizzare il Paese colpendo il gasdotto Algeria-Italia.

Il principale fattore di rischio resta tuttavia l'evoluzione della situazione in **Algeria**. Il Paese è rimasto relativamente stabile nell'ultimo biennio grazie anche alla solidità degli apparati di sicurezza e soprattutto alle possibilità di spesa pubblica garantite dalle rendite derivanti dalle esportazioni energetiche (v. *Focus 9/2012*). Nei prossimi mesi la situazione potrebbe tuttavia conoscere un peggioramento, a causa dell'inevitabile transizione di potere prevista in occasione delle **elezioni presidenziali del 2014**. L'attuale presidente **Abdelaziz Bouteflika**, 76 anni, è in carica dal 1999, ma le sue condizioni mediche sono gravi: ad aprile è stato colpito da un ictus definito di lieve entità (ma mancano riscontri ufficiali sull'entità delle conseguenze) ed è attualmente ricoverato presso un ospedale militare francese a Parigi. Se il passaggio di consegne è di fatto scontato, resta ancora da definire chi guiderà il Paese nei prossimi anni.

La situazione regionale è particolarmente rischiosa: l'Algeria confina con il Mali e con la Libia e l'instabilità nei Paesi confinanti costringe l'esercito algerino a un impegno costante lungo il confine, soprattutto per limitare le **operazioni dei terroristi islamisti**. I potenziali rischi sono apparsi evidenti in occasione dell'attacco al sito petrolifero di In Amenas, nel mese di gennaio, e non si può escludere che episodi simili si ripetano, nonostante il rafforzamento delle misure di sicurezza.

Ai fattori di rischio esterni si sommano quelli interni: la giovane popolazione algerina, l'alto tasso di disoccupazione, la crescente disparità tra le zone costiere e l'interno rappresentano tutti elementi suscettibili di originare **instabilità nel Paese** in occasione di un eventuale indebolimento degli apparati di sicurezza nel corso della transizione di potere. Appare pertanto di primaria importanza un **rafforzamento del monitoraggio dell'evoluzione della situazione algerina** da parte delle agenzie di sicurezza e informazione.

CORRIDOI EUROPEI DEL GAS

3.1. CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

A poca distanza dalla cerimonia di inaugurazione della seconda linea del gasdotto Nord Stream che, lo scorso ottobre, ha portato la capacità totale dell'infrastruttura a 55 Gmc/a, la *joint venture* titolare del progetto ha inviato ai governi interessati, a fine gennaio, un nuovo progetto finalizzato all'ampliamento dell'infrastruttura attraverso l'aggiunta di due ulteriori linee. Entro rispettivamente il 2017 e il 2018 il Nord Stream potrebbe così raddoppiare la propria portata, giungendo a 110 Gmc/a.

NORD STREAM	
Capacità annua	27,5 Gmc (seconda fase: 55 Gmc)
Operativo dal	2011 (seconda fase: 2012)
Provenienza del gas	Federazione russa
Paesi attraversati	Danimarca, Finlandia, Svezia (acque territoriali e/o zone economiche esclusive)
Paese di arrivo	Germania
Società coinvolte	Gazprom (51%), E.On (15,5%), Wintershall (15,5%), Gasunie (9%), Gdf Suez (9%)

Un primo accordo che, sebbene in via non vincolante, ha dato forma al progetto di ampliamento del Nord Stream è stato siglato ad inizio aprile dall'Ad di Gazprom Miller e da Paul van Gelder, omologo della compagnia olandese Gasunie – parte del consorzio Nord Stream con una partecipazione del 9% – alla presenza del presidente Putin e del Primo ministro Mark Rutte.

Principale novità che, prima ancora della capacità, amplia la portata del progetto deriva dal presunto interessamento di BP che potrebbe entrare nel consorzio e dischiudere ad esso le porte del mercato britannico. Benché il prolungamento del gasdotto verso la Gran Bretagna non sia stato ancora discusso, lo stesso Putin ha menzionato la possibilità di posare un'infrastruttura sottomarina a partire dalle coste olandesi. Il coinvolgimento britannico rappresenta, d'altra parte, un vecchio obiettivo della compagnia russa, già manifestatosi nel 2007, nella fase iniziale di studio sul gasdotto.

3.2. CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

Entro fine giugno la decisione del Consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento azerbaigiano di Shah Deniz sull'assegnazione del gas che andrà in produzione a partire dal 2018 potrebbe mettere la parola fine alla competizione infrastrutturale che da un decennio circa caratterizza l'apertura di quello che è divenuto noto come Corridoio meridionale dell'Ue.

A contendersi l'assegnazione del gas azerbaigiano – cui dovrebbe seguire entro fine anno la decisione finale sugli investimenti – sono **due progetti infrastrutturali, il Nabucco West e il Trans-Adriatic Pipeline (Tap)**, che hanno presentato offerte vincolanti al Consorzio SD lo scorso aprile. Ciascuna delle due infrastrutture è stata

progettata per trasportare 10 dei 16 Gmc/a che saranno estratti dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento – con i restanti 6 commercializzati in Georgia e Turchia.

Entrambe le infrastrutture disporrebbero di una capacità scalabile nel tempo ad oltre 20 Gmc/a e sarebbero dunque in grado di trasportare volumi aggiuntivi di gas che dovessero rendersi disponibili lungo il Corridoio. Entrambe le infrastrutture, inoltre, hanno ottenuto l'esenzione venticinquennale dalla normativa europea sull'accesso a terze parti e hanno garantito ai principali quattro membri del Consorzio SD – BP, Statoil, Socar e Total – un'opzione d'acquisto sul 50% delle quote del gasdotto.

Figura 13 – Il gasdotto Trans-Adriatic Pipeline



Fonte: Tap.

La principale differenza tra le due infrastrutture concorrenti attiene ai diversi mercati di sbocco che esse comportano. Mentre infatti il Nabucco West è progettato lungo una rotta danubiano-balcanica che dal confine turco raggiungerebbe l'Austria attraverso Bulgaria, Romania e Ungheria, il Tap collegherebbe il confine occidentale della Turchia con le coste pugliesi attraverso Grecia, Albania ed un tratto off-shore nell'Adriatico.

