

# OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

## **Sicurezza energetica**

n. 16 – ottobre/dicembre 2013

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

**Focus**

# MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Ottobre/Dicembre 2013

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda e Antonio Villafranca

---

## Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

Introduzione .....	3
1. Analisi comparata degli Stati europei .....	8
1.1. Italia.....	14
1.2. Germania .....	18
1.3. Francia.....	22
1.4. Regno Unito.....	24
1.5. Spagna.....	26
1.6. Polonia .....	28
2. Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas .....	30
2.1. Russia e vicini orientali .....	30
2.2. Bacino del Caspio.....	35
2.3. Turchia e Medio Oriente.....	41
Corridoi energetici europei del gas .....	48
3.1 Corridoio Nord-Orientale.....	48
3.2 Corridoio Sud-Orientale.....	49
3.3 Corridoio Mediterraneo.....	50
South Stream.....	51
Fonti.....	66



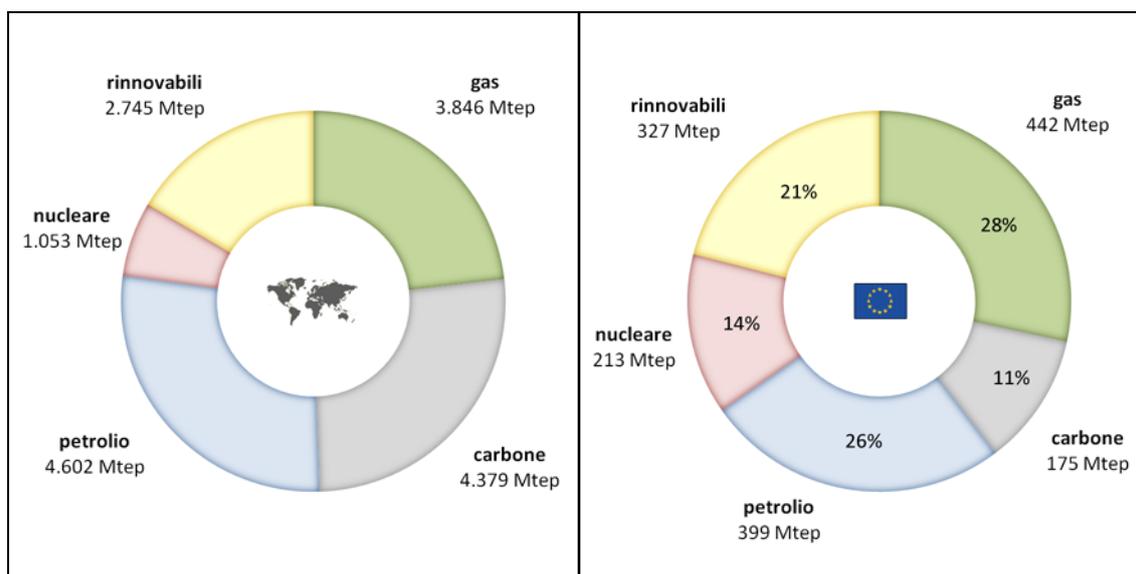
## PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

### INTRODUZIONE

Il 2013 è stato caratterizzato da **mercati energetici relativamente stabili**, nonostante le continue incertezze che hanno attraversato il contesto internazionale, dall'instabilità in Medio Oriente e Nord Africa alle tensioni in Corea, fino agli eventi naturali estremi. A livello globale, i consumi energetici hanno segnato un record storico, determinato dall'aumento della domanda asiatica. I paesi industrializzati hanno invece fatto registrare una sostanziale stagnazione dei consumi, a conferma della generalizzata tendenza al riequilibrio verso Oriente delle principali dinamiche economiche.

Nonostante la lenta crescita della quota delle rinnovabili, le **fonti fossili** rappresentano la base dei consumi energetici mondiali e questa situazione è destinata a durare nel tempo. Secondo le recenti previsioni dell'Agenzia internazionale per l'energia (International Energy Agency – IEA), infatti, nel 2030 gas, carbone e petrolio continueranno a rappresentare il 77% dei consumi energetici globali e il 65% di quelli europei (v. *Figura 1*).

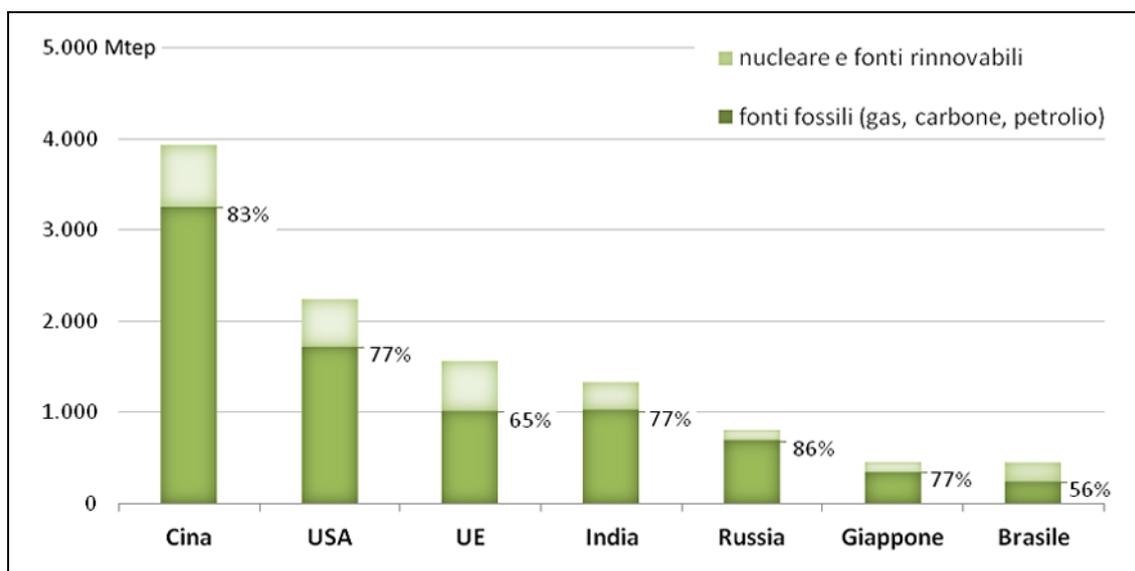
Figura 1 – Composizione del paniere energetico mondiale ed europeo al 2030



Fonte: elaborazione su dati IEA.

Al 2030, le fonti fossili rappresenteranno la larga maggioranza dei consumi di tutte le principali economie mondiali, con la relativa eccezione del Brasile, facilitato dall'ampia dotazione naturale di bacini idroelettrici e di terreni coltivabili per la produzione di combustibili vegetali (v. *Figura 2*). L'approvvigionamento di **fonti fossili** continuerà dunque a essere una priorità per tutte le grandi economie mondiali. Per alcune di queste economie, tra cui UE, Cina e India, la dipendenza dalle importazioni è destinata a crescere, generando una vulnerabilità nei rispettivi sistemi di approvvigionamento.

Figura 2 - Consumi energetici al 2030 e incidenza delle fonti fossili



Fonte: elaborazione su dati [IEA](#).

Il ricorso alle **importazioni di fonti fossili** resta in ogni caso un elemento imprescindibile per mantenere la competitività delle economie. Soprattutto per i paesi asiatici in forte espansione, incluse quelle del Sud Est, le fonti fossili importate rappresentano l'unico modo di far fronte alla crescente domanda interna senza compromettere la crescita economica. In assenza di condizioni geologiche adeguate, l'autosufficienza energetica non rappresenta alle attuali condizioni tecnologiche una prospettiva sostenibile per un'economia industrializzata.

Nel settore dei **trasporti** si continuerà ad assistere un dominio del petrolio, fornito ai paesi asiatici soprattutto dalla regione del Medio Oriente, oltre che dalle produzioni interne. I soli consumi cinesi, già oggi superiori a quelli europei, arriveranno a 700 milioni di tonnellate all'anno nel 2030, con un aumento di oltre il 50% rispetto al 2011. I consumi indiani, oggi inferiori alla metà di quelli europei, raddoppieranno, arrivando a 325 milioni di tonnellate all'anno nel 2030.

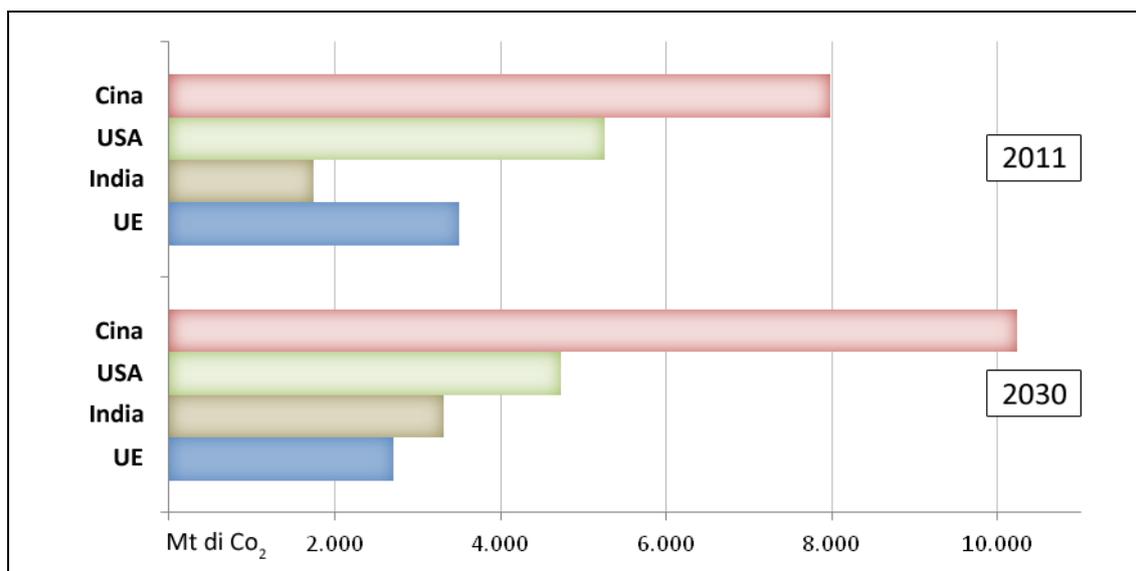
Il **settore elettrico** è invece destinato a essere dominato dai consumi di carbone e, in misura minore, di gas naturale. Nel 2030, in **Cina** il 55% dell'elettricità sarà prodotta da centrali a carbone e il 6% da centrali a gas. Ancora più alta la quota delle fonti fossili nel caso indiano, a causa della scelta di costruire meno centrali nucleari. Nel 2030, il 68% dell'elettricità in **India** sarà generata con carbone e il 12% con gas naturale. Nel caso dei paesi del **Sud Est asiatico**, infine, la quota del carbone sarà pari a 46% e quella del gas al 30%.

Una delle conseguenze dell'aumento dei consumi energetici nei mercati emergenti sarà il parallelo aumento delle **emissioni climalteranti**, in particolare di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>). Secondo i dati dell'IEA, già nel 2011 le emissioni di CO<sub>2</sub> cinesi rappresentavano il 26% di quelle mondiali ed erano più del doppio di quelle europee, che ammontavano

all'11%. Nel 2030, le emissioni cinesi rappresenteranno il 28% del totale mondiale, quelle statunitensi il 13%, quelle indiane il 9% e quelle europee solo il 7% (v. *Figura 3*).

Dalle previsioni dell'IEA emerge come **gli sforzi a livello europeo** per ridurre il valore assoluto delle emissioni di CO<sub>2</sub> sia destinato ad avere un **impatto marginale** sul totale delle emissioni mondiali.

Figura 3 – Emissioni di CO<sub>2</sub> delle principali economie mondiali



Fonte: elaborazione su dati IEA.

Un'altra conseguenza della perdurante centralità delle fonti fossili nel paniere energetico sarà il permanere del prezzo del petrolio come riferimento dei principali mercati energetici anche in futuro. Il **2013** è stato caratterizzato da **quotazioni petrolifere stabilmente elevate**, con prezzi quasi sempre sopra i 100 dollari al barile. Si tratta di una tendenza che si è andata affermando a partire dall'inizio 2011 e che non ha precedenti storici. Perfino durante la seconda crisi petrolifera, iniziata nel 1979, l'aumento dei prezzi fu meno significativo e più circoscritto nel tempo (v. *Figura 4*).

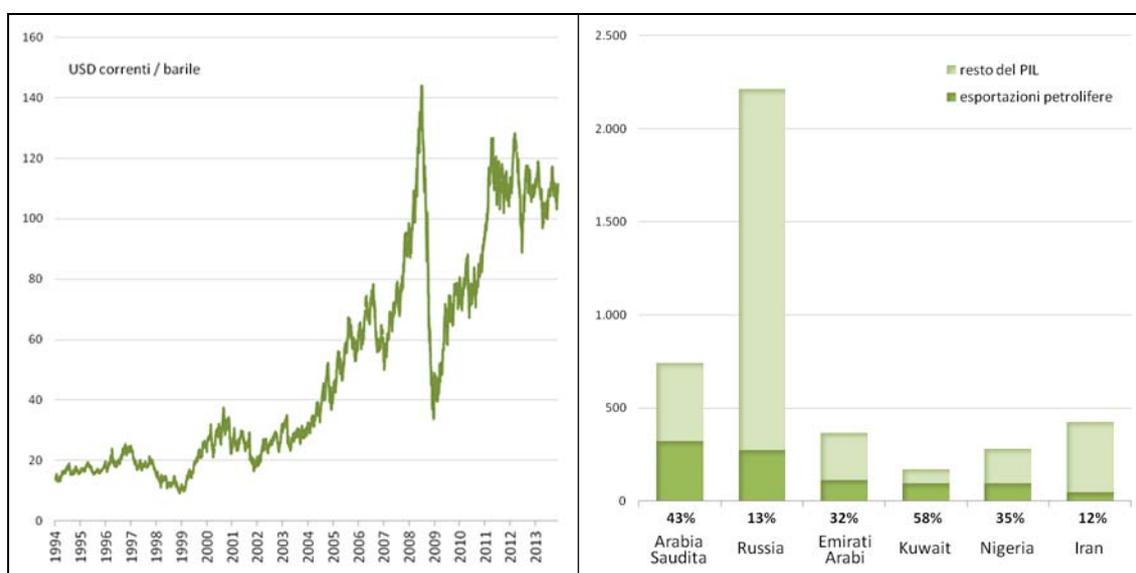
Sul piano economico, le quotazioni elevate del petrolio hanno contribuito a **contenere l'espansione dei consumi finali** determinata dal raggiungimento del benessere di ampi strati delle popolazioni dei paesi asiatici. Al contempo, il prezzo elevato del greggio riduce il ritmo della crescita, con effetti evidenti soprattutto nei paesi industrializzati.

In un'ottica di più lungo periodo, le pressioni indotte sugli operatori economici dall'alto costo del greggio stanno inducendo un aumento dell'efficienza energetica dei consumi finali, portando a una **riduzione strutturale della domanda petrolifera** a parità di ricchezza prodotta. Un effetto analogo è indotto dalla lenta ma crescente sostituzione del petrolio con altre materie prime energetiche, soprattutto gas naturale, nel settore del trasporto commerciale e per gli usi petrolchimici.

Sul piano politico, le alte quotazioni del greggio hanno determinato un **peso crescente delle esportazioni petrolifere nelle economie dei paesi produttori**. Questa situazione ha indotto una forte dipendenza economica e politica dal mantenimento di un elevato controvalore dei flussi di esportazione (v. *Figura 4*).

In caso di riduzione delle quotazioni internazionali del petrolio il rischio è che queste economie subiscano un vero e proprio shock dovuto alla contrazione della spesa pubblica e degli investimenti nel settore petrolifero. Al contempo, esiste anche un rischio propriamente politico che la necessità di ridurre la spesa pubblica faccia venire meno il sostegno per le classi dirigenti, inducendo instabilità (v. *Focus 13 e 14/2013*).

Figura 4 - **Andamento del prezzo del greggio (grafico di sinistra) e livello di dipendenza di alcuni paesi produttori dalle esportazioni (grafico di destra)**



Fonte: elaborazione su dati *IMF* e *BP*.

Nel corso dell'ultimo trimestre 2013 si sono registrati segnali di una crescente aspettativa di riduzione dei prezzi sia nel breve periodo (1-2 anni) sia nel medio periodo (2-5 anni). Il mercato dei contratti a termine (*futures*) relativi al greggio è infatti in una condizione di *backwardation*, ossia un barile acquistato per la consegna oggi costa sensibilmente di più di un barile acquistato per la consegna tra uno o più anni. Questa situazione indica una forte **aspettativa di riduzione delle quotazioni petrolifere**, anche se le valutazioni non sono unanimi ed esistono anche analisi in controtendenza che indicano un'aspettativa di aumento strutturale dei prezzi.

Qualora si verificasse, la contrazione dei prezzi del greggio potrebbe avere anche importanti effetti negativi su alcune economie non dipendenti dalle esportazioni. In particolare, il **settore del gas naturale statunitense** potrebbe essere colpito dalle conseguenze di una riduzione delle quotazioni petrolifere. E ciò anche a prescindere dalla convenienza o meno di un parziale ritorno al petrolio a scapito del gas. Sebbene, infatti, il prezzo del gas nel mercato nordamericano sia disaccoppiato da quello del greggio, molti

produttori statunitensi di gas non convenzionale derivano la profittabilità delle proprie attività dalla vendita del greggio e dei gas di petrolio liquefatti associati all'estrazione del metano. In caso di **contrazione del prezzo del greggio** e dunque del valore delle produzioni associate, potrebbe verificarsi l'interruzione di numerose attività estrattive e dunque una riduzione dell'offerta di gas, con conseguenti **pressioni al rialzo sulle quotazioni del gas**.

Per le economie europee e per quelle asiatiche la contrazione dei prezzi del greggio avrebbe invece un effetto positivo sulla crescita economica. Se tuttavia la discesa dei prezzi fosse troppo repentina o troppo marcata (sotto gli 80 dollari al barile in un orizzonte di 1-2 anni), il rischio d'instabilità nei paesi produttori e la conseguente **volatilità dei prezzi** potrebbero comportare **costi più alti dei benefici**. Inoltre, il legame ancora esistente tra quotazioni del greggio e prezzi delle altre materie prime energetiche (*gas in primis*) amplificherebbe le conseguenze.

Il **primo capitolo** del *Focus* è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas e all'evoluzione infrastrutturale dei **principali mercati europei**, con specifico riferimento alle tendenze registrate nel corso del primo semestre 2013. 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. Il **terzo capitolo** è dedicato ai recenti sviluppi del sistema di **infrastrutture di trasporto** e alle prospettive di realizzazione di nuovi progetti. Il *Focus* è infine completato da due approfondimenti, uno dedicato alle prospettive del gasdotto **South Stream** e l'altro dedicato alla valutazione dell'impatto del gasdotto **Trans Adriatic Pipeline**.

## 1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

UNIONE EUROPEA			
Consumo di gas .....	474	Gmc	(2013)
Variazione annuale .....	+ 1,7	%	(2013)
Dipendenza da import .....	65	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi .....	24	%	(2012)
Prezzo medio per i clienti residenziali .....	713	€/kmc	(2013)
Prezzo medio per i clienti industriali .....	450	€/kmc	(2013)



I dati preliminari relativi ai consumi europei di gas naturale nel corso del 2013 indicano una **crescita della domanda compresa tra l'1 e il 2%**, con una domanda pari a **474 Gmc**, secondo le stime di Eurogas. Buona parte dell'aumento è dovuto alle condizioni climatiche più rigide nel corso del primo semestre, quando si è registrato un aumento del 2,6% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nel corso del secondo semestre sembra invece delinearsi una complessiva tendenza alla stagnazione dei consumi<sup>1</sup>.

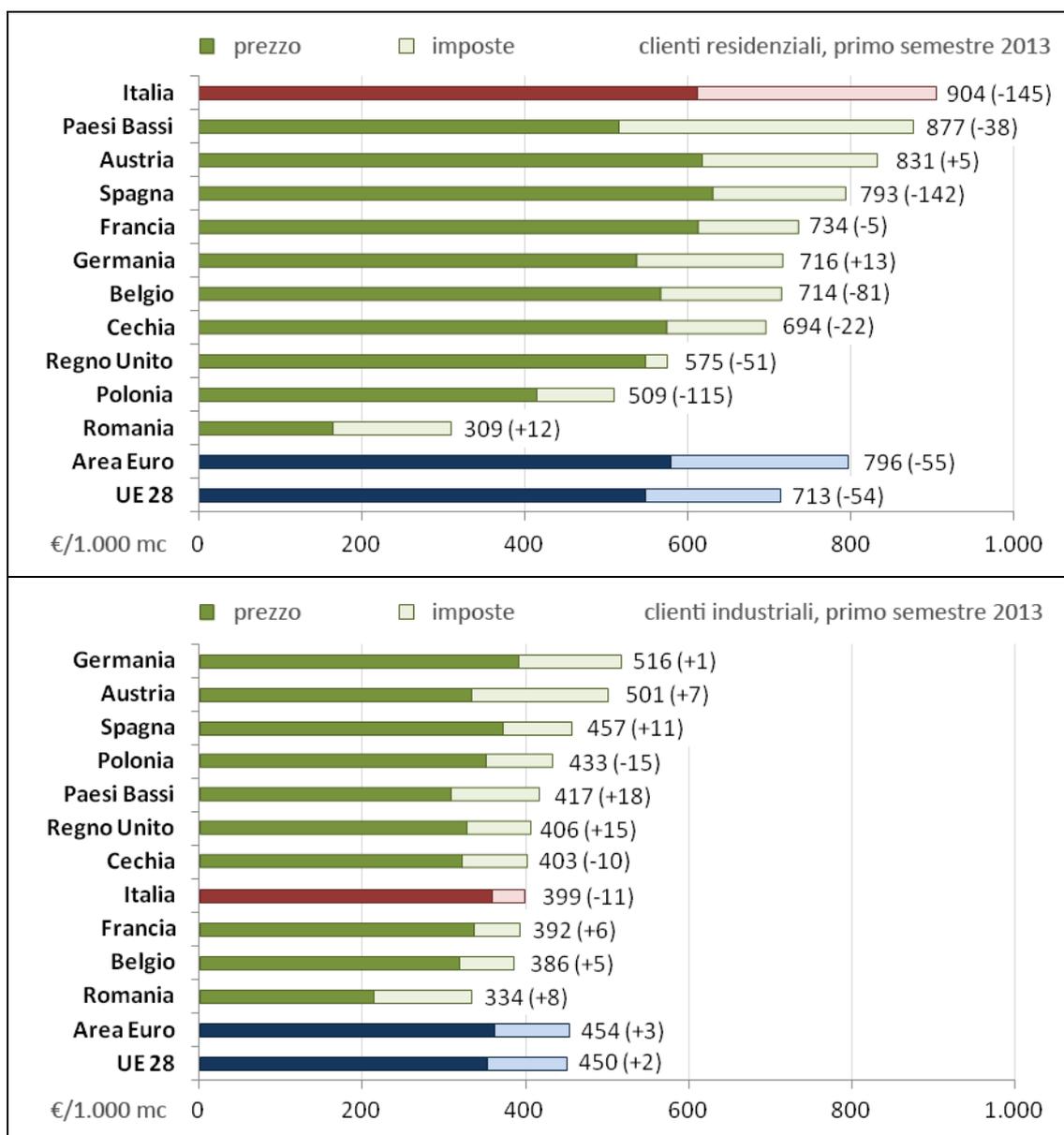
Nonostante il lieve recupero, i consumi sono tornati a livelli analoghi al 2011. Le cause di questa contrazione si confermano essere quelle che hanno caratterizzato la debolezza del mercato del gas anche negli anni scorsi, in particolare negli usi finali per la generazione elettrica. Oltre agli effetti depressivi della congiuntura economica, a compromettere la domanda di gas sono stati da un lato i prezzi particolarmente competitivi del **carbone**, che abbinati all'ampia disponibilità di quote di emissioni a buon mercato ha creato le condizioni per una competizione sul prezzo. Dall'altro lato, la generazione termoelettrica da gas naturale ha risentito dell'espansione delle **rinnovabili elettriche** pesantemente sussidiate.

La debolezza della domanda e il conseguente eccesso di offerta hanno comportato una tendenza generalizzata alla riduzione dei prezzi finali, sebbene con dinamiche divergenti in alcuni mercati europei. Nel caso dei **prezzi per i clienti residenziali**, nel corso del primo semestre 2013 si è registrata una riduzione media a livello europeo pari al 7%, rispetto all'ultimo semestre 2012 (v. *Focus* 12/2012). I paesi dove la riduzione è stata più significativa sono stati la Polonia (-18%), la Spagna (-15%), l'Italia (-14%) e il Regno Unito (-8%). In controtendenza invece la Romania (+4%) e la Germania (+2%). Nel complesso, tuttavia, il prezzo per i clienti residenziali italiani resta il più elevato tra i principali mercati europei, arrivando a essere il 27% più caro della media. Nel caso dei **prezzi per i clienti**

<sup>1</sup> Salvo dove diversamente specificato, i dati relativi ai consumi di gas sono di *Eurogas*, i dati relativi al paniere sono di *BP*. I dati relativi ai prezzi sono *Eurostat*, aggiornati al 21/11/2013 e riferiti al primo semestre 2013. I dati relativi ai clienti residenziali si riferiscono alla classe D2, tasse incluse, della tabella [nrg\_pc\_202]. I dati relativi ai clienti industriali si riferiscono alla classe I4, tasse incluse, della tabella [nrg\_pc\_203]. I dati relativi al 2013 sono provvisori e possono essere soggetti ad aggiustamenti statistici e revisioni. I volumi di gas sono tutti uniformati a 39 MJ/mc standard.

**industriali** si è invece registrato un rincaro medio a livello europeo pari al 2%, concentrato soprattutto nel Regno Unito e nei Paesi Bassi (+4%). In controtendenza invece Italia, Polonia e Cechia, dove si è registrata una riduzione dei prezzi tra il 2 e il 3% (v. *Figura 5*).

