

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

nn. 7-8 – luglio / dicembre 2011

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

luglio/novembre 2011

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda e Antonio Villafranca

Approfondimenti di Carlo Stagnaro e Carlo Frappi

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Introduzione	3
1. Analisi comparata degli Stati europei.....	5
1.1 Italia.....	10
1.2 Germania.....	13
1.3 Francia.....	14
1.4 Regno Unito.....	15
1.5 Spagna.....	16
1.6 Polonia.....	17
2. Politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas.....	18
2.1 Russia e vicini orientali.....	18
2.2 Bacino del Caspio.....	22
2.3 Turchia e Medio Oriente.....	28
3. Corridoi energetici europei.....	31
3.1 <i>Nord Stream</i>	31
3.2 Nabucco.....	33
3.3 Interconnettore Turchia-Grecia-Italia (ITGI).....	34
3.4 <i>South Stream</i>	35
3.5 <i>Trans Adriatic Pipeline (TAP)</i>	36
3.5 <i>Medgaz</i>	37
Approfondimento 1 - Le prospettive del gas non convenzionale in Europa: come e perché può cambiare il mercato	39
Introduzione.....	39
Un'Europa non convenzionale?.....	41
Una questione politica.....	45
Bibliografia.....	47
Approfondimento 2 - Energia, diplomazia e sicurezza nel Mediterraneo orientale: la crisi turco-cipriota delle trivellazioni	48
Evoluzione della crisi delle trivellazioni nello scenario regionale.....	48
Il significato e le possibili ricadute della crisi.....	52
Conclusioni.....	54

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

INTRODUZIONE

La domanda di energia è storicamente influenzata dalla congiuntura economica e l'attuale crisi europea sta avendo inevitabili ripercussioni sui consumi energetici. Tuttavia, a livello globale, la continua e sostenuta crescita dei Paesi emergenti ha più che compensato gli effetti negativi del declino europeo: complessivamente, si prevede che i consumi di energia primaria crescano nel 2011 dell'1,7%¹. Inoltre, le previsioni a medio (2020) e lungo (2035) periodo sono state quest'anno riviste al rialzo e indicano **un'ininterrotta crescita della domanda globale di energia**, alla quale si accompagna una sostanziale stagnazione dei consumi europei². Per quanto riguarda la composizione del paniere energetico, nonostante una certa affermazione delle fonti rinnovabili, **quelle fossili sono destinate a giocare un ruolo centrale (75% dei consumi) anche nel lungo periodo**.

In questo quadro, il **ruolo centrale del gas naturale** nei consumi futuri («l'età dell'oro», v. *Focus 6/2011*) risulta ancora più rafforzato rispetto alle ultime stime, tanto che si conferma la previsione di **un aumento nel medio periodo della domanda anche sui mercati europei**. Sia che prevalgano politiche energetiche più orientate a imporre sacrifici economici per finalità di protezione ambientale, sia che si scelga di favorire la crescita economica, il gas naturale è destinato a rappresentare una quota crescente del paniere energetico europeo.

Nonostante le stime positive, è tuttavia difficile prevedere le dinamiche della congiuntura economica e quindi quando esattamente la nuova domanda emergerà sui mercati. Questo aspetto è particolarmente delicato nel caso del gas in ragione dei tempi lunghi che intercorrono tra il momento dell'inizio degli investimenti e l'arrivo sul mercato finale. Questa lentezza è dovuta tanto a ragioni tecniche – la realizzazione delle infrastrutture di trasporto può essere molto complessa – quanto a ragioni burocratiche – i processi autorizzati vi possono essere lunghi, incerti e talvolta arbitrari.

La lentezza con cui sono realizzate le infrastrutture di trasporto risente in questo periodo anche della **difficoltà di reperire i finanziamenti necessari**. L'instabilità finanziaria, infatti, non solo rende più difficili le previsioni sulle dinamiche della domanda finale di energia, ma si traduce anche in una crescente difficoltà per gli operatori nell'ottenere l'indispensabile partecipazione degli istituti di credito ai nuovi progetti. L'esito di questa situazione è destinato a tradursi in uno **slittamento della tempistica di realizzazione** sia delle infrastrutture di trasporto, sia delle attività di sviluppo dei giacimenti nei Paesi produttori.

¹ Energy Information Administration (EIA) *Annual Energy Outlook 2011*.

² International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2011*.

Lo sviluppo di nuovo *upstream* e di nuove infrastrutture di trasporto dedicate a soddisfare i mercati europei deve inoltre fare i conti con le potenzialità di sviluppo della produzione di gas non-convenzionale, che ha rivoluzionato il mercato nordamericano in meno di un decennio (v. *Focus* 2/2010). Nonostante i vincoli ambientali e regolatori, esiste in Europa – soprattutto orientale – un potenziale ancora da valutare pienamente ed in grado di spiazzare gli investimenti in giacimenti convenzionali, ma distanti dai mercati finali.

Il primo capitolo del *Focus* è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas nei principali mercati europei, con specifico riferimento alle incerte prospettive legate alla crisi economica. 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 probabili evoluzioni future è poi dedicato il terzo capitolo. Infine sono presenti due approfondimenti: il primo legato alle prospettive di sviluppo del **gas non convenzionale in Europa**, sospeso tra la forte crescita del settore in America settentrionale e le preoccupazioni ambientali europee; il secondo è invece dedicato ai giacimenti di gas recentemente scoperti nel **Mediterraneo orientale** e all'intreccio tra lo sfruttamento di queste risorse e la stabilità politica nell'area mediorientale.

1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

Il peggioramento del quadro politico-economico in Europa rende particolarmente difficile formulare previsioni sulle dinamiche della domanda di gas, sullo sviluppo infrastrutturale e, in ultima analisi, sul quadro generale della sicurezza energetica. Nel complesso, tuttavia, le previsioni di una moderata crescita di medio periodo (intorno al 5% al 2020 rispetto al 2010, v. *Focus 6/2011*) sembrano compatibili con la tendenza al consolidamento del ruolo del gas naturale nel paniere energetico europeo, soprattutto nella generazione elettrica. Gli investimenti effettuati nel corso dell'ultimo decennio in nuove centrali a gas e la sostanziale rigidità dei consumi residenziali rappresentano, infatti, un vincolo forte che rende **tendenzialmente transitorie le contrazioni congiunturali della domanda di gas**, a differenza di quanto accade per esempio nel caso dei consumi petroliferi.

Sia che gli obiettivi ambientali per il **2020** siano integralmente rispettati, sia che si scelga di dare la priorità allo sviluppo economico, **il gas naturale avrà un ruolo sempre più importante nei consumi dei principali Paesi europei**, in sostanziale continuità con le tendenze dell'ultimo decennio. Nel caso i decisori politici scelgano di continuare a sussidiare le energie rinnovabili, infatti, il gas naturale sarà la scelta principale per il necessario complemento per compensare la discontinuità della produzione elettrica eolica e solare (v. *Focus 6/2011*). Nel caso in cui l'approvvigionamento energetico sia lasciato maggiormente a considerazioni di efficienza economica e di mercato, il gas naturale si troverà a competere soprattutto con il carbone, mantenendo un certo vantaggio competitivo legato sia alle caratteristiche tecniche degli impianti (maggiore flessibilità, minore impatto nelle zone di installazione) sia al fatto che una parte consistente delle centrali a gas è di recente costruzione e deve essere ancora ammortata (esiste quindi per gli operatori che hanno costruito le nuove centrali l'interesse a produrre, anche a prezzi bassi).

Se le prospettive di medio periodo sono dunque positive, quelle a breve presentano importanti criticità, legate alla congiuntura economica negativa. La bassa crescita, soprattutto nell'area euro (1,5% per il 2011³), si è tradotta in una domanda debole, a cui si è sommato un forte calo dei consumi residenziali, dovuto alle temperature miti durante la stagione invernale. Nel complesso, si è così registrata una contrazione dei consumi nel corso del primo semestre, che con ogni probabilità sarà confermata nel secondo. Complessivamente, la **riduzione dei consumi europei di gas nel 2011** sarà del **5-7%**, con un calo da 520 a 495-485 Gmc⁴.

L'incerta evoluzione del quadro politico-economico rende particolarmente **difficile formulare previsioni sulla domanda di gas naturale nel 2012**, anche se le debolissime stime di crescita economica (0,5% nell'area euro per il 2012⁵) non lasciano molto spazio per

³ Commissione Europea - DG Ecfm, *European Economy*, 6/2011.

⁴ Eurogas, *Gas demand in the first half-year of 2011 and forecast*, 07/09/11.

⁵ Commissione Europea - DG Ecfm, *European Economy*, 6/2011.

una forte ripresa dei consumi. Ulteriore imprevedibilità è data dal **fattore climatico**, per il quale risulta praticamente impossibile formulare previsioni e che con buona probabilità sarà determinante per fare la differenza tra un'ulteriore contrazione o una debole crescita.

Per quanto concerne il medio periodo, nonostante le previsioni di aumento della domanda siano state confermate, è probabile che esse siano meno consistenti di quanto ipotizzato fino a qualche mese fa (in pratica, l'effetto è stato quello di allargare la forbice previsionale)⁶. Complessivamente, i **consumi annui europei al 2020** dovrebbero dunque attestarsi tra 545 e 575 Gmc, **con un incremento di 35-55 Gmc rispetto al 2010**⁷. L'aumento dei prezzi del petrolio e delle previsioni delle quotazioni future causerà probabilmente ulteriori investimenti nelle attività di produzione interna europee, con l'effetto sia di aumentare il tasso di recupero dai giacimenti convenzionali, sia di avviare la produzione non-convenzionale in alcuni Paesi (v. *Approfondimento 1*). Di conseguenza, è probabile che la **produzione annua europea al 2020** sia compresa tra 155 e 162 Gmc. Il dato risulta comunque **in calo di 21-14 Gmc rispetto al 2010** (176 Gmc), ma meno di quanto stimato in precedenza a causa del mutato contesto economico e tecnologico⁸.

Complessivamente, l'effetto combinato della maggior domanda e della minore produzione interna sarà un **aumento delle importazioni annue europee al 2020 compreso tra 49 e 76 Gmc**. Si tratta di un valore sensibilmente inferiore alle stime effettuate fino a qualche mese fa e la conseguenza più evidente è un inevitabile rallentamento della necessità di realizzare nuove infrastrutture di importazione. Parallelamente, questa minor nuova domanda di importazione si traduce in minori pressioni sulla sicurezza energetica europea.

Il rallentamento della realizzazione di nuove infrastrutture comporta una minor possibilità di ricorrere a nuovi Paesi fornitori, come quelli dell'area del Caspio (v. § 2.2.), e quindi di aumentare la diversificazione degli approvvigionamenti. La **diversificazione delle importazioni** è, assieme alla produzione nazionale, il **fattore-chiave per la sicurezza energetica di un Paese**, soprattutto quando le importazioni sono destinate a crescere nel tempo, come nel caso europeo. Tuttavia, anche escludendo il caso dei due Paesi esportatori netti (Paesi Bassi e Danimarca), la situazione dei diversi Paesi europei è piuttosto eterogenea, soprattutto per quanto concerne l'origine degli approvvigionamenti.

La **diversificazione** riguarda principalmente due aspetti tra loro teoricamente distinti: quello dei **punti di ingresso** sulla rete interna e quello della **provenienza geografica** del gas. Sotto il primo aspetto, la situazione dei Paesi europei è (quasi) uniformemente positiva. Come parametro di valutazione della diversificazione dei punti di entrata, convenzionalmente si considera la capacità della rete di soddisfare la domanda in caso di interruzione del principale gasdotto di importazione (la "situazione di N-1").

⁶ IEA, *World Energy Outlook 2011*.

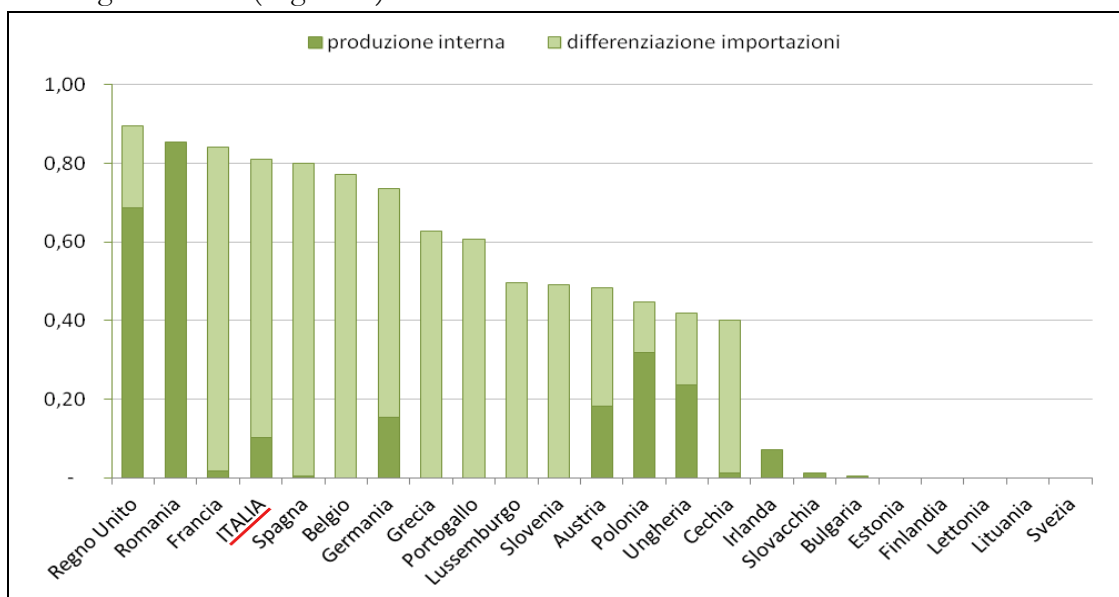
⁷ Elaborazioni su dati IEA. Nel *Focus 2/2011* si faceva riferimento al solo estremo superiore della forbice.

⁸ Elaborazioni su dati IEA. Nel *Focus 2/2011* si indicava a 122 Gmc il livello annuo stimato al 2020.

Tutti i **Paesi europei** – tra i quali il nostro - **sono in grado di fronteggiare una situazione di N-1**, a parte Svezia, Irlanda e Lussemburgo⁹. Nei fatti, la vulnerabilità è rilevante solamente per Irlanda e Lussemburgo, per i quali il gas rappresenta rispettivamente il 33% e il 25% dei consumi di energia primaria, mentre nel caso della Svezia la marginalità del gas naturale (3% dei consumi) rende scarsamente rilevante il problema di sicurezza.

Molto diversa è la situazione ove si prenda in considerazione la diversificazione delle importazioni dal punto di vista della provenienza geografica. La possibilità di **ricorrere a un numero elevato di fornitori rappresenta una garanzia di sicurezza delle forniture** anche nel caso in cui problemi tecnici o politici riducessero le importazioni da un determinato Paese. Questo è tanto più vero quanto più i fornitori, oltre a essere numerosi, hanno anche quote di mercato relativamente limitate: idealmente, ad un estremo stanno i Paesi con un solo fornitore, all'altro quelli con tanti fornitori con una piccola quota ciascuno. In questo ambito, è possibile distinguere tra gruppi di Paesi con livelli di sicurezza piuttosto diversi.

Per poter comparare la situazione dei diversi Paesi europei, è possibile ricorrere ad un **indicatore di sicurezza** di un paese importatore. Questo indicatore assume un valore tanto più prossimo ad 1 quanto più un paese ha una produzione interna consistente e quanto più sono geograficamente diversificate le sue importazioni¹⁰. L'indicatore consente così una valutazione sintetica e preliminare del livello di sicurezza di ciascun Paese europeo importatore di gas naturale (v. grafico).



Livello di sicurezza degli approvvigionamenti di gas via produzione interna e differenziazione delle importazioni
(elaborazione su dati BP ed Eurogas)

⁹ IEA, *Gas Emergency Policy: Where Do IEA Countries Stand?*, 2011.

¹⁰ L'indicatore di sicurezza è calcolato sommando la quota di produzione interna (fonte Eurogas 2010), che si considera pienamente affidabile, al valore del complemento a uno dell'indice di concentrazione (indice Herfindahl-Hirschman) relativo ai contratti di importazione (fonte BP 2011) e ponderato per la quota d'importazione. L'indice Herfindahl-Hirschman è una delle tecniche convenzionalmente impiegate dall'IEA per valutare la sicurezza di un Paese. Cfr. IEA, *Gas Emergency Policy: Where Do IEA Countries Stand?*, 2011.

In base ai valori dell'indicatore, è **possibile suddividere i Paesi europei in quattro gruppi**¹¹. Il **primo** è quello dei Paesi a **livello elevato di sicurezza** (uguale o superiore a 0,8): Regno Unito, Romania, Francia, **Italia** e Spagna. Si tratta di Paesi che grazie alla significativa produzione interna o all'elevato livello di diversificazione delle importazioni presentano un livello di sicurezza molto alto. Il **secondo gruppo** è costituito da altri Paesi a **livello medio-alto di sicurezza** (uguale o superiore a 0,6): Belgio, Germania, Grecia e Portogallo. Si tratta di Paesi con limitata produzione interna, ma con un alto livello di diversificazione. Il **terzo gruppo** è quello dei Paesi a **livello medio** (uguale o superiore a 0,4): Lussemburgo, Slovenia, Austria, Polonia, Ungheria e Repubblica Ceca. Questi Paesi presentano importanti criticità, ma nondimeno hanno un livello di sicurezza accettabile (soprattutto se si tiene in considerazione anche il loro potenziale di stoccaggio, v. *Focus 2/2010*). Infine, il **quarto gruppo** è composto da Paesi con un **livello di sicurezza molto basso** (inferiore a 0,1): Irlanda, Slovacchia, Bulgaria, Estonia, Finlandia, Lettonia, Lituania e Svezia. Se si eccettua l'Irlanda (0,07), il valore degli altri è in realtà prossimo o uguale allo zero; si tratta nei fatti di Paesi quasi integralmente dipendenti dalle importazioni provenienti da un solo Paese (sempre la Federazione Russa, Svezia a parte; v. *Focus 3-4/2010*).

L'analisi dei valori dell'indicatore consente di individuare due elementi chiave della sicurezza energetica, oltre alla produzione interna: le **dimensioni del mercato finale** ed il ricorso al Gnl (Gas naturale liquefatto). Quanto più un mercato è grande, infatti, tanto più è necessario ricorrere a diversi fornitori per soddisfare la domanda, con l'effetto di creare automaticamente competizione e quindi aumentare il livello di sicurezza (il caso più evidente è quello dell'Italia nel contesto della crisi libica, v. § 1.1).

Appare in questo modo evidente l'**importanza dell'interconnessione dei mercati finali europei** al fine di aumentarne la sicurezza: il solo fattore dimensione, accanto alla possibilità di ottimizzare l'uso delle infrastrutture, rappresenta un'enorme potenzialità per garantire la sicurezza energetica europea. Per comprendere la portata delle possibili ricadute di una piena integrazione delle reti nazionali, basti pensare che in questo caso i sistemi europei potrebbero teoricamente soddisfare la domanda anche in caso di totale interruzione delle importazioni provenienti dalla Federazione russa¹².

Il secondo fattore che emerge dall'analisi è l'importanza del Gnl, particolarmente evidente nel caso dei piccoli Paesi. Le **infrastrutture di rigassificazione** consentono, infatti, di accedere a un numero di potenziali fornitori molto più alto, con importanti ricadute in termini di sicurezza. I rigassificatori, inoltre, data la loro piccola taglia (generalmente inferiore ai 10 Gmc/a) consentono una maggiore flessibilità nelle scelte di investimento e favoriscono la diversificazione anche tra gli operatori presenti sui mercati finali.

Complessivamente, dunque, l'interconnessione tra le reti nazionali e la realizzazione di rigassificatori rappresentano **due possibili strumenti** per aumentare la sicurezza energe-

¹¹ Restano esclusi dall'analisi i Paesi Bassi e la Danimarca, in quanto esportatori netti, e Cipro e Malta, poiché non impiegano gas naturale.