TAP	
Capacità annua	10/20 Gmc
A partire dal	2017
Provenienza del gas	Azerbaijan
Paesi attraversati	Grecia, Albania
Paese di arrivo	Italia
Società coinvolte	Statoil (42,5%), Axpo ⁹ (42,5%), E.On (15%)

I maggiori benefici assicurati dai diversi mercati di sbocco possono essere valutati, a loro volta, tanto in relazione alla domanda di gas proveniente dalle aree in questione, quanto ai prezzi di vendita del gas in esse praticate. Da questa angolatura, mentre lo sbocco italiano garantirebbe al gas azerbaijano prezzi di vendita più alti (solo una parte marginale

⁹ Dal 01/10/2012, Egl Italia ha cambiato denominazione sociale in Axpo Italia.

del gas del Tap sarebbe commercializzata lungo il percorso), al contempo assicurerebbe ad esso **lo sbocco in un mercato caratterizzato dalla marcata contrazione della domanda di gas in conseguenza della crisi economica** – debolezza, quest’ultima, che potrebbe essere compensata solo dall’adeguamento della rete nazionale in grado di fare della Penisola uno snodo di transito verso i mercati d’oltralpe.

La differenza tra i mercati di sbocco può essere inoltre valutata in relazione alla necessità di diversificazione degli approvvigionamenti energetici dei paesi coinvolti rispetto alle forniture russe – vero motore del sostegno offerto dalle istituzioni comunitarie alla creazione del Corridoio meridionale.

Da un lato, tale considerazione porta alla maggior forza tradizionalmente avuta dal progetto Nabucco su un piano squisitamente politico. La preferenza di fatto tradizionalmente accordata al Nabucco da Bruxelles si è fondata proprio sulla **maggior necessità di diversificazione dei paesi interessati dal transito dell’infrastruttura**, una necessità di recente ribadita dallo stesso Commissario europeo per l’energia Guenther Oettinger. Stessa motivazione – cui prima della decisione di ridurne la capacità si sommava anche la maggior portata del Nabucco – ha peraltro presieduto al sostegno assicurato al gasdotto da parte della Casa Bianca e delle istituzioni statunitensi, ribadito lo scorso dicembre da un rapporto preparato da due membri della Commissione Relazioni estere del Senato statunitense. Nel rapporto, sottoscritto dal **senatore repubblicano Richard Lugar** – che da tempo segue le vicende del Corridoio meridionale – il favore per il Nabucco West è infatti basato sulla considerazione che, al contrario del Tap, esso garantirebbe la diversificazione degli approvvigionamenti energetici a un’area, quella danubiano-balcanica, maggiormente dipendente dalle forniture di gas russe e, di conseguenza, maggiormente vulnerabile rispetto alla politica estera di Mosca.

Figura 14 – Il gasdotto Nabucco Occidentale



D'altra parte, e da un punto di vista più strettamente commerciale, la possibile posa della prima linea del South Stream, progetto di gasdotto a guida russa per il trasporto di 15,7 Gmc/a di gas verso l'Europa centrale (Cfr. infra), coinvolgendo i medesimi paesi interessati dal **transito del Nabucco West** ad eccezione della Romania, genererebbe maggior concorrenza nel loro approvvigionamento e, potenzialmente, minori margini di guadagno.

Altra differenza di non poco conto tra le due infrastrutture attiene infine alle compagnie promotrici di Tap e Nabucco West. Mentre il primo è propugnato da compagnie di prima grandezza nel panorama energetico europeo, con riconosciute capacità finanziarie e tecniche, il Nabucco è promosso da compagnie dal profilo relativamente più basso. A parziale bilanciamento di tale svantaggio competitivo, in maggio il consorzio Nabucco ha registrato l'ingresso di Gaz de France, che ha rilevato parte della quota (9%) già ceduta dalla compagnia tedesca RWE alla austriaca OMV (16,7%) in marzo. Del consorzio promotore del Tap è infine parte anche Statoil che, membro di primo piano del Consorzio SD, assicura al progetto un sicuro vantaggio competitivo.

L'avanzamento dei progetti di trasporto del gas azerbaigiano verso l'Europa non hanno impedito che, lungo una rotta sostanzialmente analoga, venisse **lanciata ufficialmente la costruzione del gasdotto South Stream**, deputato a collegare la costa russa del Mar Nero con l'Europa centrale dopo un tratto off-shore nel bacino. Alla cerimonia di inaugurazione della costruzione – tenutasi il 10 dicembre ad Anapa, sul Mar Nero – erano presenti, accanto al Presidente russo Vladimir Putin ed all'Ad di Gazprom Miller, i vertici delle compagnie europee coinvolte nella tratta *off-shore* – Paolo Scaroni per Eni, Kurt Bock per Basf e Henri Proglio per Edf – ed in quello *on-shore* del progetto – Bulgarian Energy Holding, l'ungherese MVM, Srbijagas e la slovena Plinovodi.

Il progetto prevede la costruzione di quattro linee parallele, della portata di 15,7 Gmc/a ciascuna, la prima delle quali potrebbe essere ultimata già nell'ultimo trimestre del 2015. Dei 63 Gmc/a totali di capacità del South Stream, solo un quarto, secondo quanto reso noto da Gazprom, sarebbero fuori da contratti già sottoscritti dalla compagnia con clienti europei – a dimostrazione dell'intenzione della compagnia russa di ridirezionare i flussi attualmente in transito attraverso l'Ucraina in caso di mancato accordo sulla cessione della rete nazionale da parte di Kiev. Della strategia di reindirizzamento dei flussi farebbe parte anche la totalità del gas attualmente acquistato da Eni, stando alle dichiarazioni rilasciate da Scaroni.

SOUTH STREAM	
Capacità annua	63 Gmc
A partire dal	2015
Provenienza del gas	Federazione russa
Paesi attraversati	Bulgaria, Serbia, Ungheria, Slovenia
Paese di arrivo	Italia
Società coinvolte	Gazprom (50%), Eni (20%), Wintershall (15%), Edf (15%)

3.3. CORRIDOIO MEDITERRANEO

Gli unici sviluppi infrastrutturali significativi lungo il corridoio meridionale riguardano **il congelamento del progetto Galsi** (v. § 1.1.) ed **il cambiamento dell'assetto proprietario del gasdotto Medgaz** (v. § 1.5.).

PARTE II - APPROFONDIMENTO

LA RIVOLUZIONE DEL NON CONVENZIONALE STATUNITENSE E L'IMPATTO SUI MERCATI EUROPEI

di Nicolò Rossetto, *IUSS Pavia*

La **rivoluzione del gas da argille** (*shale gas*) rappresenta con ogni probabilità uno degli avvenimenti degli ultimi anni, che hanno prodotto maggiori cambiamenti all'interno dei mercati energetici. Nel giro di poco tempo la tendenza al declino della produzione statunitense di gas si è prima interrotta e poi invertita: il Paese si è ritrovato così con un notevole eccesso di offerta.