Figura 5 - I prezzi del gas naturale per i clienti residenziali (grafico sopra) e industriali (grafico sotto) dei principali mercati europei nel primo semestre 2013 e la variazione rispetto al semestre precedente (tra parentesi)

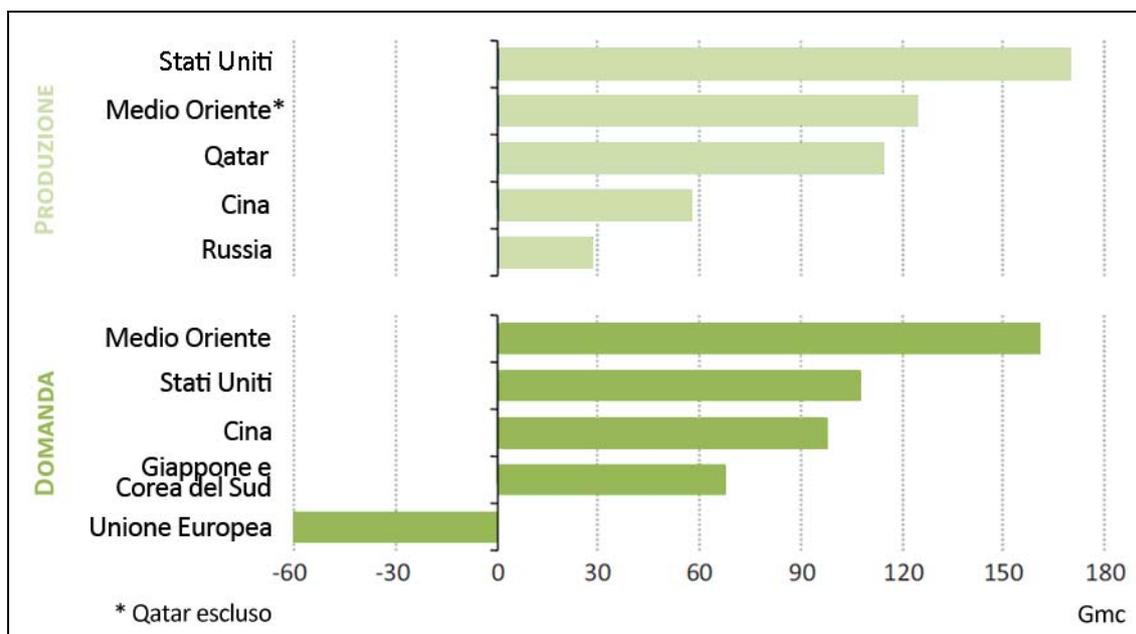


Fonte: elaborazione su dati Eurostat, tabelle [nrg\_pc\_202] e [nrg\_pc\_203] (aggiornate al 21/11/2013). I prezzi per i clienti residenziali si riferiscono alla fascia di consumo D2, quelli per i clienti industriali alla fascia di consumo I4. I dati relativi a Austria, Francia, Paesi Bassi, Romania, UE e Area Euro sono provvisori.

La domanda europea è destinata a crescere a ritmi contenuti nel corso di questo decennio e di quello successivo. A indicarlo è stata anche l'IEA, le cui stime dei consumi europei al 2020 e al 2030 sono state riviste al ribasso in misura significativa rispetto a quelle di solo un

anno fa. Secondo le stime attuali, i **consumi europei saranno di 485 Gmc nel 2020** e di 527 Gmc nel 2030, rispettivamente 43 e 52 Gmc in meno rispetto alle precedenti previsioni. La forte riduzione circa le aspettative di crescita del mercato europeo riflettono una tendenza di lungo periodo al declino relativo e assoluto dei consumi europei (v. *Figura 6*).

Figura 6 - **Variazione cumulata tra il 2005 e il 2012 della produzione e della domanda di alcuni mercati del gas**



Fonte: elaborazione su IEA.

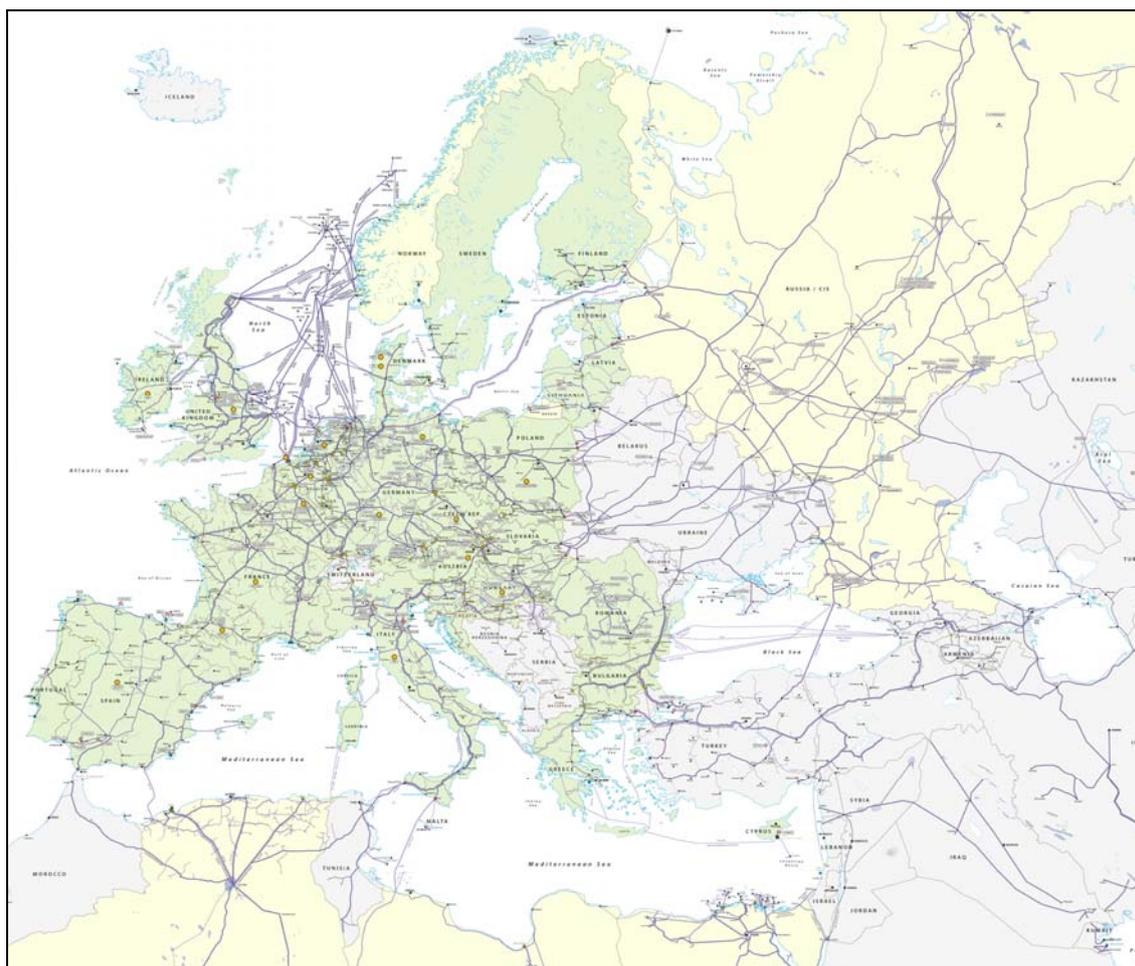
Al repentino deterioramento delle previsioni circa l'andamento del mercato potrebbe tuttavia corrispondere un'analoga rivalutazione delle aspettative in caso di consolidamento della ripresa economica o di significativi cambiamenti nelle dinamiche del mercato elettrico europeo. Le previsioni attuali sono tuttavia significative in quanto potrebbero spingere gli operatori a **posticipare o sospendere le scelte d'investimento in nuove infrastrutture**, con effetti negativi nel medio e lungo periodo.

La ripresa della domanda, insieme alla riduzione dei prezzi e all'aumento della sicurezza complessiva, dipenderanno anche dalla prosecuzione del processo d'integrazione dei mercati energetici europei. La progressiva unificazione del mercato del gas naturale e di quello dell'elettricità a livello continentale ha già indotto una parziale convergenza dei prezzi. Il suo completamento rappresenterebbe un ulteriore stimolo alla concorrenza e dunque alla contrazione dei prezzi.

Dal punto di vista infrastrutturale, l'interconnessione tra le reti del gas prosegue, innanzitutto con l'applicazione del Regolamento 994/2010, che prevedeva la realizzazione di una capacità minima di **controflusso** da realizzare entro il 3 dicembre 2013 per tutte le interconnessioni all'interno dell'UE, nonché il potenziamento di ciascuna rete nazionale per

garantire il soddisfacimento della domanda anche in caso di guasto al gasdotto principale, da garantirsi entro il 3 dicembre 2014 (v. *Focus 11/2012*)<sup>2</sup>. In entrambi i casi, il **sistema infrastrutturale nazionale appare pienamente adeguato**<sup>3</sup>. A livello europeo, lo sviluppo delle interconnessioni sta interessando in particolare i paesi dell'Europa Orientale, che rappresentano uno snodo cruciale sia per le potenzialità di sviluppo della domanda, sia per il loro posizionamento geografico lungo la principale direttrice di approvvigionamento dell'UE (v. *Figura 7*).

Figura 7 - La rete infrastrutturale europea



Fonte: ENTSOG/GIE.

Il completamento del mercato unico non si basa tuttavia solo sulla creazione di infrastrutture fisiche d'interconnessione. L'integrazione tra i diversi mercati europei è influenzata in misura determinante dal **contesto normativo** e dalle **iniziative di**

<sup>2</sup> Si tratta della condizione «N-1», prevista dall'articolo 6 del Regolamento 994/2010 che prevede che nel caso di un guasto della principale infrastruttura del gas, la capacità delle infrastrutture rimanenti sia in grado di soddisfare la domanda totale di gas dell'area calcolata durante una giornata di domanda di gas particolarmente elevata che si osserva con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni.

<sup>3</sup> Si veda il «Piano di azione preventivo ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 93/2011, in conformità con le disposizioni dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n. 994/2010», allegato al Decreto Ministeriale del 19 aprile 2013.

**coordinamento a livello di operatori privati.** Per quanto riguarda questo secondo aspetto, un'evoluzione particolarmente significativa è quella dello sviluppo delle attività connesse alla piattaforma Prisma, che consente agli operatori di prenotare capacità di trasporto sulle diverse reti, andando di fatto nella direzione di un'unificazione operativa delle reti nazionali (v. *Focus 13/2013*).

Dal 1° gennaio 2014, la piattaforma Prisma consentirà anche nuove funzioni di scambio delle capacità già acquisite (c.d. *secondary*), aumentando la fluidità del mercato e l'efficienza economica nell'utilizzo delle infrastrutture. Inoltre, con l'inizio del 2014 tre nuovi operatori entreranno nel sistema: le britanniche National Grid (Gran Bretagna) e Premier Transmission (Irlanda del Nord) e la francese TIGF (controllata da Snam Rete Gas). Con l'allargamento, il numero di operatori partecipanti sale a 22, provenienti da 8 diversi paesi.

La costruzione dei mercati unici energetici è accelerata anche dalla creazione di associazioni di operatori, che consentono lo scambio di informazioni e la definizione di pratiche condivise, oltre a rappresentare una controparte fondamentale nel processo di definizione della legislazione europea. Data la centralità dei meccanismi di mercato nella costruzione europea, un ruolo particolarmente importante è svolto da **Europex**, l'associazione degli operatori che gestiscono gli scambi di gas, elettricità e permessi di emissione. A partire dal gennaio 2014, Europex sarà presieduta da Massimo Ricci, presidente e amministratore delegato del Gestore dei Mercati Energetici, l'operatore nazionale controllato dal Ministero dell'economia e delle finanze.

Lo sviluppo del mercato unico è destinato a rendere meno pressanti i problemi di sicurezza energetica che i **paesi dell'Europa Orientale** hanno in conseguenza del basso livello di diversificazione delle proprie forniture e dell'alto livello di dipendenza dalle importazioni di gas naturale russo (v. *Focus 9-10/2012*). La volontà della Commissione europea di ridurre per via normativa il ruolo di Gazprom sui mercati dell'Europa Orientale si sta scontrando coi piani di espansione della società russa e, in particolare, con lo sviluppo del gasdotto South Stream (v. *Approfondimenti*). La portata degli investimenti previsti e il procedimento ancora pendente della DG Concorrenza contro Gazprom (v. *Focus 14/2012*) rischiano di portare nei prossimi mesi a una contrapposizione legale e politica.

La contrapposizione con Gazprom è anche alla base di uno **sviluppo infrastrutturale in corso al confine tra i paesi dell'UE e l'Ucraina**. Nel 2012 il paese ha importato dalla Russia 31 Gmc, pari a due terzi del proprio fabbisogno, coprendo il resto con la produzione interna. Allo scopo di ridurre la dipendenza dalle forniture russe, il governo ucraino ha favorito la realizzazione di capacità d'importazione.

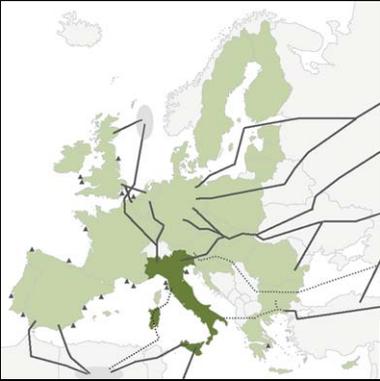
Attualmente alcune **interconnessioni minori dalla Polonia e dall'Ungheria** consentono limitate esportazioni verso l'Ucraina, nell'ordine di 2 Gmc all'anno. In base a un accordo annunciato nel mese di novembre potrebbe essere realizzata capacità di controflusso dalla Slovacchia per una capacità massima di 10 Gmc/a. Anche se l'accordo si concretizzasse, le esportazioni dalla **Slovacchia** non potrebbero in ogni caso rendere l'Ucraina indipendente dalle esportazioni russe.

Inoltre, le esportazioni dalla Slovacchia e dagli altri paesi europei sarebbero di fatto ri-esportazioni di gas proveniente dalla Russia. Anche se il passaggio attraverso la rete europea potrebbe annullare il rischio di un'interruzione intenzionale dei flussi da parte russa, resterebbe in ogni caso il nodo del costo delle forniture stesse. I **contenziosi tra Gazprom e Naftogaz** derivano dalla decisione russa di non rinnovare gli accordi sugli sconti e di praticare prezzi allineati a quelli dei clienti dell'UE, ossia proprio di quei paesi da cui dovrebbero arrivare le esportazioni verso l'Ucraina.

Di conseguenza, le società impegnate nella ri-esportazione di gas russo in Ucraina avrebbero margini molto ridotti, se non negativi. Una situazione che attualmente è sostenibile per volumi marginali grazie alle condizioni di eccesso di offerta in cui si trova il mercato europeo. Tuttavia, per volumi più consistenti e in caso di aumento della domanda interna europea, la **fattibilità finanziaria delle forniture verso l'Ucraina sarebbe compromessa** e potrebbe essere sostenibile solo in presenza di sussidi o garanzie pubbliche da parte dei governi europei, misure che non sembrano al momento ipotizzabili.

## 1.1. ITALIA

ITALIA			
Consumo di gas .....	73	Gmc	(2012)
Dipendenza da import .....	89	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi .....	35	%	(2012)
Prezzo per i clienti residenziali (UE=100) ...	127		(2013)
Prezzo per i clienti industriali (UE=100) .....	89		(2013)
Principale fornitore (quota sui consumi) .....	Russia	(32%)	(2012) <sup>4</sup>



Il mercato del gas naturale italiano è stato colpito dalla crisi economica e dagli effetti dei sussidi alle rinnovabili più duramente degli altri grandi mercati europei. La maggiore profondità della crisi italiana è apparsa con evidenza nel corso del 2013: mentre il mercato europeo è tornato a crescere, quello italiano ha continuato la propria contrazione, avviata a inizio 2011.

Nei primi undici mesi dell'anno la domanda complessiva di gas si è attestata a 59 Gmc, con una **contrazione del 7%** rispetto allo stesso periodo del 2012. Anche qualora ci fosse nel mese di dicembre un forte recupero indotto da fattori climatici, il dato annuale è destinato a non superare i 70 Gmc, tornando così ai livelli dell'inizio del decennio scorso.

La contrazione non ha tuttavia colpito in modo uniforme gli usi finali. La domanda da parte dei **clienti residenziali** è infatti aumentata del 2%, facendo segnare un dato positivo in tutti i trimestri. Più debole invece la **domanda industriale**, che a livello cumulato si è ridotta dell'1%. Considerando però i dati trimestrali, emerge che la contrazione si è concentrata nei primi tre mesi dell'anno: -5% rispetto allo stesso periodo del 2012. Nel corso dei trimestri successivi la domanda industriale ha invece lentamente ricominciato a crescere, fino a far registrare un +2% nel quarto trimestre. Inevitabilmente, il consolidamento di questa tendenza dipenderà in misura determinante dall'evoluzione della congiuntura economica.

La crisi ha invece colpito duramente il **settore termoelettrico**, ormai afflitto da una crisi strutturale di grave portata e con effetti che saranno superabili solo nel medio periodo. Nei primi undici mesi del 2013, la domanda delle centrali a gas si è ridotta del 18%, ossia di 4 Gmc, passando da 22 a 18 Gmc. Il quarto trimestre sembra tuttavia aver segnato un'interruzione della tendenza, con la domanda mensile di novembre allineata ai valori dell'anno passato. Come nel caso della domanda industriale, una netta e consolidata

<sup>4</sup> Si riporta qui il dato relativo al 2012 anziché al 2013 (45%) perché quest'ultimo è anomalo a causa di operazioni di gestione del portafoglio forniture da parte di Eni.

inversione di tendenza è collegata al ritorno della crescita economica, che dovrebbe determinare un aumento dei consumi elettrici.

Figura 8 - Il sistema infrastrutturale italiano



Fonte: elaborazione su immagine ENTSOG/GIE.

Sul lato dell'offerta, nei primi undici mesi del 2013 la **struttura delle importazioni italiane** ha conosciuto un cambiamento significativo rispetto all'anno passato. La produzione nazionale si è contratta del 10%, mentre le importazioni da tutti i paesi tranne la Russia hanno conosciuto una riduzione significativa: -39% dall'Algeria, -30% dal Nord Europa, -13% dalla Libia, -13% dal Qatar (in arrivo al rigassificatore di Rovigo) e chiusura di fatto del rigassificatore di Panigaglia. A far registrare un segno ampiamente positivo sono invece solo le importazioni dalla Russia, cresciute del 28%.

Si tratta di un cambiamento temporaneo, dovuto alla gestione da parte di Eni dei flussi d'importazione collegati a contratti di lungo periodo. A seguito infatti delle rinegoziazioni con l'algerina **Sonatrach** e con la russa **Gazprom**, Eni ha rallentato drasticamente i flussi dall'Algeria e dal Nord Europa; questa tendenza sembra essere confermata anche per la prima parte del 2014 (v. *Focus 14/2013*). Allo stesso tempo, Eni ha iniziato a recuperare volumi di gas russo, sfruttando l'elevata capacità del punto d'ingresso del Tarvisio.

Nel corso del secondo semestre, la ridefinizione delle condizioni economiche delle forniture a Eni ha interessato anche la norvegese **Statoil**. In particolare, le due società hanno avviato un arbitrato relativo agli accordi siglati dalle due compagnie nel 1997 e contenenti formule d'indicizzazione che negli ultimi anni hanno reso eccessivamente onerose le forniture. Sebbene non ci siano conferme ufficiali, la compensazione richiesta da Eni dovrebbe essere pari a 10 miliardi di dollari, rendendo la disputa una delle più grandi della storia.

La riduzione dei flussi provenienti dalla **Libia** non dipende invece da questioni contrattuali, ma è una conseguenza dell'instabilità politica nel paese. La capacità d'importazione del sistema nazionale consente in ogni caso di soddisfare la domanda anche in caso di blocco prolungato delle attività di esportazione di Tripoli. Più problematici sono invece gli effetti su Eni in quanto compagnia, data la forte esposizione industriale e finanziaria nel paese nordafricano.

Nonostante i repentini cambiamenti nella struttura delle importazioni italiane registrata nel 2013, la composizione dell'**offerta nel medio e lungo periodo** è destinata a tornare simile a quella degli anni passati. I contratti di lungo periodo e le inerzie causate dalla dotazione infrastrutturale saranno determinanti in tal senso.

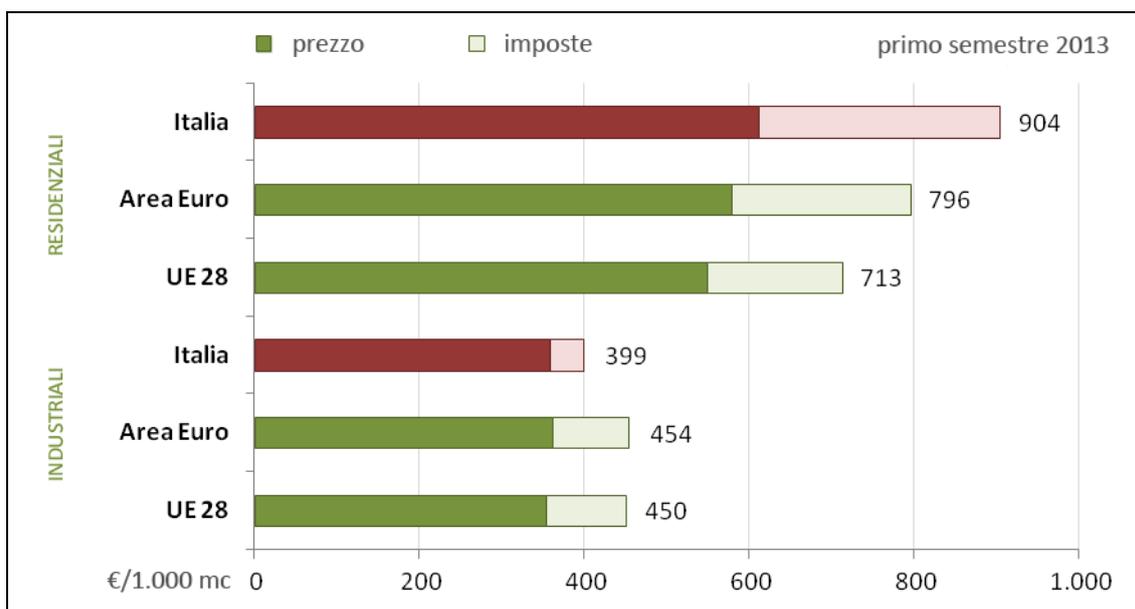
Per quanto concerne la produzione interna, le riserve convenzionali già note consentiranno anche nei prossimi anni un apporto limitato ma costante all'offerta, al netto delle normali oscillazioni dovute all'andamento del mercato. Accanto alle riserve convenzionali esistono inoltre anche alcune attività legate allo sfruttamento del gas non convenzionale.

In particolare, l'area immediatamente a nord di Grosseto è interessata da attività di ricerca di idrocarburi, soprattutto gas. La concessione è ubicata nelle località di Fiume Bruna e Casoni e l'autorizzazione per le attività è stata concessa a **Independent Energy Solution**. Il tipo di gas ricercato è quello associato al carbone, mentre non si ha notizia di sostanziali riserve di gas da argille (il c.d. *shale gas*), né nell'area della concessione né in altre aree del paese. Nel complesso, anche le risorse di gas da carbone sarebbero significative dal punto

di vista economico, ma assolutamente marginali dal punto di vista della sicurezza energetica nazionale.

Per quanto concerne i prezzi finali, la profonda crisi del mercato ha indotto un eccesso di offerta, diminuendo i prezzi all'ingrosso e di riflesso quelli alle famiglie e alle imprese. Nonostante questa tendenza, il **prezzo di vendita ai clienti residenziali resta il più alto tra quelli dei grandi mercati europei**, soprattutto a causa di un alto livello di tassazione (v. *Focus 12/2012*). Viceversa, i prezzi di vendita ai clienti industriali si confermano tra i più competitivi d'Europa, soprattutto rispetto alla Germania (v. *Figura 9*).

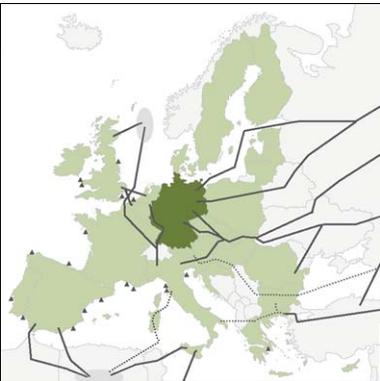
Figura 9 - Prezzi del gas naturale in Italia, per tipo di clienti



Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

## 1.2. GERMANIA

GERMANIA			
Consumo di gas .....	84	Gmc	(2012)
Dipendenza da import .....	89	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi .....	22	%	(2012)
Prezzo per i clienti residenziali (UE=100) ...	100		(2013)
Prezzo per i clienti industriali (UE=100) .....	115		(2013)
Principale fornitore (quota sui consumi) .....	Russia	(35%)	(2013)



I consumi energetici tedeschi hanno fatto registrare un aumento del 3,6% nel corso dei primi mesi del 2013, favoriti dalla congiuntura economica relativamente positiva. Nello stesso periodo, i consumi di gas hanno fatto registrare un **aumento dell'11,5%** rispetto ai primi nove mesi del 2012, consolidando il primato del mercato tedesco a livello europeo<sup>5</sup>.

Le prospettive del mercato tedesco saranno influenzate dall'attività del nuovo governo tedesco. Le elezioni di settembre hanno portato a una situazione di stallo e alla formazione di una **grande coalizione** tra CDU/CSU e SPD. I due partiti hanno firmato un accordo sul programma da seguire, contenente indicazioni dettagliate anche in termini di politica energetica.

In particolare, è stata annunciata una riforma della normativa sulle rinnovabili (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) entro l'inizio del secondo trimestre 2014 e, più in generale, una revisione della struttura della politica energetica tedesca, pur in continuità con le linee di fondo degli ultimi anni. Per quanto concerne le emissioni di anidride carbonica, l'accordo prevede la riduzione entro il 2020 dei livelli di emissione del 40% rispetto al 1990 (obiettivo per metà già raggiunto nel 2012) e prevede una pressione sulle istituzioni europee per imporre a tutti i governi europei il medesimo obiettivo entro il 2030.