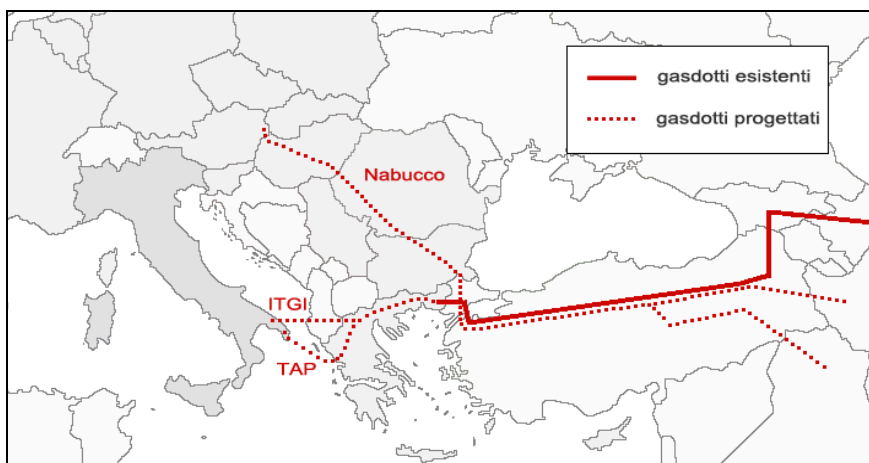
¹² Simulazione ENI. Audizione di Leonardo Bellodi, Senato – X Commissione, Roma, 12/10/2011.

tica dei Paesi europei anche senza dover fare ricorso a investimenti di grandi dimensioni, come nel caso dei progetti **South Stream** (§ 3.4) e **Nabucco** (§ 3.2).

Per quanto concerne quest'ultimo, in particolare, nonostante il continuo impegno della Commissione europea, emergono inoltre **gravi problemi relativi a due aspetti**. Il primo è la congruità del progetto rispetto alle effettive necessità di nuova dotazione infrastrutturale nel corso del decennio: a fronte della necessità di nuova capacità di importazione al 2020 compresa tra 49 e 76 Gmc, la prima linea del Nord Stream (27,5 Gmc) e il Medgaz (8 Gmc) – entrambi già completati – consentono di far fronte a gran parte della nuova domanda (35,5 Gmc), senza considerare i circa 100 Gmc di capacità annua di rigassificazione ora inutilizzata. Nel contesto attuale (e senza considerare che il consorzio Nabucco non dispone di gas sufficiente), realizzare nuova capacità per 31 Gmc annui significherebbe correre il rischio di immobilizzare ingenti capitali senza un reale beneficio (e, anzi, rischiando di dover scaricare parte dei costi sui cittadini).

Il **secondo** aspetto problematico del Nabucco è **più specificamente relativo alla sicurezza energetica dell'Italia**. Sebbene non sia ancora chiaro il quadro completo della provenienza del gas da destinare al Nabucco, sicuramente l'infrastruttura trasporterebbe in Europa il gas (10 Gmc/a) prodotto dalla fase due del giacimento di Shah-Deniz, in Azerbaigian. In competizione con il Nabucco per l'accesso a questo gas vi sono due gasdotti di più piccole dimensioni – Tap (*Trans Adriatic Pipelines*) e Itgi (Interconnettore Turchia-Grecia-Italia), tra loro alternativi; §§ 3.3 e 3.5 –, per i quali il gas azerbaigiano sarebbe sufficiente. In prospettiva italiana, la differenza fondamentale tra il Nabucco e gli altri progetti è che il Nabucco porterebbe il gas naturale ai Paesi dell'Europa orientale e all'Austria, mentre gli altri progetti porterebbero il gas naturale sulla rete nazionale (con ingresso in Puglia), consentendo l'arrivo sul mercato italiano di un nuovo fornitore (attualmente, il gas azerbaigiano non ha, infatti, modo di arrivare in Italia).

Nei fatti, dunque, la **realizzazione del progetto Nabucco avrebbe un impatto negativo sulle prospettive di diversificazione degli approvvigionamenti italiani**, deviando sull'Europa orientale e centrale volumi di importazione altrimenti destinati al mercato italiano, e **ostacolerebbe il miglioramento del livello di sicurezza energetica nazionale**.



Il corridoio meridionale di approvvigionamento energetico: i tracciati dei progetti Nabucco, ITGI e TAP a confronto (Matteo Verda, *Una politica a tutto gas. Sicurezza energetica europea e relazioni internazionali*, Milano, Università Bocconi Editore, 2011)

1.1 ITALIA

L'andamento del mercato italiano del gas nel 2011 è in linea con la tendenza negativa a livello europeo. Nel mese di ottobre, dopo che alcuni segnali positivi in agosto (+1,4) e settembre (+1,6%), i consumi di gas hanno fatto registrare una forte riduzione della domanda rispetto allo stesso mese del 2010 (-13%). **Il confronto resta negativo** anche se si considerano i primi dieci mesi del 2011 rispetto allo stesso periodo del 2010: in questo caso, la **contrazione** è del **5% rispetto al 2010**. Il risultato è in ogni caso meno negativo di quello degli altri grandi mercati europei (v. oltre).

ITALIA	
Consumo di gas (2010)	81,1 Gmc ¹³
Consumo previsto (2020)	94,3 Gmc ¹⁴
Dipendenza da import	89,6 % ¹⁵
Gas sul totale dei consumi	39,8 % ¹⁶
Indicatore sicurezza	0,81 (alto)

Analizzando i dati in base all'uso finale, emerge il dato positivo dei consumi industriali (+2,9% rispetto al 2010), che tuttavia restano ancora distanti dai livelli pre-crisi del 2007 (-11,9%). Lontani dai valori pre-crisi sono anche i consumi del settore termoelettrico (-16% rispetto al 2007), che fanno registrare una contrazione anche rispetto ai valori del 2010 (-5,3%), a causa della debole domanda e della concorrenza delle fonti rinnovabili, che risultano più competitive grazie ai sussidi. Infine, il dato relativo ai consumi residenziali è molto negativo (-7%) soprattutto a causa di fattori climatici. Seguendo l'attuale tendenza, i **consumi complessivi del 2011** dovrebbero conoscere una **contrazione di 4 Gmc**, scendendo da 81,1 a 77 Gmc.

¹³ Eurogas, *Natural Gas Consumption in the EU27 and Switzerland in 2010*, 07/03/2011.

¹⁴ BMI, *Italy Oil & Gas Report - Q2 2011*.

¹⁵ Eurogas, *Statistical Report 2010*.

¹⁶ BP, *Statistical Review of World Energy 2011*.

Anche le prospettive per il 2012 non sono particolarmente positive, a causa della **debolezza dell'economia nazionale**: le previsioni di crescita quasi nulle (0,1%¹⁷) lasciano, infatti, poco spazio alla possibilità di un rapido recupero dei consumi pre-crisi. Senza considerare l'imprevedibile eventualità di una stagione invernale particolarmente rigida e lunga, infatti, è **poco probabile che i consumi per l'anno prossimo possano superare i valori del 2010**.

Il rallentamento dei consumi rende inevitabilmente meno urgente lo sviluppo di nuove infrastrutture di importazione. Complessivamente, l'attuale **capacità teorica massima di importazione supera i 100 Gmc/anno**, ossia 20% più dei consumi complessivi (e senza considerare la produzione nazionale annua, pari a circa 8 Gmc). Le previsioni di crescita della domanda nel corso del decennio restano positive, ma il ritmo con cui emergerà il nuovo fabbisogno è sicuramente rallentato rispetto a quanto ipotizzato fino a pochi anni fa. Tutti i principali progetti di nuova capacità di importazione di cui si discute, infatti, sono stati concepiti in un contesto in cui la necessità di soddisfare i nuovi consumi era molto più impellente e quindi **diversi progetti dovranno essere posticipati o accantonati, senza che ci siano conseguenze per la sicurezza energetica nazionale**.

L'elevato livello di diversificazione che accompagna la capacità di importazione del **sistema infrastrutturale italiano** è confermata dall'**eccellente punteggio dell'indicatore di sicurezza** (0,81), che pone **l'Italia tra i migliori in Europa**. L'efficacia della diversificazione delle importazioni italiane nel garantire la sicurezza energetica nazionale è apparsa evidente nel corso del 2011, quando sono venute a mancare le importazioni da tre diversi fornitori.

Il caso più noto è quello **libico**. A seguito dell'instabilità politica e del conflitto nel Paese, il gasdotto **Greenstream** è stato chiuso dal 23/02 al 13/10. L'infrastruttura, che collega la stazione di Mellitah al terminale di Gela, ha una capacità di 9,4 Gmc e a regime fornisce il 12% dei consumi italiani (v. *Focus* 5/2011). Nonostante l'importanza dell'infrastruttura, il sistema di approvvigionamento italiano ha funzionato senza problemi per i consumatori finali (v. *Focus* 6/2011). Attualmente, ENI e gli operatori di Stato libici **stanno riportando in attività tutti i giacimenti e le infrastrutture nella parte occidentale del Paese**, tra cui a inizio novembre l'importante piattaforma *offshore* di Sabratha¹⁸. Nell'insieme, si prevede che occorreranno diversi mesi prima di poter tornare ai volumi di inizio 2011, senza che questo comunque comporti criticità per la sicurezza complessiva degli approvvigionamenti nazionali.

Le importazioni provenienti dalla Libia non sono state le uniche a conoscere un'interruzione nel corso del 2011. Nel mese di ottobre degli smottamenti in un tratto alpino in territorio elvetico hanno causato l'interruzione in via precauzionale dei flussi attraverso

¹⁷ Commissione Europea - DG Ecfm, *European Economy*, 6/2011.

¹⁸ ENI è direttamente coinvolto nelle attività di produzione e trasporto, anche se gran parte del gas proveniente dalla Libia è in realtà ceduto ad altri operatori prima dell'arrivo alla frontiera italiana (a Edison 4 Gmc/a, a Gdf Suez e Sorgenia 2 Gmc/a ciascuno).

so il *Transitgas*, che trasporta gas olandese e norvegese in Italia (20 Gmc/a di capacità). Si tratta di un incidente analogo a quello che l'anno scorso aveva reso di fatto inutilizzabile il gasdotto da agosto fino a dicembre inoltrato (v. *Focus 3-4/2010*) e che era stato anticipato da altri problemi simili, anche se meno gravi, a fine 2009. **L'interruzione di ottobre**, dal 10 al 19, **non ha avuto ripercussioni sul sistema di approvvigionamento italiano**, nonostante il Greenstream non fosse ancora operativo al momento della frana.

Il sistema infrastrutturale ha dunque affrontato una **situazione di N-2** senza causare alcun allarme. Il fattore stagionale ha contato (i picchi nei consumi giornalieri si verificano, infatti, durante i mesi invernali), tuttavia si è avuta un'ulteriore conferma della resilienza della rete di approvvigionamento nazionale, ossia della sua capacità di resistere a situazioni critiche impreviste.

La strategia di diversificazione delle importazioni ha dunque un ruolo centrale nel garantire la sicurezza energetica nazionale e resta fondamentale che i futuri sviluppi infrastrutturali vadano nella direzione di **umentare la diversificazione geografica della provenienza delle importazioni**, sia ampliando la capacità di rigassificazione, sia realizzando gasdotti provenienti da Paesi che attualmente non sono fornitori italiani (v. Itgi § 3.3 e Tap § 3.5).

Nondimeno, la diversificazione non è l'unica strategia di tutela della sicurezza energetica, anche se resta la più efficace. Accanto – e non in alternativa – alla diversificazione è, infatti, fondamentale favorire un'**intensificazione dei rapporti bilaterali con i principali Paesi produttori** (un esempio particolarmente evidente di questa strategia è quello della Germania, v. § 1.2). Oltre al piano politico, i rapporti bilaterali si possono sviluppare su quello economico e interessare direttamente gli operatori. In questo senso, i rapporti con la Federazione russa di ENI ed ENEL rappresentano un caso particolarmente importante. I due operatori hanno, infatti, ottenuto nei mesi passati un importante rafforzamento nel settore *upstream* direttamente sul territorio russo, attraverso la partecipata Severnergia (Eni 29,4%, Enel 19,6%, Gazprom e Novatek 51%). Anche in assenza di dirette ricadute per il mercato italiano, infatti, l'esistenza di una stretta cooperazione tra gli operatori nazionali e Gazprom rappresenta una garanzia di capacità operativa sul piano internazionale, con indirette quanto evidenti ripercussioni sulla sicurezza energetica nazionale.

Le infrastrutture di importazione rappresentano un elemento essenziale della sicurezza energetica italiana, ma occorre ricordare che giocano un ruolo ancor più importante le **infrastrutture di trasporto sul territorio nazionale**. Esse rappresentano la connessione indispensabile con i clienti finali e, senza l'adeguato livello di flessibilità e resilienza, la capacità di importazione e quella di stoccaggio non sarebbero sufficienti a garantire la sicurezza del sistema. La necessità di effettuare grandi investimenti richiede un quadro regolatorio non solo stabile, ma anche in grado di creare i giusti incentivi per un adeguato sviluppo delle infrastrutture. Complessivamente, il nuovo sistema di incentivazione introdotto dall'Autorità (Arg/gas 156/11), con lo schema a base volontaria per accelerare gli investimenti, sembra poter rappresentare uno strumento adeguato (anche se resta da verificarne sul campo l'efficacia).

1.2 GERMANIA

I consumi tedeschi nel 2011 dovrebbero far registrare **una contrazione nettamente superiore alla media europea**: nei primi nove mesi dell'anno i consumi sono, infatti, diminuiti dell'11,7%²³. La significativa contrazione è da attribuirsi a fattori climatici (che nei mercati settentrionali incidono più della media) ed è stata in larga misura compensata da una maggiore attività di riesportazione di gas (+31,3%), tanto che complessivamente il consumo di gas naturale da parte degli operatori tedeschi ha conosciuto una **contrazione del 5,3%**, in linea con la media europea.

GERMANIA	
Consumo di gas (2010)	87,0 Gmc ¹⁹
Consumo previsto (2020)	105,1 Gmc ²⁰
Dipendenza da import	84,7 % ²¹
Gas sul totale dei consumi	22,9 % ²²
Indicatore sicurezza	0,74 (medio-alto)

Le prospettive di crescita dei consumi per l'anno prossimo dovrebbero invece essere più alte rispetto alla media europea. Le stime di crescita dell'economia tedesca sono infatti superiori alla media, anche se restano comunque modeste (0,8%²⁴) ed esposte agli effetti di un peggioramento della situazione finanziaria dell'area euro. Un possibile contributo positivo ai consumi di gas potrebbe tuttavia venire dall'**ulteriore riduzione dell'attività delle centrali nucleari e dalla riduzione dei sussidi ad alcune fonti rinnovabili**.

Per quanto concerne la sicurezza energetica tedesca, il livello di differenziazione è piuttosto elevato (0,74), ma inferiore a quello dei principali Paesi europei, nonostante la cospicua produzione interna. La ragione di ciò è che i decisori politici tedeschi hanno tradizionalmente perseguito una **strategia di approfondimento del rapporto coi fornitori sovietici e poi russi** (v. *Focus 3-4/2010*), nella convinzione che l'affidabilità del rapporto bilaterale potesse sostituirsi alla varietà dei fornitori. Questa strategia ha consentito alla Germania di avere forniture affidabili negli ultimi decenni, ma al prezzo di una limitazione consistente del suo sviluppo infrastrutturale: **basti pensare che il mercato tedesco è l'unico grande mercato europeo privo di rigassificatori**.

L'inaugurazione della prima linea del **Nord Stream** nel mese di novembre (08/11, v. § 3.1) rappresenta un passo avanti fondamentale nell'approfondimento del rapporto bilaterale russo-tedesco, consentendo per la prima volta uno scambio indipendente da qualunque Paese di transito. La realizzazione di nuova capacità di importazione annua sul mercato tedesco per un totale di 27,5 Gmc proveniente da quello che già oggi è il primo fornitore pone infatti le premesse per una riduzione della diversificazione delle importazioni. Complessivamente, tuttavia, la realizzazione del gasdotto potrebbe fornire **un contributo positivo**

¹⁹ Eurogas, *Natural Gas Consumption in the EU27 and Switzerland in 2010*, 07/03/2011.

²⁰ Elaborazioni su dati BMI, *Italy Oil & Gas Report - Q2 2011*.

²¹ Eurogas, *Statistical Report 2010*.

²² BP, *Statistical Review of World Energy 2011*.

²³ Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, *Aufkommen und Export von Erdgas*, 11/2011.

²⁴ Commissione Europea - DG Ecfm, *European Economy*, 6/2011.

alla sicurezza energetica della Germania perché riduce il potenziale di ricatto dei Paesi di transito dell'Europa orientale.

Le ridotte prospettive di crescita del mercato del gas in Europa stanno spingendo gli operatori a cercare occasioni di investimento in mercati a maggior tasso di crescita. Nel caso tedesco, questa tendenza è piuttosto evidente: **E.On sta cercando di vendere la sua rete di trasporto del gas**, posseduta dalla controllata *Open Grid Europe*²⁵. La rete, lunga quasi 12.000 km, dovrebbe essere ceduta a una cifra di 2-2,5 miliardi di euro per ridurre i debiti di *E.On* e consentire un'espansione fuori dall'Europa. Tra gli acquirenti più probabili rientrano alcuni investitori finanziari (fondi pensione) e **ENEL**. Soprattutto nel caso di acquisto da parte di un altro operatore, la dismissione potrebbe avere come effetto quello di aumentare l'efficienza della rete e attrarre ulteriori investimenti in grado di aumentare il livello complessivo di sicurezza energetica tedesca.

1.3 FRANCIA

I consumi francesi hanno conosciuto nei primi nove mesi del 2011 **una contrazione significativa (-11,6%), nettamente superiore alla media europea**. Il mercato francese ha risentito più degli altri delle temperature invernali miti perché è dominato dai consumi residenziali, mentre i consumi termoelettrici di gas sono limitati (anche se in crescita), tanto che le statistiche ufficiali riportano anche il dato corretto per il fattore climatico. In questo caso, i consumi francesi nello stesso periodo risultano addirittura in aumento dello 0,9%³⁰.

FRANCIA	
Consumo di gas (2010)	50,7 Gmc ²⁶
Consumo previsto (2020)	54,0 Gmc ²⁷
Dipendenza da import	98,2 % ²⁸
Gas sul totale dei consumi	16,7 % ²⁹
Indicatore sicurezza	0,84 (alto)

Se si analizzano i dati relativi agli usi finali, emerge come i grandi clienti (che nelle statistiche francesi includono le centrali termoelettriche) abbiano aumentato la produzione del 2,4% (del 7,9% se si applica il correttivo climatico). È importante notare come il **settore elettrico francese** stia conoscendo anche in questi anni di ridotti consumi energetici un **progressivo orientamento verso il gas naturale** e quindi una parziale convergenza del paniere di generazione elettrica verso il modello medio europeo. Questa convergenza costringerà nei prossimi anni gli operatori francesi a una maggiore assertività nella realizzazione di infrastrutture internazionali di trasporto per soddisfare il fabbisogno, data la quasi

²⁵ «Financial Times», 03/11/2011.

²⁶ Eurogas, *Natural Gas Consumption in the EU27 and Switzerland in 2010*, 07/03/2011.

²⁷ Elaborazioni su dati BMI, *Italy Oil & Gas Report - Q2 2011*.

²⁸ Eurogas, *Statistical Report 2010*.

²⁹ BP, *Statistical Review of World Energy 2011*.

³⁰ Commissariat général au Développement durable, *Conjoncture énergétique (Septembre 2011)*, n. 261, 11/2011.

totale dipendenza francese dalle importazioni. Questa assertività potrebbe inoltre portare gli **operatori francesi** a cercare di **consolidare la propria posizione in altri mercati finali**, come quello italiano, allo scopo di creare economie di scala e aumentare le proprie capacità operative³¹.