Al di là degli indubbi effetti benefici per i consumatori e l'economia americana, questa rivoluzione ha attratto l'attenzione dei commentatori e degli studiosi di affari energetici in quanto può determinare nel medio-lungo periodo (5-10 anni) un'importante fonte addizionale di gas naturale sui mercati internazionali, tale da accrescere la sicurezza energetica non solo degli Stati Uniti, ma anche quella di altri paesi che dipendono fortemente dalle importazioni come quelli europei.

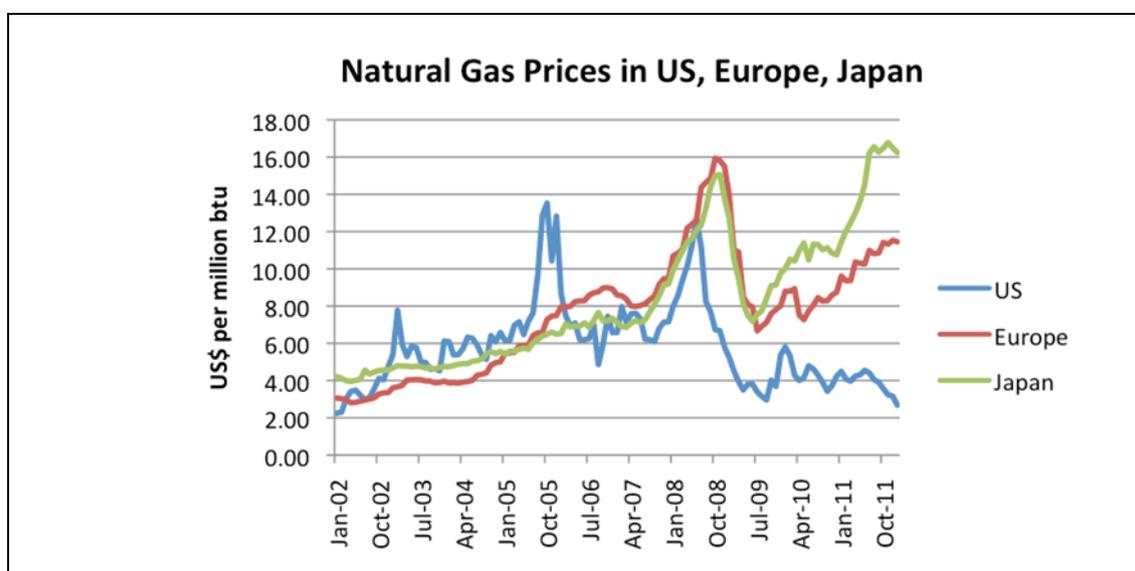
Il tema merita quindi attenzione da parte dei decisori politici del vecchio continente, generalmente preoccupati dell'eccessiva dipendenza dalle forniture russe e nordafricane, ma richiede **un'analisi attenta per evitare che al fenomeno sia attribuita un'importanza eccessiva**. La rivoluzione del gas da argille e degli altri gas non convenzionali (gas da sabbie compatte – *tight gas* - e gas da strati di carbone – *coal bed methane*) costituisce infatti solo uno dei numerosi avvenimenti che stanno profondamente alterando i mercati del gas naturale e dell'energia più in generale. È perciò necessario tenere conto delle molteplici dinamiche in atto che possono, eventualmente, controbilanciare o indirizzare in modo diverso gli effetti prodotti dalla rivoluzione nordamericana.

In quanto segue saranno presentati i motivi per cui lo sviluppo del **gas da argille** può incidere sulla **sicurezza energetica europea** e quale sarà lo **scenario** più probabile in un orizzonte temporale di 5-10 anni. In seguito, saranno presentati alcuni scenari alternativi in cui, per vari motivi, gli effetti dello *shale gas* risulteranno modesti o del tutto assenti.

PERCHÉ CONTA CIÒ CHE ACCADE IN AMERICA?

Il **gas naturale** non è una merce (*commodity*) uguale a tante altre materie prime. A differenza del petrolio, del carbone o del grano, il gas presenta delle **rigidità di utilizzo** e dei costi di trasporto, che hanno limitato l'emergere di un mercato unico a livello globale con un prezzo uniforme. A causa di ciò il gas è stato commercializzato all'interno di tre regioni (Nord America, Europa e Asia orientale, v. *l'introduzione del Focus*), che sono state relativamente indipendenti l'una dall'altra e hanno seguito linee di sviluppo diverse. Queste storiche tendenze divergenti sono diventate più marcate a partire dal 2008-09, con l'attribuzione al gas di prezzi enormemente diversi nelle varie regioni.

Figura A – Andamento dei prezzi del gas naturale nelle sue principali regioni di commercializzazione



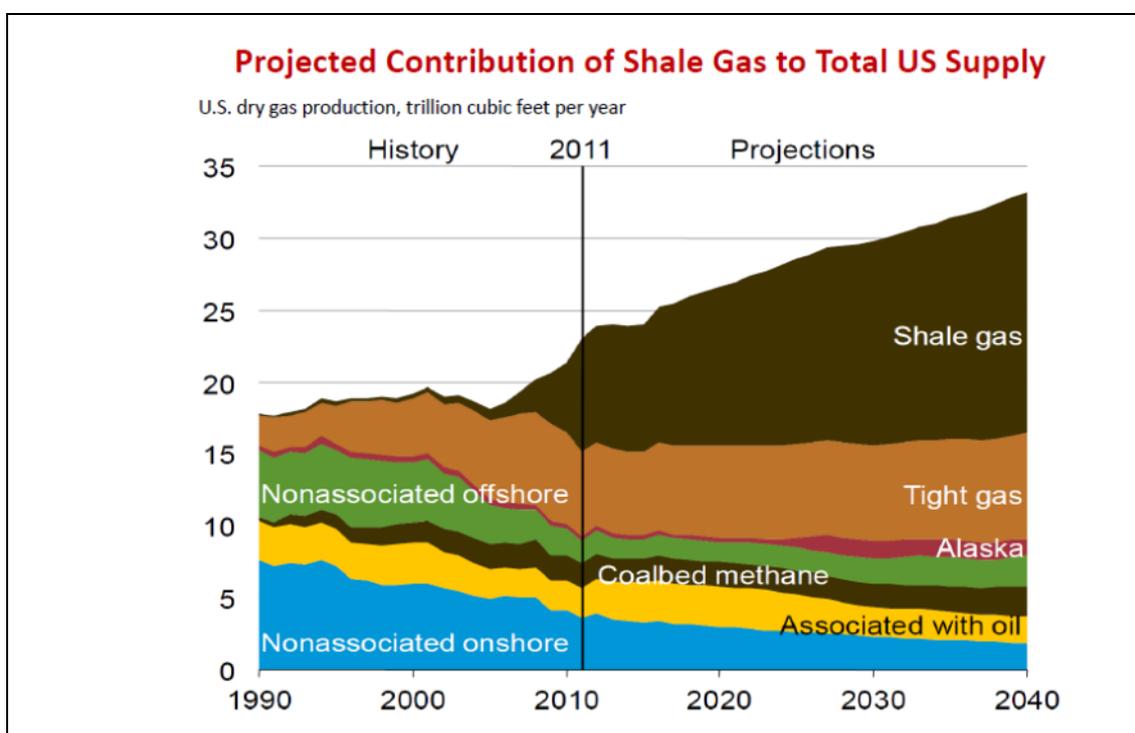
Fonte: Energy Intelligence Group.