L'accordo tra i partiti di governo tedeschi prevede inoltre il mantenimento degli obiettivi di **espansione della quota delle rinnovabili** nel paniere elettrico (35% al 2020 e 50% al 2030), con l'introduzione di obiettivi intermedi al 2025 (40-45%). Secondo gli accordi, per il perseguimento di questi obiettivi si accompagnerà una riduzione degli incentivi all'eolico e il mantenimento delle misure vigenti per le altre rinnovabili. Saranno inoltre escluse revisioni retroattive dei sussidi già accordati, mentre per i nuovi impianti è prevista

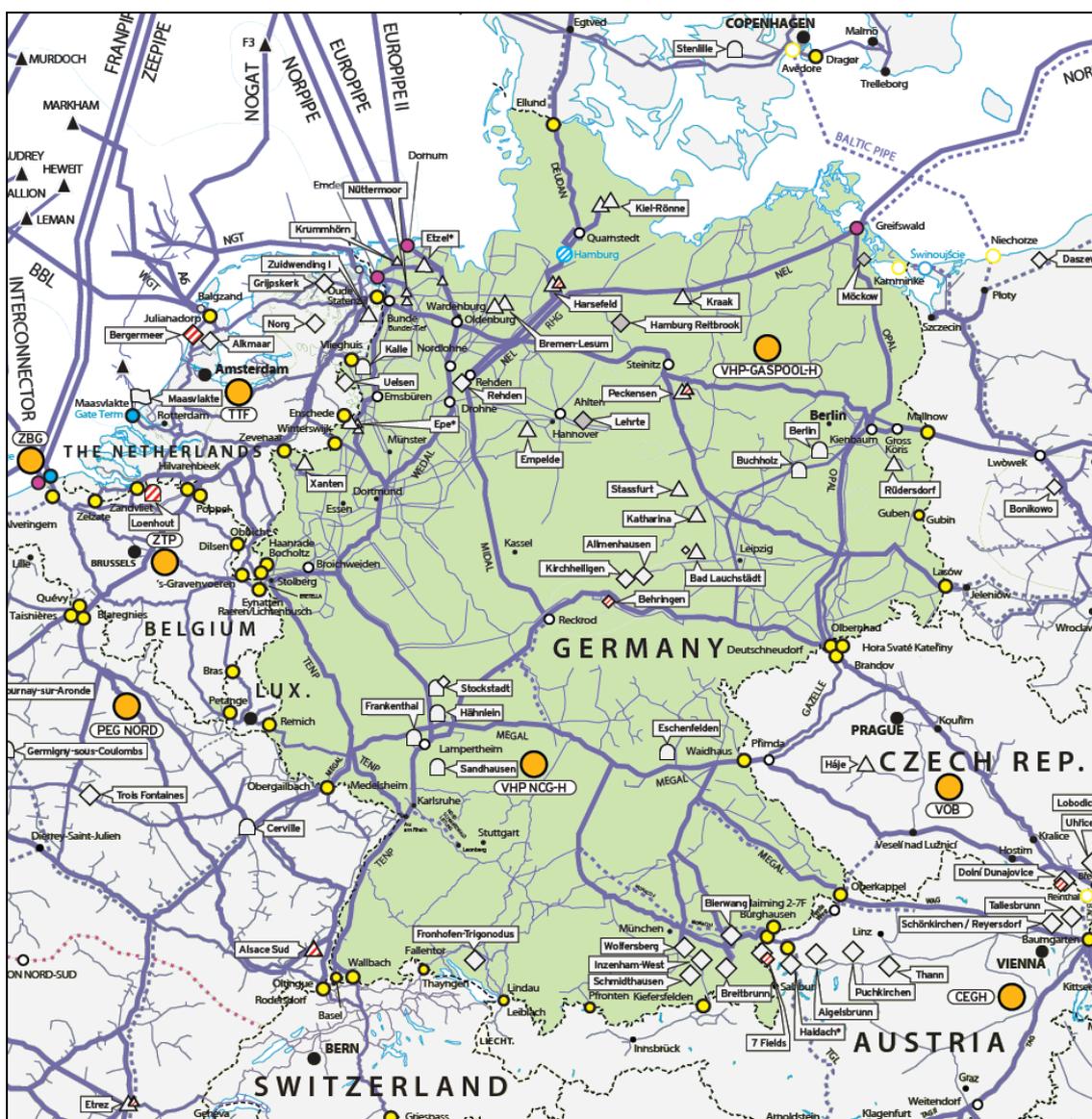
---

<sup>5</sup> Come già segnalato, i dati relativi ai consumi tedeschi sono lacunosi e presentano una notevole discrepanza tra le diverse fonti, anche ufficiali. Nel testo sono riportati i dati elaborati dall'Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. I dati relativi allo stesso periodo dal Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle fanno invece registrare una sostanziale stagnazione dell'offerta di gas sul mercato tedesco.

l'introduzione di maggiori dinamiche concorrenziali, anche per garantire una riduzione dei costi dei sussidi (attualmente, 20 miliardi di euro all'anno).

Per quanto riguarda la ripartizione dei costi, l'accordo prevede una riduzione dell'attuale esenzione dagli oneri di sistema legati agli incentivi alle rinnovabili per i grandi **consumatori industriali di elettricità**. La misura, di cui non è stata specificata la portata, ha come scopo soprattutto quello di evitare l'intervento della Commissione europea per aiuti di stato in contrasto coi trattati vigenti, auspicata recentemente anche dall'amministratore delegato di Enel, Fulvio Conti, durante l'audizione presso la 10<sup>a</sup> Commissione del Senato.

Figura 10 - Il sistema infrastrutturale tedesco



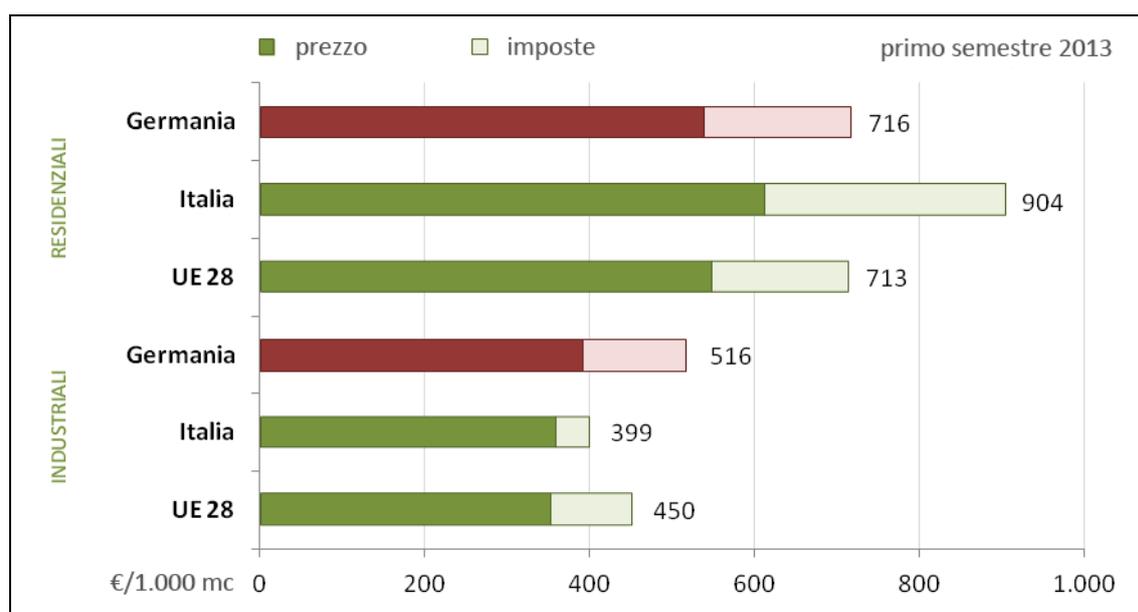
Fonte: elaborazione su immagine ENTSG/GIE.

L'accordo tra i partiti prevede anche un incremento delle misure di **efficienza energetica**, per favorire il raggiungimento degli obiettivi di politica energetica di lungo periodo (Energiewende) senza compromettere la competitività dell'economia tedesca. In particolare, l'aumento dell'efficienza dovrebbe riguardare sia i consumi finali, sia le attività di generazione elettrica, in particolare da carbone.

I combustibili fossili solidi (carbone e lignite) rappresentano circa il 50% della generazione elettrica tedesca e grazie ai costi contenuti delle importazioni rappresentano un elemento chiave della competitività dei mercati energetici tedeschi. Nel paese tra l'altro dovrebbero entrare in funzione entro il secondo semestre 2014 quattro nuove centrali a carbone, per un totale di 4 GW.

La centralità del carbone nel paniere elettrico tedesco sarà accentuata dall'**uscita dal nucleare entro il 2022**, ribadita nell'accordo della coalizione. La decisione dovrebbe peraltro favorire anche gli operatori con centrali alimentate a gas naturale, anche se le principali compagnie (RWE ed E.ON) saranno finanziariamente appesantite dai costi di smantellamento delle centrali, previsti a loro carico.

Figura 11 - **Prezzi del gas naturale in Germania, per tipo di clienti**



Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

Per quanto concerne la produzione interna di idrocarburi, l'accordo di governo ha confermato la moratoria vigente sulle attività di estrazione di gas non convenzionale. In conseguenza della progressiva riduzione delle limitate riserve convenzionali tedesche, la decisione avrà l'effetto di rafforzare ancora di più la dipendenza tedesca dai propri fornitori internazionali di gas, in particolare la Russia.

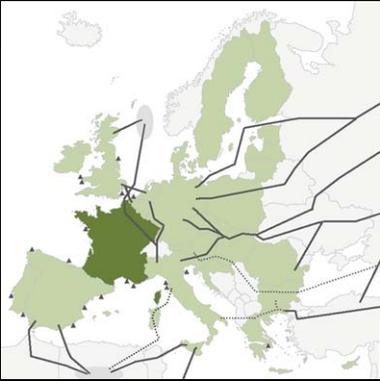
L'intesa con il governo russo appare sempre più forte (v. *Focus 14/2013*). Dopo la realizzazione del gasdotto Nord Stream, **Gazprom** ha rafforzato la propria presenza attraverso l'acquisizione di nuove attività dal **gruppo Basf**, tra cui il 50% di Wintershall

Noordzee (Winz) e Wintershall Services, due compagnie attive nelle attività di prospezione e produzione nel Mare del Nord. In cambio, il gruppo Basf avrà accesso a quote di minoranza in alcune attività di prospezione e produzione in Siberia Occidentale. Il rafforzamento dell'interdipendenza tra la Germania e la Russia potrebbe rappresentare un freno alle attività della Commissione europea miranti al rafforzamento del mercato unico europeo.

Per quanto concerne infine l'andamento dei **prezzi per i consumatori finali tedeschi**, nel corso del 2013 si è registrato un modesto incremento, compreso tra l'1 e il 2%, sia per i clienti residenziali sia per quelli industriali. Si conferma così una struttura dell'offerta in linea con la media europea. Nel confronto con il nostro paese, i prezzi per i clienti residenziali appaiono nettamente più bassi in Germania, mentre quelli per i clienti industriali risultano più bassi in Italia (v. *Figura 11*).

### 1.3. FRANCIA

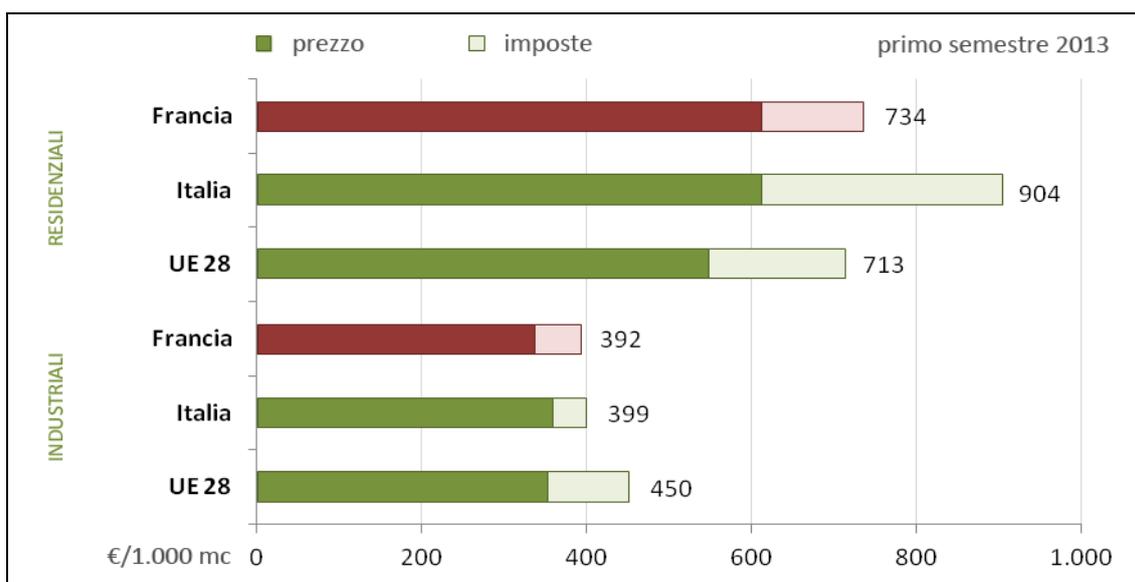
FRANCIA			
Consumo di gas .....	46	Gmc	(2012)
Dipendenza da import .....	100	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi .....	16	%	(2012)
Prezzo per i clienti residenziali (UE=100)	103		(2013)
Prezzo per i clienti industriali (UE=100) ....	87		(2013)
Principale fornitore (quota sui consumi) .....	Norvegia	(42%)	(2013)



I consumi energetici francesi sono cresciuti dell'1% nel corso dei primi dieci mesi del 2013. Nello stesso periodo di tempo, i consumi di gas sono aumentati del 2%, arrivando a 35 Gmc e facendo registrare una congiuntura nettamente positiva per il mercato francese, già cresciuto del 4% l'anno scorso.

Lo sviluppo del mercato francese registra tuttavia un elemento di criticità dovuto alle eterogeneità di prezzo tra le diverse regioni francesi. A differenza dell'Italia, infatti, la Francia non ha un gestore unico di rete, ma è divisa in due. La **regione nord** è gestita da GRTgaz, filiale di GDF Suez, ed è altamente interconnessa con l'Europa centrale e settentrionale. La **regione sud-ovest** è invece gestita da TGIF, controllata dalla Snam Rete Gas, ed è scarsamente interconnessa con l'estero: in questa regione, le importazioni sono essenzialmente garantite attraverso la rete nord, mentre le interconnessioni con la Spagna sono molto limitate (v. *Focus 14/2013*).

Figura 12 - **Prezzi del gas naturale in Francia, per tipo di clienti**

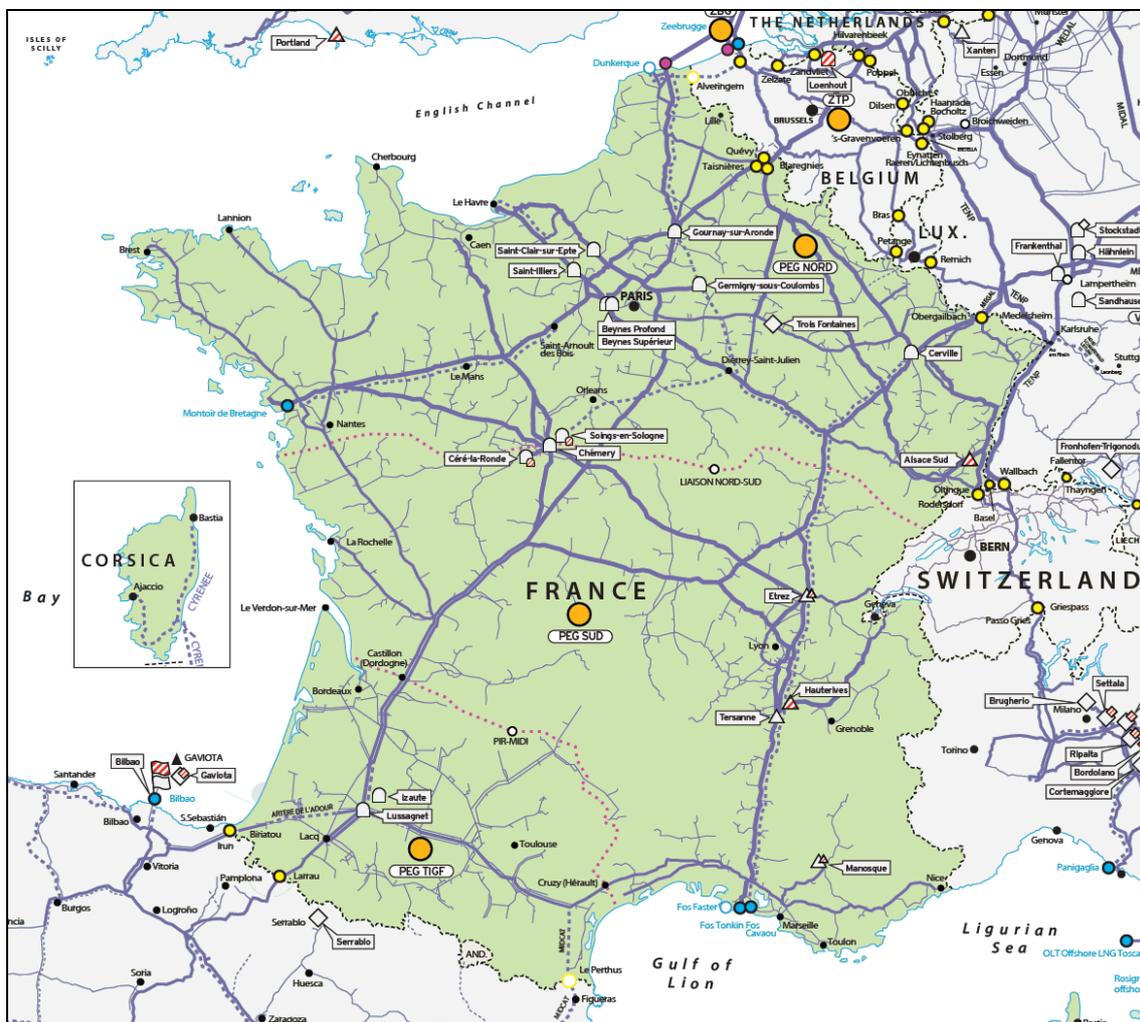


Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

La minore disponibilità di approvvigionamento è alla base di un forte differenziale di prezzo tra le due aree del paese, che stanno creando problemi in particolare ai clienti industriali localizzati nel sud-ovest. Esistono inoltre potenziali criticità di approvvigionamento per la regione in caso di freddo intenso durante il primo trimestre 2014.

Per quanto concerne l'andamento dei **prezzi per i consumatori finali francesi**, nel corso del 2013 si è registrato un modesto incremento per i clienti residenziali (2%) e una sostanziale stabilità per i clienti industriali (-0,6%). Si confermano dunque prezzi in linea con la media europea per i clienti residenziali e significativamente più bassi per i clienti industriali (v. Figura 12).

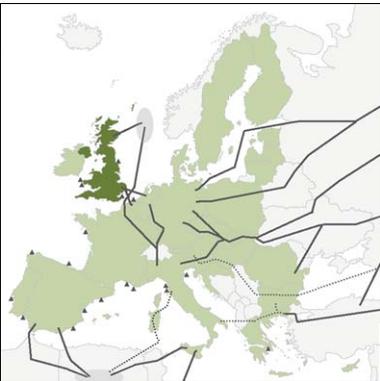
Figura 13 - Il sistema infrastrutturale francese



Fonte: elaborazione su immagine ENTSG/GIE.

#### 1.4. REGNO UNITO

REGNO UNITO			
Consumo di gas .....	79	Gmc	(2012)
Dipendenza da import .....	46	%	(2013)
Gas sul totale dei consumi .....	35	%	(2012)
Prezzo per i clienti residenziali (UE=100)	81		(2013)
Prezzo per i clienti industriali (UE=100) ....	90		(2013)
Principale fornitore (quota sui consumi) .....	interno	(54%)	(2013)



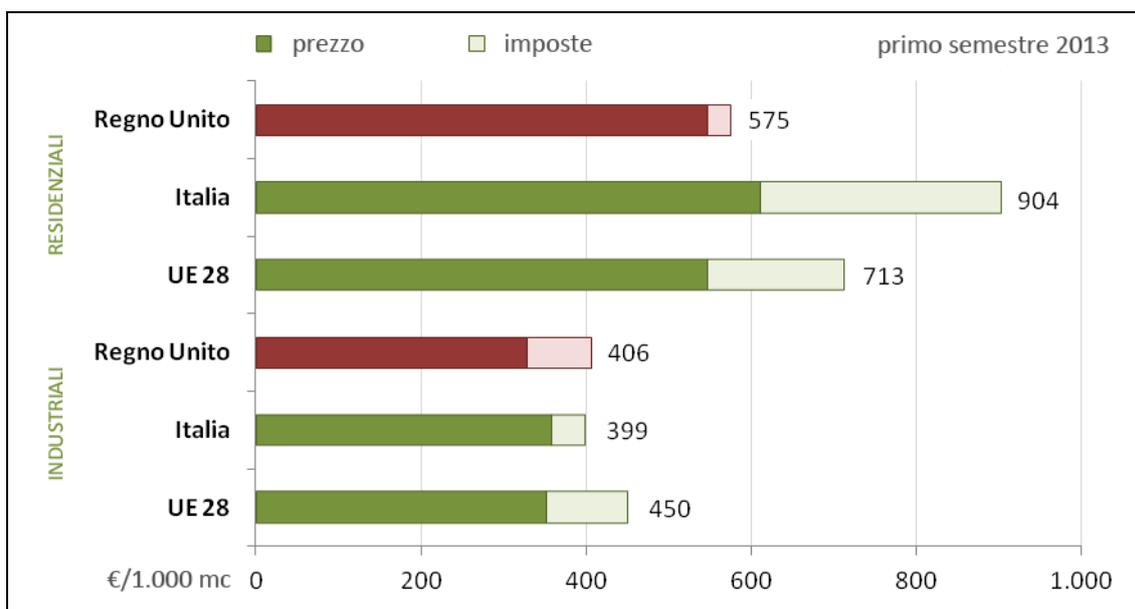
I consumi energetici britannici nel corso dei primi nove mesi del 2013 hanno fatto registrare una sostanziale stagnazione rispetto allo stesso periodo del 2012. In questo contesto, la domanda di gas naturale è tuttavia cresciuta del 3%, con consumi complessivi pari a 57 Gmc. Si tratta di un dato molto rilevante, in quanto interrompe un declino dei consumi iniziato nel 2011 e che ha visto svanire oltre il 20% della domanda britannica.

Il calo dei consumi e il declino complessivamente contenuto della produzione del Mare del Nord hanno reso **meno pressante la necessità di sviluppi infrastrutturali**. In particolare, data anche l'ampia capacità di rigassificazione, si è resa meno pressante la necessità di sviluppare nuova capacità di stoccaggio. Di conseguenza, Centrica ha abbandonato nel corso dell'ultimo trimestre due diversi progetti, dopo che il governo ha ribadito l'intenzione di non sostenerli economicamente.

Diversi invece gli sviluppi nel settore nucleare. Mentre la Germania conferma l'uscita dal nucleare, il governo britannico ha raggiunto un primo accordo preliminare per la realizzazione di **un nuovo reattore a Hinkley Point**, in Somerset. Il reattore dovrebbe essere operativo nel prossimo decennio, con una capacità di 3.200 MW, pari a un settimo del fabbisogno britannico. A costruire l'impianto saranno la francese Edf (che già opera nella centrale) e la China General Nuclear Power Group (con una quota di minoranza). L'accordo raggiunto riguarda la garanzia di prezzo offerta dal governo agli operatori, senza la quale i rischi dell'investimento non potrebbero essere affrontati. La decisione finale d'investimento non è tuttavia ancora stata presa e l'accordo deve essere perfezionato prima che i lavori di costruzione possano iniziare.

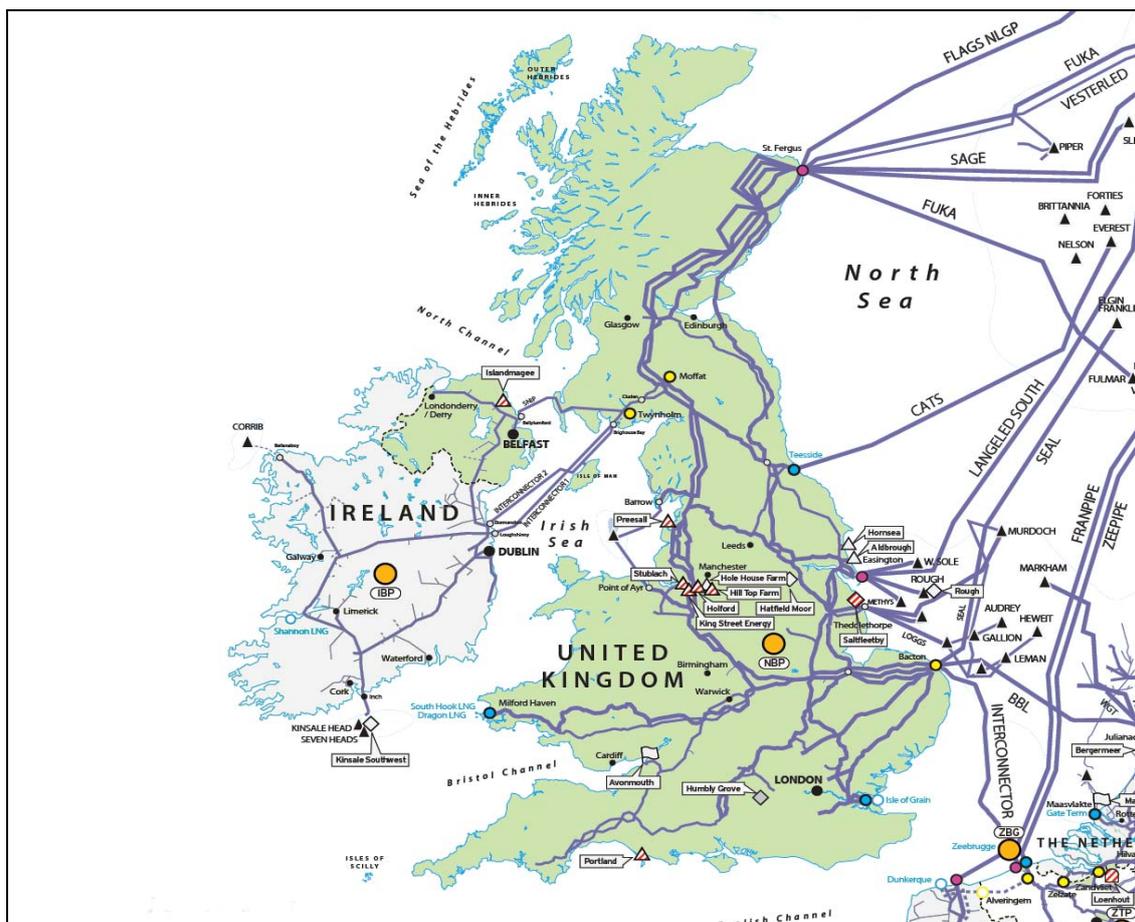
Per quanto riguarda invece i **prezzi del gas naturale per i clienti finali**, si confermano le tendenze di fondo che caratterizzano il mercato britannico: prezzi notevolmente più bassi della media europea e ridotta diversità tra i prezzi per i clienti industriali e quelli per i clienti residenziali (v. Figura 14). Per questi ultimi il differenziale rispetto ai prezzi italiani è notevole: 36% in meno per i consumatori britannici, essenzialmente riconducibile a una pressione fiscale 10 volte inferiore.

