

# OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

## **Sicurezza energetica**

nn. 9-10 –gennaio /aprile 2012

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

**Focus**



# MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

gennaio/aprile 2012

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda e Antonio Villafranca  
Approfondimenti di Diego Bolchini, Antonella Mori e Matteo Verda

---

## PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Introduzione .....	2
1. Analisi comparata degli Stati europei.....	2
1.1. Italia.....	8
1.3. Francia.....	12
1.4. Regno Unito.....	14
1.5. Spagna.....	15
1.6. Polonia.....	16
2. Politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas.....	19
2.1 Russia e vicini orientali.....	19
2.2 Bacino del Caspio.....	21
2.3 Turchia e Medio Oriente.....	22
3. Corridoi energetici europei (del gas).....	27
3.1 Corridoio settentrionale Nord-Orientale.....	27
3.2 Corridoio meridionale Sud-Orientale (Caspio).....	28
3.3 Corridoio Mediterraneo.....	32
APPROFONDIMENTO 1 - Il contesto di sicurezza dei principali fornitori nazionali di gas naturale (Algeria e Federazione Russa).....	34
APPROFONDIMENTO 2 – Le recenti nazionalizzazioni in Sud America: l'inizio di un trend?.....	45

---

## PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

### INTRODUZIONE

La difficile congiuntura economica continua a influenzare negativamente i consumi energetici dei Paesi industrializzati, soprattutto europei, e le prospettive vedono perdurare di questa tendenza. Nel contesto di un prodotto interno lordo mondiale che continua a crescere nel 2011 (+3,9%), secondo le stime l'insieme delle economie Ue è cresciuto sensibilmente meno (+1,5%) del resto delle altre economie mondiali (4,2%). La situazione dovrebbe ulteriormente peggiorare nel corso del 2012, con previsioni di crescita zero a livello di Ue e **contrazione (-0,3%) nell'area Euro**, a fronte di una crescita complessiva stabile di tutte le altre economie mondiali (+4,2%).

Se confermati, i dati macroeconomici precludono a un'ulteriore **contrazione dei consumi energetici europei**, o quantomeno a una loro stagnazione. Parallelamente, nel corso del 2012 dovrebbe registrarsi un sorpasso storico nei consumi petroliferi, con la domanda aggregata degli Stati membri dell'OCSE per la prima volta superata da quella degli altri Stati, a sancire lo spostamento degli equilibri economici a livello globale.

Per quanto concerne i mercati petroliferi, il cui andamento contribuisce a determinare il prezzo di vendita del gas naturale, si stanno creando le premesse per una riduzione delle quotazioni. La debolezza della domanda OCSE, la possibile riduzione delle tensioni internazionali e l'azione dei grandi produttori internazionali per evitare che i prezzi troppo alti spingano a una contrazione strutturale della domanda sono fattori che contribuiscono a rendere possibile una **riduzione del prezzo del greggio** sui mercati internazionali **nel secondo semestre 2012**, con effetti sui contratti di approvvigionamento di gas naturale a partire dal 2013.

Il primo capitolo del Focus è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas nei principali mercati europei, con specifico riferimento alla generalizzata contrazione dei consumi nel corso del 2011. Il secondo capitolo è invece dedicato all'offerta e, nello specifico, alle politiche dei Paesi produttori di gas naturale e dei Paesi di transito dei gasdotti attualmente in funzione o in fase di progettazione/realizzazione. Ai recenti sviluppi del sistema di infrastrutture di trasporto e alle prospettive di realizzazione di nuovi progetti è poi dedicato il terzo capitolo. Infine è presentato un approfondimento relativo al **contesto di sicurezza** dei due principali fornitori italiani di gas naturale, l'**Algeria** e la **Federazione Russa**.

### 1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

La domanda europea di gas naturale conferma il suo andamento strettamente legato alla congiuntura economica. Dopo la forte contrazione del 2009 (-29,9 Gmc) e il recupero del 2010 (+39,9), il 2011 ha fatto nuovamente registrare una forte **riduzione della domanda annua (-56 Gmc)**. I consumi sono così risultati inferiori alle previsioni, già

piuttosto conservative, formulate nel corso dell'ultimo trimestre del 2011 (-35 Gmc, Cfr. *Focus 7-8/2011*).

I **consumi annui** europei sono così passati da 527 a **471 Gmc**<sup>1</sup>. Si tratta di una riduzione superiore all'intero consumo della Francia e pari alla capacità di trasporto di una grande infrastruttura come il Nord Stream o alle esportazioni totali dell'Algeria. Nella storia del mercato europeo del gas naturale, una contrazione di queste proporzioni non ha precedenti e ha sollevato importanti interrogativi sul futuro della domanda e dunque sulle opzioni di investimento. Quasi tutti i progetti di nuova capacità di importazione hanno subito rallentamenti e alcuni sono stati abbandonati, come il rigassificatore di Brindisi.