A partire dal 2005-06 la scoperta e la messa in produzione di centinaia di giacimenti di gas da argille e di altre risorse non convenzionali di idrocarburi ha fatto sì che la produzione statunitense smettesse di contrarsi e anzi tornasse a crescere. Secondo i dati dell'*Agenzia Internazionale dell'Energia* (IEA) e dell'*Energy Information Administration* (EIA) americana, la produzione di gas è arrivata a circa 650 miliardi di metri cubi (Gmc) nel 2011, circa 45 in più dell'anno precedente e circa 150 in più del 1990. L'aumento è da imputare

totalmente alla produzione di gas non convenzionale, arrivato a circa 250 Gmc, ossia a circa un terzo del totale¹⁰.

L'ipotesi ritenuta al momento prevalente è che a causa delle incessanti scoperte di nuove riserve, **la produzione di gas non convenzionale possa continuare a crescere** nei prossimi anni, sopperendo al declino delle riserve convenzionali e consentendo al Paese di produrre circa 750 Gmc nel 2020 e circa 800 Gmc nel 2035. Per quella data gli USA dovrebbero essere il maggior produttore (e anche il maggior consumatore) di gas al mondo, con un eccesso di produzione stimato verso la fine del periodo in circa 30-40 Gmc annui.

Figura B – Andamento storico della produzione americana di gas e prospettive future



Fonte: EIA.

Questa inaspettata **abbondanza** di gas ha fatto **crollare i prezzi fino ai minimi storici**, registrati all'Henry Hub, di circa 2-3 \$ per milione di *British thermal unit* (MBtu)¹¹. Si tratta di valori molto inferiori ai 9-12\$/MBtu pagati in Europa e ai 15-18\$/MBtu pagati sul mercato giapponese e coreano, dove prevalgono approvvigionamenti tramite contratti di

¹⁰ Nella letteratura anglosassone spesso si usa il piede cubo come unità di misura. Esso vale circa 0,028 metri cubi. Da ciò deriva che una produzione giornaliera di 1 piede cubo equivale a circa 10 metri cubi di produzione annuale.

¹¹ La Btu è l'unità di misura più usata nella letteratura anglosassone ed equivale a 0,252 kcal, a 1,055 kJ e a circa 0,000293 kWh. Un MBtu vale quindi circa 0,293 MWh termici.

lungo periodo indicizzati al prezzo del petrolio e generalmente con clausole *take or pay* e di destinazione. I **prezzi americani** sono talmente bassi che non rendono neppure più conveniente l'attività di parte dei giacimenti ora in funzione, in particolare quelli dove il gas non è umido (*wet*) o dove non è direttamente associato al petrolio, convenzionale o no¹². La conseguente riduzione dell'offerta potrebbe tradursi in un aumento del prezzo verso i 4-6\$/MBtu entro il 2020. Malgrado tale **eventuale rialzo, la competitività del gas nordamericano rispetto alle altre aree geografiche verrà preservata.**

In concomitanza con questo crollo dei prezzi, il bisogno da parte degli Stati Uniti di importare gas si è ridotto fino quasi ad annullarsi, anziché crescere fortemente come previsto ad inizio secolo. Questo ha fatto sì che le previste importazioni di gas naturale liquefatto (GNL) abbiano dovuto trovare mercati di sbocco alternativi. Tale necessità, emersa prepotentemente nel 2007-08, ha portato per alcuni mesi ad avvicinare i prezzi del gas naturale nelle tre regioni di consumo principali. Per qualche tempo, quindi, si è pensato che un mercato integrato fosse in procinto di affermarsi e che il gas naturale potesse diventare una *commodity* come le altre.

In realtà, questo stato di cose è durato ben poco e a partire dall'estate del 2009 i prezzi in Europa e in Asia orientale sono tornati a salire, mentre quelli in Nord America si sono mantenuti su livelli molto più contenuti. Attualmente la divaricazione è enorme, con il gas che in Asia si vende a prezzi pari a 6 o 7 volte quelli praticati in Nord America.

Questo fatto evidenzia chiaramente come la rivoluzione dello *shale* americano abbia giocato un ruolo a favore della temporanea integrazione dei mercati regionali, ma anche che essa è stata solo uno dei fattori che hanno concorso a quel risultato, e non necessariamente il più importante. In effetti, a partire dall'estate del 2009 questi fattori concorrenti si sono attenuati o sono totalmente scomparsi, così come l'integrazione dei mercati regionali: le **quotazioni del greggio**, a cui i contratti di lungo periodo asiatici e europei sono indicizzati, sono tornate a salire; la crescita economica in Asia orientale e poi la forte **riduzione della generazione termoelettrica in Giappone** hanno notevolmente aumentato la domanda di gas nell'area del Pacifico; la **debole ripresa europea** (prima della crisi del debito pubblico del 2010) ha ridotto l'eccesso di offerta; il procedere del processo di integrazione dei mercati nazionali del gas in Europa e l'affermarsi delle contrattazioni

¹² Il gas naturale è umido quando contiene liquidi di gas naturale come etano, propano e butano, che hanno prezzi legati a quelli del petrolio e valgono quindi più del semplice metano.

incentrate sugli *hub* non sono proceduti a ritmo spedito; l'**incremento della capacità di liquefazione** del gas a livello mondiale ha rallentato e le quantità di GNL disponibili per transazioni a pronti (*spot*) si sono ridotte¹³.