Figura 14 - Prezzi del gas naturale nel Regno Unito, per tipo di clienti



Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

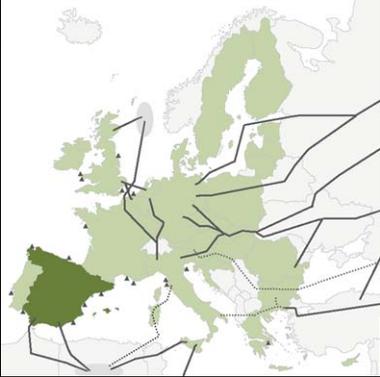
Figura 15 - Il sistema infrastrutturale britannico



Fonte: elaborazione su immagine ENTSOE/GIE.

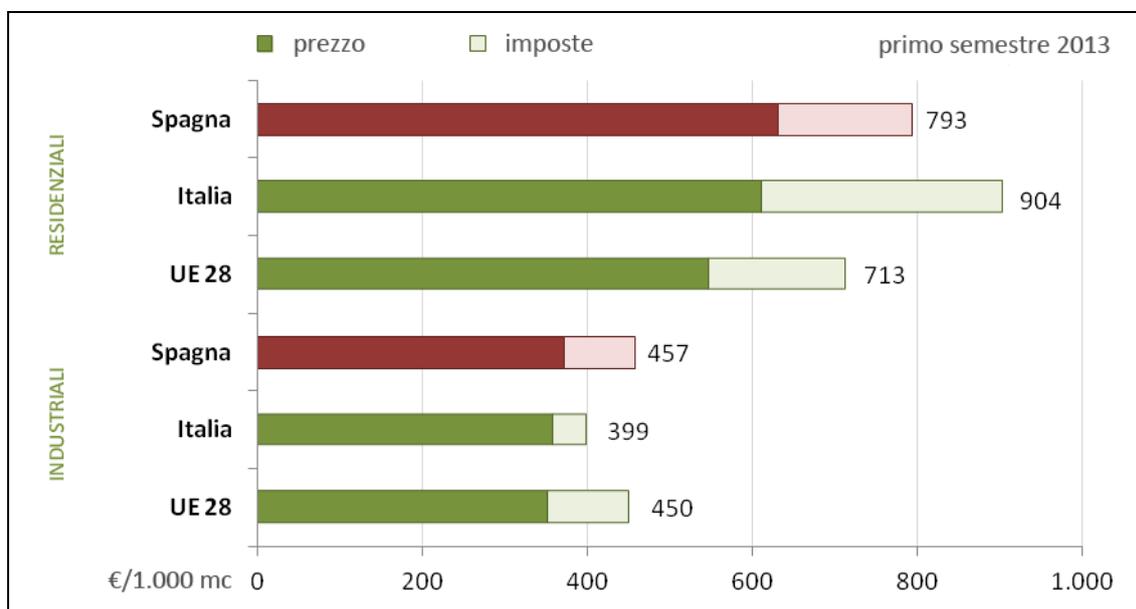
## 1.5. SPAGNA

SPAGNA			
Consumo di gas .....	34	Gmc	(2012)
Dipendenza da import .....	100	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi .....	20	%	(2012)
Prezzo per i clienti residenziali (UE=100) ...	111		(2013)
Prezzo per i clienti industriali (UE=100) .....	101		(2013)
Principale fornitore (quota sui consumi) .....	Algeria	(42%)	(2012)



I consumi di gas naturale sul mercato spagnolo nel corso dei primi nove mesi del 2013 hanno fatto registrare un'ulteriore contrazione, diminuendo del 9% rispetto allo stesso periodo del 2012. A causare l'ulteriore contrazione è sempre il settore termoelettrico, che nel solo 2013 ha ridotto la domanda del 40%. Per il mercato spagnolo si tratta del **quinto anno consecutivo di riduzione della domanda**: al momento è difficile prevedere quali possano essere gli effetti strutturali sul mercato spagnolo, che sconta peraltro la mancata realizzazione di nuova capacità di esportazione verso la Francia.

Figura 16 - **Prezzi del gas naturale in Spagna, per tipo di clienti**



Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

L'eccesso di offerta determinato dalla crisi ha avuto effetti positivi sui **prezzi finali per i consumatori** residenziali spagnoli, che hanno visto una riduzione dei prezzi del 15%. Per questo segmento i prezzi restano tuttavia molto sopra la media europea, analogamente a quanto accade in Italia. I prezzi per i clienti industriali sono invece praticamente allineati alla media europea (v. Figura 16).

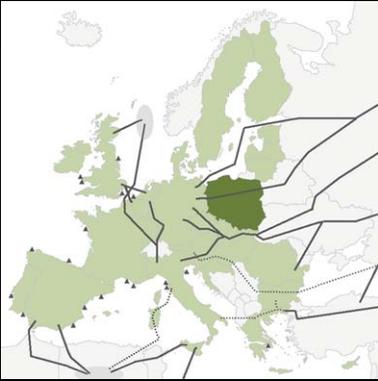
Figura 17 – Il sistema infrastrutturale spagnolo



Fonte: elaborazione su immagine ENTSG/GIE.

## 1.6. POLONIA

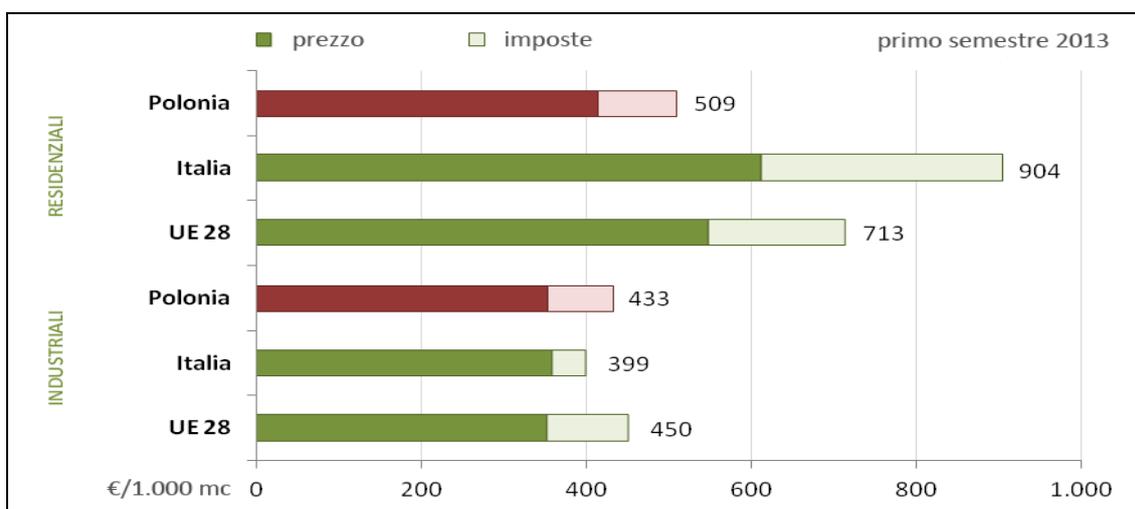
POLONIA			
Consumo di gas .....	16	Gmc	(2012)
Dipendenza da import .....	72	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi .....	15	%	(2012)
Prezzo per i clienti residenziali (UE=100).....	71		(2013)
Prezzo per i clienti industriali (UE=100) ....	96		(2013)
Principale fornitore (quota sui consumi) .....	Russia	(65%)	(2011)



Il mercato polacco ha continuato la propria crescita nel corso dei primi otto mesi del 2013, confermando le tendenze positive registrate nei primi mesi dell'anno (+4% rispetto allo stesso periodo dell'anno passato). L'espansione dell'economia polacca ha indotto un'espansione della domanda ininterrotta dall'inizio del 2009 e concentrata nei settori residenziale e industriali, data la bassa dotazione di capacità di generazione termoelettrica alimentata a gas (v. *Focus 14/2013*).

Il fulcro della capacità di generazione del paese sono le centrali a carbone (90%), che date le basse quotazioni del carbone rappresentano un forte vantaggio competitivo per l'economia polacca. Le strategie energetiche del governo recentemente annunciate vanno nella direzione d'investire ulteriormente sui combustibili fossili, nonché sulla produzione di gas da giacimenti non convenzionali. Questa posizione potrebbe portare a un contrasto sempre più marcato con il governo tedesco, soprattutto qualora si dovesse procedere alla definizione di obiettivi ambientali più stringenti.

Figura 18 - **Prezzi del gas naturale in Polonia, per tipo di clienti**



Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

Per quanto concerne i **prezzi del gas per i consumatori finali**, il mercato polacco fa registrare valori costantemente inferiori alla media europea (v. Figura 18). Il primo semestre del 2013 ha visto un'ulteriore contrazione dei prezzi, pari al 3% per i clienti industriali e al 18% per i clienti residenziali. Questi ultimi arrivano così a pagare il gas naturale il 43% in meno dei clienti italiani.

Figura 19 - Il sistema infrastrutturale polacco



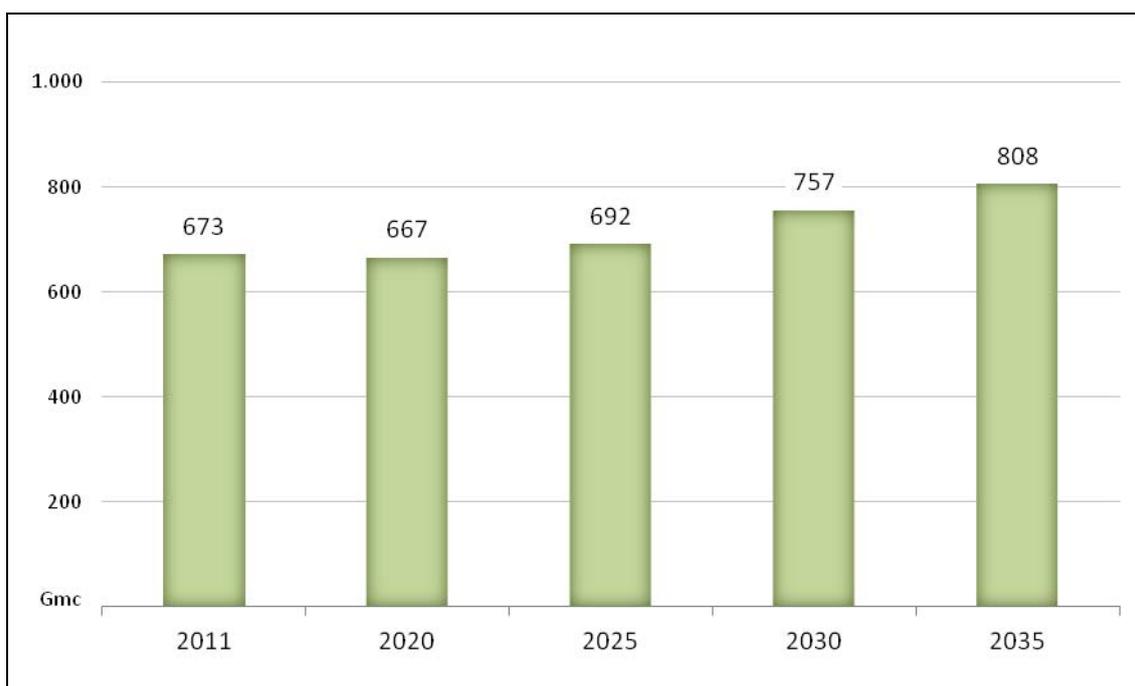
Fonte: elaborazione su immagine ENTSOG/GIE.

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

### 2.1. RUSSIA E VICINI ORIENTALI

L'International Energy Agency (IEA) ha rivisto al ribasso le stime sulla crescita della produzione russa di gas al 2035, in ragione del rallentamento della domanda interna e della contrazione di quella proveniente dai mercati europei. Nonostante ciò, la produzione è prevista aumentare nel prossimo ventennio di 135 Gmc, superando gli 800 Gmc/a. Il grosso di tale incremento si verificherà tuttavia, secondo l'IEA, solo dopo il 2020. Sino ad allora, dunque, il volume delle esportazioni russe crescerà solo marginalmente, nonostante gli ambiziosi piani infrastrutturali lanciati anzitutto sui mercati europei – dal South Stream all'ampliamento del Nord Stream. D'altra parte, nonostante la preventivata crescita nel medio e lungo periodo della domanda di gas europea (140 Gmc/a entro il 2035), quest'ultima potrà essere soddisfatta da un numero crescente di fornitori esterni grazie anche all'incremento degli scambi di Gnl.

Figura 20 - Le proiezioni di crescita della produzione di gas in Russia



Fonte: IEA, *World Energy Outlook 2013*.

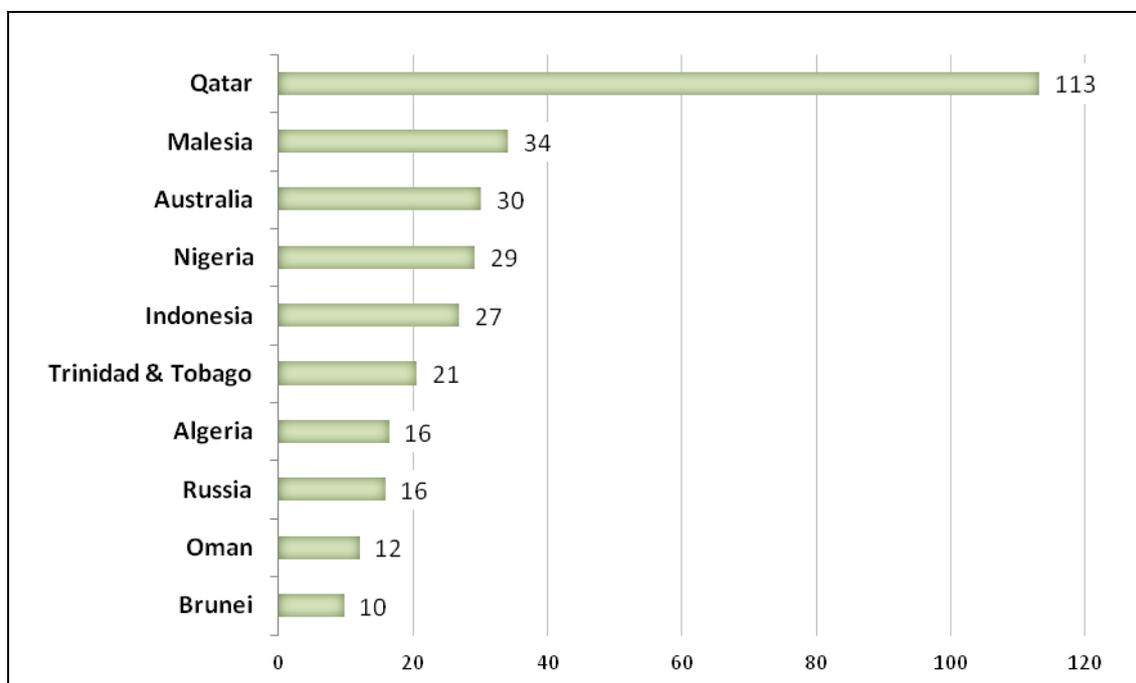
In linea con i piani di sviluppo già resi noti da Gazprom e sostenuti dalle autorità governative, **buona parte dell'aumento di produzione russa sarà diretto a soddisfare la crescente domanda di gas proveniente dai mercati asiatici.** Tale vettore di politica energetica risulta tuttavia ancora di difficile attuazione, in ragione di considerazioni di natura tanto politica quanto tecnica ed economica. Mentre il negoziato russo-cinese procede dal 2006 tra alti e bassi, i piani di sfruttamento dei giacimenti della Siberia orientale procedono ancora a rilento, con la sola e pur rilevante eccezione del giacimento di Sakhalin. In questo contesto, una tappa importante del negoziato tra Gazprom e China National

Petroleum Corporation (CNPC) è stata raggiunta a inizio settembre grazie alla sottoscrizione – alla presenza del presidente russo Vladimir Putin e dell’omologo cinese Xi Jinping – di un accordo quadro per la definizione del contratto di commercializzazione di gas. Benché non siano stati resi noti i dettagli dell’intesa, essa affronterebbe le questioni dei volumi, dei pagamenti, della tempistica per l’avvio delle esportazioni e delle clausole *take or pay* da inserire nell’accordo finale. L’accordo potrebbe dunque essere siglato già entro la fine del 2013. Al di là dei volumi previsti dall’accordo – che potrebbero riguardare i circa 40 Gmc/a che Gazprom si riproponeva di commercializzare a est – un elemento di significativa novità sembra derivare dalla formula di determinazione del prezzo. Secondo quanto reso noto dalla stessa compagnia russa, pur tenendo ferma l’indicizzazione ai prezzi del petrolio l’accordo sino-russo potrebbe includere una parte *spot* in grado di riflettere i prezzi del più flessibile mercato del Gnl. La parziale indicizzazione al mercato *spot* rappresenta uno sviluppo significativo, nella misura in cui la contrazione delle esportazioni russe e della quota di mercato detenuta da Gazprom sui mercati europei – nel 2012 sorpassata dalla Norvegia – è stata conseguenza, oltre che del calo della domanda di gas a seguito della crisi economica, anche della indisponibilità di Gazprom a rinunciare all’indicizzazione dei prezzi al mercato petrolifero.

Il tentativo dell’industria energetica russa di adeguarsi alle nuove tendenze del settore del gas – e, al contempo, di cogliere appieno le possibilità di espansione sui mercati asiatici – è emersa anche dalla **decisione di terminare il monopolio legalmente riconosciuto a Gazprom nel 2006 sulle esportazioni di gas**. La decisione, approvata dal Parlamento e ratificata dalla presidenza, permette infatti ad altri soggetti – essenzialmente Novatek e Rosneft – di esportare gas in forma liquefatta, introducendo un’inedita seppur limitata concorrenza interna, proprio mentre Gazprom ha raddoppiato (fino a 13,5 miliardi di dollari) gli investimenti finalizzati alla costruzione di un impianto Gnl nell’area di Vladivostok previsto entrare in funzione entro il 2018. Secondo le stime governative, la decisione di permettere a Novatek e Rosneft di esportare Gnl potrebbe consentire il raddoppio dei volumi attualmente commercializzati all’estero e il parallelo aumento della quota sul commercio internazionale di Gnl, oggi ancora limitata al 4,5%, già a partire dal 2020. Nel 2012 Gazprom ha esportato 14,8 Gmc di Gnl – contro i 185,9 Gmc attraverso gasdotto – verso Giappone (11,3 Gmc), Corea del Sud (3 Gmc) e Cina (0,5 Gmc). La decisione risulta fondamentale anche nella prospettiva di attirare nuovi investimenti esteri nel settore dell’esplorazione e produzione di gas, tanto più necessari – come di recente rimarcato dalla sede russa di Wood Mackenzie – in ragione dei più elevati costi richiesti dai piani di sviluppo del potenziale estrattivo dell’area dell’Artico e *off-shore*. D’altra parte, entrambe le compagnie beneficiarie del provvedimento legislativo hanno lanciato importanti partnership con compagnie internazionali. Mentre Rosneft ha sottoscritto un accordo del valore di 5 miliardi di dollari con Exxon per lo sviluppo dell’area di Sakhalin, Novatek lavora con Total per lo sviluppo dei pieni estrattivi nella penisola di Yamal. Inoltre, nel corso della visita condotta da Xi Jinping in Russia a settembre, Novatek ha ceduto alla CNPC una quota del 20% – analoga a quella detenuta da Total – della partecipazione al progetto GNL di Yamal. A fine ottobre, inoltre, le compagnie hanno

sottoscritto un accordo quindicennale per la fornitura di un volume minimo di 3 Mt/a di Gnl (circa 4,4 Gmc/a).

Figura 21 - I primi dieci esportatori mondiali di Gnl



Fonte: BP, *Statistical Review of World Energy 2013*.

A dimostrazione di un corso di politica interna ed estera – prima ancora che energetica – che resta pericolosamente in bilico tra Mosca e Bruxelles, **il processo di sottoscrizione di un Accordo di Associazione tra Ucraina e Unione Europea ha riportato a galla tutte le contraddizioni di un processo di transizione post-sovietico che per Kiev è tutt'altro che concluso**. Le pressioni esercitate dalla Federazione russa con l'approssimarsi del Summit di Vilnius che avrebbe dovuto coronare un negoziato bilaterale aperto nel maggio 2012 hanno messo clamorosamente in luce il grado di dipendenza che ancora lega Ucraina e Russia e che non consente a Kiev di resistere alle pressioni di natura economica esercitate dall'influente vicino. Il gas, tradizionalmente, è elemento determinante di tale dipendenza e, di conseguenza, del tentativo ucraino di affrancarvisi. Non a caso, nei mesi che hanno preceduto Vilnius, la questione dell'indebitamento ucraino rispetto a Gazprom è tornata a essere utilizzata come strumento di pressione, nel più ampio quadro di un'offensiva economico-commerciale che è giunta sino a decretare, nella seconda metà di agosto, un sostanziale embargo – revocato nel giro di una settimana – sull'importazione di merci ucraine in Russia, che assorbe oggi il 30% delle esportazioni del paese. In questo contesto in ottobre, lamentando il mancato pagamento del gas ritirato in agosto – per un valore di poco inferiore ai 900 milioni di dollari – Gazprom preannunciava la possibilità di modificare le modalità di pagamento del gas, richiedendo pagamenti mensili anticipati che metterebbero in grave difficoltà la compagnia ucraina Naftogaz. D'altra parte falliva contemporaneamente un nuovo giro di negoziati finalizzati al taglio dei prezzi di acquisto

del gas russo, concordati nel 2009 e successivamente denunciati dalle autorità ucraine come discriminatori. Nel secondo e nel terzo trimestre dell'anno, il prezzo del gas si è infatti attestato rispettivamente attorno ai 400 e 410 dollari per migliaia di metri cubi (\$/kmc), mentre per l'ultimo trimestre è atteso aggirarsi attorno ai 416 \$/kmc – circa il 20% più alto dei prezzi praticati sui mercati europei. Il prezzo d'acquisto del gas risulta per Kiev tanto più significativo nella misura in cui l'attuale politica di sovvenzione statale sui prezzi del metano utilizzato per scopi domestici costituisce uno degli elementi chiave della crisi economica ucraina. Non è, infatti, un caso che una delle più controverse misure richieste dal Fondo Monetario Internazionale per la concessione di un prestito al paese – nel quadro di un negoziato avviatosi ormai più di un anno fa – sia rappresentato dall'incremento dei prezzi al consumo del gas del 40% circa. In una situazione socialmente già instabile e alla vigilia delle elezioni presidenziali del 2015, il governo ucraino ha sinora respinto la richiesta.

L'indefinita posticipazione dell'Accordo di Associazione con l'Ue apre ora nuovi scenari al rilancio della cooperazione russo-ucraina, tanto nel settore energetico quanto rispetto ai più ampi piani d'integrazione economica. In questo senso, la possibilità che Kiev ottenga una moratoria sui pagamenti del gas sino alla prossima primavera – per un totale di 2 miliardi di dollari – è stata avanzata nel quadro di un più ampio riavvicinamento tra le due parti che potrebbe portare alla concessione di un prestito da parte di Mosca e al progressivo avvicinamento dell'Ucraina ai meccanismi di cooperazione e integrazione economico-finanziari promossi e guidati dalla Russia – a partire dall'Unione doganale che comprende anche Bielorussia e Kazakhstan.

Nel frattempo, tuttavia, il difficile andamento delle relazioni russo-ucraine in materia energetica e la contrazione della domanda europea di gas hanno comportato un progressivo calo delle esportazioni di gas russo transitanti attraverso il territorio ucraino, con un significativo calo degli introiti derivanti dalle tasse di transito. La rete ucraina, passibile di trasportare fino a 150 Gmc/a di gas russo verso i mercati europei, ha tradizionalmente rappresentato il principale canale di esportazione per Gazprom che però, grazie all'apertura del gasdotto Nord Stream nel Baltico, ha ridotto lo scorso anno il flusso attraverso l'Ucraina del 20% circa – fino a 81 Gmc. Inoltre, secondo i dati resi pubblici dalla compagnia responsabile della rete nazionale, Naftogaz, la quantità di gas giornaliera in transito attraverso il territorio ucraino ha registrato in gennaio un livello inferiore del 44% rispetto allo stesso valore del 2008. A differenza di quanto accade nel caso dei pagamenti del gas da parte ucraina, le tasse di transito spettanti a Kiev sarebbero già state versate in anticipo da Gazprom per un valore che, secondo quanto di recente dichiarato dall'AD della compagnia russa, Alexey Miller, coprirebbero i volumi di gas in transito sino al 2015.

Mentre il governo ucraino ha aperto un nuovo canale di dialogo con Mosca in materia energetica, al contempo **procedono incessanti gli sforzi di Kiev finalizzati a incrementare la sicurezza energetica del paese. Prima strada percorsa è quella della diversificazione dei fornitori di gas** che, come sottolineato ancora una volta dal presidente Viktor Yanukovich, rappresenta «uno dei principali strumenti per proteggere l'interesse nazionale e difendere l'indipendenza energetica» ucraina. La strada della

diversificazione guarda anzitutto all'Europa. A partire dalla fine dello scorso anno, l'Ucraina ha infatti avviato importazioni di gas dalla Germania, sulla base di un contratto stipulato con RWE per la commercializzazione di 5 Gma/a di gas espandibili fino a 10 attraverso Polonia e Ungheria. Le quantità di gas a oggi importate lungo tali canali restano tuttavia ancora limitate – 1 Gmc nel 2013 passibile di giungere fino a 2 Gmc entro fine anno.