La modesta crescita economica prevista per il 2012 (0,6%³²) rende poco probabile un aumento consistente della domanda. Tuttavia, la superiore sensibilità della domanda francese al fattore climatico (come dimostrato dal calo del 19,1% dei consumi residenziali nei primi nove mesi del 2011) lascia aperta la possibilità di un consistente recupero. In ogni caso, la dotazione infrastrutturale francese e l'**ampia capacità di rigassificazione inutilizzata** (oltre 10 Gmc/a) permettono di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti francesi per qualunque livello prevedibile di domanda, mantenendo al contempo un alto livello di diversificazione geografica delle forniture.

1.4 REGNO UNITO

Il Regno Unito è il principale mercato di gas naturale in Europa e rappresenta poco meno del 20% di tutti i consumi europei. Al contempo, tra i grandi Paesi, è quello in cui il gas ha il ruolo più importante nel paniere energetico (40,4%), oltre a essere la principale fonte primaria per la generazione elettrica (44%, v. *Focus 6/2011*). L'insieme di questi elementi serve a spiegare la forte sensibilità alla congiuntura economica – oltre che climatica – del 2011, che si è tradotta in una contrazione dei consumi

REGNO UNITO	
Consumo di gas (2010)	99,8 Gmc ³³
Consumo previsto (2020)	105,0 Gmc ³⁴
Dipendenza da import	31,4 % ³⁵
Gas sul totale dei consumi	40,4 % ³⁶
Indicatore sicurezza	0,89 (alto)

nel primo semestre pari al 16% rispetto allo stesso periodo del 2010³⁷.

Tra gli usi finali, quello maggiormente colpito è stato quello della generazione elettrica (-21%), ma anche l'uso residenziale è diminuito più della media (-18%). Meno interessati dalla contrazione, anche se negativi, sono invece i consumi industriali (-6%). Anche i dati preliminari relativi al terzo trimestre sono negativi e nel complesso sembrano confermare le tendenze in atto nella prima parte dell'anno. Per quanto concerne il 2012, le conseguenze negative del contesto economico dovrebbero interessare il Regno Unito in misura minore

³¹ La probabile decisione di GDF Suez di cedere a Eni la propria partecipazione (10,4%) in alcuni campi di produzione nel Mare del Nord (Elgin, Franklin e West Franklin) rientra invece in una generale riorganizzazione delle partecipazioni della società e non ha particolare valore strategico.

³² Commissione Europea - DG Ecfm, *European Economy*, 6/2011.

³³ Eurogas, *Natural Gas Consumption in the EU27 and Switzerland in 2010*, 07/03/2011.

³⁴ Elaborazioni su BMI, *Italy Oil & Gas Report - Q2 2011*.

³⁵ Eurogas, *Statistical Report 2010*.

³⁶ BP, *Statistical Review of World Energy 2011*.

³⁷ Department of Energy and Climate Change, *Gas Statistics*, 29/11/2011.

rispetto agli altri Paesi europei, lasciando **maggiore spazio per una ripresa dei consumi**, pur nella generale debolezza delle prospettive di crescita britanniche (0,6%³⁸).

Il mercato britannico ha tradizionalmente rappresentato nel contesto europeo un luogo di innovazione, soprattutto nelle pratiche commerciali. La questione dell'ancoraggio del prezzo del gas alle quotazioni del petrolio nei contratti di lungo periodo (v. *Focus 6/2011*) rappresenta un importante ostacolo alla realizzazione di un mercato più efficiente e basato sulle effettive dinamiche di domanda e offerta. Un importante segnale di cambiamento per il mercato è avvenuto nel mese di novembre, con l'accordo raggiunto tra Centrica, il principale operatore britannico, e Statoil, la compagnia di Stato norvegese. Il contratto ha un valore di circa 15 miliardi di dollari e prevede l'acquisto di 50 Gmc in 10 anni (tra il 2015 e il 2025), sufficienti a soddisfare il 5% della domanda britannica. L'aspetto più importante è quello del meccanismo di quotazione: l'accordo prevede infatti un **prezzo indicizzato al mercato spot britannico Nbp (National Balancing Point)** e consentirà a Centrica di restare competitiva rispetto ai crescenti volumi di Gnl, in arrivo sul mercato britannico in seguito all'imponente espansione infrastrutturale degli ultimi anni.

Se questo tipo di contratti conoscesse una diffusione sugli altri mercati europei, si potrebbe assistere a un **notevole incremento dell'efficienza dei mercati** ed a una minore arbitrarietà delle quotazioni (anche se non necessariamente a una riduzione delle volatilità dei prezzi). Per consentire questa diffusione, tuttavia, è fondamentale che i mercati europei siano maggiormente interconnessi e conoscano un ulteriore sviluppo della capacità di rigassificazione, ma soprattutto che i decisori politici si impegnino a disegnare un contesto regolatorio maggiormente indirizzato verso una **maggiore concorrenza tra gli operatori**.

1.5 SPAGNA

Il mercato spagnolo dovrebbe conoscere nel 2011 **il terzo anno consecutivo di contrazione**. Nei primi nove mesi dell'anno, infatti, i consumi sono diminuiti del 4,5%, a causa soprattutto della forte riduzione dell'uso termoelettrico (-15,6%)⁴³. Oltre al difficile andamento dell'economica spagnola, ha pesato sui consumi la crescente concorrenza delle fonti rinnovabili, che grazie a condizioni geografiche favorevoli e a

SPAGNA	
Consumo di gas (2010)	37,0 Gmc ³⁹
Consumo previsto (2020)	48,0 Gmc ⁴⁰
Dipendenza da import	99,6 % ⁴¹
Gas sul totale dei consumi	20,7 % ⁴²
Indicatore sicurezza	0,80 (alto)

³⁸ Commissione Europea - DG Ecfm, *European Economy*, 6/2011.

³⁹ Eurogas, *Natural Gas Consumption in the EU27 and Switzerland in 2010*, 07/03/2011.

⁴⁰ Elaborazioni su dati BMI, *Italy Oil & Gas Report - Q2 2011*.

⁴¹ Eurogas, *Statistical Report 2010*.

⁴² BP, *Statistical Review of World Energy 2011*.

⁴³ Corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, *Boletín Estadístico de Hidrocarburos*, n. 166, 09/2011.

importati sussidi hanno conosciuto una diffusione particolarmente ampia.

Le previsioni di modesta crescita per il 2012 (0,7%⁴⁴) limitano le possibilità che il mercato spagnolo possa conoscere un significativo recupero della domanda persa negli ultimi anni. Di conseguenza, la situazione di criticità in cui si trovano operatori e fornitori spagnoli è destinata a protrarsi nel tempo e **ha acuito alcune tensioni**, soprattutto con Sonatrach. L'azienda di Stato algerina, infatti, non solo ha cercato di ridurre la propria esposizione nel gasdotto *Medgaz*, nuovo e sottoutilizzato (v. § 3.6), ma ha anche conosciuto una disputa durata cinque anni per la revisione dei prezzi di fornitura del gas a Gas Natural. Il contenzioso si è concluso nel mese di novembre con la **cessione**, già autorizzata dal governo spagnolo, **del 3,85% di Gas natural a Sonatrach** per un prezzo concordato (circa 500 milioni di euro)⁴⁵. In questo modo Sonatrach, principale fornitore spagnolo (37%), ha rafforzato la propria posizione in un segmento diverso della filiera, differenziando il rischio e aumentando la redditività dei volumi esportati sul mercato spagnolo.

1.6 POLONIA

Le prospettive di sviluppo del mercato polacco sono migliori della media europea, per una serie di fattori diversi. Innanzitutto, le stime di crescita dell'economia polacca per il 2012 sono tra le migliori in Europa (2,5%⁴⁹), con un inevitabile aumento dei consumi energetici. In secondo luogo, i consumi di gas naturale sono ancora marginali nel paniere energetico polacco: sebbene nel breve periodo questo implichi un minor aumento dei consumi in funzione della congiuntura economica positiva, nel medio periodo rappresenta un'opportunità di diversificazione, sia per ragioni economiche, sia per il rispetto degli obiettivi ambientali.

POLONIA	
Consumo di gas (2010)	15,5 Gmc ⁴⁶
Consumo previsto (2020)	20,0 Gmc
Dipendenza da import	68,1 % ⁴⁷
Gas sul totale dei consumi	13,4 % ⁴⁸
Indicatore sicurezza	0,45 (medio)

Esiste inoltre un ulteriore fattore potenzialmente in grado di favorire una crescita sostenuta del mercato polacco: si tratta dello sviluppo delle riserve di **gas non convenzionale** presenti nel Paese (v. *Approfondimento 1*), che potrebbero riequilibrare in modo determinante il paniere energetico polacco, riducendone la dipendenza dall'estero e aumentandone il livello complessivo di sicurezza energetica. La possibilità di cogliere questa occasione dipende in misura significativa da quanto i decisori politici sapranno fornire un contesto stabile e adeguato agli investimenti.

⁴⁴ Commissione Europea - DG Ecfm, *European Economy*, 6/2011.

⁴⁵ *Platts International Gas Report*, 15/11/2011.

⁴⁶ Eurogas, *Natural Gas Consumption in the EU27 and Switzerland in 2010*, 07/03/2011.

⁴⁷ Eurogas, *Statistical Report 2010*.

⁴⁸ BP, *Statistical Review of World Energy 2011*.

⁴⁹ Commissione Europea - DG Ecfm, *European Economy*, 6/2011.

2. POLITICHE ENERGETICHE DEI PAESI FORNITORI E DI TRANSITO DEL GAS

L'analisi delle dinamiche legate all'offerta di energia all'Europa ruota attorno al monitoraggio delle strategie energetiche della **Federazione russa** e della **Turchia**, paesi-chiave per lo sviluppo delle principali direttrici di approvvigionamento di gas all'Europa. Per collocazione geografica, potenzialità di cooperazione con gli Stati produttori caspici e mediorientali e, nel caso russo, per potenziale di produzione, Mosca ed Ankara rappresentano, infatti, le chiavi di volta dell'intero sistema infrastrutturale eurasiatico. Di seguito sono svolte alcune considerazioni relative ai principali sviluppi del terzo trimestre 2011 nelle aree rilevanti per la sicurezza energetica europea (Russia, Area del Caspio, Turchia e Medio Oriente).

2.1 RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Il secondo semestre del 2011 è stato caratterizzato dal considerevole sviluppo del vettore asiatico della strategia energetica russa, finalizzato ad aprire canali di esportazione verso i Paesi più avanzati ed in fase di sviluppo dell'Asia orientale e meridionale. Cina, Corea del Sud e Giappone rappresentano i principali attori regionali a cui la Russia guarda nell'ottica di diversificazione dei propri mercati, funzionale al tentativo di scongiurare un'eccessiva dipendenza dalle esportazioni verso l'UE – la cui normativa di *unbundling* approvata con il «**Terzo pacchetto sull'energia**» del marzo 2011 costituisce una minaccia alla posizione di forza progressivamente acquisita da Gazprom nei mercati europei.

A seguito dei colloqui iniziati lo scorso anno tra Gazprom e la compagnia sudcoreana Kogas, e intensificati a partire dalla visita condotta a San Pietroburgo, in agosto, dal presidente nordcoreano Kim Jong-Il, le due compagnie si sono accordate in settembre sulla tempistica e sulle modalità per l'esportazione di gas. Il gas russo potrebbe essere commercializzato in Corea del Sud a partire dal 2017 attraverso un gasdotto che attraverserebbe la Corea del Nord, garantendo a quest'ultima circa 100 milioni di dollari all'anno in tasse di transito. Allo studio è tuttavia anche la possibilità di aggirare il territorio nordcoreano attraverso un'infrastruttura sottomarina o, piuttosto, di sviluppare congiuntamente tecnologia Gnl. I volumi di gas commercializzati dovrebbero aggirarsi attorno ai 10 Gmc/a, che si aggungerebbero agli 1,5 Gmc/a che la Corea del Sud attualmente importa dalla Russia in Gnl dal giacimento di Sakhalin II.

Volumi notevolmente maggiori di gas – circa 70 Gmc/a per un trentennio – sono invece oggetto del negoziato sino-russo in corso ormai da anni e arenatosi sui prezzi di vendita proposti da Gazprom e ritenuti eccessivi da Pechino. A fronte di un livello di prezzi pari a quello utilizzato sui mercati europei, la Cina propone il prezzo d'acquisto, nettamente inferiore, concordato con il Turkmenistan. Ad avvicinare le due parti ha contribuito, nel corso dell'estate, la disponibilità russa ad accordare uno sconto sul prezzo del gas in cambio di pagamenti anticipati – che tuttavia Pechino preferirebbe accordare sotto forma di prestiti. Su questa base, a seguito della visita condotta a Pechino dal primo ministro russo Vladimir

Putin, i due interlocutori hanno annunciato di aver trovato un'intesa di massima in grado di dirimere la vertenza sui prezzi e di porre le basi per un più dettagliato accordo tra Gazprom e la China National Petroleum Corporation (CNPC).

Ulteriore vettore della proiezione asiatica russa è costituito dalla crescente collaborazione con il **Giappone**. Il terremoto del marzo 2011 ed i danneggiamenti delle centrali nucleari di Fukushima e Onagawa hanno, infatti, causato **una perdita di capacità di generazione nucleare** (pari a 11 Gw), che Tokio ha compensato con un aumento della domanda di idrocarburi, rivolta anche alla Russia. D'altra parte, la capacità di investimento ed il *know-how* tecnico posseduto dalle compagnie energetiche giapponesi contribuiscono a gettare le basi di una cooperazione in grado di soddisfare le politiche energetiche di entrambi gli interlocutori. Se dunque da un lato, tra aprile e settembre, le maggiori compagnie elettriche giapponesi hanno richiesto quantità crescenti di gas russo per la generazione elettrica, dall'altro i colloqui intergovernativi hanno allo stesso tempo riguardato, più significativamente, progetti congiunti di *upstream* e *midstream*. Il principale di questi prevede, sulla base dell'accordo siglato tra Gazprom e la Japan Far East Gas Company, lo sviluppo nella regione della Siberia orientale di un terminale di Gnl a Vladivostock in grado di produrre sino 10 Mt/a (circa 14 Gmc/a). Allo studio è inoltre la possibilità di costituire una *joint venture* finalizzata all'esplorazione e produzione nel Mare di Okhotsk.

Lungi dall'essere frutto di necessità congiunturali, la domanda giapponese di gas rendeva il Paese, già prima della catastrofe del 2011, il primo importatore su scala mondiale di Gnl. Nel 2010, il Giappone ha, infatti, importato 70 Mt di gas liquefatto (100 Gmc) – circa un terzo di quello commercializzato internazionalmente, l'8,5% dei quali provenienti dalla Russia – e, per far fronte alla crescente domanda di gas, Tokio punta a raggiungere – raddoppiandolo – entro il 2030 il 40% di gas sul totale delle importazioni di risorse energetiche. Per facilitare i contatti a livello intergovernativo e tra le imprese nazionali, **il primo ministro russo Putin e l'omologo giapponese Yoshihiko Noda** hanno presieduto alla creazione di un foro di dialogo bilaterale finalizzato al dialogo e alla cooperazione in materia energetica.

Come dimostrato dalla **proiezione asiatica della Russia**, complementare alla strategia di diversificazione delle esportazioni è la determinazione del governo e delle maggiori compagnie nazionali a investire in progetti di liquefazione del gas, in grado di assicurare maggior flessibilità ai canali di esportazione. Secondo i piani di Gazprom, la produzione di Gnl – che si attesta oggi a circa 9,6 Mt/a (circa 13 Gmc/a) estratte principalmente nell'isola di Sakhalin – dovrebbe raggiungere 62 Mt/a (circa 85 Gmc/a) entro il 2030, ovvero il 14% della produzione mondiale di Gnl. Uno tra i maggiori progetti Gnl in fase di sviluppo in Russia è quello del **giacimento di Shtokman**, nel mare di Barents, sino a oggi soggetto a numerosi ritardi in ragione del difficile quadro normativo russo e alla minor domanda di gas proveniente dagli Stati Uniti a causa dello sviluppo dello *shale gas*. Non è un caso che i partner di Gazprom nello sviluppo del giacimento – Total (25%) e Statoil (24%) – abbiano richiesto un regime fiscale agevolato simile a quello già concesso dalle autorità russe al progetto Gnl di Yamal, in Siberia, ed attualmente allo studio.

Con la progressiva espansione dei mercati energetici al di là di quelli europei diventa quanto mai importante per la Russia rafforzare le attività di esplorazione e sfruttamento di nuovi giacimenti, attirando capitali e know how straniero. Una delle nuove frontiere di produzione cui la Russia, sotto la guida di Putin, ha tradizionalmente guardato è stata quella dell'Artico, che ha visto, lo scorso 30 agosto, la firma di un importante accordo di cooperazione tra la Rosneft e la compagnia statunitense ExxonMobil.

Secondo i termini dell'accordo, ExxonMobil parteciperà all'attività di produzione ed estrazione energetica nella piattaforma artica, consentendo, in cambio, di cooperare con Rosneft nelle attività della compagnia in altre parti del mondo (Golfo del Messico, Canada ecc.). **Oggetto dell'accordo sono tre giacimenti energetici nel Mar di Kara** che, nelle stime delle autorità russe, potrebbero contenere depositi petroliferi pari a 5 miliardi di tonnellate e gassiferi pari a 10 Tmc. Ai fini delle attività nei giacimenti le due compagnie costituiranno una joint venture partecipata al 67% da ExxonMobil e al 33% da Rosneft. L'accordo di agosto chiude una lunga *impasse* sull'Artico generata dall'accordo siglato, lo scorso gennaio, tra Rosneft e BP, accordo che quest'ultima avrebbe firmato in violazione di un accordo di partenariato già siglato con la compagnia russa Tnk-BP, che ha dunque aperto contro di essa un caso giudiziario ancora pendente.

A ulteriore dimostrazione della ferma intenzione russa di procedere speditamente nelle attività di esplorazione dell'Artico, **Mosca ed Oslo** hanno siglato, in settembre, un accordo bilaterale per la delimitazione dei **rispettivi confini marittimi**, mettendo fine a un negoziato quarantennale e aprendo la strada alla collaborazione nel settore energetico.

Parallelamente al rilancio delle attività di esplorazione nell'Artico – che, con il procedere dello scioglimento dei ghiacci offre nuove rilevanti rotte commerciali alla Russia – riparte la progressiva militarizzazione dei confini settentrionali della Federazione russa. Dopo aver investito 3,5 miliardi di dollari a partire dal 2003 per le dotazioni infrastrutturali della Guardia di frontiera russa, il primo ministro Putin ha dichiarato la volontà del governo di investire una cifra leggermente superiore entro il 2020 allo scopo di rafforzare la sicurezza nazionale e la protezione delle risorse naturali.

Nella prospettiva di alleviare la dipendenza dalle forniture di gas dalla Russia, **l'Ucraina ha avviato rilevanti progetti di esplorazione ed estrazione di gas naturale**. La dipendenza dagli approvvigionamenti di gas russo ha, infatti, in passato provocato ripetute crisi legate all'indebitamento e all'insolvenza da parte ucraina, generando – prima ancora che una più generalizzata crisi degli approvvigionamenti europei legati al transito ucraino – un crescente problema di natura interna, legato alle ricadute negative che un aumento del prezzo del gas per usi industriali e domestici, oggi sussidiato, potrebbe avere sul piano politico a un anno dalle elezioni parlamentari fissate per l'autunno 2012.

Secondo le previsioni di Kiev rese pubbliche dal primo ministro **Mykola Azarov**, l'Ucraina, attraverso una politica di risparmio energetico e di sviluppo dei giacimenti di gas e carbone nazionali, potrebbe giungere a ridurre le importazioni dalla Russia del 66% già nei prossimi cinque anni. In questa prospettiva, il governo ucraino ha avviato progetti di

collaborazione con diverse compagnie energetiche internazionali, tra cui Shell, ExxonMobil, Halliburton, Chevron, RWE ed Eni – con cui la compagnia nazionale Naftogaz ha concluso, a fine luglio, un accordo di cooperazione per l'esplorazione e lo sviluppo dei giacimenti di petrolio e gas, *onshore* e *offshore*, situati in Crimea, sulle coste del Mar Nero.