Sintetizzando, si può dire che la rivoluzione dello *shale* ha indirettamente contribuito a migliorare la situazione dei paesi importatori di gas durante e immediatamente dopo la crisi finanziaria del 2007-09. Tuttavia, per il momento le profonde trasformazioni in atto in America hanno potuto dispiegare degli effetti all'esterno solo perché affiancate da altri fattori congiunturali, contribuendo tutti insieme a generare un **mercato lungo**, dove la sicurezza energetica dei consumatori inevitabilmente, almeno per il breve periodo, è aumentata¹⁴.

LO SCENARIO PIÙ PROBABILE

Negli Stati Uniti il *boom* del gas da argille e degli altri idrocarburi non convenzionali ha certamente aumentato la sicurezza energetica, riducendo le importazioni dall'estero sia di gas naturale che di petrolio ai minimi da decenni. Dinnanzi a questo sviluppo è legittimo chiedersi se tali effetti positivi si avranno anche per l'Europa, che è, assieme al Giappone, tra i grandi consumatori che più dipendono e più dipenderanno dall'estero per l'approvvigionamento energetico, in particolare di idrocarburi.

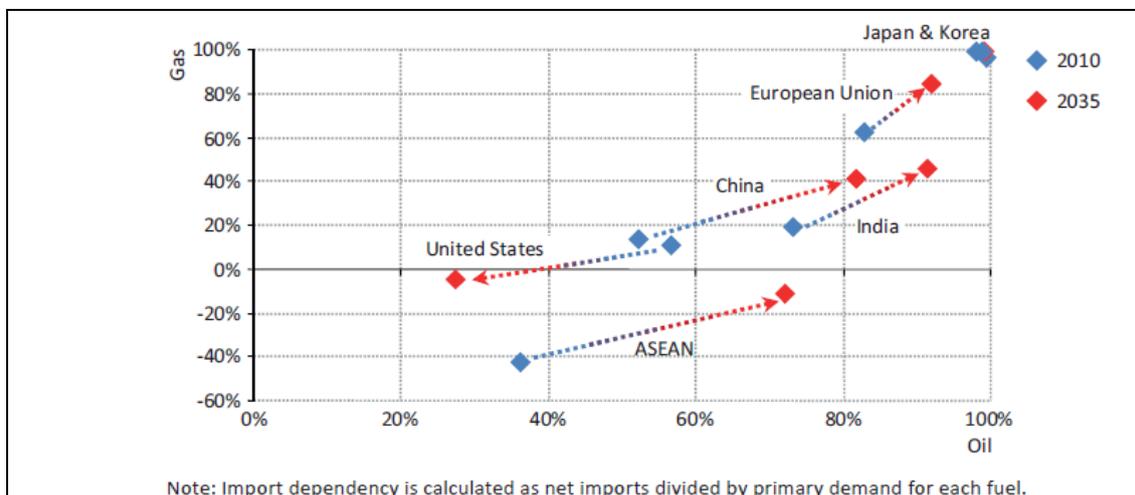
Come è stato detto sopra, lo *shale* americano ha contribuito a migliorare la situazione in Europa nel 2008-09, **indirizzando GNL di origine medio-orientale e latino-americana verso il Vecchio Continente**, aumentando così la liquidità del mercato, favorendo l'emergere della contrattazione *hub-based* e mettendo sotto pressione quelle società europee di *midstream*, come Eni o E.On, che avevano acquistato gas soprattutto tramite contratti di lungo periodo siglati con le imprese produttrici russe o nordafricane a prezzi indicizzati col petrolio. Queste imprese, trovandosi con un eccesso di gas e dovendolo rivendere sui mercati all'ingrosso a prezzi scontati, hanno naturalmente reagito chiedendo la rinegoziazione dei contratti, cosa che in alcuni casi le società produttrici come

¹³ La grande disponibilità nel 2008-09 è stata soprattutto dovuta alla capacità di liquefazione aggiunta dal Qatar, che ha in buona misura re-indirizzato le sue metaniere verso l'Europa non appena la necessità di importare gas da parte degli USA è venuta meno.

¹⁴ Per evitare dubbi, si adotta qui la tradizionale definizione di **sicurezza energetica**, ossia una disponibilità di adeguata e affidabile offerta di fonti di energia a prezzi abbordabili. Operativamente questo si può tradurre in una elevata diversificazione dei fornitori e in prezzi stabili e bassi relativamente agli altri beni.

Gazprom e Statoil hanno poi concesso (in altri queste ultime sono state obbligate solamente a seguito di arbitrati commerciali).

Figura C – Dipendenza dalle importazioni dei principali paesi consumatori



Fonte: IEA.

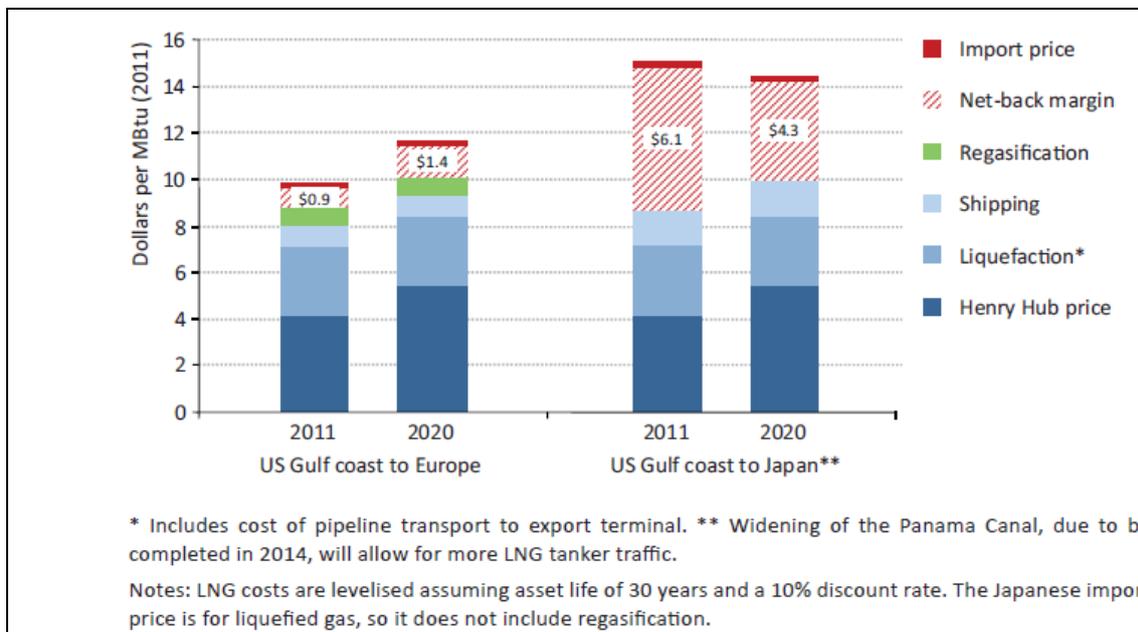
A partire dal 2011 questo effetto positivo si è molto ridotto, soprattutto perché l'aumentata domanda asiatica, dovuta alla crescita economica di Cina, India e Corea e alla decisione del Giappone di fermare le proprie centrali nucleari per controlli dopo il terremoto del marzo 2011, ha attratto i **flussi di GNL verso il Pacifico**, dove i prezzi sono molto maggiori: tra il 2011 e il 2012 le importazioni via GNL in Europa sono calate del 27%, in particolare per la riduzione delle esportazioni dal Qatar, dalla Nigeria e da Trinidad e Tobago (da circa 7.000 milioni di tonnellate importate al mese nel 2011 a circa 5.000 l'anno successivo).