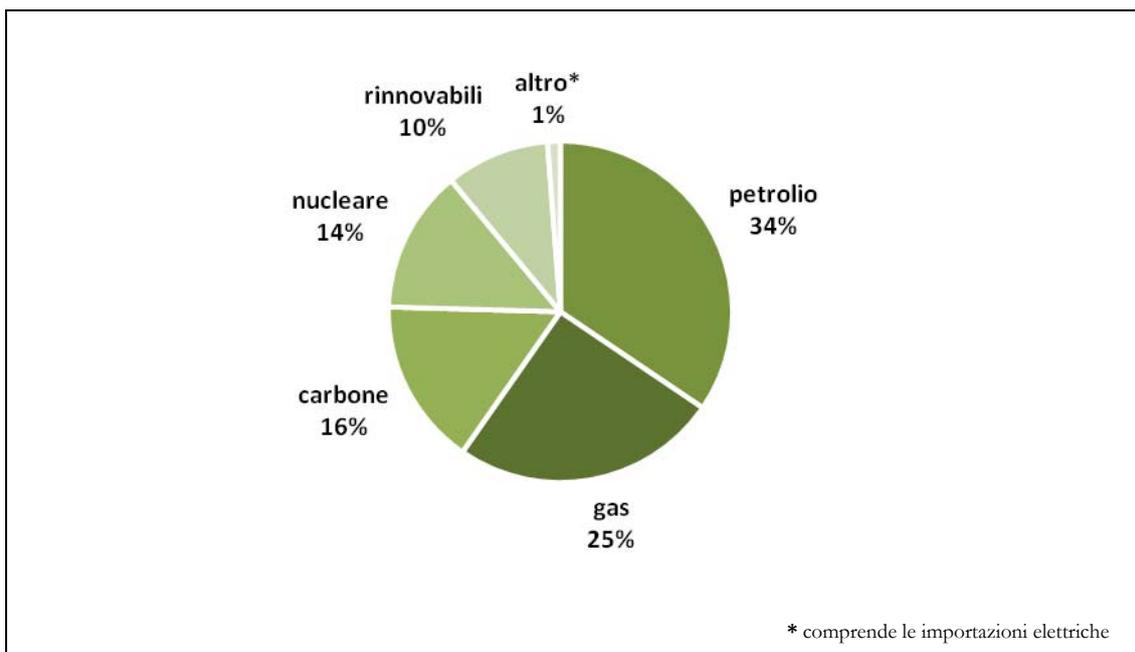
La congiuntura economica negativa non è la sola causa della contrazione dei consumi ed è possibile individuare altri due fattori determinanti. Il primo è quello relativo alle condizioni climatiche: il **2011 è stato un anno mediamente mite**, mentre il 2010 era stato caratterizzato da temperature inferiori alla media, che avevano mantenuto alti i consumi residenziali per il riscaldamento.

Il secondo fattore determinante è invece collegato alle dinamiche del mercato elettrico e ai minori consumi per le centrali termoelettriche. Innanzitutto, il consumo di energia elettrica ha risentito in generale della congiuntura economica, come accaduto anche alla domanda diretta di gas naturale per l'industria a partire dal secondo trimestre. Inoltre, il **prezzo del carbone si è mantenuto basso** sui mercati internazionali, mentre quello del gas naturale ha risentito in modo più marcato degli aumenti del prezzo del petrolio. La debole domanda energetica mondiale, a fronte di grandi investimenti realizzati negli anni passati, fa prevedere che anche nel 2012 i prezzi del carbone si manterranno estremamente competitivi, contribuendo in misura rilevante a contenere l'aumento dei prezzi dell'energia in quei Paesi dove esso è più utilizzato.

La domanda di gas naturale per generazione elettrica ha poi risentito in misura determinante delle politiche di **incentivazione dell'uso delle rinnovabili**, adottate da tutti i governi europei. Gli interventi a favore delle rinnovabili hanno pesantemente distorto le dinamiche di mercato, favorendo la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da rinnovabili e stabilendo tariffe di incentivazione. Il risultato è stato un diffuso sottoutilizzo della capacità di generazione termoelettrica a gas naturale, penalizzata tra l'altro da un'incidenza relativamente alta del costo del combustibile rispetto al costo del capitale investito. Gli ingenti investimenti effettuati nell'ultimo decennio e le previsioni di aumento dei consumi elettrici consentono tuttavia di prevedere un aumento nei prossimi anni dei consumi termoelettrici di gas e, più in generale, un mantenimento (se non un'espansione) del suo peso nel paniere energetico europeo.

---

<sup>1</sup> Eurogas, *More customers, consuming less gas, in 2011*, 29/03/2012. Le marginali differenze (inferiori all'1%) con i dati riportati nei focus precedenti è riconducibile a revisioni delle statistiche ufficiali di alcuni Paesi. I dati relativi al 2011, riportati con potere calorifico pari a 39 MJ/mc, sono da considerarsi provvisori.



La composizione del paniere energetico dell'Unione Europea (2010 - elaborazione su dati Eurogas).