La partecipazione di compagnie internazionali offrirebbe all'Ucraina capacità di investimento e *know-how* necessari per lo sfruttamento del potenziale produttivo nazionale legato principalmente alla presenza di giacimenti di gas non convenzionale tra i maggiori in Europa, che secondo le stime potrebbero contenere riserve recuperabili tra 1,5 e 2,5 Tmc. Un accordo per l'esplorazione e lo sfruttamento di giacimenti di *shale gas* nell'est del Paese è stato siglato, il 1° settembre, tra la UkrGazVydobuvannya, il maggior produttore ucraino, e la Shell. La compagnia anglo-olandese, la prima ad aver ottenuto i diritti di sfruttamento di gas non convenzionale in Ucraina, investirà circa 800 milioni di dollari nel bacino di Dni-provsk-Donetsk – 200 in esplorazione e 600 in produzione.

Oltre ai progetti di sviluppo della produzione nazionale, **il Governo ucraino ha contemporaneamente intensificato i contatti con i produttori di gas dell'area del Caspio** – Azerbaigian e Turkmenistan in primis (Cfr. § 2.2) – nella prospettiva di diversificazione dei canali di approvvigionamento energetico. D'altra parte, nella prospettiva di garantire maggiore flessibilità all'approvvigionamento di gas ucraino, il Ministro per l'Energia Yuriy Boyko ha ripreso l'idea di costruire un terminale di rigassificazione del Gnl nei pressi di Odessa, sul Mar Nero, della capacità di 10 Gmc/a in grado di consentire l'acquisto da diversi produttori. Lo studio di fattibilità del progetto, cui è stata assicurata dal Presidente Yanukovich priorità nell'allocazione degli investimenti statali, è stato assegnato a una compagnia spagnola che dovrebbe ultimarlo entro l'inizio del 2012 spianando la strada alla gara d'appalto internazionale per la sua costruzione.

Indipendentemente dalle concrete possibilità di ridurre significativamente le importazioni di gas dalla Russia – dagli attuali 40 a 12 Gmc/a in un quinquennio – aumentando la produzione nazionale, la presenza di clausole *take or pay* presenti nel contratto russo-ucraino del 2009 (pari a 33 Gmc/a), rendono tuttavia necessaria una ridefinizione degli accordi d'importazione con Gazprom. Il colosso dell'energia russo ha tuttavia ripetutamente **rifiutato di rinegoziare l'accordo al di fuori di una più ampia intesa** che passi dall'adesione dell'Ucraina all'Unione doganale tra Russia, Bielorussia e Kazakistan o, piuttosto, dall'accettazione di un “**modello bielorusso**” per le relazioni tra Gazprom e Naftogaz – consistente in una sostanziale acquisizione da parte russa della proprietà della compagnia ucraina e della rete infrastrutturale nazionale. Per scongiurare questa possibilità, Azarov ha annunciato l'intenzione del governo di ristrutturare Naftogaz separando la gestione di estrazione, transito e distribuzione di energia e, contemporaneamente, di privatizzarla secondo le regole di *unbundling* europee, negoziate con la Commissione nel 2010, che impedirebbero la concentrazione proprietaria. Significativamente, la ristrutturazione e sostanziale liquidazione della compagnia nazionale comporterebbe inoltre, nelle intenzioni del governo ucraino, la decadenza degli accordi siglati con Gazprom nel 2009.

Prima ancora di rispondere alla necessità di salvaguardare gli *asset* nazionali dall'acquisizione russa, la ristrutturazione e la privatizzazione di Naftogaz rappresentano, d'altra parte, requisiti imprescindibili per ottenere la partecipazione di capitali e compagnie europee nel progetto di **ammodernamento della rete infrastrutturale nazionale**, avviata in luglio con la prima fase di modernizzazione del tratto ucraino del gasdotto Trans-siberiano, arteria fondamentale per l'esportazione del gas russo verso i mercati europei.

Il costo della prima fase dovrebbe aggirarsi attorno ai 540 milioni di dollari, a fronte di un costo totale per l'ammodernamento della rete stimato attorno ai 6,5 miliardi di dollari. In mancanza di fondi sufficienti a coprire l'operazione, **la partecipazione di capitali e compagnie europee – sul tavolo negoziale già dallo scorso anno – risulta di capitale importanza**, nell'ottica ucraina, per evitare di dover negoziare la partecipazione russa al progetto, ripetutamente proposta da Gazprom come altro possibile “cavallo di Troia” per l'acquisizione degli *asset* nazionali. Non è dunque un caso che il piano di modernizzazione infrastrutturale si sia sviluppato in stretto contatto e d'intesa con la Commissione Europea e con il commissario europeo per l'energia Gunther Oettinger, naturale tramite per l'accesso ai finanziamenti della Banca europea d'investimenti, della Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo e della Banca mondiale.

L'attiva partecipazione al progetto da parte della Commissione rappresenta d'altra parte **la miglior garanzia per evitare che i difficili negoziati russo-ucraini sull'energia possano tradursi in una riedizione delle “guerre del gas” verificatesi nel 2006 e nel 2009**, che comportarono il taglio degli approvvigionamenti ai mercati europei transitanti attraverso il territorio ucraino. Su questo sfondo, e a seguito di una serie di incontri bilaterali tenutisi tra le autorità governative ucraine, i propri omologhi russi e rappresentanti europei, un'intesa trilaterale sembra emergere attorno alla possibilità che la rete infrastrutturale ucraina possa essere gestita da una *joint venture* composta da una compagnia ucraina, da Gazprom e da compagnie energetiche europee già partner del colosso dell'energia russo – che potrebbero così più economicamente cooperare con Gazprom nel *midstream* europeo anche al di fuori della realizzazione del gasdotto *South Stream*, originariamente ideato proprio per aggirare le rotte ucraine verso l'Europa.

2.2 BACINO DEL CASPIO

Il 1° ottobre sono state consegnate al consorzio preposto allo sfruttamento del giacimento di Shah Deniz II, in **Azerbaijan**, le proposte di acquisto del gas che dovrebbe essere commerciabile a partire dal 2017 e rifornire uno dei gasdotti concorrenti progettati nel corso degli ultimi anni lungo il corridoio meridionale dell'Ue. Ai tre gasdotti che tradizionalmente si contendono l'acquisizione del gas azero – Nabucco, Interconnettore Turchia-Grecia-Italia e *Trans-Adriatic pipeline* (cfr. § 3.) – si è aggiunta, all'ultimo minuto, una proposta proveniente direttamente da BP. Partner di maggioranza e operatore del consorzio deputato allo sfruttamento di Shah Deniz II, BP avrebbe proposto la costruzione di un gasdotto, il South East European Pipeline (Seep), deputato al trasporto di 10 Gmc/a di gas

dalla Turchia all'Austria attraverso Bulgaria, Romania e Ungheria, lungo un percorso sostanzialmente analogo a quello del Nabucco. A differenza di quest'ultimo, tuttavia, il Seep fungerebbe principalmente da interconnettore tra infrastrutture già esistenti – come quelle tra Azerbaigian e Turchia da un lato, e tra l'Ungheria orientale e l'Austria dall'altro – con un sostanziale minor livello di investimenti richiesti per la sua realizzazione.

A uno di questi quattro progetti il consorzio operante in Azerbaigian dovrà assegnare circa 10 Gmc/a prodotti da Shah Deniz II. La produzione totale del giacimento dovrebbe infatti attestarsi a 16 Gmc/a di gas, 6 dei quali saranno destinati al mercato interno turco, sulla base dell'accordo intergovernativo siglato dal Presidente azero Ilham Aliyev e dal Primo Ministro turco Recep Erdoğan lo scorso 25 ottobre.

Secondo quanto dichiarato da Elshad Nasirov, vicepresidente di Socar – compagnia energetica statale azera e membro del consorzio di Shah Deniz – la decisione sulla rotta d'esportazione del gas azero verso l'Europa sarà presa e resa pubblica solo a metà 2012. Parlando a margine di una conferenza ad Ankara, Nasirov ha sottolineato che Azerbaigian e Turchia, in quanto rispettivamente Paese produttore e di transito del gas prodotto a Shah Deniz avranno un margine di influenza sulla decisione finale del consorzio. La puntualizzazione appare tanto più significativa in relazione alla rinnovata intesa bilaterale tra i due paesi – dopo le incomprensioni legate alla volontà di normalizzazione dei rapporti tra Turchia e Armenia, almeno temporaneamente congelata – sancita dai recenti vertici bilaterali.

La ritrovata intesa sulle strategie di politica energetica ha costituito uno degli ambiti privilegiati del **rilancio della cooperazione bilaterale turco-azera**, concretizzatasi nell'accordo del 25 ottobre sui termini del transito e commercializzazione del gas azero attraverso la Turchia e, non meno significativamente, in un piano congiunto per il trasporto del gas azero sino ai confini dell'Ue che aggiunge un ulteriore tassello al quadro della competizione infrastrutturale sopra delineata. Il riferimento va al progetto di gasdotto Trans-anatolico (*Trans-Anatolian Gas Pipeline*, TAGP) che, nelle intenzioni di Ankara e Baku potrebbe trasportare sino a 17 Gmc/a di gas dal confine orientale della Turchia – collegato ai terminali di produzione azera attraverso il gasdotto Baku-Tbilisi-Erzurum – a quello occidentale con Grecia e Bulgaria. Il TAGP consentirebbe ad Azerbaigian e Turchia di commercializzare direttamente il gas prodotto a Shah Deniz al confine con l'Unione.

Da qui, come sottolineato dal ministro per l'energia turco Taner Yildiz a rimarcare la piena compatibilità con i progetti europei, il gas potrebbe essere poi trasportato verso occidente attraverso uno dei gasdotti in fase di progettazione. La costruzione del TAGP, il cui costo di realizzazione è stimato da Socar attorno ai 5-6 miliardi di dollari, potrebbe essere assegnata, secondo quanto dichiarato da Nasirov, a una costituenda *joint venture* composta, oltre che da compagnie turche e azere, da partner del consorzio Shah Deniz II.

Prevedendo la vendita diretta del petrolio da parte azera al confine europeo della Turchia, l'intesa tra Ankara e Baku ha contribuito d'altra parte a rafforzare le relazioni bilaterali dirette tra l'Azerbaigian e gli acquirenti finali europei. Un caso in questione è quello della Grecia – sino a oggi acquirente indiretto del gas azero (circa 0,75 Gmc/a), commer-

cializzato attraverso la compagnia nazionale turca Botaş – cui Baku guarda con crescente interesse nell’ottica dell’incremento della propria presenza commerciale all’estero. Forte dei crescenti proventi assicurati dalle esportazioni petrolifere, l’Azerbaijan ha, infatti, avviato una strategia di partecipazione al *midstream* lungo il corridoio energetico meridionale dell’Unione Europea.

In questo contesto, in luglio, il presidente di Socar, Rovnag Abdullayev, ha manifestato l’interesse della compagnia petrolifera nazionale a partecipare all’annunciato processo di privatizzazione della DEPA, compagnia energetica nazionale, il cui 55% è previsto venga ceduto dallo Stato entro la fine dell’anno. Prima ancora della possibile influenza sulla competizione infrastrutturale legata alla decisione di assegnazione del gas che andrà in produzione dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento di Shah Deniz – DEPA è, infatti, uno dei *partner* impegnati nello sviluppo del progetto ITGI (v. §3.3) – l’interesse di Socar a una partecipazione al *midstream* europeo segnala significative strategie di crescita della compagnia azera all’estero, passibili di rendere Baku uno dei principali attori della cooperazione energetica europea. Nello stesso senso possono essere peraltro interpretate le crescenti attività svolte da Socar in Georgia, Paese chiave del transito di idrocarburi azeri verso l’Europa, dove la compagnia statale dell’Azerbaijan, dal 2006, ha creato una propria società – la Socar Energy Georgia – attiva e leader nel commercio all’ingrosso e al dettaglio di prodotti petroliferi, nell’importazione di gas naturale e combustibile, nella costruzione di terminali petroliferi.

Le prospettive dell’Azerbaijan di divenire paese chiave per l’approvvigionamento di gas ai mercati europei si sono parallelamente rafforzate grazie all’annuncio, da parte della compagnia francese Total, della scoperta di un ingente giacimento sottomarino rinvenuto a seguito delle trivellazioni iniziate lo scorso gennaio al largo della penisola di Absheron. Collocato circa 6.500 chilometri dal letto del Caspio in una zona del bacino profonda oltre 500 metri, il giacimento potrebbe contenere fino a 1 Tmc di riserve di gas. In previsione della decisione sull’assegnazione del gas di Shah Deniz II e delle ricadute che esso avrà sulla realizzabilità dei progetti di trasporto europei, la possibilità che l’Azerbaijan possa fornire a esse gas aggiuntivo a quello già preventivato potrebbe d’altra parte risultare di vitale importanza anche per le prospettive di realizzazione del progetto Nabucco (v. § 3.2.), la più ambiziosa tra le infrastrutture progettate lungo il corridoio meridionale dell’UE.

Ultimo e non secondario tassello per il rafforzamento della posizione dell’Azerbaijan nel quadro dell’approvvigionamento energetico dei mercati europei deriva infine dalla **rinnovata possibilità** che, sostenuta dalle iniziative della Commissione Europea (cfr. § 3.2), veda la luce, dopo anni di negoziati, **un’infrastruttura sottomarina nel Mar Caspio** (v. *infra*) in grado di consentire l’esportazione del gas turkmeno verso l’Azerbaijan. Azerbaijan che, significativamente, assumerebbe così la duplice connotazione di paese produttore e di transito del gas diretto verso i mercati europei. È anche grazie a questa possibilità che si dischiudono oggi a Baku nuove possibilità di dialogo con gli acqui-

renti europei di energia. È in questo contesto che si collocano dunque i recenti negoziati intavolati dalla Socar con l'Agenzia statale ucraina per gli investimenti e la gestione dei progetti nazionali in vista della possibile esportazione di Gnl dalla costa georgiana del Mar Nero sino a Odessa. Snodo del canale di esportazione – che, nei piani azero-ucraini, dovrebbe riguardare un volume di gas pari a 2 Gmc/a entro il 2014 incrementabile sino a 5 Gmc entro il 2016 – dovrebbe essere il terminale petrolifero georgiano di Kulevi, operato dall'Azerbaijan e già snodo dell'analogo **progetto di interconnessione Azerbaigian-Georgia-Romania** (AGRI), attualmente allo studio.

Le stime sulle riserve di gas presenti in Turkmenistan – quarto paese al mondo per riserve provate dopo Russia, Iran e Qatar – dovranno essere riviste **verso l'alto** dopo l'annuncio, da parte della società di consulenza britannica Gaffney, Cline and Associates (GC&A) dei risultati delle valutazioni condotte, su incarico del governo di Ashgabat, sulle potenzialità estrattive del maxi-giacimento di South Yolatan. Secondo quanto dichiarato dalla GC&A, il giacimento, collocato nella parte sud-occidentale del paese, potrebbe contenere oltre 20 Tmc di gas (fino a 26 sulla base di una seconda valutazione resa pubblica in ottobre). La valutazione sulle riserve di South Yolatan – che costituirebbe così il secondo giacimento mondiale conosciuto dopo quello di South Pars tra Iran e Qatar – danno nuovo vigore al tentativo di diversificazione dei mercati di sbocco delle proprie risorse, pietra angolare della strategia energetica turkmene perseguita dal Presidente Gurbanguly Berdimuhamedov. Sulla base delle nuove scoperte di giacimenti, le autorità turkmene hanno ambiziosamente fissato gli obiettivi di produzione di gas al 2030 a 230 Gmc/a, a fronte dei 119 preventivati dall'Agenzia internazionale per l'energia nel 2010.

Uno dei naturali interlocutori per la strategia di ampliamento dei mercati energetici turkmeni rimane l'Unione europea, con le cui autorità il governo di Ashgabat, a partire dalla visita effettuata nel Paese a gennaio 2011 dal presidente della Commissione europea Jose Manuel Barroso, ha intensificato il dialogo nella **prospettiva di coinvolgimento del Turkmenistan nel progetto europeo di apertura di un corridoio meridionale del gas tra il Caspio e l'Europa**. A tal fine, e per facilitare un dialogo – quello tra produttori regionali di energia e consumatori europei – dimostratosi difficile nel corso degli ultimi anni, il Consiglio europeo, lo scorso 12 settembre, ha conferito alla Commissione Europea il mandato senza precedenti di negoziare direttamente con Ashgabat e Baku i termini della cooperazione energetica con l'Ue.

In particolare alla Commissione è stato dato mandato di discutere i termini degli impegni contrattuali reciproci da intraprendere per l'apertura di un canale di approvvigionamento energetico e, non secondariamente, gli accordi legali e commerciali necessari per la predisposizione di un collegamento infrastrutturale trans-caspico che colleghi la sponda turkmene del bacino a quella azera. L'Unione ha così gettato tutto il proprio peso negoziale a favore della costruzione di quel *Tras-Caspian Gas Pipeline* (TCGP) che, da circa un quindicennio, è oggetto di confronto diplomatico tra i sostenitori di un corridoio energetico diretto tra il Caspio e i mercati europei da una parte, e chi, come Russia e Iran, obietta invece

che le decisioni riguardanti il bacino vadano prese all'unanimità tra i Paesi rivieraschi. Se dunque l'iniziativa europea è valsa a riavviare, con il pieno sostegno statunitense, i contatti azero-turkmeni finalizzati alla costruzione del TCGP, **Mosca ha fermamente protestato tanto con le autorità turkmene quanto con quelle europee**. Alle prime essa ha ribadito che la costruzione di un gasdotto sottomarino rappresenterebbe una seria minaccia all'ecosistema del Caspio e che, di conseguenza, una decisione di questa portata non può competere esclusivamente a due dei cinque Paesi rivieraschi.

Parallelamente – e più fermamente a seguito della riunione (14 ottobre) del Consiglio di sicurezza nazionale dedicata alle relazioni russo-europee in ambito energetico – il Governo di Mosca ha criticato la connotazione politica del progetto trans-caspico che contrasta con gli interessi russi, sottolineando che l'UE, in quanto attore extra-regionale, starebbe commettendo **un'indebita ingerenza negli affari regionali**, tanto più in considerazione della perdurante mancanza di accordo sullo status legale del Mar Caspio.

Sullo sfondo di ripetuti attacchi istituzionali e mediatici alla politica energetica turkmena che, nella percezione russa, starebbe mettendo a rischio la pacifica convivenza e la stabilità dell'area caspica, le autorità azere e turkmene proseguono tuttavia negli incontri bilaterali per valutare i diversi aspetti – tecnico, finanziario, legale – legati alla possibile costruzione del Tcgp e per trovare un accordo sulla datata contrapposizione generata da rivendicazioni incrociate su alcuni giacimenti *off-shore* del Caspio. Inoltre, nella prospettiva di trasportare verso la costa caspica del Turkmenistan il gas estratto nei giacimenti orientali del paese, il governo turkmeno ha richiesto il sostegno internazionale per la costruzione di un gasdotto est-ovest che potrebbe trasportare fino a 30 Gmc/a potenzialmente in grado di rifornire il Tcgp e, attraverso esso, il Nabucco.

La volontà delle autorità turkmene di diversificare i canali di esportazione delle risorse energetiche nazionali non guarda tuttavia solo verso Occidente, ma anche verso i **mercati asiatici**. Non è un caso che i maggiori volumi di gas diretti verso la **Cina**, garantiti dall'entrata in funzione del *Central Asian Gas Pipeline* (CAGP), abbia trainato l'aumento delle esportazioni turkmene, attestatosi al 76% nei primi otto mesi del 2011 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (parallelamente, la crescita della produzione di gas si sarebbe attestata, secondo fonti governative, al 42%). Il margine di crescita delle esportazioni turkmene verso la provincia cinese dello Xinjiang è, peraltro, ancora elevato. Secondo la China National Petroleum Company, nei primi otto mesi del 2011 la Cina avrebbe importato dal Turkmenistan 13,7 Gmc di gas, a fronte dei 30 Gmc/a che Ashgabat si è impegnata a fornire al paese tramite accordo trentennale siglato nel 2006 e che, secondo la stampa di settore, potrebbero essere innalzati sino a 40 Gmc/a entro il 2015.