Nonostante ciò, l'effetto positivo dello *shale* sull'Europa non è sparito del tutto. In primo luogo perché l'abbondanza di gas a basso prezzo ha ridotto il consumo di **carbone** negli Stati Uniti, con la conseguenza che le esportazioni americane di combustibili fossili solidi sono molto aumentate e il loro prezzo è calato. Questo ha fatto sì che, congiuntamente al crollo dei prezzi dei permessi di emissione nel mercato ETS, il carbone sia diventato in Europa il combustibile con cui è possibile produrre energia elettrica al costo minore, spiazzando il gas naturale.

La domanda di gas in Europa si è quindi abbassata, anche perché la nuova recessione del 2011-12 ha fatto contrarre il livello dell'attività economica e i consumi, ponendo di nuovo in difficoltà gli importatori europei che si trovano ad avere troppo gas pagato troppo caro. Inevitabili le pressioni degli operatori sugli esportatori, a cui si chiedono non più solo sconti sui prezzi di riferimento, ma l'**abbandono di formule contrattuali** e di

prezzo che risultano ormai ampiamente inadeguate. In alcuni casi, per esempio quello di Statoil, l'esito è stato positivo, visto che la società norvegese ha accettato di indicizzare le sue vendite di lungo periodo in misura crescente ai prezzi registrati negli *hub* europei.

Figura D – Valutazione indicativa sui margini di vendita del gas americano in Europa e Giappone ai prezzi attuali e a quelli attesi nel 2020



Fonte: IEA.

In secondo luogo, la rivoluzione del gas da argille potrebbe migliorare la sicurezza europea, **accrescendo l'offerta globale di gas naturale sia in termini di volumi sia di numero di aree di produzione.** Negli stessi USA i prezzi così bassi del gas permettono al momento, e ragionevolmente lo permetteranno anche nel prossimo futuro, di liquefare ed esportare con profitto il gas naturale verso l'Europa e l'Asia. Questo ha spinto molte imprese ad avviare la riconversione delle infrastrutture di gassificazione realizzate nel decennio scorso al fine di renderle idonee alla liquefazione del gas e alla sua esportazione via navi metaniere, così da poter anche recuperare una parte dei consistenti investimenti fatti (le stime sono di circa 100 miliardi di dollari spesi in 12 impianti di rigassificazione per una capacità d'importazione di circa 196 Gmc all'anno)¹⁵.

I progetti in discussione, sia negli USA sia in Canada, sono molto numerosi e potrebbero garantire, se realizzati per intero circa 250 Gmc annui di capacità di esportazione. Si tratta di un numero molto elevato, tale da aumentare di 1/3 l'attuale

¹⁵ Questo valore, tanto per avere un'idea, è superiore alle importazioni europee dalla Russia.

capacità di liquefazione mondiale e tali, per avere un'idea, di coprire circa 4 volte il fabbisogno di importazioni di gas italiano¹⁶. È tuttavia molto probabile che solo una parte di questi impianti siano realizzati nei prossimi anni. Attualmente solo un progetto, quello di **Sabine Pass** della Cheniere Energy in Louisiana, è in costruzione dopo avere ottenuto la licenza ad esportare il gas da parte delle autorità federali.

Proprio questo è un punto cruciale: per poter esportare il GNL, l'impresa esportatrice deve ottenere dal governo americano una **licenza** che ne conferma la coerenza con l'interesse pubblico (questa licenza è concessa automaticamente solo per le esportazioni verso i paesi con cui gli USA hanno trattati di libero scambio, ma la cosa è poco rilevante, perché solo la Corea, tra i grandi consumatori di gas, rientra in questa categoria).

Sebbene abbia recentemente concesso una seconda autorizzazione al progetto di **Freeport** in Texas, il governo americano sembra piuttosto cauto, data la sensibilità dell'opinione pubblica ai temi dell'indipendenza energetica e l'attività di *lobby* portata avanti dalle industrie energivore e da quelle petrolchimiche, affinché il gas resti all'interno del Paese e benefici direttamente i consumatori e le imprese manifatturiere americane¹⁷.

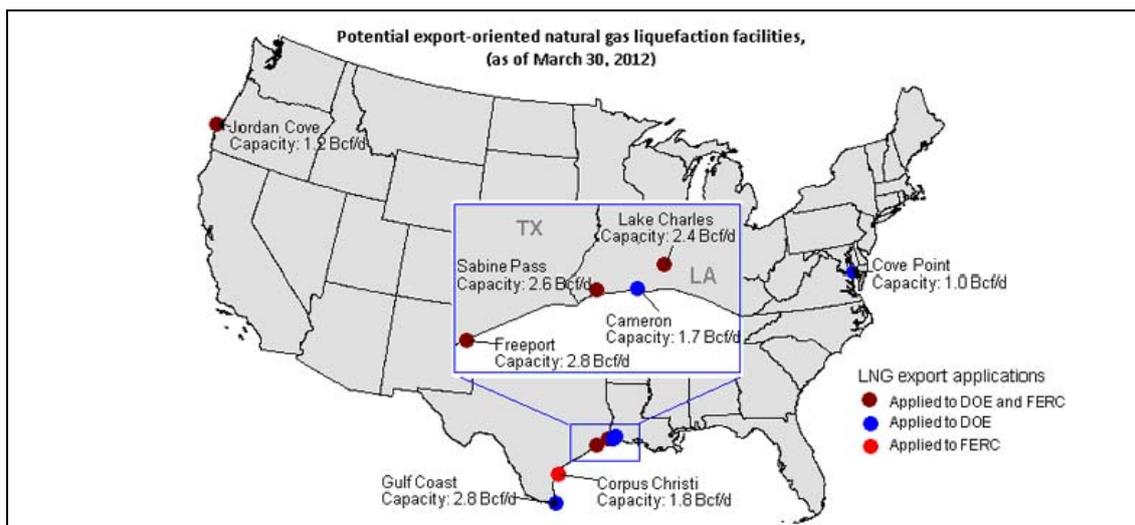
Tenendo dunque in considerazione i possibili vincoli autorizzativi e le effettive possibilità di approvvigionamento, è ragionevole stimare che gli **USA** potranno dotarsi nel giro di 2-5 anni di **alcuni impianti di esportazione**, ma è probabile che questi **non dovrebbero accrescere in modo troppo significativo l'entità dei flussi internazionali di gas**. Consultando i dati disponibili si può ipotizzare che tra il 2015 e il 2017 dovrebbero diventare operativi gli impianti di Sabine Pass e Freeport per un totale di circa 36 Gmc annui, mentre nel 2018 è prevista l'entrata in funzione di altri 6 impianti per una capacità di circa 90 Gmc, ma le autorizzazioni per le esportazioni verso Paesi con i quali non ci sono accordi di libero scambio mancano ancora e le attività di costruzione non sono ancora iniziate. È quindi plausibile che ci saranno dei ritardi nella loro realizzazione e che alcuni vengano alla fine cancellati.