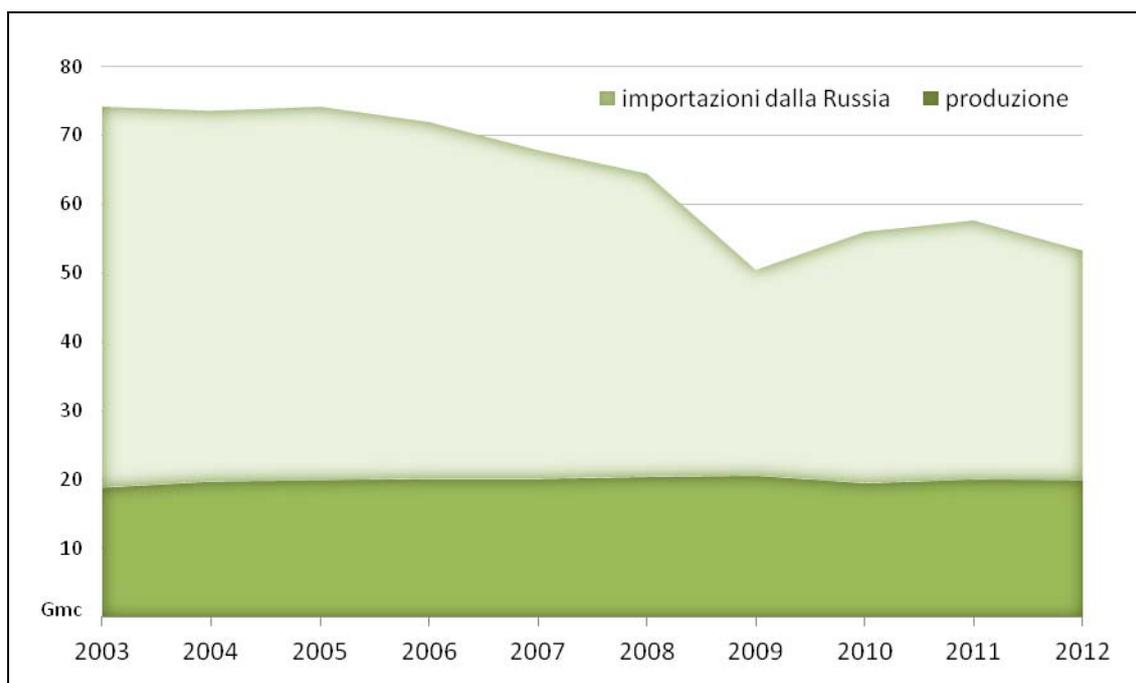
L'unico canale europeo che permetterebbe all'Ucraina un sostanziale cambiamento del peso delle direttrici di approvvigionamento sarebbe, piuttosto, quello attraverso la Slovacchia, sfruttabile invertendo l'attuale direzione di flusso. Tuttavia, nonostante si siano susseguite nel corso dell'estate dichiarazioni di una prossima conclusione di un accordo di fornitura, i negoziati appaiono in una fase di stallo. Lo stesso amministratore delegato di Naftogaz, Jevhen Bakulin, compagnia energetica nazionale, ha difatti ammesso che il negoziato non si concluderà prima della fine del 2013, con un possibile avvio delle importazioni a partire dalla primavera 2014 – a conclusione, cioè, del periodo invernale di picco della domanda interna. Altamente improbabili restano invece, allo stato attuale, le possibilità di approvvigionamento da sud-est, pur discusse a Kiev in relazione alla prossima apertura del Corridoio meridionale del gas tra il Caspio e l'UE. In questo senso, secondo quanto dichiarato dal ministro ucraino per l'Industria energetica e carbonifera, Eduard Stavitskiy, il governo starebbe valutando la possibilità di acquisire una quota del consorzio deputato alla costruzione e operazione del Trans-Anatolian Gas Pipeline (Cfr. §3.2). Da tempo inoltre si susseguono i contatti – allo stato ancora infruttuosi – con Qatar e Azerbaigian per la commercializzazione di Gnl, che potrebbe essere importato attraverso l'impianto di rigassificazione in via di costruzione sulla costa ucraina.

**Altro pilastro della strategia energetica ucraina è dato dal tentativo di pieno sfruttamento del potenziale estrattivo nazionale**, tanto in relazione ai depositi *off-shore* nel Mar Nero quanto a quelli *shale gas*. Mentre secondo le stime delle autorità di Kiev i depositi *off-shore* potrebbero contenere riserve di idrocarburi comprese tra i 4 e i 13 Tmc, le riserve di *shale gas* sono state di recente stimate dall'Energy Information Administration (EIA) a 3,6 Tmc – superiori dunque all'1,2 Tmc inizialmente stimato, ma inferiori ai 7 Tmc che sarebbero invece disponibili su territorio nazionale secondo le autorità di Kiev.

Lo sfruttamento del potenziale estrattivo non convenzionale è portato avanti in collaborazione con la Royal Dutch Shell e la statunitense Chevron e, secondo i piani governativi, potrebbe assicurare un incremento di output nell'ordine di 16 Gmc/a già entro il 2020. Con la compagnia anglo-olandese le autorità di Kiev hanno siglato un Partnership Sharing Agreement del valore di 10 miliardi di dollari per lo sfruttamento dei giacimenti di *shale gas* nell'area di Yuzivska, nella parte orientale del paese. Accordo analogo e dello stesso valore è stato inoltre siglato, in novembre, con la Chevron. Ottenuto tra settembre e ottobre un travagliato via libera all'accordo da parte dei consigli delle province coinvolte dai piani di sfruttamento – Ivano-Frankivsk e Lviv – le parti si sono accordate per lo sfruttamento dei depositi dell'area di Olesska, stimati contenere fino a 3 Tmc di gas e passibili di produrre, a pieno regime, dagli 8 ai 10 Gmc/a. I piani di sviluppo del potenziale

estrattivo *off-shore* hanno beneficiato del Production Sharing Agreement siglato dal governo, il 27 novembre, con la compagnia francese EDF e con l'ENI – che già detiene nel paese una partecipazione del 50,01% nella compagnia titolare dei diritti di esplorazione e sviluppo di nove blocchi contenenti gas non convenzionale situati nel bacino del Lviv. Secondo quanto riportato dal comunicato stampa della compagnia italiana, operatrice della relativa joint venture, l'accordo interessa un'area di circa 1.400 chilometri quadrati nelle acque al largo della Crimea orientale.

Figura 22 - I consumi ucraini, ripartiti tra produzione interna e importazioni dalla Russia



Fonte: BP, *Statistical Review of World Energy 2013*.

Secondo i piani governativi, la produzione di gas – trainata dallo sfruttamento dei depositi non convenzionali – potrebbe crescere di oltre 20 Gmc/a entro il 2020, portando la produzione nazionale fino a 40-45 Gmc/a. Parallelamente, le importazioni di gas potrebbero ridursi fino a 5 Gmc/a entro il 2030. Più caute appaiono tuttavia le stime indipendenti internazionali, a partire da quelle di BMI. In base a queste ultime, la crescita della produzione sarà notevolmente più lenta e garantirà, al 2021, soli 26,8 Gmc/a. Al contempo, tuttavia, la domanda di gas interna salirà entro il 2016 fino a 73,1 Gmc/a, superando gli 80 Gmc entro il 2020. Ciò implica che i benefici dello sfruttamento di depositi non convenzionali potrebbero non essere così rapidi come secondo le previsioni governative e che nell'arco del prossimo decennio le importazioni nette saliranno a oltre 50 Gmc/a.

## 2.2. BACINO DEL CASPIO

Lo scorso trimestre ha visto la conclusione del processo d'individuazione degli acquirenti del gas azerbaijano che, entro il 2019, sarà trasportato dal Caspio alle coste pugliesi

attraverso il Corridoio meridionale dell'UE. Dei 16 Gmc/a che la seconda fase di sfruttamento del giacimento di Shah Deniz garantirà a pieno regime, 6 Gmc/a saranno commercializzati in Turchia, snodo chiave per il sistema di esportazione dall'Azerbaijan, mentre i restanti 10 saranno instradati verso i mercati europei dal Trans-Adriatic Pipeline. (Cfr. §3.2). Nel frattempo, **la prospettiva di prossima apertura del Corridoio ha indotto l'IEA a rivedere verso l'alto le proiezioni di medio e lungo periodo relative alla produzione di gas in Azerbaijan.** Grazie allo sviluppo di quelli che sono stati etichettati come “giacimenti di prossima generazione”, l'output di gas azerbaijano potrebbe infatti aumentare dai 17 Gmc/a odierni fino a 47 Gmc/a nel 2035. Più ottimistiche sono invece le previsioni sull'aumento della produzione di gas rese note da Ramiz Rzayev, capo del Dipartimento investimenti del Ministero dell'Energia azerbaijano. Secondo Rzayev, l'Azerbaijan – che potrebbe raggiungere la soglia di 20 Gmc di produzione già nel 2015 – nel prossimo decennio vedrà un incremento di output tale da rendere disponibile, già alla metà degli anni Venti, un volume di gas destinato alle esportazioni compreso tra i 40 e i 50 Gmc/a. Secondo le stime azerbaijane, dunque, al 2030 la produzione di gas potrebbe attestarsi attorno a 50-60 Gma/a – dischiudendo al paese la possibilità di ampliare i mercati di sbocco del gas nell'Europa danubiano-balcanica.

La graduale risoluzione di nodi legati al trasporto del gas azerbaijano verso Occidente è tanto più importante in ragione dell'approssimarsi della decisione finale sugli investimenti necessari per l'avvio seconda fase di sviluppo di Shah Deniz – attesa, secondo le dichiarazioni di Al Cook, vice-presidente del Consorzio, per fine dicembre. La decisione riguarderà i lavori preliminari all'avvio della produzione, passibili d'iniziare secondo i programmi già nel luglio 2014 e che includono, tra le altre cose, la costruzione di due piattaforme *off-shore* collegate tra loro, lo scavo di 26 pozzi sottomarini e la posa di 500 chilometri di condutture a una profondità di 550 metri. Stando alle stime di BP, operatore di Shah Deniz, l'investimento totale richiesto per la seconda fase del progetto è di 40 miliardi di dollari, 20 dei quali per le infrastrutture di produzione.

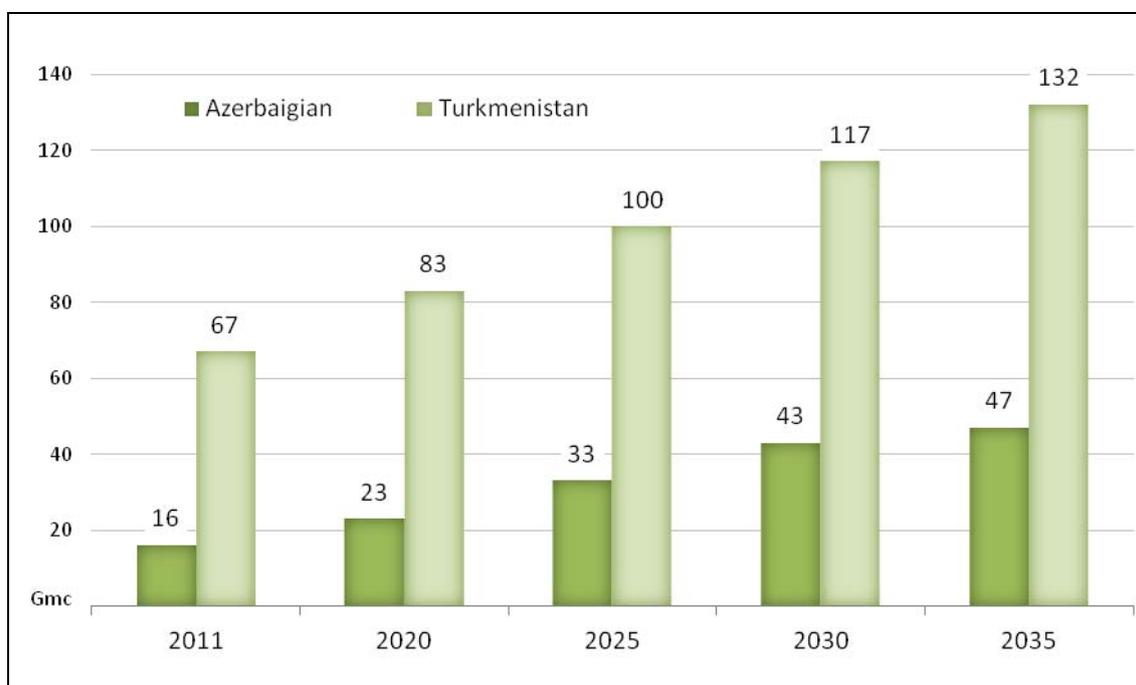
Guardando al percorso del gas azerbaijano verso i mercati europei, ancora incerti restano invece gli assetti proprietari del Trans-Anatolian Pipeline (Tanap), infrastruttura del costo stimato di 20 miliardi di dollari e deputata al trasporto del gas azerbaijano dall'Anatolia orientale sino al confine turco-greco. Nonostante la disponibilità di SOCAR a cedere una parte rilevante del proprio pacchetto azionario – oggi pari all'80% – e l'interesse già manifestato dalle principali compagnie attive nel Consorzio SD (BP, Statoil e Total), la cessione non si è infatti ancora materializzata. Secondo la stampa di settore, solo BP avrebbe raggiunto un accordo preliminare per l'acquisto di una quota del 12% del valore compreso tra gli 8 e i 10 miliardi di dollari. Nessun avanzamento si registra invece sul fronte Statoil e Total, cui SOCAR aveva offerto rispettivamente quote del 12% e 5% e che potrebbero, al contrario, rinunciare all'opzione di acquisto o rilevare una quota inferiore. In questa situazione, oltre alla possibilità che sia direttamente BP ad acquisire una partecipazione maggiore nel consorzio, la stessa Turchia – le cui principali compagnie energetiche detengono oggi il 20% delle quote – potrebbe aumentare la misura della

propria partecipazione, a dimostrazione della strategicità dell'infrastruttura per la strategia energetica di Ankara.

Su questo sfondo, le uniche notizie sul progetto giungono dunque da Rovnag Abdullayev, amministratore delegato di Socar, il quale ha dichiarato che la costruzione dell'infrastruttura potrebbe essere avviata già nel corso del 2014 e che essa avrà una capacità iniziale di 16 Gmc/a, scalabile fino a 30 Gmc/a nel caso si rendessero disponibili nuove fonti.

Sul versante orientale del Caspio, lo scorso 20 novembre si sono tenute, ad Ashgabat, la fiera internazionale dedicata al settore Oil & Gas turkmeno e la diciottesima edizione della conferenza “International Cooperation in the Oil and Gas Industry of Turkmenistan: Potential, Achievements, Priorities”, organizzate dal Ministero competente in materia energetica e dalla Camera di commercio e industriale del Turkmenistan. A dimostrazione della crescente rilevanza assunta dal paese nel quadro della cooperazione energetica regionale nel corso degli ultimi anni – e, in particolare, da quando la presidenza Berdimuhamedow ha mostrato un atteggiamento di maggior apertura agli investitori esteri – hanno presenziato agli eventi circa 100 compagnie estere facenti capo a 20 paesi, il 50% circa in più rispetto a quelle delle edizioni precedenti. D'altra parte, secondo l'IEA, il Turkmenistan sarà responsabile della gran parte dell'incremento di produzione di gas nell'area caspica, raddoppiando da qui al 2035 il volume di output – deputato a raggiungere i 130 Gmc/a.

Figura 23 - Le proiezioni relative alla produzione di Azerbaijan e Turkmenistan



Fonte: IEA, *World Energy Outlook 2013*.

Tema di prioritaria importanza nel quadro degli appuntamenti di Ashgabat è stato il possibile rilancio della cooperazione tra il Turkmenistan e l'Unione Europea. La prossima inaugurazione del primo troncone del Corridoio meridionale del gas dell'UE tra

l'Azerbaijan e l'Italia, ha infatti **riportato in cima all'agenda regionale delle autorità di Bruxelles la realizzazione di quel corridoio energetico tra Asia centrale e mercati europei** di cui l'infrastruttura da Baku intendeva essere solo la prima parte. Sin dagli anni Novanta, difatti, la volontà di apertura di un canale di esportazione di idrocarburi dal Mar Caspio ha ruotato attorno alla possibilità di sfruttare appieno il potenziale estrattivo di entrambi i versanti del bacino, facendo dell'Azerbaijan il naturale approdo delle risorse di provenienza centrasiatrica. Progetto inizialmente predisposto dall'Amministrazione Clinton, la realizzazione di un gasdotto in grado d'instradare il gas estratto in Asia centrale verso le coste azerbaigiane attraverso un'infrastruttura sottomarina, è divenuta uno dei pilastri della politica energetica europea verso l'area caucasica e centrasiatrica – come sancito dal mandato garantito dal Consiglio europeo alla Commissione nel 2011 a negoziare un accordo tripartito con Azerbaijan e Turkmenistan per la realizzazione dell'infrastruttura.

A riaffermare la volontà di Bruxelles di accelerare sulla predisposizione delle intese diplomatiche e del quadro giuridico necessario alla costruzione dell'infrastruttura è stato, ad Ashgabat, Denis Daniilidis, incaricato d'affari europeo *ad interim* in Turkmenistan capo della delegazione europea in Asia centrale. Sottolineando come la posa di un gasdotto transcaspico resti una priorità della politica energetica europea, Daniilidis ha dichiarato che le circostanze sarebbero favorevoli per la conclusione di un accordo per la costruzione dell'infrastruttura, anche in ragione dello stato di avanzamento del negoziato con il Turkmenistan – avviatosi alla fase conclusiva. Come già sottolineato (v. *Focus 13/2013*), la realizzazione del progetto transcaspico appare tuttavia ancora altamente improbabile, in ragione degli ostacoli di natura economico-finanziaria e politico-diplomatica che sottraggono a esso margini di fattibilità. Dall'angolatura politico-diplomatica permane infatti la ferma opposizione russa e iraniana a un progetto che – minacciando l'ecosistema caspico e in mancanza di un quadro giuridico definito e condiviso per il bacino – necessiterebbe dell'approvazione di tutti i paesi rivieraschi. La posizione russa è stata apertamente ribadita a fine novembre dal Ministero degli Esteri che, per voce dell'ambasciatore Igor Bratchikov ha denunciato il “presuntuoso” comportamento degli europei che puntano a collegare le due sponde del Caspio in spregio dei fattori ambientali e delle dinamiche interne all'area del Caspio. Al contempo, le dinamiche della cooperazione energetica nello spazio eurasiatico – ruotanti attorno alla contrazione e all'incertezza della domanda europea di gas, controbilanciata dalla crescita esponenziale di quella asiatica – sembrano attirare stabilmente il Turkmenistan in un circuito di cooperazione asiatica.

**La Repubblica popolare cinese resta interlocutore privilegiato** di questa direttrice di politica energetica, simbolicamente inaugurata nel 2009 con la posa del Central Asia-China Gas Pipeline (CACGP) tra il Turkmenistan orientale e lo Xinjiang attraverso Kazakistan e Uzbekistan – che, con una capacità di 40 Gmc/a, ha per la prima volta spezzato il sostanziale monopsonio russo sull'acquisto del gas centrasiatrico. Nel corso dei primi sette mesi dell'anno, la Cina ha importato dal CACGP 15 Gmc di gas, 13,5 dei quali di provenienza turkmena – volume che segna un incremento su base annua del 33%.

**La rilevanza della Cina per la politica energetica turkmena e più in generale dei produttori centrasiatrici è stata confermata dalla visita condotta nel paese e nella regione, a inizio settembre, dal presidente cinese Xi Jinping.** La sosta in Turkmenistan ha offerto l'occasione per la firma di 13 accordi di cooperazione bilaterali che, ruotanti attorno al settore energetico, hanno notevolmente approfondito la misura e la significatività della relazione bilaterale sino-turkmena. Tra questi, spicca la decisione di incrementare i volumi di gas turkmeno commercializzati in Cina dai 40 Gmc/a stabiliti nel 2008 per il 2015 sino a 65 Gmc/a entro il 2020. Inoltre, in attesa del rafforzamento della seconda linea del CACGP (Cfr. infra), i due partner hanno sottolineato la comune volontà di accelerare la realizzazione, già avviata, della terza linea che correrà parallela alle due esistenti e, soprattutto, di costruire entro il 2016 una quarta linea che raggiungerà la Cina nord-occidentale attraverso Uzbekistan, Tagikistan e Kirghizstan – assicurando un flusso di gas che da 5 Gmc/a nel 2016 raggiungerà i 25 Gmc/a nel 2020. In occasione della visita, inoltre, i presidenti Xi Jinping e Berdimuhammedow hanno inaugurato la prima fase di sfruttamento del giacimento gassifero di Galkynysh, uno dei più promettenti siti produttivi turkmeni che garantirà buona parte del gas previsto raggiungere il mercato cinese e dove sono stati aperti tre impianti di produzione di 10 Gmc/a ciascuno. Secondo le stime, il giacimento conterrebbe, infatti, sino a 26 Tmc – il più ingente al mondo *on-shore* – e potrebbe garantire circa 30 Gmc/a di output già a partire dalla fine del 2014. Mentre da tempo compagnie energetiche occidentali – e in particolare Chevron (Cfr. *Focus 14/2013*) – tentano di accaparrarsi diritti di sfruttamento del giacimento, la visita di Xi Jinping ha fatto segnare il raggiungimento di significative intese sul futuro sviluppo dello stesso. In base agli accordi sottoscritti a settembre, infatti, la compagnia statale cinese CNPC sarà partner privilegiato della società turkmena Turkmengaz nello sviluppo del giacimento nella sua prima e seconda fase. In previsione di quest'ultima, che sarà interamente finanziata dalla Banca di sviluppo cinese, CNPC e Turkmengaz hanno inoltre sottoscritto un accordo per la costruzione di un impianto di produzione della capacità di 30 Gmc/a previsto entrare in funzione nel 2018. Significativamente, il giacimento di Galkynysh sarà il primo di questa portata a essere sviluppato senza il coinvolgimento di una *major* occidentale, nella misura in cui vedrà attive, a fianco della CNPC, una joint venture coreana composta da LG e Hyundai, la Gulf Oil & Gas Fze di Dubai e la britannica Petrofac.

La direttrice asiatica della politica energetica si Ashgabat si è rafforzata nel corso dell'ultimo trimestre anche in relazione al **progetto di gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India (TAPI)**, altro pilastro dei piani infrastrutturali turkmeni – tradizionalmente propugnato dalla Casa Bianca nella prospettiva di stabilizzare il teatro afgano, di promuovere la cooperazione regionale nell'ottica del ritiro delle truppe dal paese e, non secondariamente, di scongiurare l'eventualità che la domanda di gas pakistana e indiana possa essere soddisfatta attraverso un'alternativa infrastruttura di provenienza iraniana. Per quanto permangono ostacoli alla costruzione del gasdotto legati anzitutto all'incerta situazione di sicurezza che caratterizza l'Afghanistan, un Accordo di Servizio a ciò finalizzato è stato siglato ad Ashgabat tra la Banca Asiatica di Sviluppo, la Turkmengaz, l'Afghan Gas Corporation, la pakistana Inter State Gas Systems Corporation e l'indiana

Gail Limited Company. Nel tentativo di far avanzare i piani di realizzazione del TAPI, le autorità afgane – che stimano in 500 miliardi di dollari annui le possibili entrate dalle tariffe di transito del gasdotto – hanno inoltre presieduto in settembre alla sottoscrizione di un accordo trentennale tra le compagnie energetiche turkmena e afgana per la commercializzazione di volumi crescenti di gas, che dallo 0,5 Gmc/a del primo decennio raggiungeranno l'1,5 Gmc/a nel terzo. Entro la fine del 2013 è inoltre prevista la costituzione del consorzio TAPI Ltd, che comprenderà le compagnie energetiche facenti capo ai paesi coinvolti dal progetto.

La **centralità assunta dall'area di produzione centrasiatrica per le strategie di approvvigionamento di gas cinesi** è stata confermata dalle tappe della visita di Xi Jinping, successive a quella in Turkmenistan, negli altri stati produttori di idrocarburi della regione, rispettivamente in Kazakistan e Uzbekistan. In Kazakistan, il presidente cinese ha presieduto, con l'omologo kazako Nursultan Nazarbayev, all'inaugurazione del gasdotto Beineu-Bozoi, deputato a collegare i giacimenti caspici con il sud del paese e successivamente con il terminale di Shymkent e con il gasdotto che dal Turkmenistan raggiunge lo Xinjiang, lungo una direttrice ovest-est dall'elevato valore simbolico. Tra i diversi accordi sottoscritti da Xi Jinping nel corso della visita ad Astana, spicca la cessione alla China National Petroleum Corp. (CNPC) di una partecipazione dell'8,33% nel consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del maxi-giacimento petrolifero di Kashagan. La cessione – già annunciata a luglio e del valore di 5 miliardi di dollari – ha visto la CNPC battere la concorrenza della compagnia indiana Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) per la partecipazione allo sfruttamento del più ingente giacimento petrolifero scoperto nell'ultimo trentennio su scala mondiale che, dopo una serie di rinvii, ha avviato la produzione in settembre. L'accordo approfondisce notevolmente la presenza cinese in Asia centrale e rafforza considerevolmente la partnership bilaterale sino-kazaka, anche al di là del settore energetico – dove tuttavia joint venture facenti capo ai due paesi sono responsabili del 22% circa della produzione petrolifera. L'intesa su Kashagan ha infatti rappresentato solo il più visibile elemento di una serie di 22 accordi bilaterali, per un valore totale di 30 miliardi, che hanno riguardato il settore energetico come quello dei trasporti, agricolo e delle costruzioni.