Prosegue inoltre, nell'ottica di diversificazione dei mercati energetici di sbocco, il tentativo di Ashgabat di rilanciare il **progetto di gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India** (TAPI), sostenuto fermamente anche dall'amministrazione statunitense – come ribadito, in luglio, dal segretario di Stato Clinton nel corso di una visita a Nuova Delhi – nella prospettiva di rafforzamento della cooperazione regionale centrasiatrica alla vigilia

del disimpegno militare dal teatro afghano. In questo contesto, il Presidente turkmeno Berdimuhamedov – forte di una recente offerta di finanziamento di oltre 750 milioni di dollari rivolta dalla Banca asiatica di sviluppo al settore energetico afghano – ha visitato in novembre Islamabad dove, a seguito di un incontro con il presidente pakistano Asif Ali Zardari, ha siglato con il Ministro per il petrolio e le risorse naturali un accordo trentennale di vendita di gas.

Nella partita per lo sfruttamento e il trasporto verso i mercati europei del gas centrasiano un ruolo non secondario potrebbe essere rivestito anche dal **Kazakistan**. Benché le riserve provate kazake siano nettamente inferiori a quelle turkмене (1,8 contro 8 Tmc nel 2010) e benché la produzione di gas nel paese sia stata tradizionalmente associata a quella di petrolio o rivolta verso i consumi interni, la possibile risoluzione delle controversie legali che hanno a lungo ostacolato il pieno sfruttamento del potenziale estrattivo di Karachaganak, dischiudono ad Astana la possibilità di rafforzare la propria connotazione di esportatore di metano.

Il **giacimento di Karachaganak**, che assicura oggi un livello di produzione annua di gas pari a 6,6 Gmc, è stimato, infatti, pari a 1,3 Tmc. Le controversie sollevate dalle autorità kazake – e relative a sovrapproduzione, evasione fiscale, danni ambientali e diritto del lavoro – si collocavano in un più ampio quadro caratterizzato dal tentativo del governo di ottenere dai consorzi internazionali operanti nel paese migliori condizioni rispetto a quelle negoziate alla stipula dei contratti energetici in una fase, quella degli anni Novanta, caratterizzata da un picco negativo dei prezzi degli idrocarburi.

Le vertenze legali starebbero tuttavia concludendosi attraverso l'intesa delle parti su un **“pacchetto di accordi”** che prevede la cessione alla compagnia nazionale kazaka, KazMunaiGaz, di una partecipazione del 10% alla Karachaganak Petroleum Operating Company (attualmente partecipata da BG e Eni al 32,5%, da Chevron al 20% e da Lukoil al 15%). La KazMunaiGaz pagherebbe un 5% a prezzi di mercato e otterrebbe il restante 5% come compensazione per la rinuncia all'azione legale. Secondo le stime del Ministero dell'Energia, il Kazakistan potrebbe dunque raddoppiare la produzione di gas nel prossimo decennio, passando dai 40,5 Gmc attesi per il 2011 ad oltre 90 Gmc annui entro il 2020.

Su questo sfondo, il tentativo della Commissione europea di assicurare significativi volumi di gas al Corridoio meridionale dell'Ue – e, indirettamente, al Nabucco un livello di gas sufficiente a giustificarne la costruzione – **ha indotto Bruxelles ad aprire un canale di dialogo anche con il Kazakistan**, il cui gas è attualmente venduto esclusivamente alla Russia. In occasione di una visita ad Astana, a inizio ottobre, il commissario per l'energia **Oettinger** ha ufficialmente rivolto al Kazakistan l'invito a sostenere la costruzione del gasdotto sottomarino trans-caspico, contribuendo all'approvvigionamento di gas europeo. Nonostante la disponibilità di massima segnalata da rappresentanti governativi, nell'attuale **fase di approfondimento delle relazioni bilaterali e multilaterali russo-kazake**, appare tuttavia improbabile che Astana possa offrire un contributo significativo per la realizza-

zione di un'infrastruttura, quella del TCGP, che solleva la ferma opposizione da parte di Mosca.

2.3 TURCHIA E MEDIO ORIENTE

La politica energetica della Turchia è andata intrecciandosi, nel corso degli ultimi mesi, alle più generali tendenze di politica estera del Paese. Se così, da un lato, il peggioramento dei rapporti con Israele e il pericoloso stallo negoziale con l'Unione Europea ha generato una crisi senza precedenti nello scacchiere energetico del Mediterraneo orientale (cfr. Approfondimento 2), al contempo il riavvicinamento con l'Azerbaigian, favorito dal congelamento del tentativo di normalizzazione dei rapporti con l'Armenia, ha spianato la strada all'accordo del 25 ottobre sul transito del gas azero in territorio turco. In questo senso, è particolarmente significativo che l'accordo turco-azero sia stato siglato nell'ambito del Consiglio bilaterale di cooperazione strategica, meccanismo di consultazione finalizzato al confronto sui maggiori temi dell'agenda politica, economica e diplomatica bilaterale.

Alla firma dell'atteso accordo di transito si è inoltre accompagnato un accordo tra Socar e la compagnia turca Turcas per la costruzione di una raffineria che, entro il 2015, permetterà alla Turchia di produrre prodotti petroliferi e petrolchimici di cui essa è attualmente importatrice netta. A dimostrazione della più ampia intesa bilaterale, **le autorità turche hanno ribadito l'incondizionato sostegno a Baku per la cessazione dello stato di occupazione del Nagorno-Karabakh da parte dell'Armenia**, sgombrando il campo dalla sensazione di marginalizzazione della questione che aveva accompagnato il tentativo di normalizzazione delle relazioni turco-armene e aveva generato una fase di crisi nei rapporti con il tradizionale alleato azero.

La maggior disponibilità di gas che sarà assicurata alla Turchia dall'avvio della produzione di Shah Deniz II e il diritto di ri-esportazione del gas acquistato dall'Azerbaigian, conferisce ad Ankara nuovo potere negoziale nei confronti del proprio tradizionale maggior fornitore di energia, la Russia – che garantisce oggi il 64% del gas consumato nel Paese. Con l'approssimarsi della scadenza del contratto venticinquennale siglato nel 1986 per la fornitura di 6 Gmc/a di gas attraverso la Tracia, Turchia e Russia hanno aperto una fase di confronto sul rinnovo della fornitura legata ai prezzi d'acquisto.

Secondo quanto dichiarato dal ministro per l'energia Yildiz, il prezzo d'acquisto del gas sarebbe, infatti, cresciuto, negli ultimi due anni e mezzo, del 39% – sulla base dell'ancoraggio dei prezzi del gas a quelli del petrolio sancito dai contratti tra Botaş e Gazprom – mentre inascoltate sono state fino a oggi le ripetute richieste di revisione dell'accordo sui prezzi avanzate dalla Turchia. Tale situazione risulta, d'altra parte, tanto più penalizzante in ragione dell'attuale condizione di sovra-provvigionamento che caratterizza il mercato del gas turco a partire dal calo della domanda interna cui fanno da contraltare clausole di *take or pay* che obbligano la Turchia all'acquisto di almeno 23 Gmc/a di metano – a fronte dei 18 Gmc effettivamente ritirati nel 2010. È su questo sfondo che, falliti i ten-

tativi di rinegoziare verso il basso i prezzi d'acquisto del gas, il Ministro Yildiz ha annunciato, il 1° ottobre, l'intenzione della Turchia di non rinnovare il contratto d'acquisto in scadenza il 31 dicembre.

La decisione di Ankara di non rinnovare il contratto potrebbe, secondo diversi commentatori locali, essere collegata alla **volontà dell'esecutivo di Ankara di liberalizzare parzialmente il mercato energetico**, spezzando la concentrazione, in capo a Botaş, del monopolio sulle importazioni energetiche e della gestione delle rete nazionale. In questa prospettiva, la decisione di non rinnovare il contratto in scadenza con la Russia potrebbe rispondere alla volontà di ridurre la quota di mercato della compagnia nazionale, lasciando spazio all'acquisto di gas russo da parte dei privati. Non è dunque un caso che, prendendo posizione sul mancato rinnovo contrattuale, Gazprom abbia rimarcato che manterrà i volumi di gas esportati in Turchia rivolgendosi direttamente a società private.

I piani alternativi di **sviluppo del settore energetico in Iran**, messi in cantiere dopo l'approvazione delle sanzioni internazionali che hanno colpito il comparto e indotto la cessazione delle attività nel paese da parte di numerose compagnie internazionali, hanno attraversato, nel corso degli ultimi mesi, una fase di crisi. Secondo un rapporto del Congresso statunitense, solo nel 2011 la metà delle 41 compagnie internazionali ancora attive in Iran nel 2010 avrebbe notificato l'avvenuta o prossima cessazione delle attività nel Paese.

Tra queste, spiccano le compagnie italiane ENI e Snamprogetti insieme a Inpex (Giappone), Lukoil (Russia), Petrobras (Brasile), Repsol (Spagna), TPAO (Turchia), StatOil (Norvegia), Total (Francia) e Shell (Paesi bassi). Impossibilitato a sostenere finanziariamente i costosi progetti di esplorazione, sfruttamento e trasporto delle proprie riserve di idrocarburi, **l'Iran fa affidamento su pochi partner e acquirenti internazionali per sostenere ed espandere la produzione energetica**. *Partner* tanto più necessari nella misura in cui, stando alle stime del Ministero del petrolio, il paese necessiterà di 150 miliardi di dollari nei prossimi cinque anni solo per mantenere l'attuale livello di produzione. Considerazione tanto più rilevante dato che le entrate energetiche costituiscono l'80% sul totale delle esportazioni e contribuiscono al bilancio statale per il 60%.

Tra luglio e agosto, Iran e India – uno dei principali acquirenti del petrolio iraniano che copre il 18% del fabbisogno nazionale – sono entrati in collisione in relazione ai debiti accumulati da Nuova Delhi a partire dal dicembre 2010 e ammontanti, secondo la Banca centrale iraniana, a circa 5 miliardi di dollari. Benché la minaccia di interruzione degli approvvigionamenti abbia indotto le autorità indiane a pagare il 40% delle spettanze arretrate a metà agosto e, successivamente, a predisporre schemi di compensazione per il futuro, la crisi dei pagamenti ha mostrato una volta di più la difficile situazione in cui versa il settore energetico iraniano. Per sostenere quest'ultimo le autorità di Teheran, dopo aver ritirato oltre un miliardo di dollari investiti all'estero, hanno non a caso emesso obbligazioni all'interno del paese e all'estero, interrotto i sussidi e innalzato i prezzi dell'energia.

L'avanzamento del progetto di gasdotto TAPI, tra il Turkmenistan e l'India (Cfr. § 2.2), sottrae d'altra parte fattibilità al progetto infrastrutturale per l'esportazione del gas ira-

niano verso il Pakistan, interpretato da Teheran come **una delle colonne portanti del tentativo di individuazione di nuovi mercati per il gas estraibile nel giacimento di South Pars**, sul Golfo persico. Prima ancora che ragioni di carattere finanziario e di concorrenza turkmena in Asia centrale, a ostacolare le prospettive di esportazione del gas da South Pars contribuisce oggi la crescente instabilità della Siria, snodo vitale per i progetti infrastrutturali diretti verso Ovest. Il progressivo scivolamento della Siria verso una fase di conflitto interno getta, infatti, una pesante ombra sull'accordo concluso in luglio tra le autorità di Teheran, Damasco e Baghdad per la costruzione di un gasdotto in grado di collegare i giacimenti del Golfo con la costa libanese del Mediterraneo lungo una rotta di 5.000 chilometri attraverso Iraq e, appunto, Siria. Il gasdotto, della portata di 40 Gmc/a e dal costo preventivato di 10 miliardi di dollari, avrebbe dovuto, nelle intenzioni dei suoi ideatori, fare fronte alla domanda di gas dei tre Paesi lasciando quantitativi di metano sufficienti all'esportazione verso i mercati europei.

La crisi siriana ha avuto un'altra, indiretta e rilevante ricaduta sulle strategie di politica energetica iraniana. Il riferimento va al netto peggioramento dei rapporti bilaterali con la Turchia, tradizionale mercato di sbocco per gli idrocarburi iraniani e potenziale partner per lo sviluppo di nuovi giacimenti. Il diverso atteggiamento tenuto da Ankara e Teheran in relazione al nodo siriano mette dunque a rischio i progetti di estrazione ed esportazione di gas verso l'Anatolia, non a caso di recente giudicati economicamente "irrealistici" da parte di rappresentanti della delegazione turca al *World Energy Council*. La necessità di sviluppo dell'ingente potenziale del settore del gas iraniano deriva, prima ancora che dalla volontà di Teheran di aumentare il limitato volume delle esportazioni, dalla più impellente necessità dell'utilizzo di gas nella produzione di petrolio.

A pochi mesi dall'annunciato ritiro delle forze statunitensi dall'**Iraq**, il mancato accordo su una legge nazionale che regoli il mercato degli idrocarburi continua a rappresentare una seria minaccia per il Paese. Il ritiro statunitense rischia, infatti, di esacerbare il confronto tra **il Governo regionale curdo** (GRC), autorità *de facto* indipendente del Nord del paese dove risiedono un terzo delle riserve di petrolio e un'ingente quantità di riserve di gas – e le autorità centrali di Baghdad. Oltre a mettere a rischio la stabilità irachena, la mancanza di regolamentazione sulla suddivisione dei proventi del settore (ferma in Parlamento dal 2007) mette peraltro a rischio i piani di sviluppo del comparto energetico che, nelle intenzioni di Erbil come in quelle di Baghdad, dovrebbe rappresentare il principale motore della crescita economica negli anni a venire.

Indipendentemente dal mancato riconoscimento di Baghdad dei contratti siglati dal Grc dopo il 2006 con diverse compagnie internazionali, la *leadership* curda non rinuncia alla propria strategia energetica, basata sull'attrazione di investimenti esteri e sullo sviluppo di piani di esportazione regionali e verso i mercati europei. Nei **piani di sviluppo curdi** è non a caso previsto di passare da un livello di produzione di petrolio che nel 2011 potrebbe attestarsi a 200.000 barili al giorno (b/g) sino a un milione di barili entro il 2015. Parallelamente, il governo federale ha ricevuto, da 41 compagnie internazionali, la documentazione

necessaria alla pre-qualificazione per un appalto energetico finalizzato allo sviluppo di 12 blocchi che sarà assegnato in gennaio. Significativamente, tra le compagnie pre-qualificate, non figura nessuna che abbia già concluso accordi con il GRC – quali la Repsol, la cinese Sinopec o la statunitense Marathon.

Sia pur nel quadro di una progressiva intensificazione delle relazioni commerciali tra il Grc, il governo federale e compagnie energetiche internazionali, l'incertezza sulla fase successiva al ritiro dei militari statunitensi e, parimenti, sulle conseguenze regionali della crisi siriana, getta un'ombra pesante sul futuro del settore energetico iracheno e, più in generale, sul futuro dei rapporti tra la regione autonoma e Baghdad – passibile di incrinarsi anzitutto sulla contrapposizione relativa allo *status* della regione petrolifera di Kirkuk, contesa tra le due parti.

In questo contesto, la possibilità che l'Iraq possa rappresentare un fornitore di gas per il più ambizioso tra i progetti infrastrutturali europei – il Nabucco – appare tutt'altro che concreta. Non è dunque un caso che il Ministro per le Risorse naturali del GRC abbia di recente dichiarato che, nel caso in cui il coinvolgimento curdo nel progetto Nabucco non dovesse concretizzarsi, Erbil punterà al rafforzamento della cooperazione in ambito energetico con la Turchia, punto di riferimento obbligato per i piani di sviluppo del settore.

3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI

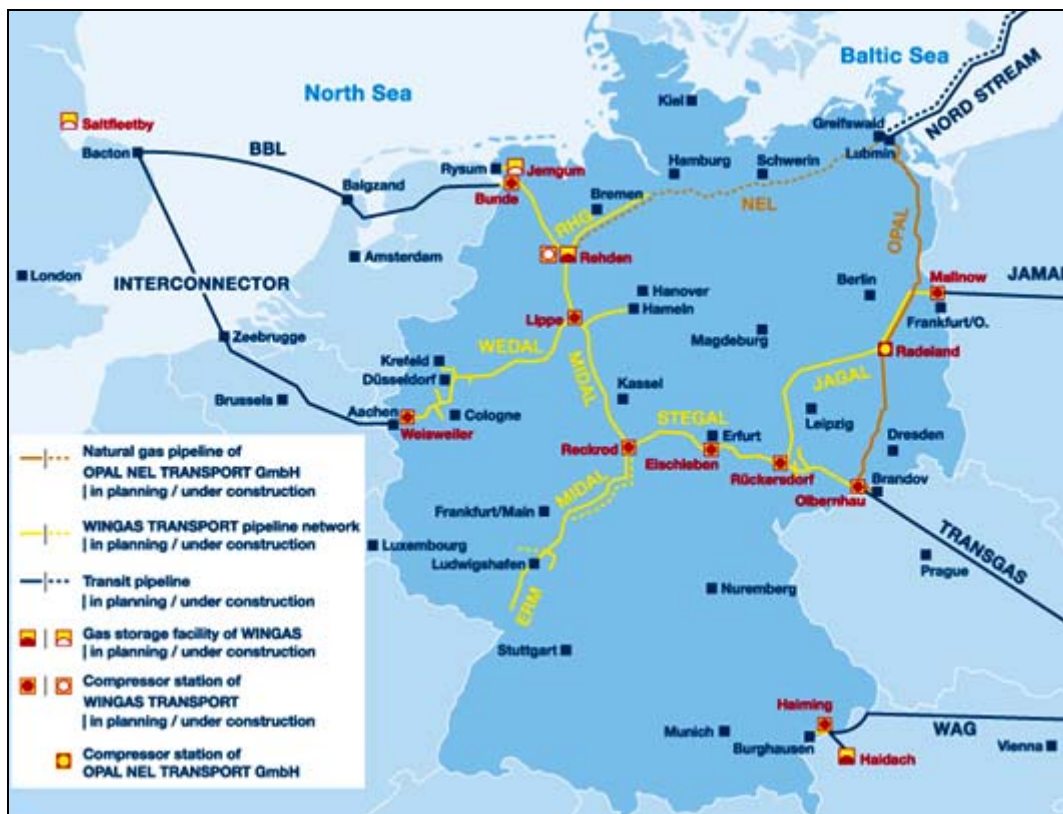
3.1 NORD STREAM

L'8 novembre, nel villaggio di Lubmin, sulla costa tedesca del Mar Baltico, si è tenuta la cerimonia di inaugurazione della prima sezione del gasdotto *Nord Stream*, alla presenza del cancelliere tedesco **Angela Merkel** e del presidente russo **Dmitry Medvedev** alla presenza del commissario europeo per l'energia **Günther Oettinger**. Costruita in soli 16 mesi e a un costo di 7,5 miliardi di euro, la prima sezione del gasdotto sottomarino consentirà l'esportazione verso la Germania di 27,5 Gmc/a di gas russo, cui si aggiungerà una quantità equiva-

lente a seguito dell'ultimazione della seconda sezione del gasdotto – la cui inaugurazione ed entrata in funzione sono previste, rispettivamente, per l'aprile e il settembre 2012. Dalla costa del Baltico il gas russo sarà poi pompato verso Sud e verso Ovest attraverso, rispettivamente, i gasdotti *Ostsee-Pipeline-Anbindungs-Leitung (OPAL)* e *Norddeutsche Erdgas-Leitung (NEL)*, entrambi operati da Wingas. Il gasdotto Opal, completato a luglio e connesso al terminale *Nord Stream* in agosto, collega i terminali di Lubmin con quelli di

NORD STREAM	
Capacità annua	27,5 Gmc (seconda fase: 55 Gmc)
A partire 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%)

Olbernhau, al confine con la Repubblica Ceca, e ha una portata di 35 Gmc/a. Il gasdotto Nel, della capacità di 20 Gmc/a e il cui completamento è previsto per il 2012, collegherà invece la costa del Baltico con l'impianto di stoccaggio di Rehden, nei pressi di Brema. A rifornire di gas il *Nord Stream* sarà invece il giacimento di Yuzhno-Russkoye nel distretto autonomo di Yamal-Nenets e successivamente quello di Shtokman.