¹⁶ La capacità di liquefazione mondiale è stimata in circa 380 Gmc annui. Il Qatar da solo ne detiene circa il 30% (circa 105 Gmc annui di capacità).

¹⁷ La licenza concessa il 17 maggio 2013 al progetto di Freeport vale per 20 anni e consente l'esportazione di circa 14 Gmc di gas all'anno (è condizionata però all'ottenimento dei permessi ambientali). La licenza concessa nel maggio 2011 all'impianto di Sabine Pass vale invece circa 22 Gmc annui, sempre per 20 anni.

A questi progetti si aggiungono quelli canadesi, localizzati soprattutto sulla costa occidentale della Columbia Britannica. Anche qui si registrano dei ritardi, benché il sostegno politico sia maggiore e i costi di trasporto verso l'Asia risultino minori (in compenso però gli impianti canadesi devono essere realizzati *ex novo*). Dei 40 Gmc di capacità annua progettata è probabile che non ci siano tracce prima della fine del decennio.

Figura E – Impianti di liquefazione in progettazione negli USA



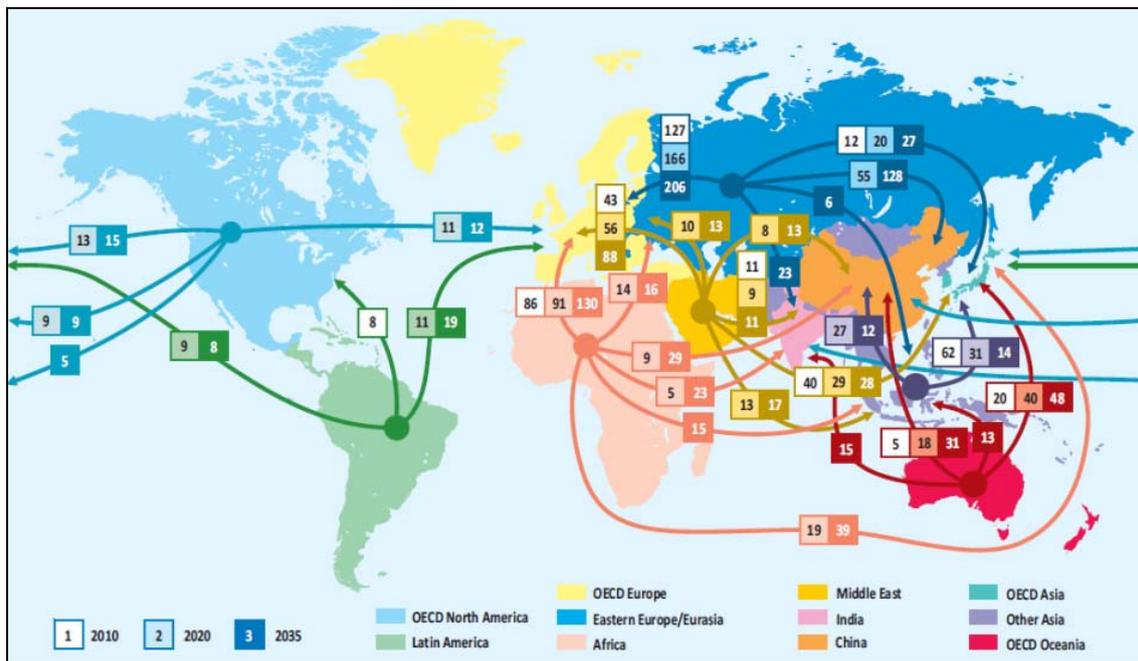
Fonte: IEA.

Considerando anche le dinamiche della produzione, della domanda interna e del prezzo la IEA ha stimato che entro il 2020 gli USA e il Canada saranno in grado di esportare circa 30-35 Gmc di gas all'anno, che saliranno a 40 nel decennio successivo. Si tratta certamente di quantitativi importanti, ma che da un lato prenderanno soprattutto la strada dell'Asia e, dall'altro, saranno comunque **piccoli rispetto ai flussi mondiali**, soprattutto in seguito all'imminente entrata in funzione di numerosi impianti di liquefazione in Australia, Africa e Asia (la sola Australia dovrebbe essere in grado di esportare più gas di tutto il Nord America messo assieme), e anche agli stessi flussi d'importazione europei.

In questo senso, la produzione americana resa possibile dallo sfruttamento delle riserve non convenzionali avrà un **impatto sul contesto internazionale** non tanto per i volumi addizionali che sarà in grado di offrire sul mercato, quanto piuttosto **per le modalità contrattuali e i meccanismi di prezzo che promuoverà all'interno dell'industria** e che potrebbero essere richiesti con voce sempre più ferma da altri importatori in giro per il mondo. Esemplicativi a riguardo sono i contratti di vendita stipulati da Cheniere per la commercializzazione del primo gas che dovrebbe essere

esportato nel 2015 da Sabine Pass. Essi prevedono una tariffa fissa modesta e un prezzo variabile calcolato sul gas acquistato e basato sul prezzo del gas all'Henry Hub, maggiorato del 15%; interessante è l'assenza di clausole di destinazione o di quantitativi minimi da ritirare. Si tratta indubbiamente di condizioni molto attraenti per gli importatori e che potrebbero diventare tra qualche anno non così rare nel commercio interregionale del gas, accrescendo sicuramente la flessibilità e l'efficienza dei flussi, nonché la sicurezza energetica dei paesi importatori.