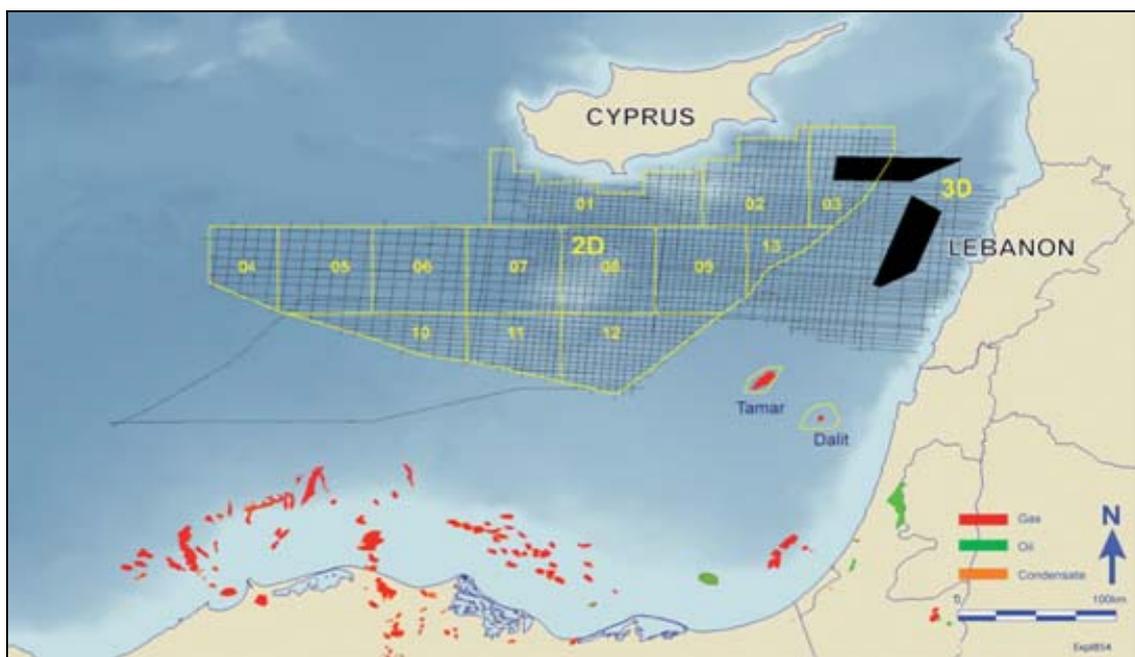
Altrettanto significativa è stata, infine, la tappa uzbeka della visita di Xi Jinping in Asia centrale. A Tashkent sono stati siglati accordi per un valore complessivo di 15 miliardi di dollari, a dimostrazione di una relazione bilaterale che va velocemente intensificandosi dopo le reciproche diffidenze del recente passato. Anche in questo caso il settore energetico costituisce la spina dorsale della cooperazione bilaterale, favorita – secondo quanto dichiarato dal presidente uzbeko Islam Karimov con un chiaro riferimento alla condizionalità tipica dell'approccio europeo e statunitense – dalla circostanza che «la Cina non ha mai legato la disponibilità e l'espansione della multiforme cooperazione bilaterale con alcuna condizione politica o di altra natura». I presidenti dei due paesi hanno, nello specifico, presenziato alla firma da parte delle rispettive autorità competenti in materia energetica di un Memorandum d'intesa per la predisposizione di uno studio di fattibilità su prospezione e sfruttamento di due blocchi e per la creazione di una joint venture per lo

sfruttamento dei giacimenti dell'area di Karakul. Le parti hanno inoltre modificato l'accordo relativo al transito e all'esportazione di gas attraverso il CACGP inserendo la previsione di costruzione una quarta linea dell'infrastruttura coerentemente a quanto preconizzato dall'intesa sino-turkmena.

### 2.3. TURCHIA E MEDIO ORIENTE

**La partita per lo sfruttamento e, soprattutto, per il trasporto del gas che potrebbe andare in produzione nel corso del decennio dai giacimenti *off-shore* del Bacino di Levante resta aperta e le intese fluide.** Alla base della questione risiedono le ingenti scoperte di gas nei giacimenti al largo delle coste cipriote e israeliane che, passibili in base alle stime dello US Geological Survey di contenere sino a 3,5 Gmc di gas, potrebbero cambiare radicalmente le dinamiche della cooperazione energetica nella regione – in primo luogo grazie alla possibilità per Israele di ridimensionare il livello di dipendenza dagli approvvigionamenti di idrocarburi dall'estero e di tramutarsi in esportatore di gas. Secondo le recenti proiezioni dell'IEA, al 2035 Israele potrebbe approssimarsi ai 20 Gmc di produzione di gas annua.

Figura 24 - Il Bacino di Levante e i blocchi di esplorazione ciprioti



Fonte: *neftegaz.ru*.

La principale novità emersa nel corso dell'ultimo quadrimestre dell'anno è stata la **revisione verso il basso delle stime sulle riserve contenute nel giacimento di Afrodite, nelle acque territoriali cipriote.** Stando alle stime rese note dalla compagnia statunitense Noble, attiva nelle acque cipriote come in quelle israeliane, il giacimento conterebbe infatti riserve di gas comprese tra 3,6 e 6 migliaia di miliardi di piedi cubi (Tpc) (100-170 Gmc), un volume pari a circa la metà di quello – tra i 5 e gli 8 Tpc (140-230 Gmc)

– stimato dalle autorità di Nicosia. L’annuncio, oltre a ridimensionare i piani di sfruttamento ciprioti, ha una diretta ricaduta anche sulle opzioni di trasporto del gas dal Bacino verso i mercati europei. La minor quantità di gas presente in acque cipriote non giustificerebbe, infatti, da sola, la costruzione di un impianto di liquefazione del gas sulle coste dell’isola, che avrebbe senso solo se Cipro potesse accogliere anche il gas estratto nelle acque territoriali israeliane – nei giacimenti di Leviathan e Tamar. I piani di Nicosia ruotavano, infatti, attorno alla costruzione di un impianto di liquefazione del gas da lanciare entro il 2016 e ultimare, avviando dall’isola un flusso di esportazioni di Gnl, entro il 2020. Charles Ellinas, presidente esecutivo della compagnia Cyprus National Hydrocarbon Company, ha confermato che le nuove stime sulle riserve cipriote non sarebbero sufficienti a giustificare la costruzione dell’impianto di Gnl di Vassilikos ma che, tuttavia, recenti prospezioni sismiche effettuate dalla Noble avrebbero rilevato la presenza di cinque ulteriori giacimenti, passibili cumulativamente di contenere fino a 2,5 Tpc (70 Gmc) di gas. Secondo Ellinas, i lavori di perforazione esplorativa sui giacimenti – che, qualora confermassero le prime stime sulle riserve, consentirebbero la ripresa dei piani infrastrutturali sia pure con uno slittamento della tempistica inizialmente immaginata – potrebbero essere ultimati entro la fine del 2014. D’altra parte, tra la fine del 2014 e l’inizio del 2015 le reali potenzialità estrattive dell’*off-shore* cipriota dovrebbero essere parallelamente chiarite dalla conclusione delle attività di perforazione condotte da Total e da Eni/Kogas, aggiudicatesi i diritti di esplorazione e sfruttamento di cinque blocchi, ed entrambe apparentemente favorevoli alla commercializzazione del gas in forma liquefatta. Meno sostenitori tra le compagnie coinvolte nelle attività estrattive cipriote sembra invece avere l’alternativa di esportazione del gas via tubo, attraverso un East Med Pipeline che, promosso dalle autorità greche, ha già ottenuto dalla Commissione europea l’etichetta di “progetto d’interesse comune” europeo. Il gasdotto – che potrebbe collegare i giacimenti del Bacino di Levante con il Tap, con l’Interconnettore Grecia-Bulgaria o con un terminale di liquefazione nei pressi di Atene – avrebbe una capacità di 8-10 Gmc/a e richiederebbe secondo le stime ENI un investimento di circa 20 miliardi di dollari che non ne garantirebbe la profittabilità.

**Per la realizzabilità dei piani infrastrutturali ciprioti sembra comunque necessario un accordo che consenta il trasporto, attraverso l’isola, di volumi di gas estratti dagli altri paesi che puntano oggi a sfruttare il potenziale energetico del Bacino di Levante, Libano e soprattutto Israele.** Il tentativo delle autorità cipriote di giungere a un accordo con il governo di Beirut è emerso a seguito della visita condotta nell’isola dal ministro per l’Energia libanese Gebran Bassil che, a seguito dei colloqui con l’omologo cipriota George Lakkotrypīs, ha dichiarato che i due paesi stanno valutando la possibilità che il Libano esporti parte del gas estratto nelle proprie acque territoriali attraverso le infrastrutture che saranno predisposte sull’isola. Tuttavia il Libano – che in mancanza di una delimitazione dei confini con Israele, contesta a Tel Aviv la sovranità su alcuni dei giacimenti *off-shore* – si trova a fronteggiare una delicata situazione interna che, unita all’esplosiva situazione regionale determinata dalla crisi siriana, ne rallenta i piani energetici, rendendo improbabile il programmato avvio della produzione entro il 2016. In particolare,

il debole governo *ad interim* attualmente in carica a Beirut non è riuscito, a oggi, a spezzare un'*impasse* determinata dalla mancanza delle prerogative istituzionali necessarie all'approvazione di decreti imprescindibili per lo sviluppo dei piani energetici, che vanno dalla demarcazione ufficiale dei 10 blocchi da assegnare in concessione, alla proposta dei relativi modelli contrattuali e alla regolamentazione delle gare di appalto. In questo contesto, è ripetutamente slittata nel corso degli ultimi mesi la scadenza fissata per l'approvazione dei decreti, in mancanza dei quali viene meno il tentativo – lanciato lo scorso aprile con un processo di preselezione di 46 compagnie internazionali – di assegnare i blocchi in concessione entro la scadenza del marzo 2014. Attesi essere approvati a inizio settembre, i due decreti saranno nuovamente portati all'attenzione del governo a inizio 2014.

Tabella 1 - I giacimenti *off-shore* israeliani

Giacimento	Riserve stimate (Gmc)	Compagnia	Scoperta	Inizio produzione
Leviathan	532,0	Noble/Woodside	2010	2017
Tamar	252,0	Noble/Delek/Isaramco	2009	2013
Dalit	14,0	Noble	2009	2016
Noa	1,1	Noble	1999	2012
Tanin	33,6	Noble	2012	nd
Dolphin	2,28-15,4	Noble	2012	nd
Shimshon	8,4	ATP	2012	nd
Karish	50,4	Noble/Delek	2013	nd

nd = non disponibile

Fonte: BMI, *Oil and Gas Report*.

**Diversi e più avanzati, invece, i piani di sfruttamento dei giacimenti *off-shore* da parte delle autorità israeliane.** Mentre la produzione di gas è già stata avviata dal giacimento di Tamar, la produzione a pieno regime da esso è attesa per il 2017, quando Tamar assicurerà circa 4 Gmc/a di gas. Tempi leggermente più lunghi necessita invece il pieno sviluppo del giacimento di Leviathan che, allo stato attuale delle cose, potrebbe garantire 7,6 Gmc/a per il consumo interno e 8,7 per le esportazioni. Israele fronteggia, nel frattempo, due questioni chiave, dalla cui soluzione dipenderà la configurazione della politica energetica del paese di medio e lungo periodo. La prima di esse riguarda la **decisione, strategica, sul bilanciamento tra la parte di produzione da riservare al consumo interno e quella da convogliare invece verso le esportazioni.** Decisione, quest'ultima, rivelatasi tanto più ardua da prendere in ragione della rilevanza dell'acquisizione dell'indipendenza energetica nel settore gas per Israele – che potrebbe liberarsi da una dipendenza dalle importazioni dai paesi arabi che ne ha fondato la vulnerabilità alle interruzioni dei flussi. L'esempio più recente è giunto a seguito dei rivolgimenti in Egitto, che nel 2012 ha interrotto un accordo bilaterale in base al quale veniva assicurato a Israele circa il 40% dei consumi di gas – costringendo Tel Aviv a

utilizzare un impianto Gnl fluttuante in grado di soddisfare la domanda di breve periodo. Su questo sfondo, la decisione presa dal governo, in giugno, di riservare alle esportazioni una quota del 40% della produzione (circa 350 Gmc di gas) fino al 2040 ha infatti suscitato numerose polemiche tanto tra chi avrebbe voluto dare maggior peso alla quota riservata alle esportazioni quanto, all'opposto, tra i sostenitori di una politica maggiormente attenta alle esigenze del consumo interno. A porre fine alla vertenza ha contribuito, in ottobre, la Corte Suprema di Giustizia che, pronunciandosi su un ricorso presentato contro la decisione del governo di riservare al di fuori di un passaggio parlamentare una quota del 40% della produzione alle esportazioni, ha di fatto ratificato la quota.

Stabilita dunque la *ratio* tra quota di gas rivolta al consumo e alle esportazioni, restano invece da definire le modalità – e dunque i mercati di sbocco – delle esportazioni stesse. Al momento, **tutte le opzioni per il trasporto del gas israeliano – via tubo o Gnl – restano aperte**, come di recente dichiarato da Gideon Tadmor, presidente della compagnia israeliana Delek, in occasione di una conferenza dedicata al tema energetico tenutasi a Istanbul. Proprio la Turchia, d'altra parte, dopo aver mantenuto un atteggiamento intransigente rispetto ai piani di sfruttamento del Bacino di Levante – passibili, nella visione di Ankara, di pregiudicare i diritti nord-ciprioti – ha, nel corso dell'anno, aperto alla possibilità d'instradare il gas israeliano verso occidente, facendo del dossier energetico un possibile ponte per riavvicinare due interlocutori la cui relazione, nel corso degli ultimi anni, ha toccato livelli di tensione mai raggiunti in passato. Oltre che l'opzione di collegamento con terminali Gnl o gasdotti in territorio cipriota, l'opzione di esportazione del gas in forma liquefatta ruota attorno alla costruzione di un impianto di liquefazione fluttuante – il *Mediterranean Floating LNG Export Project* – proposto dalla Panagea LNG che, con una capacità di 4,1 Gmc/a, potrebbe essere inaugurato già tra il 2017 e il 2018, in linea con la tempistica di sviluppo dei principali giacimenti israeliani. Qualora l'opzione di dotarsi di un impianto fluttuante dovesse risultare vincente, la stessa soluzione potrebbe essere adottata anche per il gas prodotto dal giacimento di Leviathan. Benché non sia mancato l'interessamento all'acquisto del gas israeliano da parte di compagnie europee di primo piano – a partire da Gazprom – la costruzione di impianti di liquefazione garantirebbe a Israele maggiore flessibilità nella selezione dei mercati di sbocco, ivi compresa la più remunerativa opzione di commercializzazione sui mercati dell'area asiatico-pacifica. Le opzioni di trasporto via tubo al momento valutate dalle compagnie attive nell'*upstream* israeliano sono diverse e guardano principalmente ai paesi vicini – Giordania ed Egitto *in primis* – e alla Turchia. A favore di quest'ultima giocano considerazioni di carattere tanto strategico, frutto della difficoltà dei rapporti tra Israele e i vicini arabi, quanto economico-finanziarie, nella misura in cui, come sottolineato dallo stesso Tadmor, un gasdotto israeliano-turco rappresenterebbe la soluzione economicamente più vantaggiosa per raggiungere i mercati internazionali. D'altra parte, si fa strada nei circoli diplomatici l'idea – di difficile realizzabilità, ma certamente affascinante – di coinvolgere la stessa Cipro nei piani infrastrutturali israeliano-turchi, facendo della cooperazione energetica lo strumento di riavvicinamento politico e il volano per il raggiungimento di più ampie intese politiche tra Ankara e Nicosia.

**Per la Turchia, l'apertura di un canale di approvvigionamento di gas dal Bacino di Levante costituirebbe un tassello di primaria importanza nel quadro di una strategia energetica che da tempo persegue l'obiettivo di valorizzare la collocazione geografica del territorio anatolico** – alla confluenza tra le maggiori aree di produzione e di consumo dello spazio eurasiatico – per fare del paese uno snodo della distribuzione degli idrocarburi. Il tentativo di fare della Turchia un *hub* energetico risponde, d'altra parte, a esigenze di natura tanto economica quanto strategica: ciò difatti consentirebbe alla Turchia di diversificare i canali di approvvigionamento di energia e, al contempo, di elevare il profilo strategico del paese per le parti produttrici come per quelle consumatrici di energia. Rilevante novità registratasi nell'ultimo trimestre del 2013 è stato il deciso **interessamento ai piani infrastrutturali finalizzati all'importazione del gas dal Bacino di Levante da parte di attori privati turchi**. La compagnia Turcas, in particolare, ha richiesto in settembre il permesso di avviare studi di fattibilità per la realizzazione di un gasdotto *off-shore* della capacità compresa tra 8 e 10 Gmc/a, in grado di collegare i giacimenti del Mediterraneo orientale con la costa meridionale del paese. Accanto alla Turcas – affiliata alla compagnia di stato azera SOCAR – anche il Gruppo Zorlu, rilevante investitore già presente nel mercato energetico israeliano, si è detto disponibile a sostenere i piani infrastrutturali tra i due paesi. La circostanza risulta tanto più significativa in ragione della tensione che ancora caratterizza i rapporti istituzionali turco-israeliani in conseguenza dell'incidente della Mavi Marmara del maggio 2010. In questo senso, l'inserimento nella partita di soggetti formalmente distinti dalle compagnie energetiche statali potrebbe facilitare la conclusione di accordi altrimenti più difficilmente raggiungibili. Nella visione dell'imprenditoria turca – e, apparentemente, delle stesse istituzioni governative – l'inserimento della Turchia nei piani di sfruttamento delle risorse gassifere del Mediterraneo orientale potrebbe permettere, attraverso il progetto TANAP, di far rivivere lo stesso progetto *Nabucco West* che, con il sostegno della Commissione europea, puntava a diversificare i canali di approvvigionamento dell'area danubiano-balcanica approvvigionandosi con il gas azera ora destinato al TAP.

**La multivettoriale strategia energetica della Turchia ha registrato rilevanti passi in avanti anche sul fronte iracheno**, dove Ankara gioca una delicata partita diplomatica, prima ancora che economica, tra il Governo regionale curdo (Grc) e le autorità centrali di Baghdad – le cui relazioni hanno registrato notevoli tensioni nel corso degli ultimi anni proprio in relazione alla logica di sviluppo dei giacimenti nord-iracheni. Per Ankara, la cooperazione con Erbil risponde, d'altra parte, a necessità tanto di carattere economico, in ragione della notevole economicità del gas curdo rispetto a quello attualmente acquistato da Russia e Iran, quanto di natura politico-diplomatica, per il tentativo del governo turco di fondare sull'interdipendenza economica il rilancio delle storicamente tese relazioni con i curdo-iracheni e, non secondariamente, concordare una politica congiunta volta a risolvere la datata questione curda in Turchia. Al contempo, tuttavia, il perseguimento della cooperazione con Erbil ha avuto pesanti ricadute nei rapporti con Baghdad, che rivendica il diritto di approvazione degli accordi energetici, e creato tensioni con l'alleato statunitense che, determinato a scongiurare il rischio di partizione dell'Iraq, ha ripetutamente mostrato

segnali d'insoddisfazione rispetto a una politica, quella turca, passibile di approfondire il già rilevante solco che divide il paese sul piano etnico. Che la Turchia intendesse proseguire risolutamente nella cooperazione con il Grc è emerso manifestamente in settembre, attraverso la concessione alla società Siyah Kalem, da parte dell'Autorità per la regolamentazione del mercato energetico turco, di una licenza venticinquennale per l'importazione di gas dal Kurdistan iracheno al di fuori dell'approvazione di Baghdad – approvazione inizialmente posta come *conditio sine qua non* dalle stesse autorità turche. D'altra parte, la Turchia, bypassando l'oleodotto Kirkuk-Yumurtalik controllato dalle autorità federali, aveva già avviato nel corso del 2013 importazioni di petrolio su gomma dall'Iraq del Nord (circa 50.000 barili al giorno), dove a metà ottobre è stato peraltro inaugurato un primo oleodotto controllato dal Grc e in grado di esportare quantità più ingenti di petrolio – nell'ordine di 3-400.000 barili al giorno – verso nord. In occasione della recente visita condotta a fine novembre ad Ankara, il primo ministro curdo Nechirvan Barzani ha dichiarato che le esportazioni via oleodotto potrebbero iniziare già entro il mese di dicembre. L'incremento della capacità di esportazione di idrocarburi dal Nord Iraq alla Turchia è preconizzato anche dal progetto di costruzione di un gasdotto reso pubblico a inizio ottobre dalla compagnia turca Botas. Sulla base di un accordo preliminare concluso in marzo con le autorità curdo-irachene per l'esportazione di 10 Gmc/a di gas, la Botas ha infatti reso noto di aver già avviato la costruzione del primo troncone di un gasdotto della capacità di 16-20 Gmc/a. I lavori sarebbero già iniziati lungo la tratta tra Bismil e Mardin, da dove l'infrastruttura sarà successivamente prolungata fino al confine iracheno.

**La contesa tra Erbil e Baghdad sulla titolarità a negoziare diritti di sfruttamento energetico si è peraltro approfondita in novembre**, a seguito della decisione delle autorità federali di dar seguito a un accordo raggiunto con BP in settembre, finalizzato alla ripresa dello sfruttamento dei giacimenti petroliferi dell'area Kirkuk – sovranità che rappresenta uno dei più intricati nodi del rapporto tra Grc e governo federale. Alla dura reazione delle autorità curdo-irachene, giunte a minacciare che, qualora i piani di sfruttamento dovessero partire, non potrebbero assicurare la sicurezza, ha fatto da contraltare la dichiarazione del vice-presidente iracheno Khudayr al-Khuzaiie che, facendo riferimento ai piani unilaterali curdi, ha sottolineato che la loro prosecuzione causerà inevitabilmente una crisi tra Erbil e Baghdad.

**Le tensioni tra Erbil e Baghdad** – ancora non in grado di concordare i termini di una legislazione nazionale in materia energetica – **costituiscono senza dubbio la più pesante incognita sulle prospettive di crescita del comparto energetico iracheno**, chiave di volta per il rilancio dell'economia del paese. Secondo le stime dell'EIA, nel corso del prossimo ventennio l'Iraq assicurerà la maggior quota dell'incremento della produzione petrolifera in ambito OPEC, per quanto l'Arabia Saudita sia destinata a rimanere il principale produttore. Anche sul versante del gas, le prospettive d'incremento della produzione irachena sono significative. A fronte di una produzione attestata nel 2012 a 6 Gmc, già nel 2020 il paese potrebbe produrre 39 Gmc/a previsti a essere incrementati fino a 79 Gmc/a nel 2030 e a 83 Gmc/a nel 2035. A fronte di consumi contenuti, l'Iraq potrebbe dunque offrire un rilevante contributo agli approvvigionamenti europei già nel

medio periodo e attraverso il collegamento alle infrastrutture progettate lungo il Corridoio meridionale.

**Nuove prospettive d'incremento della produzione regionale di idrocarburi sono dischiuse dal positivo corso imboccato dai negoziati relativi al dossier nucleare iraniano** a seguito dell'elezione alla presidenza di Hassan Rouhani. L'accordo raggiunto a Ginevra lo scorso 24 novembre, la prospettiva di una risoluzione della vertenza e della conseguenziale fine delle sanzioni imposte da Stati Uniti e Unione Europea potrebbero restituire alla cooperazione energetica regionale un attore di primo piano – titolare delle più ingenti riserve provate di gas su scala mondiale, e di riserve di petrolio seconde, in Medio Oriente, solo a quelle dell'Arabia Saudita. Secondo le stime del Ministero del Petrolio iraniano, il paese necessiterebbe d'altra parte per il rilancio del comparto energetico di investimenti superiori ai 100 miliardi di dollari, a fronte di una disponibilità da parte del Fondo Petrolifero Nazionale non superiore ai 14 miliardi. Sempre secondo fonti governative, l'investimento necessario a ripristinare e adeguare la rete del gas in territorio nazionale ammonterebbe a una cifra compresa tra i 15 e i 20 miliardi di dollari.

Secondo il ministro del Petrolio Bijan Zanganeh, le autorità iraniane avrebbero comunque già avviato nel corso dell'autunno i primi contatti con compagnie energetiche europee – declinando invece l'invito a dar conto di eventuali contatti con compagnie statunitensi. Al momento, tuttavia, le uniche concrete prospettive di sviluppo del settore del gas guardano all'Iraq e ai mercati asiatici. Nei giorni scorsi, il vice-ministro per l'Elettricità iraniano Adel Hamid Mahdi ha dichiarato che Teheran e Baghdad sarebbero prossime a concludere un accordo per la fornitura di 7 Mmc al giorno di gas per la generazione elettrica nell'area di Bassora, nel sud dell'Iraq, e che le parti si sarebbero accordate, in novembre, sulla costruzione di un gasdotto – in linea con un più ampio progetto che, coinvolgendo la Siria, permetterebbe al gas iraniano di raggiungere il Mediterraneo. Sul versante asiatico, sono invece ripresi i negoziati tra Iran e Pakistan per la costruzione di un gasdotto rispetto al quale Islamabad aveva ritirato il proprio assenso nel corso dell'anno in risposta alle pressioni statunitensi, ma già terminato dall'Iran nella propria tratta nazionale. A seguito di un incontro tenutosi a Teheran il 10 dicembre tra i ministri competenti in materia energetica e infrastrutturale, sarebbe infatti stato deciso di sollevare il Pakistan dalle sanzioni frutto del ritardo nella costruzione della tratta nazionale del gasdotto e di riprendere – con modalità e tempistiche non rese note – i lavori in vista del completamento dell'infrastruttura.

## CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI DEL GAS

### 3.1 CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

Tra gennaio e novembre il gasdotto Nord Stream ha trasportato oltre 21 Gmc di gas, facendo segnare il raddoppio dei volumi commercializzati lo scorso anno, ma ancora lontani dalla piena capacità dell'infrastruttura – pari a 55 Gmc/a. Difficilmente sottovalutabile è tuttavia la rilevanza del canale baltico per le strategie di esportazione russe, che non a caso hanno messo in cantiere progetti di ulteriore ampliamento del Nord Stream (v. *Focus/13 e 14, 2013*) finalizzati a conquistare nuovi mercati di sbocco in Europa centrale e settentrionale.