I principali gasdotti del sistema infrastrutturale tedesco (fonte: *Wingas*)

In ragione del maggior gas che, secondo i vertici di Gazprom, sarà richiesto dai mercati europei e tedesco in ragione della diminuzione della produzione nucleare a seguito dell'incidente di Fukushima, **Vladimir Putin** ha inoltre avanzato la proposta di avviare negoziati per la costruzione di una terza sezione del *Nord Stream* – **possibilità al momento giudicata “non necessaria” dal cancelliere Merkel**. D'altra parte, nel difficile momento in cui versa l'economia europea, le compagnie tedesche E.On e Rwe cercano piuttosto di rivedere le formule sui prezzi concordate con Gazprom e giudicate penalizzanti. Nella stessa prospettiva, le società membro del consorzio *Nord Stream* punterebbero a rinegoziare – in ragione del ridursi del profilo di rischio dell'investimento – i termini del prestito di 3,9 miliardi di euro contratto con diverse società creditizie per la prima fase del progetto, allineandolo alle migliori condizioni ottenute, nel 2011, per il finanziamento della sua seconda fase.

3.2 NABUCCO

Con la firma, lo scorso giugno, dei *Project support agreements* tra il consorzio promotore del progetto Nabucco e i ministri responsabili dei cinque Stati coinvolti nel progetto, il **quadro normativo necessario alla costruzione del gasdotto** è stato ufficialmente ultimato. D'altra parte, il maggior avanzamento del progetto dal punto di vista normativo, tecnico e finanziario rispetto ai propri concorrenti per il trasporto del gas di estrazione azera risulta evidente anche dall'avanzamento della fase ingegneristica (già subappaltata in ciascuno dei cinque paesi) e dalla disponibilità di offerte di finanziamento provenienti dalle maggiori istituzioni finanziarie internazionali (Bers, Bei, International Finance Corporation).

Il maggior punto di forza del progetto Nabucco consiste tuttavia nel sostegno politico a esso garantito, sin dalla sua iniziale predisposizione, da parte delle istituzioni comunitarie e, in particolare, della Commissione europea. La maggior capacità dell'infrastruttura (31 Gmc/a) rispetto a quella dei progetti concorrenti rappresenta infatti per Bruxelles un **rilevante valore aggiunto sul percorso di rafforzamento della sicurezza energetica europea attraverso la diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas**. Lo stesso mandato ottenuto dalla Commissione a negoziare con Azerbaigian e Turkmenistan i termini della cooperazione in ambito energetico, sebbene formalmente diretta a garantire l'apertura del Corridoio meridionale dell'Ue, rappresenta, di fatto, il sostegno al Nabucco, unico progetto infrastrutturale in grado di assorbire i volumi di gas che il Turkmenistan potrebbe rendere disponibili. La maggior importanza dell'infrastruttura rappresenta, d'altra parte, un rilevante valore aggiunto anche per i paesi produttori dell'area caspica potenziali fornitori di gas al Nabucco, per i quali il gasdotto rappresenta un'attraente opportunità per rafforzare i legami con l'Unione Europea.

Indipendentemente dall'incertezza che ancora circonda i costi di realizzazione del Nabucco – stimati da un minimo di 8 a un massimo di oltre 20 miliardi di dollari – è tuttavia la stessa ampia capacità del gasdotto a costituirne il **principale punto di debolezza**, tanto in relazione all'offerta quanto alla domanda di gas rivolta all'infrastruttura. Mentre le stime sull'aumento della domanda europea non sembrano, infatti, lasciar spazio alla commercializzazione di un livello così elevato di gas, le **difficoltà** che ancora si frappongono – perlomeno nel breve lasso di tempo che separa la decisione azera sull'assegnazione del gas – alla costruzione di un gasdotto sottomarino trans-caspico, rischiano di vanificare i risoluti sforzi messi in campo dalla Commissione europea (Cfr. § 2.2). Non è un caso che l'Azerbaigian abbia a-

NABUCCO	
Capacità annua	27,5 Gmc (seconda fase: 55 Gmc)
A partire dal	2014
Provenienza del gas	(in fase di definizione)
Paesi attraversati	Turchia, Bulgaria, Romania, Ungheria
Paese di arrivo	Austria
Società coinvolte	Omv, Mol, Transitgas, Bulgargaz, Botas, RWE (tutti con una quota del 16,7%)

pertamente dichiarato che non intende assumersi i costi di realizzazione – in termini di incremento delle tariffe di trasporto – di un’infrastruttura che non funzioni a pieno regime.

3.3 INTERCONNETTORE TURCHIA-GRECIA-ITALIA (ITGI)

A differenza del Nabucco e al pari del progetto TAP, l’ITGI, della portata di 10 Gmc/a (2 dei quali destinati alla Grecia e 8 al mercato italiano), non necessita di fonti di approvvigionamento di gas ulteriori rispetto a quella azera. Oltre ad avere dunque un vantaggio competitivo sul piano della fornitura di gas, l’ITGI, in ragione dei minori volumi di gas trasportati, non ha alcun problema anche in relazione alla domanda di gas a esso rivolta dai mercati finali. Secondo le ultime stime, infatti, dal mercato italiano dovrebbe giungere, nel prossimo decennio, una maggior richiesta di gas pari a 10 Gmc/a.

Il maggior problema che il progetto ITGI sembra oggi affrontare consiste, piuttosto, nella debolezza delle compagnie energetiche nazionali greche DESFA e DEPA, partner di Edison nella realizzazione dell’infrastruttura. Alla prima, proprietaria delle reti di trasporto nazionale, compete infatti la realizzazione del tratto greco del progetto, 600 chilometri *on-shore* in grado di collegare il già esistente interconnettore

Grecia-Turchia con il gasdotto sottomarino *Poseidon*, che dalle coste greche potrebbe raggiungere quelle pugliesi entro il 2017 e dovrà essere realizzato da una joint venture tra Edison e Depa. Sulla base degli accordi conclusi tra Atene, Bruxelles e il Fondo monetario internazionale nel quadro del piano di salvataggio dell’economia greca, le due compagnie dovranno essere tuttavia privatizzate entro il 2012.

Incerta è d’altra parte la possibilità che l’interesse della compagnia statale azera Socar alla partecipazione al processo di privatizzazione possa tradursi in un vantaggio competitivo in vista dell’assegnazione del gas di Shah Deniz. Secondo quanto dichiarato in novembre da Elshad Nasirov, vicepresidente della divisione *marketing* e investimenti di Socar, la possibilità di acquisizione di quote della Depa sarà presa in considerazione solo dopo la decisione del consorzio sull’assegnazione del gas. È d’altra parte altrettanto evidente che l’interesse di Socar ad assicurarsi una partecipazione in Depa segnala la volontà, già affermata dalle autorità azere, di ritagliarsi uno spazio nel *midstream* energetico europeo e, diventando azionista di uno dei progetti infrastrutturali deputati al trasporto del gas azero, aggiungere un rilevante tassello al ruolo di produttore e fornitore di gas all’Europa che va concretizzandosi in questi mesi.

ITGI	
Capacità annua	10 Gmc
A partire dal	2017 (?)
Provenienza del gas	Azerbaijan
Paesi attraversati	Georgia, Turchia, Grecia
Paese di arrivo	Italia
Società coinvolte	Edison, Botas, Depa, Desfa

3.4 SOUTH STREAM

La compagnia francese EDF e la tedesca Wintershall sono entrate ufficialmente a far parte del consorzio per la sezione *off-shore* del South Stream lo scorso 16 settembre, dopo lunghe trattative iniziate a seguito della firma dei relativi *memorandum* d'intesa – del giugno 2010 con EDF e del marzo 2011 con Wintershall. A cedere parte della propria partecipazione alle due compagnie è stata ENI, che, cedendo a ciascuno di essi il 15%, ha ridotto la sua partecipazione al 20%, mentre Gazprom ha conservato il 50% precedentemente detenuto. La partecipazione di Wintershall al progetto risulta tanto più rilevante in relazione alla volontà della compagnia tedesca di commercializzare, attraverso il South Stream, il gas prodotto nei giacimenti siberiani di cui è operatrice e che, stando alle dichiarazioni rilasciate lo stesso 16 settembre, dovrebbero essere collegati alle coste del Mar Nero via gasdotto.

L'ingresso di EDF e Wintershall nel *South Stream* rafforza notevolmente la connotazione europea del progetto, offrendo a Gazprom nuove possibilità di ottenere quel sostegno finanziario e normativo dall'Unione Europea che sino a oggi è mancato. Sul tavolo negoziale resta, in particolare, la richiesta russa di esenzione dalla normativa adottata, in marzo, dall'Unione Europea con il **Terzo pacchetto sull'energia**. Ponendo in essere una stretta normativa in materia di *unbundling*, il Terzo pacchetto mina alle fondamenta il piano di Gazprom di condividere la proprietà e l'operazione delle sezioni del *South Stream* con i paesi di volta in volta interessati dal transito del gasdotto.

Nonostante il tragitto del gasdotto resti ancora da definire, lo studio di fattibilità sia stato annunciato come prossimo ma ancora non noto e manchi l'assenso della Turchia al transito del gasdotto nelle proprie acque territoriali, rappresentanti di Gazprom ed Eni hanno sottolineato che il progetto procede secondo i tempi prestabiliti e che potrà essere operativo tra il 2013 e il 2015. Snodo fondamentale in vista della costruzione del gasdotto sarà rappresentato dalla decisione finale sugli investimenti, attesa entro la fine del 2012.

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



Partner e possibile percorso del gasdotto South Stream (fonte: South Stream AG)

In piedi resta, d'altra parte, la possibilità che il gasdotto, nella sua completezza, non veda mai la luce. Secondo quanto dichiarato dai vertici di Gazprom, il progetto sarà, infatti, realizzato, nella sua parte *off-shore*, in quattro momenti successivi, con la posa di diverse sezioni della portata di 15 Gmc/a ciascuna. Se da un lato ciò conferisce al progetto Nabucco una maggior flessibilità, dall'altro non esclude la possibilità che non si realizzi il completamento delle quattro fasi di costruzione.

3.5 TRANS ADRIATIC PIPELINE (TAP)

Come già sottolineato, nello **stato di incertezza che ancora caratterizza l'offerta di gas per i mercati europei proveniente dall'area del Mar Caspio**, così come l'effettiva domanda di gas a essi rivolta dai consumatori europei, progetti meno ambiziosi in termini di quantità di gas e più economici in termini di realizzazione – quali Tap e Itgi – sembrano essere favoriti nella competizione per l'acquisizione del gas che andrà in produzione nel giacimento di Shah Deniz II, in Azerbaijan.

Due sembrano essere i maggiori vantaggi competitivi del progetto TAP.

Il primo di essi è indubbiamente la presenza tra i suoi promotori – assieme alla compagnia svizzera Egl e alla tedesca E.On Ruhrgas – di Statoil, socio maggioritario del consorzio preposto allo sfruttamento di Shah Deniz II. D'altra parte, la scalabilità del progetto, ovvero la possibilità che l'aggiunta di nuove stazioni di compressione

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

possa raddoppiare la sua portata (da 10 a 20

Gmc/a), fornisce all'Azerbaijan la prospettiva di aumentare i volumi di gas esportabili verso l'Europa a un costo marginale relativamente basso e solo allorché questa possibilità dovesse concretamente presentarsi.

Un significativo apprezzamento del progetto TAP – forte della presenza di Statoil quale socio di maggioranza nel consorzio Shah Deniz II – è non a caso giunto, a fine ottobre, direttamente dal commissario europeo per l'energia Oettinger. Parlando a margine del *Southeastern Europe Gas Forum di Bruxelles*, **Oettinger** ha sottolineato che il Tap rappresenta un progetto “**molto promettente**” in ragione della sua efficienza economica e linearità, in grado di colmare quella carenza di infrastrutture nell'area dell'Europa sud-orientale alla base della vulnerabilità regionale alle interruzioni delle forniture dalla Russia. Inoltre, ha sottolineato il Commissario, l'elevato costo dell'elettricità in Italia, dove il TAP dovrebbe giungere, rende il progetto commercialmente ancor più rilevante.

La possibilità di offrire maggiori garanzie di sicurezza energetica all'Europa sud-orientale, crescente preoccupazione delle autorità di Bruxelles, è stato d'altra parte uno dei principali obiettivi del consorzio Tap. Sotto questa angolatura va, infatti, letto il progetto di interconnessione del gas nell'area dei Balcani occidentali, propugnato attraverso una diramazione settentrionale del TAP, lo *Ionian Adriatic Pipeline* (Iap), che dall'Albania potrebbe trasportare fino a 5 Gmc/a di gas in Croazia attraverso Montenegro e Bosnia.

Il **più rilevante ostacolo** alla realizzazione del TAO è rappresentato, tuttavia, dalla preferenza tradizionalmente accordata dalle autorità greche al progetto ITGI – cui partecipa la compagnia energetica nazionale – e dalla contrarietà al coinvolgimento dell'Albania nel progetto. Nella prospettiva di ammorbidire la posizione greca può essere dunque inquadrata la proposta, resa pubblica in agosto, di estendere il tratto greco del gasdotto di circa 300 chilometri, assicurando ad Atene maggiori entrate in termini di tasse di transito e garantendo al paese un investimento totale pari a circa 1,5 miliardi di euro e la creazione di circa 2.000 posti di lavoro.

3.5 MEDGAZ

Il *Medgaz*, completato ufficialmente nel primo trimestre, è il primo gasdotto a collegare direttamente l'**Algeria al mercato spagnolo**. La realizzazione dell'infrastruttura ha subito numerosi ritardi perché la nuova capacità di importazione (8 Gmc/a) può essere difficilmente assorbita dal mercato spagnolo, in profonda crisi. Per consentire un utilizzo almeno parziale dell'infrastruttura (intorno al 40%), Sonatrach ha ridotto le esportazioni in Spagna via Gnl, deviando i carichi verso il mercato britannico⁵⁰. Questa soluzione consente a Sonatrach di ridurre gli effetti economici negativi della realizzazione del Medgaz, ma comporta costi notevoli per gli operatori dei terminali Gnl spagnoli, che già nel 2010 avevano un tasso di utilizzo molto basso (43%).

⁵⁰ *World Gas Intelligence*, 29/06/11 e 03/08/2011.

A conferma della strategia di parziale disimpegno di Sonatrach si è anche registrato nei mesi scorsi un tentativo – che per il momento non ha avuto seguito – di ridurre la propria partecipazione nel gasdotto (36%) cedendone parte a Gas Natural, nell’ambito di un contenzioso sui prezzi delle forniture di lungo periodo⁵¹. Indipendentemente dall’esito del tentativo, appare evidente come le incerte prospettive del mercato spagnolo non consentano di prevedere un utilizzo intensivo dell’infrastruttura almeno fino all’anno prossimo.

⁵¹ *Platts International Gas Report*, 15/08/2011.

PARTE II - APPROFONDIMENTI

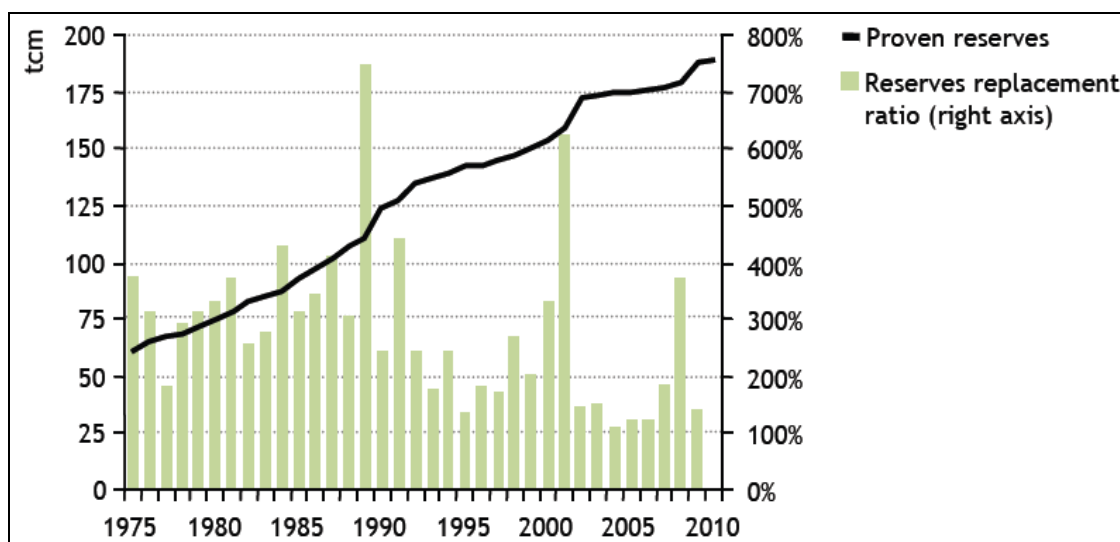
APPROFONDIMENTO 1 - LE PROSPETTIVE DEL GAS NON CONVENZIONALE IN EUROPA: COME E PERCHÉ PUÒ CAMBIARE IL MERCATO

di Carlo Stagnaro - *direttore ricerche e studi dell'Istituto Bruno Leoni*

INTRODUZIONE

La rapida diffusione del gas non convenzionale è stata definita una vera e propria rivoluzione per il mercato del metano. La rivoluzione è stata resa possibile, in realtà, dal contemporaneo verificarsi di una serie di condizioni, ciascuna delle quali di per sé avrebbe avuto effetti principalmente locali o regionali, per quanto rilevanti. Se così non fosse, d'altronde, non si spiegherebbe l'impatto di un fenomeno che, per il momento, si concentra soprattutto nel continente nordamericano.

La **prima caratteristica di questa rivoluzione** – resa possibile, banalmente, dallo sviluppo di tecnologie estrattive relativamente competitive, specie nello scenario di alti prezzi di alcuni anni fa – sta nel fatto che essa ha consentito, in un tempo relativamente ridotto, di aumentare a dismisura la base di risorse. Le riserve note di gas, includendo l'*unconventional*, sono cresciute esponenzialmente, mentre quelle probabili sono tali da non porre più alcun vincolo fisico all'impiego del gas. Molto semplicemente, da un punto di vista economico non ha più senso porsi il problema dell'eventuale esaurimento del gas agli attuali tassi di utilizzo, e anche a tassi molto più impegnativi (figura 1).



Evoluzione delle riserve note di gas (migliaia di miliardi di metri cubi) e tasso di sostituzione delle riserve (anni residui agli attuali livelli) (fonte: IEA 2011).

Questa evoluzione, dovuta principalmente ai massicci investimenti negli Stati Uniti e in Canada, ha fatto del gas la fonte energetica più abbondante e a buon mercato, rendendolo in Nord America il combustibile pivotale per una serie di impieghi industriali e, nel medio termine, per la generazione elettrica. **L'improvviso esplodere della produzione** ha invaso un mercato già tendenzialmente lungo, con una serie di conseguenze sui prezzi (precipitati rapidamente nell'intorno dei 4 dollari/Mbtu e ormai stabilmente disaccoppiati da quelli petroliferi) e sulle importazioni. Gli **USA**, in particolare, **si sono rapidamente trasformati da importatore netto a paese autosufficiente**, con vaste prospettive di esportazione, e con la conseguenza – tra l'altro – che gli esistenti terminali di rigassificazione si sono rivelati inutili, precipitando a tassi di sfruttamento della capacità nulli o quasi, e occasionalmente addirittura immettendo gas sul mercato a prezzi negativi (Nicolazzi 2010). Nel 2010, gli USA hanno importato via Gnl appena 12,23 miliardi di metri cubi di gas, ed evidentemente questo risultato risente solo in minima parte del calo dei consumi dettato dalla difficile congiuntura economica.