Figura F – Flussi interregionali futuri di gas naturale



Fonte: IEA.

GLI SCENARI ALTERNATIVI

Lo scenario descritto nel precedente paragrafo prevede che, almeno indirettamente, lo *shale gas* americano abbia un discreto impatto sui mercati internazionali del gas e, generando un eccesso di carbone sui mercati globali, una maggiore disponibilità di gas liquefatto e il diffondersi di soluzioni contrattuali più flessibili, possa migliorare la situazione di quei Paesi che come quelli europei dipendono in larga misura dalle importazioni di gas.

Sebbene piuttosto probabile, è possibile che questo scenario non si realizzi a causa dell'evolversi di un'ampia gamma di fattori, che incidono sullo sviluppo dei mercati

energetici mondiali. Tra i possibili scenari alternativi di medio periodo, due sono i più significativi:

Scenario alternativo 1 - L'economia mondiale entra in una fase di crescita vigorosa, accompagnata in Asia da un processo di rapido passaggio al gas naturale per molti usi energetici. Questo comporta una notevole aumento della domanda di gas a livello internazionale che riassorbe l'eccesso di offerta attualmente esistente. In questo contesto di mercati corti, sono i produttori a dettare legge e a preservare contratti di lungo termine indicizzati al petrolio, anche perché i prezzi *spot* salgono e non risultano più attraenti per gli importatori. Le esportazioni americane, benché in crescita, risultano modeste se confrontate ai flussi globali, soprattutto se è la stessa economia americana a conoscere tassi di crescita economica elevati.

Scenario alternativo 2 – Gli USA non riescono a diventare esportatori significativi di gas naturale perché il governo americano accoglie le istanze di coloro che premono per minimizzare le licenze alle esportazioni. Se a ciò si aggiunge un aumento delle opposizioni locali allo sfruttamento dei giacimenti non convenzionali e/o se al termine del loro completo ciclo vitale la resa dei pozzi che ricorrono alla fratturazione idraulica per estrarre il gas da argille si rivela inferiore alle attese, la rivoluzione dello *shale* non solo non si replica all'esterno dell'America, ma tende anche a sgonfiarsi al suo interno, limitando la crescita nella produzione di idrocarburi nordamericana e generando effetti quasi nulli sui mercati energetici internazionali¹⁸.

Sia che si verifichi lo scenario alternativo 1 o lo scenario alternativo 2, l'impatto dello *shale gas* tenderà a sgonfiarsi nel giro di pochi anni, con implicazioni negative per i paesi importatori, quali sono molti stati membri dell'UE.

CONCLUSIONI

La **rivoluzione del gas da argille** è stata giustamente indicata come un **evento *game changer*** per il settore energetico americano, in grado di invertire in poco tempo *trend* che erano in divenire da anni. L'abbondanza di gas che essa ha generato ha sicuramente migliorato la sicurezza energetica nel Nord America, ormai quasi indipendente

¹⁸ Al momento non sono ancora ben noti i livelli di produzione dei pozzi nella fase finale della loro vita utile. Quello che è certo è che la maggior parte del gas viene prodotta nel primo paio di anni dalla trivellazione.

in termini netti dall'estero. Nel prossimo futuro è probabile che gli effetti di questo profondo cambiamento si facciano sentire in modo crescente anche negli altri continenti, in particolare in Europa. Tuttavia, è ragionevole ritenere che le **conseguenze positive in termini di minor prezzo e di maggiori e più diversificate disponibilità di gas naturale saranno contenute** e che per capire di quanta sicurezza energetica godranno gli europei bisognerà tenere in considerazione molti altri fattori.

BIBLIOGRAFIA

- IEA, *World Energy Outlook 2012*, Parigi, Novembre 2012.
- Commissione europea, *Quarterly Report on European Gas Markets*, n. 4 vol. 5, 2012
- Henderson James, *The Potential Impact of North American LNG Exports*, Oxford Institute for Energy Studies, NG 68, Ottobre 2012.
- Forbes Alex, *The US LNG export stampede: another gas revolution in the making*, European Energy Review, 5 Novembre 2012.
- Haischer Patrick, Walber Andrew e Wilczynski Herve, *With Fortune to Be Made or Lost, Will Natural Gas Find Its Footing?*, A.T. Kearney, 2012.
- Rogers Howard, *The Impact of a Globalizing Market on Future European Gas Supply and Pricing: the Importance of Asian Demand and North America Supply*, Oxford Institute for Energy Studies, NG 59, Gennaio 2012.
- Vance Scott, *Fractured Markets: From Shortage to Glut and Back Again*, A.T. Kearney, 2012.

FONTI

AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

BBC

BP

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Germania)

Ministère du développement durable (Francia)

Commissione Europea

Department of Energy and Climate Change (Regno Unito)

EIA - Energy Information Agency (USA)

Eni

Enel

Eurasia Daily Monitor

Eurogas

Eurostat

FT – Financial Times

GIE – Gas Infrastructure Europe

GIIGNL – Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié

GME – Gestore Mercati Energetici

IEA – International Energy Agency

Il Sole 24 Ore

Interfax

Jamestown Foundation

Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (Spagna)

MSE - Ministero dello Sviluppo Economico

OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets (Regno Unito)

Oil & Gas Journal

Platts

Snam Rete Gas

SQ - Staffetta Quotidiana

The Economist

USGS – United States Geological Survey

L'OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE È UN PROGETTO DI COLLABORAZIONE TRA SENATO DELLA REPUBBLICA, CAMERA DEI DEPUTATI E MINISTERO DEGLI AFFARI ESTERI CON AUTOREVOLI CONTRIBUTI SCIENTIFICI.

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

Rapporti

Analisi di scenario, a cadenza annuale, su temi di rilievo strategico per le relazioni internazionali.

Focus

Rassegne trimestrali di monitoraggio su aree geografiche e tematiche di interesse prioritario per la politica estera italiana.

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

Focus:

Flussi migratori

Mediterraneo e Medio Oriente

Focus euroatlantico

Sicurezza energetica

Coordinamento redazionale a cura della:

Camera dei deputati
SERVIZIO STUDI
DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI
Tel. 06.67604939
e-mail: st_affari_esteri@camera.it
<http://www.parlamento.it/osservatoriointernazionale>