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

I piani di espansione della capacità di esportazione di gas russo attraverso il Baltico dipendono tuttavia in misura determinante dai limiti iscritti nella regolamentazione comunitaria e, in particolare, nelle previsioni relative all'*unbundling* contenute nel Terzo pacchetto sull'energia. Tali previsioni impediscono infatti che a una posizione dominante nell'approvvigionamento di idrocarburi possa corrispondere una posizione dominante anche rispetto al trasporto degli idrocarburi stessi. La previsione, dunque, sembra impedire a Gazprom di aumentare i volumi di gas commercializzati attraverso il gasdotto OPAL, una delle due infrastrutture deputata al trasporto del gas che raggiunge la costa tedesca attraverso il Nord Stream, lungo una rotta tedesco-ceca che apre a Gazprom i mercati centro-europei. Le autorità europee, che hanno già concesso a Gazprom un'esenzione dalla legislazione europea utile a consentire l'utilizzo del 50% della capacità di OPAL, sembrano, in questo contesto, contrarie a un'ulteriore espansione della capacità utilizzabile da Gazprom, che ha tuttavia presentato formale domanda di ulteriore esenzione dalla legislazione sull'*unbundling*. Secondo quanto reso noto dalle autorità europee, la decisione sulla richiesta russa sarà resa nota a inizio 2014. A complicare le relazioni tra autorità europee e Gazprom concorre tuttavia l'investigazione lanciata un anno or sono dalla Commissione europea circa il presunto abuso della posizione dominante detenuta da Gazprom in Europa centrale e la recente vertenza aperta tra le parti in relazione alla corrispondenza alla legislazione comunitaria degli accordi bilaterali tra la compagnia russa e interlocutori europei relativi al gasdotto South Stream (v. *Approfondimenti*).

Ulteriore difficoltà sulla strada dei piani di ampliamento del Nord Stream deriva inoltre dai costi di trasporto del gas che, secondo recenti stime dell'*East European Gas Analysis*, sarebbero quattro volte superiori a quelli della variante ucraina – da dove il gas in transito attraverso il Baltico è stato rediretto.

### 3.2 CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

L'ultimo quadrimestre del 2013 dovrebbe far segnare la progressiva **conclusione delle procedure autorizzative e fiscali che permetteranno l'avvio dei lavori lungo il Corridoio meridionale dell'UE** e, in particolare, la costruzione del Trans-Adriatic Pipeline tra Grecia e Italia.

Il 17 settembre, in particolare, è giunta a conclusione la procedura d'individuazione degli acquirenti del gas che, estratto a partire dal 2018 dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento di Shah Deniz, sarà commercializzato lungo il Corridoio meridionale dell'UE. Accordi venticinquennali di

acquisto del gas – per un totale di circa 100 miliardi di dollari – sono stati sottoscritti da nove compagnie europee, disegnando uno schema di vendita dei 10 Gmc/a di gas azerbaijano resi disponibili per il mercato europeo che vedrà 2 Gmc/a giungere in Grecia e Bulgaria attraverso DEPA e Bulgargas, mentre i restanti 8 Gmc/raggiungere l'Italia. I *buyers* che ritireranno il gas dopo l'approdo sulle coste pugliesi saranno le compagnie italiane Enel e Hera Trading oltre alla tedesca E.ON, alla francese GDF Suez, alla svizzera AXPO, alla spagnola Gas Natural Fenosa e alla Royal Dutch Shell. La conclusione degli accordi rappresenta un elemento chiave in vista delle decisioni finali sugli investimenti attese entro fine anno tanto per il TAP (Trans Adriatic Pipeline) quanto per il progetto di sviluppo di Shah Deniz II (Cfr. §2.2).

Il 3 dicembre il Parlamento greco ha nel frattempo ratificato l'*Host Agreement* siglato con il consorzio TAP in giugno e finalizzato a determinare il quadro normativo all'interno del quale il gasdotto verrà realizzato e successivamente operato nel territorio nazionale. Lo scorso 5 dicembre, infine, il Parlamento italiano ha ratificato l'Accordo intergovernativo sul gasdotto siglato in febbraio da Italia, Albania e Grecia – che già avevano proceduto alla ratifica la scorsa primavera.

A dimostrazione dell'elevato potenziale di offerta di gas ricollegabile all'asse Caspio-Medio Oriente-Europa lungo il quale corre il Corridoio meridionale, il Commissario europeo per l'Energia Gunther Oettinger ha recentemente dichiarato come la scelta del TAP in luogo del Nabucco West per il trasporto del gas di Shah Deniz II non esclude di per sé la possibilità che quest'ultimo possa vedere la luce in un futuro prossimo. A mantenere aperta la possibilità di costruzione di un'infrastruttura in grado di trasportare gas lungo la direttrice danubiano-balcanica contribuisce, secondo Oettinger, prima ancora che il previsto incremento di output dei produttori extra-europei, la possibilità che paesi europei – prima tra tutti la Romania – possa efficacemente sfruttare le proprie riserve di *shale gas*, divenendo esportatore netto della risorsa.

TAP	
Capacità annua	10 Gmc (scalabili a 20)
A partire dal	2019
Provenienza del gas	Azerbaijano
Paesi attraversati	Grecia, Albania
Paese di arrivo	Italia
Società coinvolte	Bp (20%), Socar (20%), Statoil (20%), Fluys (16%), Total (10%), E.ON (9%), Axpo (5%)

### **3.3 CORRIDOIO MEDITERRANEO**

Non si sono registrati nel corso del secondo semestre significative evoluzioni nello sviluppo infrastrutturale del Corridoio mediterraneo.

## PARTE II - APPROFONDIMENTI

### SOUTH STREAM

di Matteo Verda

La costruzione del gasdotto South Stream domina da un decennio il dibattito sullo sviluppo infrastrutturale europeo. Con una capacità pari al 10% dei consumi europei e un percorso diretto dalla Russia all'UE, il gasdotto potrebbe influenzare in modo significativo la struttura degli approvvigionamenti europei, consolidando il ruolo della Russia quale primo fornitore di gas naturale dell'UE. Nondimeno, lo sviluppo del progetto presenta importanti criticità, che fanno emergere dubbi sia sulla realizzazione sia sulla tempistica.

#### IL PROGETTO

Il progetto di South Stream prevede la costruzione di un gasdotto che dal territorio della Federazione russa arrivi al Tarvisio, per un totale di 2.380 km (v. *Figura A1*).

Figura A1 - Il tracciato del progetto South Stream



Fonte: elaborazione su *South Stream Transport*.

La prima parte dell'infrastruttura è interamente sottomarina e parte dalla località di Anapa, sulle coste russe del Mar Nero, arrivando sulle coste bulgare in prossimità di Varna, dopo aver attraversato in alto mare la zona economica esclusiva turca. La **tratta sottomarina** prevede 4 linee da 32 pollici (81 cm) di diametro, per una lunghezza di 925 km, posati a una profondità che arriva fino a 2.250 metri sotto il livello del mare.

La seconda tratta dell'infrastruttura corre invece interamente sulla terraferma, attraversando quattro stati europei: **Bulgaria, Serbia, Ungheria** e infine **Slovenia**. Complessivamente, questa sezione dovrebbe estendersi per 1.455 km, ma il suo esatto tracciato deve ancora essere definito nei dettagli, così come diversi aspetti tecnici relativi alla progettazione. Dal tracciato principale è prevista la possibilità di realizzare derivazioni laterali per servire mercati minori lungo il tracciato, in particolare la Bosnia-Erzegovina e la Croazia.

Le quattro linee in arrivo in Bulgaria, ossia al punto di ingresso nell'UE, avranno una capacità di 15,75 Gmc/a l'una, per un totale di 63 Gmc/a. La **tempistica annunciata** per la realizzazione e l'entrata in funzione della prima linea è il 2016, a cui seguirà il completamento di una linea all'anno e la **piena operatività di tutta la tratta sottomarina entro il 2019**. Al momento, sono stati avviati solo alcuni lavori preliminari in Russia, Bulgaria e Serbia.

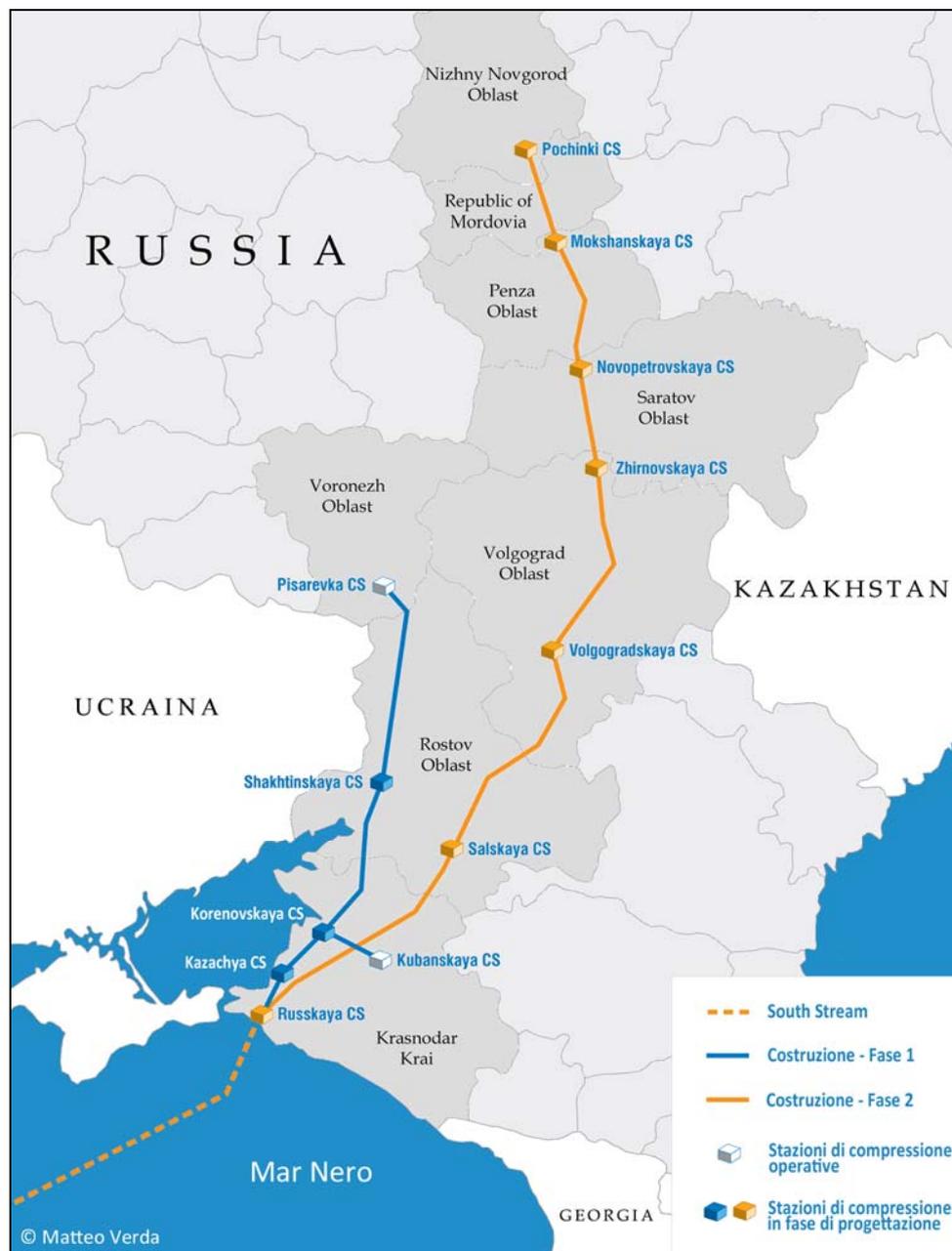
Dal punto di vista degli operatori coinvolti, l'infrastruttura ha una geometria variabile, ferma restando ovunque la quota di maggioranza di Gazprom. Il progetto della tratta sottomarina è infatti portato avanti da South Stream Transport, un consorzio composto da **Gazprom** (50%), **ENI** (20%), la compagnia di stato francese **EDF** (15%) e la compagnia tedesca **Wintershall** (15%). Il primo accordo fu sottoscritto nel 2007 tra Gazprom ed ENI, che insieme avevano già costruito il Blue Stream, il gasdotto sottomarino che dal 2003 collega la Russia alla Turchia attraversando il Mar Nero. Nel 2010 EDF e Wintershall si accordarono per rilevare una parte delle quote di ENI, determinando la composizione definitiva.

Il progetto della tratta sulla terraferma è invece suddiviso in consorzi tra Gazprom e gli operatori nazionali dei diversi Paesi attraversati: South Stream Bulgaria (50% Bulgarian Energy Holding); South Stream Serbia (49% Srbijagas); South Stream Hungary (50% Magyar Villamos Művek); South Stream Slovenia (50% Plinovodi). Gli accordi coi rispettivi governi per la costruzione delle tratte di competenza sono già stati tutti conclusi negli anni scorsi.

L'ammontare complessivo dell'investimento nell'intera infrastruttura deve ancora essere definito, ma la stima minima preliminare è di 13,5 miliardi di dollari (10 miliardi di euro) per la parte sottomarina e di 8,2 miliardi di dollari (6 miliardi di euro) per la parte sulla terraferma, per un totale di **21,7 miliardi di dollari** (16 miliardi di euro). Per la parte sottomarina sono stati già pubblicate alcune offerte di appalto (*tender*) relative ai tubi e alle opere di posa.

Secondo quanto dichiarato dal consorzio, l'investimento per la tratta sottomarina sarà effettuato al 30% con capitali dei soci e per il restante 70% attraverso prestiti a lunga scadenza, erogati da banche, istituzioni internazionali e agenzie di credito all'esportazione. Della consulenza finanziaria e creditizia sono stati incaricati tre istituti di credito: Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (Francia), ING Bank (Londra) e RPFB Project Finance (Russia). Per la parte sulla terraferma non sono invece ancora stati ufficialmente resi noti i dettagli delle modalità di finanziamento.

Figura A2 - Il Corridoio meridionale russo per l'approvvigionamento di South Stream



Fonte: elaborazione su *South Stream Transport*.

L'impegno di ENI nella costruzione del gasdotto non è limitato alla partecipazione pro-quota al finanziamento del gasdotto, per un importo stimato di almeno 800 milioni di dollari (600 milioni di euro). La controllata **Saipem** è infatti in gara per l'appalto relativo alle opere di posa delle condotte sul fondale marino, attività nella quale è già stata impegnata in occasione della realizzazione sia di Blue Stream sia di Nord Stream. Il valore della commessa sarebbe nell'ordine di miliardi di dollari e Saipem appare avvantaggiata rispetto alla concorrenza dal fatto di essere già stata assegnataria di alcuni lavori preliminari, oltre che per il ruolo di ENI quale secondo socio del consorzio. Nella competizione per la

gara d'appalto un ruolo molto rilevante sarà giocato da **Sace** (Cassa Depositi e Prestiti), nel ruolo di controparte finanziaria per il credito all'esportazione di Saipem.

Gli investimenti infrastrutturali necessari alla realizzazione di South Stream non si limitano tuttavia alla sola costruzione delle due tratte internazionali. Il gasdotto richiede infatti anche un **adeguamento della rete russa fino alle coste del Mar Nero**. Le stime per il potenziamento del tratto di gasdotto che va dalla stazione di compressione di Pochinki fino alle coste, chiamato *Corridoio meridionale*, sono di 738,5 miliardi di rubli (22,2 miliardi di dollari, 16,3 miliardi di euro). Si tratta di un investimento rilevante che sarà interamente sostenuto da Gazprom e dalla Federazione russa. A questi costi si sommano inoltre i possibili potenziamenti necessari più a monte lungo la filiera e finora non ancora ufficialmente quantificati.

## IL RUOLO DI SOUTH STREAM

Il progetto South Stream è stato concepito a metà anni Duemila in funzione delle previsioni di aumento di consumi precedenti alla crisi economica. Gli scenari di riferimento iniziali prevedevano una domanda complessiva annua a livello europeo superiore ai 600 Gmc entro il 2015, tale da richiedere con urgenza lo sviluppo di nuova capacità di importazione lungo le diverse direttrici d'importazione.

L'attuale congiuntura economica e l'evoluzione delle politiche energetiche hanno tuttavia determinato una netta **riduzione delle aspettative di crescita della domanda**. Secondo le più recenti stime dell'Agenzia Internazionale per l'Energia, i consumi attesi a livello europeo al 2020 sono inferiori a 500 Gmc all'anno, ossia meno del picco storico del 2010. La domanda di nuove infrastrutture è di conseguenza divenuta meno pressante, anche se restano potenzialmente spazi per nuova capacità.

Nonostante le aspettative di crescita della domanda nel decennio in corso siano deboli (10-20 Gmc/a), è infatti atteso un declino della produzione interna stimato in 20-30 Gmc/a al 2020, dovuto soprattutto al declino della produzione del Mare del Nord e dei Paesi Bassi. Di conseguenza, l'aspettativa è che il mercato europeo abbia necessità di un **aumento del volume di importazioni**, creando opportunità commerciali per nuove infrastrutture. Complessivamente, tuttavia, la nuova domanda attesa di gas importato è inferiore alla capacità del progetto South Stream.

I fondamentali economici sembrano dunque essere relativamente deboli per giustificare da soli la tempistica molto stretta dell'investimento. Il progetto del South Stream risponde tuttavia anche a un'altra esigenza, particolarmente pressante nella prospettiva russa: **ridurre il potere di ricatto da parte del governo ucraino**.

Le esportazioni russe in UE transitano attualmente attraverso tre rotte: Yamal-Europa attraverso la Bielorussia fino alla Polonia (massimo 33 Gmc/a), Nord Stream direttamente fino alla Germania (massimo 27,5 Gmc/a) e infine attraverso la rete ucraina, controllata dalla compagnia di stato Naftogaz (con una capacità teoricamente superiore a 100 Gmc/a). Considerando che le esportazioni russe verso l'UE sono superiori a 110 Gmc/a, non meno

del **45% dei flussi diretti in Europa** deve necessariamente transitare **attraverso la rete ucraina**.

Di conseguenza, Gazprom dipende dalla collaborazione del governo ucraino per garantire un rifornimento ininterrotto ai propri clienti a Occidente, come apparso evidente nelle crisi fortemente mediatizzate del 2006 e del 2009. Sebbene il **potere di ricatto da parte di Naftogaz** sia in realtà fortemente limitato dalla dipendenza dell'economia ucraina dalle importazioni di gas russo, la percezione dell'incertezza da parte dei clienti europei e dei rispettivi governi rischia di danneggiare la posizione negoziale di Gazprom e, più in generale, del governo russo.

Garantire un **controllo completo delle infrastrutture di esportazione** verso Occidente rappresenta dunque per Gazprom una priorità strategica, come più volte dichiarato dai vertici della compagnia. La costruzione del Nord Stream e il progetto di potenziamento di Yamal-Europa si inscrivono all'interno di questa strategia di sviluppo infrastrutturale e commerciale, che con la costruzione di South Stream raggiungerebbe il completamento (la rete bielorusa è infatti interamente posseduta da Gazprom dal 2011).

Inizialmente, il South Stream aveva anche un altro ruolo strategico per Gazprom: il progetto rappresentava infatti una risposta alternativa al progetto **Nabucco**, definito a partire della metà degli anni Duemila come veicolo di potenziamento e diversificazione delle importazioni di gas europee. Nell'ottica della Commissione europea, in particolare, il Nabucco avrebbe dovuto ridurre il ruolo della Russia come fornitore energetico europeo, portando proprio nei Balcani gas proveniente dall'area Caucasica, Centrasiatica e Mediorientale. South Stream rappresentava l'alternativa strategica proposta da Gazprom, ma esso ha tuttavia perso questo ruolo dopo il tramonto del progetto Nabucco a causa dell'intrinseca debolezza politica ed economica.

## **LE CRITICITÀ E LE POSSIBILI EVOLUZIONI**

Le dichiarazioni ufficiali di Gazprom e del governo russo, la predisposizione di numerose attività preliminari e l'ampio risalto mediatico associato a ogni nuova azione sono tutti indicatori del fatto che **da parte russa esista un orientamento a procedere con il progetto** secondo la tabella di marcia indicata. Nondimeno, permangono **dubbi** sia sulla tempistica di costruzione sia sulla stessa possibilità che l'infrastruttura sia realizzata.

Il primo elemento da tenere in considerazione è quello dei **costi**. Il South Stream rappresenta un investimento di grande portata: quasi 44 miliardi di dollari, considerando anche la parte di potenziamento della rete infrastrutturale sul territorio russo finora dichiarata. Gli stessi volumi di gas russo potrebbero essere portati ai clienti europei a un costo inferiore ristrutturando e potenziando la rete ucraina. I maggiori costi di trasporto richiesti per rientrare degli investimenti ridurrebbero i margini sui volumi di gas venduti in Europa orientale e meridionale, riducendo la profittabilità delle operazioni di Gazprom.

La redditività dell'investimento è resa più incerta anche dal **livello atteso di utilizzo dell'infrastruttura**, sia per ragioni di mercato sia per ragioni regolatorie. Dal punto di vista

di mercato, le attuali vendite complessive di Gazprom nell'area balcanica sono inferiori a 15 Gmc e anche ipotizzando un tasso di crescita del 5% annuo arriverebbero a 20 Gmc/a al 2020. Se a questo dato si sommasse anche tutta la domanda attesa sul mercato italiano (20-25 Gmc/a), ipotizzando di non utilizzare affatto la rete ucraina, si potrebbe arrivare a un massimo di 40-45 Gmc/a assorbiti dai mercati europei.

Secondo la normativa europea, tuttavia, le infrastrutture di trasporto devono ottenere una specifica esenzione dall'**obbligo di accesso alle terze parti**, riconosciuta a seguito di un doppio iter autorizzativo che coinvolge prima le Autorità indipendenti nazionali e poi la Commissione europea. Nel caso di Nord Stream, l'utilizzo dell'infrastruttura è stato concesso per solo il 50% della capacità di trasporto, lasciando totalmente inutilizzata l'altra metà, dato il monopolio all'esportazione di cui gode Gazprom (v. *Focus 14/2013*). Sebbene l'iter non sia ancora iniziato, è possibile ipotizzare che i termini imposti per l'utilizzo di South Stream non saranno più favorevoli per Gazprom, anche in considerazione del procedimento aperto contro la compagnia russa dalla DG Concorrenza per abuso di posizione dominante nei mercati dell'Europa orientale (v. *Focus 12/2012*).

Il South Stream potrebbe essere utilizzato anche per approvvigionare il mercato turco, che attualmente assorbe quasi 30 Gmc/a di gas russo, di cui non meno della metà transita attraverso la rete ucraina. Anche in questo caso pesa tuttavia l'incertezza regolatoria dovuta al fatto che il gas diretto in **Turchia** dovrebbe comunque passare prima per il territorio di un Paese membro dell'UE. È probabile che queste incertezze trovino una soluzione nell'ambito di un accordo tra l'UE e la Federazione russa, che definisca in modo più chiaro i limiti degli effetti su Gazprom delle disposizioni del Terzo pacchetto energia in materia di assetti proprietari degli operatori attivi sul mercato europeo. Tale accordo non sembra tuttavia di imminente definizione.

L'effetto combinato della debolezza della domanda europea e della necessità di ridurre le incertezze regolatorie prima di effettuare gli investimenti fanno ipotizzare che la tempistica di sviluppo del progetto South Stream possa subire **significativi ritardi** rispetto a quanto annunciato. Lo slittamento potrebbe interessare sia l'inizio dei lavori sia la data del loro completamento.

All'incertezza causata da fattori commerciali potrebbero poi sommarsi ulteriori incertezze sul piano politico e strategico. La natura strategica di South Stream per il governo russo risiede nel fatto che consente di fatto uno sganciamento della capacità di esportazione di Gazprom dalla cooperazione ucraina, consentendo un **aggiramento della rete di Naftogaz**. Questa valenza strategica si basa sull'assunto che il governo ucraino mantenga un margine di autonomia rispetto alla controparte russa circa l'utilizzo delle infrastrutture di trasporto.

L'evoluzione della situazione politica ed economica in Ucraina potrebbe tuttavia porre in discussione questo assunto. Il paese è in stagnazione, la bilancia commerciale fortemente negativa e le prospettive di crescita molto incerte. In questo contesto, i margini di autonomia rispetto alla Russia si riducono, considerando che il paese è il primo partner commerciale dell'Ucraina, nonché un importante investitore diretto.

Per le sole forniture di gas relative al secondo semestre 2013, **Naftogaz** ha accumulato un **debito nei confronti di Gazprom pari a 2 miliardi di dollari**. Attualmente sono in corso trattative tra le due aziende circa le modalità e la tempistica di pagamento, ma sono evidenti le crescenti difficoltà finanziarie da parte ucraina. La situazione è probabilmente destinata a diventare ancor più critica con l'arrivo dei mesi invernali, caratterizzati da maggiori consumi.

L'evoluzione del **quadro politico ucraino** rappresenta poi un altro fattore importante per la strategia di Gazprom. La recente decisione del governo di Kiev di rinunciare alla firma dell'accordo di associazione con l'UE è un chiaro segnale di avvicinamento alle posizioni russe. Nonostante le tensioni interne, è prevedibile che questo orientamento continui a prevalere nei prossimi anni, soprattutto a fronte di una strutturale debolezza dell'UE e di un atteggiamento attendista dell'attuale amministrazione statunitense.

L'effetto combinato della debolezza economica ucraina e del progressivo avvicinamento politico alla Russia potrebbe essere quello di ridurre il rischio che il transito di gas verso l'UE possa essere utilizzato come strumento di ricatto nei confronti del governo russo. Questa dinamica ridurrebbe la portata del ruolo strategico di South Stream, mettendone in discussione l'utilità stessa per le strategie di Gazprom.

Nell'ipotesi estrema, l'ulteriore indebitamento di **Naftogaz** e la debolezza del governo ucraino potrebbero portare a una **cessione della società** (e dunque della rete ucraina) a **Gazprom**, in analogia a quanto avvenuto nel caso della compagnia di stato bielorusa Beltransgaz, progressivamente ceduta tra il 2007 e il 2011 all'omologa russa, dalla quale si era staccata nel 1991. Quest'evoluzione porterebbe a un completo superamento del ruolo strategico di South Stream e, molto probabilmente, a un abbandono del progetto.