Questo repentino e radicale cambiamento ha moltiplicato l'offerta di gas negli USA, col risultato di sganciarne completamente i prezzi da quelli del greggio, rispetto ai quali comunque il metano si muoveva in modo relativamente libero rispetto a quanto si osserva in Europa. La ragione è che, oggi più che mai, **il mercato americano del gas è un mercato spot, libero da contratti a lungo termine e privo**, per una serie di ragioni che qui non è possibile affrontare, del vincolo infrastrutturale che nel vecchio continente lega i gasdotti a forme di vincolo reciproco tra la domanda e l'offerta, e che nella pratica obbliga a indicizzare i contratti all'andamento del barile di greggio. Ciò spiega perché l'Agenzia di Parigi, in tutti i suoi scenari, mantenga un considerevole differenziale di prezzo tra il Nord America e gli altri mercati (v. Tabella).

SCENARIO GAS						
	2009	2015	2020	2025	2030	2035
USA	4,1	5,6	6,1	6,4	7,0	8,0
UE	7,4	9,0	9,5	9,7	10,1	10,9
Giappone	9,4	11,5	11,7	11,9	12,3	12,9

SCENARIO NEW POLICIES						
	2009	2015	2020	2025	2030	2035
USA	7,0	8,1	9,1	9,9	10,4	7,0
UE	10,6	11,6	12,3	12,9	13,3	10,6
Giappone	12,2	13,4	14,2	14,9	15,3	12,2

Prezzi del gas su tre diversi mercati in due scenari (fonte: IEA 2011).

Questo differenziale, e di conseguenza l'effetto dell'“invasione” del gas non convenzionale, non sarebbe di rilevanza globale se, negli ultimi anni, non fosse cresciuta in modo assai rilevante pure **la capacità di liquefazione e rigassificazione del gas**. La possibilità di trasportare il gas via nave, mettendo in collegamento qualunque punto del globo con qualunque altro in presenza degli impianti appropriati, e addirittura la possibilità di dirottare partite fisiche di gas durante il tragitto, ha l'effetto di interconnettere mercati precedentemente isolati. Di conseguenza, i prezzi devono necessariamente tendere a convergere, anche se l'estensione della capacità di trasporto di gas liquido non dovesse crescere molto oltre i livelli attuali, in quanto questi ultimi sono sufficienti a impattare sulla domanda marginale di gas e creare rilevanti opportunità di arbitraggio. **Tale convergenza** è al momento limitata da ulteriori colli di bottiglia – in particolare nelle flotte di metaniere e nella capacità di liquefazione – ma, nel **medio termine**, essa diventerà presumibilmente **una forza importante nel plasmare i risultati dei mercati**.

Quindi, il contesto in cui si colloca l'Europa è quello di un completo mutamento delle condizioni, finanziarie e fisiche, dell'approvvigionamento. Ciò è esasperato dall'effetto congiunturale della recessione, che determinando un crollo dei consumi sia industriali sia termoelettrici, ha contribuito ad “allungare” ulteriormente il mercato, allargando la distanza tra i prezzi spot del gas e quelli dei contratti indicizzati. Dal punto di vista redistributivo, ciò implica un vantaggio competitivo per i *trader* e un costo enorme per le grandi compagnie che hanno in portafoglio molti contratti a lungo termine, quasi tutti, con alterne fortune, in via di rinegoziazione. Il *decoupling* tra i prezzi petroliferi e del gas potrebbe presto essere una realtà anche in Europa (Venier e Verde 2011). Unico “tampone” alle perdite dei grandi gruppi verticalmente integrati è la natura spesso monopolistica o quasi monopolistica dei mercati nazionali, che consente di incamerare rendite da scarsa concorrenza e rendere meno opprimente la distanza tra costi dei contratti e prezzi di mercato.

UN'EUROPA NON CONVENZIONALE?

A complicare le cose c'è il fatto che non solo **l'arrivo del gas non convenzionale ha prodotto uno smottamento delle condizioni di mercato previgenti**. La stessa Europa ha un potenziale produttivo che, pur non apparendo comparabile con quello americano, è tale da rendere ancora meno sostenibile l'attuale assetto dei mercati.

Nell'Unione europea, la domanda di gas è destinata ad aumentare debolmente nel lungo termine, anche se l'impatto della recessione è stato tale da “allungare” i tempi di qualunque adeguamento infrastrutturale. A seconda degli scenari, la domanda europea da qui al 2030 potrebbe aumentare del 14-23%, in virtù tra l'altro dell'andamento macroeconomico, del tipo di politiche ambientali che verranno implementate (che, se rigorose, dovrebbero indurre un graduale *switch* dal carbone al gas), e del mix tra metano, carbone e rinnovabili che, a partire dal 2020, andrà a rimpiazzare il parco di generazione nucleare man mano che le centrali verranno dismesse e non più rimpiazzate da tecnologia analoga in almeno alcuni grandi paesi produttori (come la Germania) (v. figura).



Previsioni sulla domanda di gas al 2035 (fonte: *Eurogas 2010*).

Dal lato dell'offerta, a questo andamento corrisponderà una graduale contrazione della produzione convenzionale domestica. La produzione interna è prevista scendere da circa 200 Mtep nel 2005 a meno di 100 Mtep nel 2030, con un conseguente aumento della dipendenza estera dal 41% del 2005 al 74% nel 2030. Se questo può non essere un problema fino, almeno, al 2015, in virtù della recessione, negli anni successivi l'Europa dovrà trovare nuove fonti di approvvigionamento, che solo in parte possono coincidere con gli attuali fornitori.

Per esempio, **inasprire la dipendenza dalla Russia appare come una scelta rischiosa**, non tanto e non solo per ragioni geopolitiche che altri hanno approfondito (Verda 2011), ma anche perché, in una ragionevole ipotesi di aumento del PIL russo e dunque del consumo interno, **le attuali prospettive sulla capacità produttiva non sembrano sufficienti**, in assenza di importanti cambiamenti politici nel segno dell'attrattività verso gli investimenti stranieri, a garantire la capacità russa di far fronte ai suoi impegni all'esportazione e alla domanda interna. In altre parole, il gas russo potrebbe seguire una traiettoria analoga a quella che potrebbe caratterizzare il petrolio mediorientale, nel momento in cui il soddisfacimento della domanda interna (a oggi pesantemente sussidiata) dovesse entrare in competizione con l'onorare i contratti di fornitura all'estero (Nicolazzi 2011). **Tale prospettiva sarebbe scongiurata solo da un rapido e incisivo piano di efficienza energetica per allineare i consumi russi, a parità di prodotto, a quelli europei.**

In questo senso, laddove fosse possibile incrementare la produzione domestica a costi compatibili coi prezzi di mercato, si potrebbe perseguire un duplice obiettivo. In primo luogo, verrebbe aumentata la sicurezza energetica, in quanto aumenterebbe il grado di di-

versificazione della produzione e dell'offerta. Secondariamente, l'Europa potrebbe contare su una produzione sufficiente almeno a controbilanciare il calo dei giacimenti attualmente coltivati, col risultato non banale di mettere sotto minore pressione le attuali infrastrutture di adduzione, rendendo meno cogente la realizzazione di nuove pipeline o terminali di rigassificazione che, al di là delle più ampie considerazioni di ordine geopolitico, comunque in questo momento pongono una sfida economica e finanziaria non triviale, anche alla luce dell'incertezza della domanda.

Diversi studi sembrano individuare in Europa un potenziale significativo per la produzione da *unconventional*, specialmente in paesi quali la **Polonia**, il **Regno Unito** e la **Francia**. Come vedremo nel prossimo paragrafo, l'ostacolo allo sfruttamento di queste risorse è di natura principalmente politica. Le stime sono ancora incerte, anche per le relativamente poche campagne esplorative finora messe in atto. Si parla, per l'intera Europa, di una probabile base di risorse pari circa 559 mila miliardi di metri cubi (Wec 2011), rispetto ad appena 39 stimati nel 2001. È probabile che queste si rivelino sottostime.

Per la società di consulenza Douglas Westwood, l'Europa ha un potenziale produttivo pari ad almeno 35 miliardi di metri cubi l'anno, circa il 20 per cento della produzione attuale, la maggior parte dei quali (circa 11) in **Polonia**. Non si tratta, in tutta evidenza, di una quantità tale da scatenare conseguenze comparabili a quelle osservate negli Usa, ma è sufficiente, da un lato, a "tamponare" il declino della produzione dei giacimenti europei nel medio termine, dall'altro a portare sul mercato nuovo gas slegato dai consueti canali di approvvigionamento. Da questo punto di vista, vale la pena ricordare che il gas non convenzionale impone caratteristiche economico-finanziarie e di distribuzione del rischio radicalmente diverse rispetto alle produzioni convenzionali.

Queste differenze riguardano l'intero modello di *business* che, per il gas non convenzionale, è completamente diverso rispetto a quello implicato dagli idrocarburi convenzionali. Ciò dipende sia dalle caratteristiche fisiche dei giacimenti, sia dal connesso – e diverso – rischio minerario.

Una distinzione tra i giacimenti convenzionali e non convenzionali è che i primi, tipicamente, sono "grandi" *reservoir* concentrati; i secondi, una sorta di microgiacimenti più numerosi e distribuiti, cosa che ovviamente riduce il rischio minerario. La complessità geologica rende più facilmente sfruttabili i gas non convenzionali. La stessa tecnologia è relativamente più semplice e modulabile. **Il vero svantaggio dell'*unconventional* sta nei risvolti ambientali**: dal punto di vista dell'impatto sull'ambiente, le tecniche di fratturazione idraulica sono e appaiono senza dubbio più invasive. Oltre tutto, esse comportano l'impiego di enormi quantità d'acqua mista a solventi chimici. Sebbene in generale il processo sia sicuro (anche perché i giacimenti si trovano a profondità tali da essere sotto le falde acquifere) si sono verificati casi di perdite o impianti mal disegnati. Per quanto tali incidenti non siano generalizzabili, essi hanno scatenato una forte reazione contraria allo sfruttamento del gas non convenzionale negli USA, specie da parte del movimento ambientalista.

Un secondo, e più contingente, *constraint* può essere quello derivante dall'insufficienza dei *drilling rigs* da impiegare su larga scala: in un continente dove le attività esplorative ed estrattive sono relativamente ridotte, dotarsi dell'equipaggiamento tecnologico necessario ad avviare una serie di perforazioni su larga scala può non essere una questione minore o scontata.

Queste diverse caratteristiche rendono il gas non convenzionale un “alleato naturale” dei mercati competitivi, perché mette a disposizione contingenti di metano che per definizione sono svincolati da forme contrattuali di lungo termine. I contratti di lungo termine non sono, di per sé, un ostacolo alla concorrenza o alla liberalizzazione. Lo diventano, però, nel momento in cui essi rappresentano l'eredità del “Vecchio mondo” monopolistico e finiscono per ingessare i mercati, come tra l'altro la Commissione europea ha ribadito in tutte le sue analisi sul tema (si veda, per esempio, EC 2007). Al tempo stesso, essi non possono essere superati né facilmente né rapidamente, perché da un lato impongono obblighi di ritiro che vanno comunque onorati, dall'altro sono stati e sono essenziali a garantire la realizzazione delle necessarie infrastrutture, che attraverso lo schema *take or pay*, che offre la garanzia sui quantitativi di gas che verranno trasportati, trovano le condizioni di bancabilità.

Da questo punto di vista, la diffusione delle produzioni non convenzionali in Europa, assieme a una potenziale maggiore disponibilità di carichi spot in ingresso ai rigassificatori a prezzi inferiori ai costi *take or pay*, crea un nuovo set di incentivi sul mercato che ha potenzialmente conseguenze enormi. Tra l'altro, un mercato interno più liquido e caratterizzato da eccesso d'offerta sposta l'attenzione dalle infrastrutture di adduzione – fino a poco tempo fa considerate il collo di bottiglia per l'Europa – alle infrastrutture di trasporto interne per il gas, e rende più cogente un percorso di integrazione fisica e regolatoria. A sua volta, ciò innesca un processo di maggiore compatibilità col *market design* che l'Unione ha scelto e che, con varia difficoltà e alterne fortune, ha comunque segnato le scelte normative e regolatorie degli Stati membri.

Tutto ciò è estremamente rilevante per una serie di ragioni. Due su tutte: in primo luogo, **il gas è destinato a essere il combustibile centrale del *mix* europeo**, specialmente per quel che riguarda la generazione elettrica. Al momento non esistono previsioni affidabili su quest'ultimo punto, sia perché vi sono troppe incertezze sia sugli scenari macroeconomici di breve e medio termine, sia perché non è chiaro quali conseguenze avrà la crisi del nucleare, se essa continuerà nel senso atteso di un graduale abbandono di questa tecnologia da parte degli Stati membri che attualmente ne fanno uso man mano che le centrali esistenti arriveranno a fine vita.

In secondo luogo, **permangono enormi incertezze anche sul futuro infrastrutturale dell'Europa**, in quanto, per ovvie ragioni, la realizzazione di infrastrutture impegnative – finanziariamente, ingegneristicamente e politicamente – quali i gasdotti, si alimenta di una ragionevole sicurezza del mercato di valle. Paradossalmente, sebbene la discussione sulla sicurezza energetica si sia negli anni scorsi concentrata sull'aspetto degli approvvigionamen-

ti, oggi il principale elemento di destabilizzazione viene proprio dall'incertezza sulla domanda, che minaccia i principali paesi produttori. **La diffusione dell'*unconventional* in Europa può rappresentare una forza stabilizzante** perché, tra l'altro, i singoli progetti hanno minore rischio minerario e richiedono minori investimenti, col risultato che essi sono più facilmente perseguibili, hanno un *time to market* inferiore (al netto della citata possibile insufficienza nello stock dei *rigs*), e rappresentano così uno strumento relativamente flessibile grazie al quale l'offerta può essere adeguata agli eventuali segnali al rialzo della domanda.

UNA QUESTIONE POLITICA

Apparentemente, dunque, il gas non convenzionale rappresenta un'opportunità per l'Europa, diretta e indiretta. Un'opportunità indiretta, nel senso che la maggiore produzione altrove libera dei carichi di Gnl che inevitabilmente finiscono per contribuire alle dinamiche dei prezzi nel vecchio continente. Diretta perché l'Europa stessa, pur non avendo potenzialità paragonabili a quelle di altre aree del globo, nasconde comunque un potenziale non disdicevole, concentrato perlopiù in pochi paesi (**dei quali l'Italia non fa parte**). Alla luce di tutto ciò, parrebbe scontato che il vecchio continente approfittasse di questa opportunità. Nella realtà non è così.

Si possono identificare tre diversi atteggiamenti. In primo luogo ci sono **gli "entusiasti"**, guidati dalla Polonia, che credono di vedere nel gas non convenzionale lo strumento del rilancio interno e un elemento fondamentale nella strategia europea per la sicurezza energetica. Secondariamente **vi sono paesi "tiepidi"**, come la Gran Bretagna, dove da mesi è in atto un durissimo dibattito tra *supporter* e oppositori, concentrati gli uni sugli evidenti benefici industriali ed economici del gas non convenzionale, gli altri sui presunti rischi di natura ambientale. **Infine, vi sono i "contrari"**, esemplificati dalla Francia (pure un Paese con una buona dotazione di *unconventional* stimata nell'ordine dei 5 mila miliardi di metri cubi di gas nel sottosuolo delle regioni settentrionali) che ha approvato una sorta di moratoria sulla fratturazione idraulica all'interno dei propri confini. Parigi si sarebbe anche mossa, più o meno informalmente, a livello comunitario per ottenere forme di regolamentazione più severa del *fracking*.

Sebbene non siano del tutto chiare le ragioni di questa scelta, essa non può comunque essere ignorata ed è destinata quanto meno a minare la possibilità che l'Europa scelga di scommettere esplicitamente sullo sviluppo delle proprie risorse non convenzionali come strumento di sicurezza energetica e di soddisfacimento della domanda interna di gas. D'altro canto, lo sfruttamento di tali risorse non richiede particolari adeguamenti del contesto normativo, in quanto è nei fatti regolamentato da un lato dalle legislazioni minerarie, dall'altro dai vincoli ambientali e sulla qualità delle acque che già devono essere rispettati da chiunque intenda coltivare un giacimento non convenzionale.

In conclusione, il gas non convenzionale è stato finora un fenomeno extraeuropeo. Ciononostante, in virtù di una serie di altri cambiamenti concomitanti ma contemporanei quali la diffusione del Gnl, esso ha avuto e potrà ancor più avere effetti sui nostri mercati, a patto che essi vengano realmente integrati. L'Europa stessa possiede delle riserve sfruttabili di gas non convenzionale, seppure non comparabili con quelle nordamericane e di altre regioni, che sono concentrate principalmente in paesi quali la Polonia, il Regno Unito e la Francia.

L'Europa appare meno disponibile a lanciare una campagna di sfruttamento di queste risorse analoga a quella osservata negli USA, per varie ragioni, inclusi probabilmente il minor potenziale e i possibili rischi ambientali, ancorché improbabili, connessi all'impiego delle tecnologie di fratturazione idraulica. Nel complesso, però, tali timori non sembrano giustificati in quanto le tecnologie, se ben impiegate, hanno livelli più che accettabili di sicurezza e soprattutto, data la profondità a cui tipicamente si trovano i giacimenti non convenzionali, la probabilità che i solventi utilizzati vadano a inquinare falde idriche appare estremamente ridotta se non trascurabile (Glover 2011). Il vero elemento di incertezza sul ruolo che il gas non convenzionale può avere in Europa è di natura prettamente politica e riguarda l'atteggiamento che i diversi Stati membri, vuoi per andare incontro a *constituent* interne vuoi perché spinti da *vested interest*, assumeranno verso il gas non convenzionale, tanto al loro interno quanto in sede comunitaria.

BIBLIOGRAFIA

EC (2007). *Energy Sector Inquiry*, SEC(2006)1724.

Eurogas (2010). *Natural Gas Supply and Demand Outlook to 2030*.

Glover, P.C. (2011). «The Fracking Things Everyone Should Know», *Energy Tribune*, 21/04/2011.

IEA (2011). «Are we entering a golden age of gas?», *Special Report*, www.iea.org.

Nicolazzi, M. (2010). «Ma l'*unconventional* l'hanno scoperto adesso?», in Bertello, A. e Blanchetti, E. (a cura di), *I falsi miti dell'energia*, Milano, Festival dell'Energia, pp.30-34.

Nicolazzi, M. (2011). «Pane e petrolio», *Limes*, di prossima pubblicazione.

Venier, S. e Verde, S. (2011). «Shale gas e GNL sulla strada del decoupling in Europa», *Energia*, di prossima pubblicazione.

Verda, M. (2011). *Una politica a tutto gas. Sicurezza energetica europea e relazioni internazionali*, Milano, Università Bocconi Editore.

WEC (2010). *Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas*.

APPROFONDIMENTO 2 - ENERGIA, DIPLOMAZIA E SICUREZZA NEL MEDITERRANEO ORIENTALE: LA CRISI TURCO-CIPRIOTA DELLE TRIVELLAZIONI

di Carlo Frappi

La politica energetica turca si è intrecciata, nel corso degli ultimi mesi, con alcuni tra i più spinosi nodi della politica estera del Paese e, più in generale, delle relazioni internazionali nell'area del vicino oriente. L'annosa questione cipriota e la progressiva intensificazione della crisi delle relazioni bilaterali turco-israeliane hanno così fatto da sfondo alle tensioni generate dai piani di esplorazione energetica *off-shore* avviati da Tel Aviv e Nicosia nel Mediterraneo orientale, cui Ankara ha risposto muscolarmente innescando una crisi regionale senza precedenti recenti e passibile di avere pesanti ripercussioni sulla stabilità dell'area. Innanzi alla determinazione del **Governo cipriota di procedere con il piano di trivellazioni esplorative al largo delle proprie coste**, la **Turchia** – che aveva in precedenza denunciato l'illegittimità del progetto, ritenuto lesivo dei diritti della parte turco-ciprota dell'isola – **ha infatti minacciato ritorsioni contro le compagnie energetiche** coinvolte e annunciato **un analogo piano di trivellazioni** e rafforzamento della presenza militare nell'area del Mediterraneo orientale.

EVOLUZIONE DELLA CRISI DELLE TRIVELLAZIONI NELLO SCENARIO REGIONALE

Esplosa a settembre con le dure dichiarazioni del Primo Ministro turco Recep Tayyip Erdoğan in risposta al piano energetico cipriota, la “**crisi delle trivellazioni**” nasce da più lontano, con la scoperta al largo delle coste israeliane, tra il gennaio 2009 e il nel giugno 2010, dei rilevanti giacimenti gassiferi di Tamar e Leviathan. Collocati entro 80 miglia marine dalla costa israeliana, i due giacimenti – contenenti secondo le stime della società statunitense Noble Energy rispettivamente 246 e 450 Gmc di gas – rappresentavano tra le più rilevanti scoperte del decennio, in grado di modificare profondamente lo scenario energetico regionale.

Lo sviluppo del potenziale gassifero del Mediterraneo orientale avrebbe infatti permesso a **Tel Aviv di ridurre la ampia dipendenza energetica dagli approvvigionamenti esteri** (da Egitto, Norvegia e Regno Unito *in primis*), far fronte alla crescente domanda interna di gas per la generazione elettrica (stimata in 12 Gmc/a entro il 2015, a fronte dei 5 Gmc del 2010) e assurgere, potenzialmente, al ruolo di Paese esportatore di gas verso mercati europei alla ricerca di diversificazione dei propri fornitori. D'altra parte, il progressivo esaurimento dell'unico rilevante giacimento gassifero israeliano, Mari B, e le minacce alla sicurezza energetica nazionale emerse in seguito alla instabilità dell'Egitto – unico fornitore di gas a Israele, di cui copre circa il 40% dei consumi – hanno aggiunto urgenza al tentativo di Tel Aviv di sfruttare i giacimenti di Tamar e Leviathan, tanto più in

ragione delle ripetute esplosioni che, nel corso del 2011, hanno interrotto le forniture di gas egiziano. Per accelerare lo sviluppo dei progetti di estrazione energetica e assicurare un livello adeguato di coordinamento istituzionale, il Primo Ministro Benjamin Netanyahu ha, non a caso, istituito nel gennaio 2011 un comitato *ad hoc* guidato dal Direttore generale dell'Ufficio di presidenza.

A bilanciare la significatività delle scoperte energetiche *off-shore* sono intervenute, tuttavia, **le rivendicazioni di sovranità su parte dei giacimenti avanzate, già dalla metà del 2010, dal Libano.** Secondo la posizione delle autorità di Beirut, appoggiate con fermezza dalla maggioranza governativa sostenuta da Hezbollah, alcuni dei giacimenti scoperti da Israele ricadrebbero, infatti, sotto la sovranità del Libano, che ha intimato a Tel Aviv di interrompere lo sviluppo dei giacimenti fino alla demarcazione dei rispettivi confini marittimi e richiesto, a tal fine, la mediazione dell'ONU. A complicare la vertenza israelo-libanese è la circostanza che tra i due vicini non sia mai stato siglato un trattato di pace e che dunque non solo i confini marittimi, ma anche quelli terrestri (provvisoriamente tracciati dalle Nazioni Unite dopo il ritiro israeliano del 2000), non beneficino di reciproco riconoscimento e che, di conseguenza, la demarcazione

dei confini marittimi sia parte del più ampio e complesso quadro del conflitto arabo-israeliano. Inoltre, a dimostrazione del rischio di allargamento della vertenza, in gennaio il Ministro del Petrolio egiziano dichiarava l'intenzione del proprio governo di studiare la collocazione dei giacimenti e, eventualmente, rivendicare la propria sovranità su parte di essi. Allo stesso tempo, secondo fonti iraniane, **Beirut e Teheran siglavano un accordo per l'esplorazione congiunta dei fondali al largo del Libano**, in linea con l'approvazione, da parte del Parlamento libanese nell'agosto 2010, di una legge che approvava il piano di sviluppo delle risorse energetiche *off-shore*. Entrambe le parti della controversia – il governo libanese da un lato e quello israeliano dall'altro – si dichiaravano peraltro pronte a difendere, anche militarmente, i propri diritti sulle zone ritenute cadere sotto le rispettive sovranità nazionali.



fonte: Noble Energy Inc. - The Economist

Nel contesto così delineato, l'intesa tra Israele e Cipro rispondeva, da una lato, alla necessità di Tel Aviv di trovare alleati regionali nel difficile tentativo di rivendicazione di sovranità sui giacimenti e, parallelamente, dalla possibilità di collaborazione nell'individuazione di nuovi giacimenti energetici e nella esportazione del gas verso mercati europei. È in queste collegate prospettive che **il ministro delle infrastrutture israeliano Uzi Landau e il ministro degli esteri cipriota Markos Kypranou siglavano, nel dicembre 2010, un accordo bilaterale per la demarcazione dei rispettivi confini marittimi e delle rispettive zone economiche esclusive**, che seguiva un memorandum d'intesa (settembre 2010) finalizzato all'esplorazione congiunta dei fondali. Valore aggiunto dell'accordo israelo-ciprota derivava inoltre dalla conclusione, da parte di Nicosia, di analoghi accordi di demarcazione dei confini marittimi con Egitto (2003) e Libano (2007, in attesa di ratifica parlamentare e recentemente rimesso in discussione nel merito), potenzialmente in grado, nella prospettiva di Tel Aviv, di offrire una base legale per la fissazione delle zone economiche esclusive nel Mediterraneo orientale.



fonte: CypMaps - © Hans Deoelman

A dimostrazione della volontà di cooperazione bilaterale, nel gennaio 2011 l'Amministratore delegato della compagnia energetica israeliana Delek – titolare di una quota del 22,6% sui diritti di sfruttamento del giacimento di Leviathan – annunciava l'avvio di trattative con il presidente cipriota **Dimitris Christofias** finalizzate alla costruzione di un terminale Gnl sull'isola. Il terminale, del costo stimato di 4-6 miliardi di dollari, sarebbe stato in grado, a partire dal 2016, di soddisfare la domanda di gas cipriota e di fungere da snodo delle possibili esportazioni israeliane verso l'Europa. Incentivato dalle scoperte *off-shore* effettuate per conto di Israele, il Governo cipriota annunciava inoltre l'intenzione di riprendere il piano di trivellazioni *off-shore* nel blocco 12 dell'area ("Aphrodite") già avviato nel 2007 e, contemporaneamente, di indire una gara d'appalto per l'esplorazione dei restanti blocchi della zona economica esclusiva cipriota.

La Turchia, tradizionalmente contraria ad iniziative "unilaterali" di Nicosia – anche in campo energetico – giudicate pregiudizievoli nei confronti degli interessi e dei diritti della comunità turco-cipriota, ha reagito fermamente alla cooperazione israelo-cipriota già nel dicembre 2010. Innanzi all'accordo di demarcazione territoriale, giudicato "nullo e illegittimo", Ankara si faceva portavoce dell'autoproclamata Repubblica turca di Cipro Nord (RTCN), anticipando quelle stesse minacce di ritorsione che avrebbe ribadito con più determinazione lo scorso settembre, nella seconda fase della crisi delle trivellazioni.

Secondo Ankara, in mancanza di un accordo per la soluzione della questione cipriota, le iniziative unilaterali di Nicosia andavano considerate non soltanto legalmente illegittime, ma anche contrarie allo spirito che dovrebbe sottendere ai negoziati inter-comunali tra le due entità dell'isola. Al fine di tutelare gli interessi della RTCN, **il Governo turco si dichiarava pronto, secondo la stampa nazionale, a intervenire anche militarmente per bloccare le attività di esplorazione lesive dei diritti turco-ciprioti.**

Significativamente inoltre, allineandosi alle posizioni libanesi e collegando la questione delle trivellazioni al più ampio confronto arabo-israeliano – le posizioni turche che hanno fondato la popolarità del governo di Ankara in Medio Oriente – la Turchia aggiungeva che qualunque accordo di delimitazione marittima andasse considerato invalido sino a che non si giungesse ad un organico accordo di pace tra Israele, Siria e palestinesi. **Su questo sfondo, la posizione di Ankara sul dossier energetico rappresentava un ulteriore puntello nella crisi delle relazioni bilaterali con Israele** erotta clamorosamente con la ferma condanna turca dell'operazione "Piombo fuso", condotta da Tel Aviv nella Striscia di Gaza tra il dicembre 2008 e il gennaio 2009, e intensificatasi con l'incidente della *Mavi Marmara*, la "Flottiglia della libertà" intercettata e attaccata dalle forze di sicurezza israeliane, nel maggio 2010, nel tentativo di forzare il blocco navale imposto su Gaza. D'altra parte, il collegamento tra la questione cipriota e quella palestinese poteva rispondere alla logica di guadagnare il sostegno dei paesi arabi alla causa della Rtcn, la rottura del cui isolamento internazionale rappresenta uno dei più tradizionali e a oggi infruttuosi – la Turchia è infatti l'unico paese a riconoscerne la sovranità – sforzi diplomatici da parte di Ankara.

La seconda e più intensa fase della crisi delle trivellazioni è iniziata, con queste premesse, a metà del 2011, a seguito dell'approvazione da parte del Gabinetto israeliano di una mappa da sottoporre alle Nazioni Unite per la delimitazione della propria Zona economica esclusiva e con il parallelo annuncio cipriota dell'avvio del proprio piano di trivellazioni nel blocco 12. Se la decisione del governo di Tel Aviv ha riacceso le veementi proteste libanesi e iraniane, l'annuncio dell'imminente avvio delle trivellazioni da parte della compagnia statunitense Noble Energy – tanto più urgenti per Cipro in ragione della strisciante crisi economica nazionale – ha suscitato la dura reazione di Ankara. Oltre a tentare infruttuosamente di ottenere il sostegno degli USA e delle Nazioni Unite per una "moratoria" delle trivellazioni, il Governo turco ha minacciato, infatti, di comminare sanzioni alle compagnie coinvolte nei progetti energetici ciprioti e, parallelamente, di intraprendere "tutte le contromisure necessarie" per impedire l'attività di esplorazione.

A fronte dell'insuccesso del tentativo di bloccare le trivellazioni – avviate, secondo programmi, il 19 settembre – il governo turco, dopo aver siglato con il governo della RTCN un accordo sulla demarcazione dei confini marittimi e sulla cooperazione energetica, ha dato mandato alla marina militare di scortare il vascello *Peir Reis* che, per conto della compagnia energetica turca *Tpaο*, dal 26 settembre ha avviato le proprie attività di esplorazione nel Mediterraneo orientale – a circa 50 miglia dalle coste di Cipro e nello stesso blocco 12 dove svolge le attività di trivellazione la Noble Energy. Come già preannunciato da

Erdoğan, il governo turco ha inoltre ribadito che, in mancanza di un esito positivo del negoziato sulla sorte di Cipro, congelerà i rapporti con l'Unione Europea a partire dal 1° giugno 2012, data di assunzione della presidenza di turno da parte della Repubblica di Cipro.

In un inatteso e crescente stato di isolamento internazionale, la reazione turca è stata tuttavia duramente criticata, prima ancora che dal governo israeliano, dai più rilevanti interlocutori internazionali del Paese, a partire dalla Commissione e dal Parlamento europeo, sino al Dipartimento di Stato statunitense e alla Russia. Apparentemente incurante delle reazioni internazionali, tra settembre e ottobre dalle coste turche sono partite altri due vascelli per l'esplorazione delle risorse *off-shore* e, il 23 novembre, un accordo per l'esplorazione e lo sfruttamento dei giacimenti sottomarini nel Mediterraneo orientale è stato concluso tra Tpaο e Royal Dutch Shell alla presenza del Ministro turco per l'Energia e le Risorse naturali Taner Yıldız.

IL SIGNIFICATO E LE POSSIBILI RICADUTE DELLA CRISI

La muscolare reazione di Ankara si iscrive **in un più ampio e quadro di incomprendimenti e contrapposizioni regionali** che ha a che vedere, da un lato, con il peggioramento dei rapporti bilaterali con Israele e, dall'altro, con il sostanziale congelamento della questione cipriota a danno della comunità turca dell'isola e, assieme a essa, del negoziato con l'UE per l'ingresso della Turchia. Dinamica apparentemente più congiunturale la prima e strutturale la seconda, entrambe contribuiscono a rendere il nodo della crisi delle trivellazioni particolarmente inestricabile.

Oltre che conforme alla volontà di affermare i diritti di esplorazione energetica turco-ciprioti, la minaccia turca di accrescere la presenza militare nel Mediterraneo orientale ha rappresentato un ulteriore segnale della tensione turco-israeliana in relazione all'incidente della Mavi Marmara e, più in generale, al blocco sulla Striscia di Gaza imposto da Tel Aviv e ritenuto illegittimo da parte di Ankara.

L'intensificarsi della crisi delle trivellazioni si è infatti sovrapposta al riaccendersi della vertenza sulla Mavi Marmara, in concomitanza con la pubblicazione del "Rapporto Palmer" delle Nazioni Unite – che, pur condannando gli eccessi dell'intervento israeliano, ha sostanzialmente suffragato la legittimità del blocco navale – e con la decisione del governo turco di declassare le relazioni diplomatiche con Israele e di sospendere gli accordi militari in vigore. Come dichiarato dello stesso Primo Ministro Erdoğan ad Al-Jazeera, e in linea con il più datato tentativo di presentarsi come principale sostenitore regionale della causa palestinese, alla marina turca sarebbe stato affidato dunque il compito di scortare e proteggere le imbarcazioni dirette a Gaza per scopi umanitari.

Prima ancora che riguardare l'andamento delle relazioni bilaterali tra Turchia e Israele e, per esteso, il *dossier* arabo-israeliano, la crisi delle trivellazioni e le dure prese di posizione di Ankara sembrano tuttavia **rispondere alla logica di riportare in cima all'agenda diplomatica internazionale** – con tutto il clamore del caso – **la questione cipriota**, il cui

sostanziale congelamento ha ampie ricadute su questioni di capitale importanza per Ankara che vanno dall'ingresso della Turchia nell'Ue sino alla soluzione della controversia sulla delimitazione delle frontiere con la Grecia nell'area dell'Egeo e, non ultimo, all'interoperabilità militare tra le forze Nato e quelle europee.

Lo stallo dei negoziati per la soluzione della quasi quarantennale divisione dell'isola di Cipro ha, infatti, generato un crescente senso di frustrazione tra le autorità turche che, sin dalla vigilia dell'apertura dei negoziati d'adesione all'Ue e dalla contemporanea predisposizione del Piano Annan per la riunificazione, avevano tenuto un atteggiamento di disponibilità negoziale e di sostegno alla mediazione Onu. Il rifiuto referendario del Piano Annan da parte della comunità greco-cipriota, l'ingresso di Cipro nell'UE come unico legittimo governo dell'isola, il perdurante isolamento ed embargo economico sulla RTCN e, infine, il congelamento e la mancata apertura di capitoli negoziali tra Turchia e Ue in relazione alla mancanza di relazioni diplomatiche turco-cipriote hanno contribuito a cristallizzare uno *status quo* ritenuto inaccettabile da Ankara. Uno *status quo* per spezzare il quale la questione delle trivellazioni ha offerto al governo turco un'apparente quanto clamorosa opportunità.

D'altra parte, sulla maggior fermezza mostrata da Ankara in relazione alla questione delle trivellazioni ha pesato in maniera apparentemente determinante l'approssimarsi della data del 1° giugno 2012 e dell'assunzione da parte di Cipro della **presidenza di turno dell'UE**. La data – considerata scadenza ultima per l'attuale *round* di negoziati non soltanto dalle autorità turco-cipriote, ma dagli stessi mediatori Onu – è stata non a caso richiamata da Erdoğan, alla vigilia della ripresa dei colloqui inter-comunali, nel duro discorso tenuto a Cipro Nord a metà luglio. Nell'occasione, sottolineando che “il tempo delle concessioni” volgeva al termine, il Primo Ministro turco ha ribadito la necessità di concordare una soluzione definitiva della questione cipriota, in mancanza della quale l'unica alternativa possibile sarebbe quella della formazione di due Stati sovrani sull'isola.

È dunque alla luce della volontà turca di riportare l'attenzione internazionale sulla questione cipriota che va letto **il tentativo, effettuato da Ankara in agosto, di internazionalizzare la gestione della crisi delle trivellazioni coinvolgendo Unione europea e Stati Uniti**. Al contrario di quanto presumibilmente auspicato, il sostegno manifestato da Bruxelles e Washington alla legittimità delle posizioni cipriote ha tuttavia decretato il fallimento della strategia del governo turco e contribuito ad aumentare un senso di frustrazione culminato nelle dure prese di posizione di settembre. Già prima che il lancio del progetto turco di esplorazione energetica generasse le più dure reazioni del Dipartimento di Stato statunitense e delle autorità europee, tanto l'Amministrazione statunitense quanto la Commissione Europea – attraverso, rispettivamente, l'Assistente al Segretario di Stato Philip Gordon e il commissario per l'allargamento Stefan Füle – avevano, infatti, sostenuto la piena legittimità dell'attività di esplorazione e l'assenza di collegamento diretto tra quest'ultima e i negoziati per la riunificazione di Cipro.

CONCLUSIONI

Nonostante l'intensificarsi della crisi mediorientale e siriana abbia distratto l'attenzione internazionale da quella del Mediterraneo orientale, quest'ultima non è stata affatto disinnescata e minaccia di riaccendersi in qualunque momento, tanto più in ragione del **sovrapporsi della crisi delle trivellazioni ai più inestricabili nodi delle relazioni internazionali del Vicino oriente**. D'altra parte, nonostante i cauti segnali di ottimismo emersi a margine dei negoziati trilaterali su Cipro di Manhasset, seri dubbi permangono sulla reale capacità dei rappresentanti turco e greco-ciprioti di risolvere, nel breve lasso tempo che li separa dalla data del 1° giugno 2012, questioni sul tavolo negoziale da oltre un trentennio e che vanno dalle dispute sul governo dell'isola a quelle sulle proprietà sino alla sorte delle migliaia di rifugiati delle due comunità. Su questo sfondo, lo stesso unico punto sul quale ad oggi si è trovato un accordo – ovvero **la riunificazione dell'isola in una federazione** – potrebbe essere rimesso in discussione sino alla definitiva partizione della stessa in due Stati sovrani.

Da questa angolatura, la crisi delle trivellazioni – della quale il Consiglio europeo discuterà il 9 dicembre su iniziativa cipriota – potrebbe offrire l'opportunità per una più diretta e risoluta assunzione di responsabilità da parte degli attori internazionali più direttamente interessati dalla stabilità del Vicino oriente e, soprattutto, più direttamente coinvolti dalla questione cipriota, ossia Unione Europea e Stati Uniti. **La mancanza di uno sforzo di mediazione rischia**, infatti, di procrastinare le contrapposizioni alla base della crisi, nel quadro di una crescente polarizzazione degli interessi e delle posizioni dei paesi coinvolti che potrebbe portare al precipitare della crisi, con ricadute negative sugli interessi di tutti gli attori in gioco nel Mediterraneo orientale.

FONTI

AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

BBC

BMI – Business Monitor International

BP

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Germania)

Commissione Europea

Commissariat Général au développement durable (Francia)

Department of Energy and Climate Change (UK)

EIA - Energy Information Agency (USA)

Eni

Enel

Eurasia Daily Monitor

Eurogas

Financial Times

GIE - Gas Infrastructure Europe

IEA – International Energy Agency

Il Sole 24 Ore

Interfax

Jamestown Foundation

Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (Spagna)

Ministro dello Sviluppo Economico, Infrastrutture e Trasporti

Nomisma Energia

Oil & Gas Journal

Petroleum Economist

Platts

Quotidiano Energia

Snam Rete Gas

Staffetta Quotidiana

Terna

The Economist

World Gas Intelligence

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

Relazioni Transatlantiche

Sicurezza energetica

Le opinioni riportate nel presente dossier sono riferibili esclusivamente all'Istituto autore della ricerca.

Coordinamento redazionale a cura della:

Camera dei deputati
SERVIZIO STUDI
DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI
Tel. 06.67604939
e-mail: st_affari_esteri@camera.it