## **IMPATTO PER L'ITALIA**

Alle attuali condizioni, la realizzazione del progetto South Stream avrebbe un **impatto limitato sulla sicurezza energetica nazionale**. Il gasdotto avrebbe come punto di arrivo il Tarvisio e il gas trasportato di fatto sostituirebbe in parte o in tutto i flussi in arrivo dalla Russia al medesimo punto di entrata, ma che oggi transitano attraverso l'Ucraina, la Slovacchia e infine l'Austria. L'effetto sarebbe dunque di sostituzione e non di aggiunta di nuova capacità d'importazione, peraltro già oggi sufficientemente ampia e diversificata anche senza considerare il contributo eventualmente apportato dalla realizzazione del TAP (v. *Approfondimenti*).

I benefici alla sicurezza energetica nazionale sarebbero di fatto collegati ai rischi posti da un eventuale interruzione dei flussi causata da un'iniziativa di Naftogaz o comunque da tensioni con la Russia. Alla luce dei fattori di debolezza del governo ucraino già evidenziati è tuttavia poco probabile che il livello di rischio diventi significativo e dunque che il contributo positivo del progetto South Stream aumenti di rilevanza.

Il gasdotto potrebbe essere rilevante per il mercato europeo e dunque indirettamente anche per l'Italia qualora la domanda crescesse a ritmo particolarmente sostenuto e non fossero

realizzate altre nuove infrastrutture d'importazione o non fossero sviluppate nuove capacità produttive. Al momento questa situazione sembra tuttavia scarsamente plausibile.

Accanto al limitato effetto positivo in termini di sicurezza energetica potrebbero poi emergere **benefici economici** qualora **Saipem** si aggiudicasse la gara d'appalto per la posa dei tubi della sezione sottomarina. In quel caso, si registrerebbero rilevanti effetti industriali positivi sia per la controllante ENI sia per le aziende operanti nell'indotto.

Dal punto di vista dei costi, il progetto **non prevede alcuna forma di finanziamento pubblico** a livello italiano o a livello di UE. Per quanto concerne l'impatto sui prezzi, la scelta di costruire il gasdotto anche in condizioni di minore competitività economica rispetto alle soluzioni alternative **non dovrebbe avere conseguenze negative per i costi del gas per gli utenti finali**. Le dinamiche concorrenziali già sviluppatesi sul mercato nazionale sono infatti destinate a rafforzarsi, in un'ottica di progressiva integrazione in un unico mercato europeo caratterizzato da un'offerta ampia e diversificata. In queste condizioni, l'aumento dei costi di un fornitore si traduce in una perdita di margini al momento della vendita anziché in un aumento dei costi per gli acquirenti.

Nel complesso, dunque, la realizzazione del gasdotto South Stream avrebbe un **impatto limitato ma positivo per l'Italia**.

## TRANS ADRIATIC PIPELINE

di Matteo Verda

Il progetto di gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP) rappresenta la parte terminale dell'infrastruttura di trasporto destinata a portare sui mercati europei il gas prodotto nel giacimento azero-baigiano di Shah Deniz, nel Caspio. Una volta realizzato, il gasdotto potrà fornire una quota rilevante del fabbisogno nazionale, diversificando sia l'origine del gas importato sia le rotte di trasporto.

### IL PROGETTO

Il progetto del gasdotto TAP prevede la realizzazione di una condotta lunga 870 km, con diametro variabile tra 48 pollici (122 cm) sulla terraferma e 36 pollici (91 cm) nella sezione sottomarina.

Figura B1 - Il tracciato del progetto Trans Adriatic Pipeline



Fonte: elaborazione su *Trans Adriatic Pipeline*.

Il tracciato avrà inizio al confine tra Turchia e **Grecia**, dove riceverà il gas azero-baigiano prodotto dalla seconda fase di sviluppo del progetto Shah Deniz. Il gas sarà estratto dalla sezione azero-baigiana del fondale del Caspio e trasportato attraverso la Georgia dal South Caucasus Pipeline (**SCP**, già esistente ma in fase di potenziamento) e attraverso la Turchia dal gasdotto Trans Anatolian Pipeline (**TANAP**).

Dalla località di Kipoi, il TAP proseguirà attraversando prima la terraferma ellenica per 550 km, poi tutta l'Albania fino al mare, per 210 km. In **Albania** il progetto prevede anche la possibilità di realizzare un sito di stoccaggio nella regione di Dumre, nella parte centrale del paese. L'ultima sezione del tracciato, lunga 105 km, sarà posata sul fondale del Canale di Otranto, a una profondità massima di 810 metri sotto il livello del mare. Il punto di approdo del gasdotto sarà **San Foca**, frazione del comune di Melendugno (LE), da cui partiranno gli ultimi 5 km di condotta, necessari a raggiungere il punto d'ingresso nella rete nazionale (v. *Figura B1*).

Il progetto prevede anche la possibilità d'integrare il gasdotto con derivazioni che portino parte del flusso verso i paesi dell'area balcanica. In particolare, sarà realizzato l'**Interconnettore Grecia Bulgaria** (IGB) che collegherà la rete greca con quella bulgara, partendo da Komotini per giungere in prossimità di Stara Zagora. Sono attualmente allo studio anche altre interconnessioni che a partire dal territorio albanese raggiungano la Croazia (Ionian Adriatic Pipeline, IAP) e altri paesi dell'area balcanica occidentale, come Montenegro e Serbia (Western Balkan Ring, WBR).

La realizzazione di queste ulteriori infrastrutture sarà collegata allo sviluppo della capacità di trasporto del TAP. Il progetto attualmente prevede la realizzazione di una **capacità di trasporto di 10 Gmc/a**, teoricamente espandibile a 20 Gmc/a attraverso un potenziamento della capacità di compressione. L'eventuale espansione, al momento non programmata, dipenderà sia dalle dinamiche di domanda nell'area balcanica, sia dalla disponibilità di ulteriore capacità di produzione.

Le attività di costruzione del gasdotto sono previste per il 2015, mentre **l'inizio dell'operatività è previsto per il 2019**. L'accordo intergovernativo ha già completato l'iter di approvazione in tutti i paesi interessati, mentre gli *itinera* autorizzativi sono ancora in corso<sup>6</sup>. In particolare, le procedure di **valutazione d'impatto ambientale** e sociale sono in corso in Italia e in Grecia, mentre sono già state concluse in Albania. Per quanto concerne gli aspetti di regolazione del mercato, il gasdotto ha ricevuto **l'esenzione dall'accesso a terze parti**, in conformità alla legislazione europea<sup>7</sup>.

L'investimento complessivo per la realizzazione dell'infrastruttura è stimato in **5,7 miliardi di dollari** (4,2 miliardi di euro). Di questa somma, circa 2 miliardi di dollari (1,5 miliardi di euro) dovrebbero essere destinati alla tratta greca, mentre il dettaglio della ripartizione degli altri costi non è ancora stato reso noto. Non sono stati ancora stati definiti i dettagli circa le modalità di finanziamento, ma della consulenza finanziaria e creditizia è stato incaricato l'Istituto di credito francese Société Générale Corporate & Investment Banking.

---

<sup>6</sup> Il disegno di legge 1710 relativo alla ratifica dell'Accordo tra la Repubblica di Albania, la Repubblica greca e la Repubblica italiana sul progetto «Trans Adriatic Pipeline», fatto ad Atene il 13 febbraio 2013 è stato approvato al Senato della Repubblica il 17 ottobre 2013 e dalla Camera dei Deputati il 5 dicembre 2013.

<sup>7</sup> Ministero dello Sviluppo Economico del 13 marzo 2013. Si veda anche la «Joint Opinion of the Energy Regulation on TAP AG's Exemption Application» e relative integrazioni, adottate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) con deliberazione 249/2013R/GAS.

Un elemento cruciale per la realizzazione di ogni infrastruttura di trasporto del gas in assenza di sussidi pubblici è l'impegno all'acquisto da parte dei futuri clienti. Nel corso del mese di settembre tutta la capacità di trasporto è già stata virtualmente assegnata dopo che nove operatori si sono impegnati ad acquistare dal consorzio di Shah Deniz un volume complessivo di 10 Gmc/a con **contratti della durata di venticinque anni**. 1 Gmc/a è stato acquistato da Bulgargas per il mercato bulgaro, 1 Gmc/a da Depa per il mercato greco e gli altri 8 Gmc/a sono stati acquistati da sette compagnie attive sul mercato italiano. Nello specifico, la francese GdF Suez (2,6 Gmc/a), la tedesca E.ON (1,6 Gmc/a), l'anglo-olandese Shell (1 Gmc/a), Hera (0,3 Gmc/a), oltre a Enel, Gas Natural Fenosa e Axpo (che non hanno reso pubblici i rispettivi volumi).

### LA COMPOSIZIONE SOCIETARIA

La decisione di costruire il TAP è giunta dopo un processo di selezione durato diversi anni. In particolare, il Corridoio meridionale TAP è stato in competizione con due infrastrutture di analogia portata: l'Interconnettore Turchia Grecia Italia (ITGI) e la versione ridotta del progetto Nabucco (Nabucco West). **ITGI** rappresentava un'alternativa lungo un tracciato molto simile, con la sola differenza di escludere l'Albania, e fu scartato nel febbraio 2012 (v. *Focus* 9-10/2012). **Nabucco West** rappresentava invece un'opzione completamente alternativa in termini di tracciato, entrando in UE, in Bulgaria e attraversando i Balcani fino all'Austria. Questa alternativa è stata infine scartata nel giugno 2013, lasciando il TAP quale infrastruttura designata per il Corridoio meridionale del gas (v. *Focus* 14/2013).

In base a un accordo siglato a inizio anno, poco dopo la scelta definitiva del gasdotto, i principali **azionisti del consorzio di Shah Deniz** sono entrati nel capitale del consorzio TAP, per rafforzare la propria presenza lungo tutta la filiera. TAP è infatti solo una società di servizio che si occupa di trasportare il gas prodotto e venduto da altri e non acquisisce mai la titolarità del gas in transito attraverso la condotta.

Nondimeno, il gasdotto rappresenta un nodo indispensabile per garantire la profittabilità degli investimenti effettuati per le attività di produzione. L'ingresso dei soci di Shah Deniz nell'azionariato serve così ad aumentare la solidità finanziaria dell'investimento e, al contempo, consente un **controllo più stretto sulla tempistica di costruzione dell'infrastruttura**, un dato fondamentale per garantire le migliori condizioni operative per la fase produttiva.

Il consorzio TAP era stato creato nel 2008 dalla compagnia svizzera Egl (poi divenuta Axpo nel 2012) e dalla compagnia di stato norvegese Statoil, in modo paritetico. Nel 2010 la compagnia tedesca E.ON era poi entrata nel capitale, rilevando il 15%. Con l'ingresso dei nuovi soci a fine luglio 2013, l'azionariato del consorzio si è notevolmente frammentato, arrivando a includere non solo delle principali compagnie impegnate in Shah Deniz, ma anche Fluxys, un operatore attivo in tutta Europa nel settore delle infrastrutture di trasporto del gas.

Attualmente, l'azionariato di TAP è composto da: la compagnia britannica **BP** (20%), la compagnia di stato norvegese **Statoil** (20%), la compagnia di stato azerbaigiana **Socar** (20%), la compagnia di stato belga **Fluxys** (16%), la compagnia francese **Total** (10%), la compagnia tedesca **E.ON** (9%), la compagnia di stato svizzera **Axpo** (5%) (v. *Figura B2*). Non sono dunque presenti nel capitale del consorzio compagnie italiane, nonostante in passato sia stata più volte ipotizzata una partecipazione da parte di Enel.

La composizione societaria di TAP si è dunque notevolmente avvicinata a quella del consorzio Shah Deniz e di SCP (v. *Figura B3*). Rimane invece ancora da definire l'assetto societario dell'altra grande infrastruttura di trasporto, il **TANAP**. In questo caso, il governo azerbaigiano, che attualmente controlla l'80% delle quote, è stato molto chiaro circa la volontà di favorire l'ingresso dei principali azionisti di Shah Deniz, mantenendo però in capo a Socar una quota di maggioranza assoluta. La scelta risponde alla volontà di mantenere una posizione negoziale forte nei confronti del governo e degli operatori turchi.

*Figura B2* - La composizione dell'azionariato del TAP prima (grafico di sinistra) e dopo (grafico di destra) il 30 luglio 2013

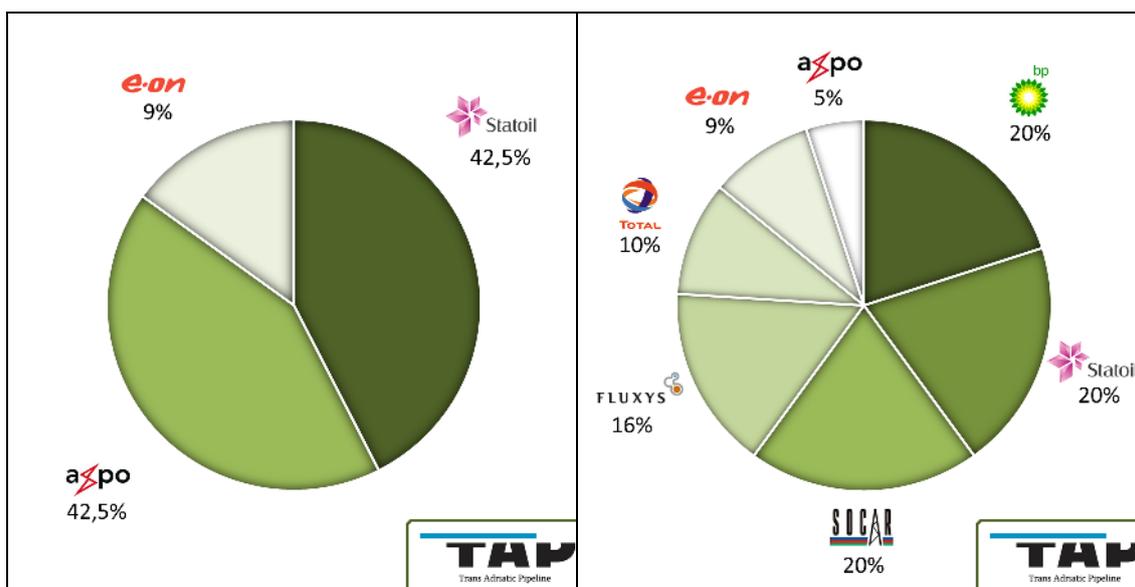
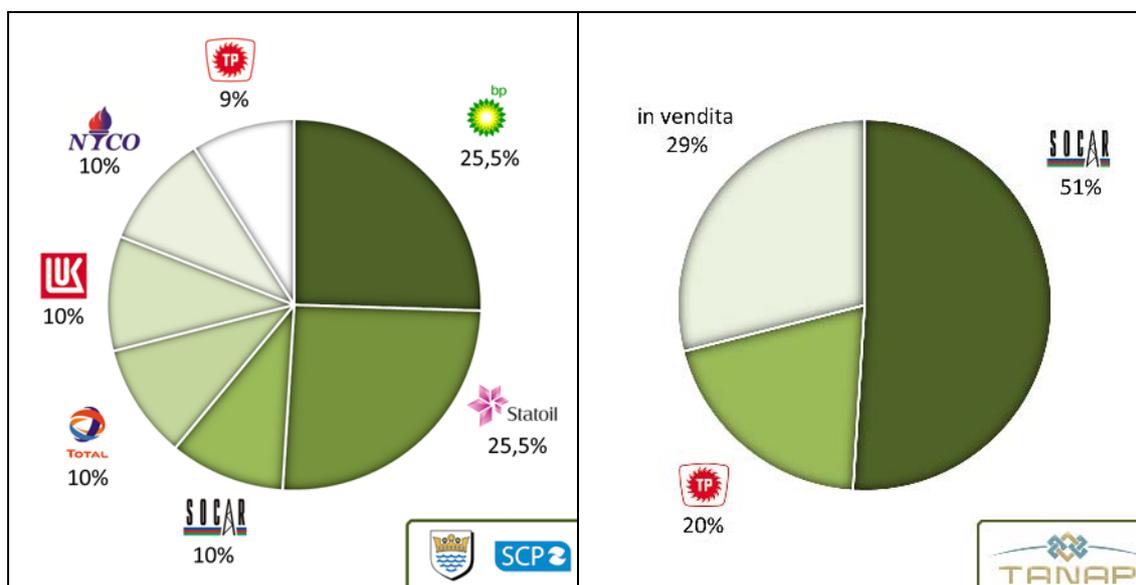


Figura B3 - La composizione dell'azionariato di Shah Deniz e del South Caucasus Pipeline (grafico di sinistra) e del progetto di gasdotto TANAP (grafico di destra)



### L'IMPATTO PER L'ITALIA

La costruzione di TAP avrà un rilevante impatto positivo per la sicurezza energetica nazionale. In primo luogo, l'infrastruttura aumenterà sensibilmente la **capacità totale d'importazione della rete nazionale**, che passerà da 339 a 373 milioni di metri cubi al giorno (+10%), ossia indicativamente da 99 a 109 Gmc/a<sup>8</sup>. L'aumento di capacità consente d'incrementare la capacità disponibile per far fronte sia ai picchi di domanda sia all'eventualità che una o più linee d'importazione siano interrotte.

Un secondo fattore positivo per la sicurezza energetica nazionale è la diversificazione **rispetto alla rotta d'importazione**. Il tracciato di TAP raggiunge la rete nazionale lungo una direttrice completamente diversa dalle altre attualmente utilizzate per l'importazione. In questo modo si riduce l'impatto sull'approvvigionamento dell'instabilità politica o del verificarsi di eventi catastrofici in una regione di transito.

La diversificazione introdotta dal TAP riguarda poi anche l'**origine del gas importato**. Tutti i volumi in arrivo attraverso il gasdotto proverranno dall'Azerbaijan, che attualmente non è tra i fornitori nazionali. Si riduce così l'impatto potenziale dell'instabilità politica o di eventi catastrofici, in questo caso nelle aree di produzione.

La nuova capacità d'importazione rappresentata dal TAP è inoltre funzionale alla realizzazione degli obiettivi individuati dalla **Strategia energetica nazionale**<sup>9</sup>. In

<sup>8</sup> La capacità conferibile è basata sui dati della relazione annuale dell'AEEG (convertiti a 39 MJ/mc). Il dato annuo è dipende dal fattore di utilizzo considerato (in questo caso, 80%). L'attuale valore teorico massimo è di 124 Gmc/a.

<sup>9</sup> Emanata col decreto interministeriale del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del mare, 8 marzo 2013.

particolare, l'aumento della capacità di adduzione sulla rete nazionale creerà condizioni più favorevoli per le attività di riesportazione del gas naturale in altri paesi dell'UE che sono alla base della nozione di "hub sud-europeo".

Dal punto di vista economico, la realizzazione del TAP darà un contributo positivo anche sulle dinamiche del mercato italiano. Il nuovo gas importato consentirà infatti un **aumento della concorrenzialità del mercato all'ingrosso**, con effetti potenzialmente positivi anche per i clienti finali. Il fatto che il principale operatore del mercato italiano (ENI) non partecipi all'operazione aumenta inoltre le potenzialità pro-concorrenza del nuovo gasdotto.

L'impatto economico delle **attività di realizzazione dell'infrastruttura** sarà invece limitato rispetto all'investimento complessivo perché il gasdotto correrà solo in minima parte sul territorio nazionale. Nondimeno, secondo i dati forniti dal consorzio, le ricadute dirette complessive sul territorio regionale sono quantificate in 80 milioni di euro e 150 posti di lavoro durante la fase costruttiva, cui si aggiungono 4 milioni di euro all'anno e 30 posti di lavoro durante la vita operativa del gasdotto<sup>10</sup>.

## LE CRITICITÀ

Il TAP si trova a uno stadio avanzato sia per quanto riguarda le attività progettuali sia per quanto riguarda gli *itinerari* autorizzativi nei tre paesi coinvolti. Dal punto di vista ingegneristico, il gasdotto presenta alcune sfide rilevanti, dovute all'orografia del territorio albanese e alla posa delle condotte sottomarine. In ogni caso, si tratta di **condizioni costruttive già ampiamente affrontate nel settore** e al massimo si potranno registrare ritardi nel completamento di alcune fasi dovute a condizioni impreviste.

Esistono tuttavia alcune **potenziali criticità** non collegate alla parte costruttiva del TAP, bensì allo sviluppo delle **infrastrutture a monte del gasdotto**. Il TAP è infatti l'anello finale nella filiera d'importazione del gas azerbaigiano: qualunque ritardo nelle fasi produttive di Shah Deniz e nello sviluppo delle infrastrutture collegate (SCP e TANAP) è dunque destinato a ripercuotersi sulla tempistica e sull'operatività del TAP.

L'annuncio della decisione finale d'investimento relativa alla **seconda fase di Shah Deniz** è attesa per la metà di dicembre. La portata dell'investimento è stimata in 25 miliardi di dollari nelle sole attività di produzione e di trasporto attraverso il SCP. La difficile congiuntura economica ha creato alcune **tensioni tra le principali compagnie coinvolte nel progetto** e, in particolare, tra Socar e l'operatore del progetto, BP. La decisione finale d'investimento dovrebbe chiarire i termini dell'accordo tra le parti, ma le tensioni tra i soci del consorzio potrebbero portare ad alcuni ritardi all'inizio delle attività produttive.

---

<sup>10</sup> Per quanto concerne l'impatto ambientale, si rimanda alla documentazione relativa alla procedura di Valutazione di impatto ambientale (VIA), attualmente in fase di istruttoria tecnica da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del mare.

L'attività di costruzione di **TANAP** potrebbe parimenti subire ritardi, a causa dell'incertezza relativa ai costi e alla ripartizione degli oneri dell'investimento. Il gasdotto dovrebbe essere lungo circa 1.700 km e attraversare l'intera penisola anatolica, con un costo stimato di 12,5 miliardi di dollari (9,2 miliardi di euro). Una tratta così lunga in un territorio orograficamente complesso come quello turco presenta notevoli incertezze relative sia alla tempistica sia ai **costi finali**. Inoltre, il governo azerbaijano, attraverso Socar e attraverso il fondo sovrano petrolifero (Sofaz), si è finora impegnato a partecipare all'80% nel consorzio costruttivo, ma ha espresso l'intenzione di ridurre la propria quota, portandola al 51%. Al momento non si ha tuttavia ancora un accordo con le imprese coinvolte in Shah Deniz e nel TAP. L'insieme di queste incertezze potrebbe avere un effetto negativo sulla tempistica di costruzione dell'infrastruttura.

Nel complesso, dunque, lo sviluppo dell'intera filiera di produzione e importazione del gas azerbaijano in UE potrebbe subire un **ritardo rilevante, stimabile in 1-2 anni** rispetto alla tempistica dichiarata. Inoltre, le forti incertezze circa il tempo di recupero della domanda sul mercato europeo rendono gli operatori occidentali cauti rispetto alla tempistica più adeguata per la realizzazione del gasdotto. Nondimeno, la conclusione di contratti coi clienti finali per l'intero ammontare della capacità trasportata dal TAP rappresenta un chiaro segnale della fiducia del mercato nell'investimento e crea le condizioni per una sua effettiva realizzazione, a prescindere dai ritardi ipotizzati.

Un'incognita maggiore pesa invece sulla **seconda fase del TAP**, quella legata al raddoppio della capacità di trasporto. Dal punto di vista tecnico, il potenziamento potrebbe essere eseguito in larga parte attraverso un aumento della capacità di compressione e pompaggio attraverso la condotta realizzata durante la prima fase. La questione cruciale è tuttavia quella relativa all'effettiva disponibilità a prezzi competitivi di sufficiente capacità produttiva collegata all'infrastruttura.

Le riserve stimate dell'Azerbaijan sono sufficienti a garantire l'approvvigionamento a costi competitivi della prima fase del gasdotto per tutta la durata utile prevista per il progetto (fino a 45 anni). Restano invece **dubbi sui costi di estrazione dell'eventuale capacità aggiuntiva**. Allo stesso tempo, permangono dubbi sulla possibilità di veicolare volumi di gas provenienti da altri paesi produttori, in particolare il Turkmenistan. Per giungere sui mercati europei, infatti, il gas centrasiatiano dovrebbe attraversare il Caspio in una condotta sottomarina, sulla cui realizzazione pesa tuttavia il veto russo. Altre fonti, come l'Iran, sono al momento escluse a causa delle perduranti incognite geopolitiche.

Nel complesso, mentre non emergono al momento elementi di criticità tali da porre in dubbio la realizzazione della prima fase di realizzazione del TAP (10 Gmc/a), al momento non è prevedibile se e quando il potenziamento (20 Gmc/a) avrà luogo. Tuttavia, data la dotazione infrastrutturale italiana e le previsioni di una crescita contenuta della domanda futura, **un ritardo o un accantonamento della seconda fase non avrebbe impatti significativi sulla sicurezza energetica nazionale**.

## **FONTI**

AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas  
Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Germania)  
BBC  
BP  
Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Germania)  
Ministère du développement durable (Francia)  
Commissione Europea  
Department of Energy and Climate Change (Regno Unito)  
EIA - Energy Information Agency (Stati Uniti d'America)  
Eni  
Enel  
ENTSO-G – European Network of Transmission System Operators for Gas  
Eurasia Daily Monitor  
Eurogas  
Eurostat  
FT – Financial Times  
GIE – Gas Infrastructure Europe  
GIIGNL – Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié  
GME – Gestore Mercati Energetici  
IEA – International Energy Agency  
Il Sole 24 Ore  
Interfax  
Jamestown Foundation  
Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (Spagna)  
MSE - Ministero dello Sviluppo Economico  
OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets (Regno Unito)  
Oil & Gas Journal  
Platts  
Snam Rete Gas  
SQ - Staffetta Quotidiana  
The Economist  
USGS – United States Geological Survey

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

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

## Rapporti

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

## Focus

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

## Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

## Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

---

## Focus:

**Flussi migratori**

**Mediterraneo e Medio Oriente**

**Focus euroatlantico**

**Sicurezza energetica**

*Coordinamento redazionale a cura della:*

Camera dei deputati  
SERVIZIO STUDI  
DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI  
Tel. 06.67604939  
e-mail: [st\\_affari\\_esteri@camera.it](mailto:st_affari_esteri@camera.it)  
<http://www.parlamento.it/osservatoriointernazionale>