Nonostante una diffusa tendenza a ridurre l'incentivazione alle rinnovabili, sia per compensare gli eccessi degli ultimi anni sia in risposta al perdurare della crisi economica, le previsioni per il 2012 sono negative, mentre nel medio periodo sono di una ripresa dei consumi, in grado di compensare i volumi perduti in questi anni e di comportare un ritorno alla crescita del mercato europeo entro la fine del decennio. Il **rischio** maggiore per la sicurezza energetica derivante da questa situazione è che gli **operatori posticipino eccessivamente i nuovi investimenti in capacità di importazione**, necessaria sia per soddisfare la nuova domanda sia per rimpiazzare la declinante produzione interna europea. Considerando i tempi lunghi degli investimenti infrastrutturali, la conseguenza sarebbe un potenziale eccesso di domanda rispetto all'offerta, seguito da un rialzo dei prezzi per tutti i contratti di breve periodo.

In questa prospettiva, l'attività di Gazprom appare in controtendenza: dopo l'avvio nel novembre 2011 della prima linea del Nord Stream, il 18 aprile è stata annunciata la posa da parte di Saipem (Eni) dell'ultima sezione della seconda linea (v. oltre). Complessivamente, si tratta di nuova capacità per un totale di 55 Gmc annui, destinata a consolidare l'interdipendenza tra l'Ue - e la Germania in particolare - e la Federazione Russa. Il rischio è che questa ulteriore capacità **di trasporto dalla Russia crei un disincentivo forte per gli altri operatori** a effettuare nuovi investimenti, compromettendo le prospettive di diversificazione degli approvvigionamenti europei.

Attualmente, infatti, è rimasta solo un'altra infrastruttura con prospettive di realizzazione certa nel corso del decennio: si tratta della condotta che porterà in UE il solo gas azerbaijano attraverso la Turchia (v. *Focus* 7-8/2011). Dopo lunghi periodi di incertezza è infatti definitivamente tramontata l'ipotesi di veder realizzato anche nel medio periodo il progetto Nabucco, dopo il recente annuncio da parte dell'Ungherese MOL di

abbandonare il consorzio (Cfr.§3.2). Gli altri progetti, nonostante le dichiarazioni degli operatori coinvolti, stanno conoscendo una fase di generalizzato rallentamento.

Un altro segmento nel quale la congiuntura economica sta rallentando gli investimenti necessari a garantire la sicurezza energetica è quello delle **interconnessioni**, ossia dei collegamenti tra uno Stato membro e l'altro, fondamentali sia per garantire la capacità delle reti nazionali di resistere agli shock, sia per consentire una piena integrazione dei mercati. Se infatti non esiste la possibilità fisica di spostare flusso da una rete nazionale all'altra, i mercati restano divisi e gli operatori trovano difficoltà ad agire su scala continentale anziché di singolo Stato.

**L'integrazione delle reti è tuttavia in primis una questione regolatoria:** lo sviluppo di mercati concorrenziali ed efficienti, in grado di allocare volumi all'ingrosso e investimenti, richiede infatti che esistano regole certe, stabili e compatibili (se non uguali) a livello europeo. In un momento storico caratterizzato da ridotte capacità di spesa pubblica in infrastrutture, un quadro regolatorio stabile e certo è un prerequisito indispensabile affinché gli operatori effettuino gli investimenti necessari a interconnettere le reti.

L'integrazione delle reti e il realizzarsi di un'effettiva possibilità per gli operatori di agire su un unico mercato europeo potrebbero inoltre avere come ricaduta positiva **una maggiore differenziazione**, sia a livello di numero di fornitori e modalità di importazione (GNL, oltre che tubo), sia a livello di modalità contrattuali dell'approvvigionamento, con un maggior equilibrio tra contratti di lungo periodo e contratti spot. Nella prospettiva italiana, **l'integrazione dei mercati rappresenta l'unica possibilità** di dare una concreta dimensione operativa all'intenzione politica di **fare dell'Italia un punto d'ingresso e smistamento (hub) del gas** a livello europeo e rappresenta quindi un potenziale obiettivo di interesse nazionale<sup>2</sup>.

L'integrazione dei mercati a livello europeo ha un impatto potenzialmente positivo sulla sicurezza degli approvvigionamenti, ma ha anche importanti conseguenze in termini di esercizio dell'autorità politica. Un ulteriore progresso dell'integrazione avrebbe infatti come conseguenza una significativa **perdita di capacità di indirizzo e di autonomia dei decisori politici nazionali** a favore di una dimensione decisionale europea, con ricadute anche su altre dimensioni dell'azione pubblica, come la politica industriale. Il rischio è che gli interessi nazionali non trovino in sede europea adeguati meccanismi di tutela. Va comunque rilevato che nella "lettera dei 12" inviata un paio di mesi fa a Herman Van Rompuy e a Manuel Barroso da 12 paesi europei su iniziativa italo-olandese (con la significativa assenza di Francia e Germania) si auspicavano misure per creare un mercato unico dell'energia. Bisognerà verificare se, e fino a che punto, Francia e Germania potranno essere coinvolte nei prossimi mesi per cercare di elaborare un piano concreto in tal senso.

A prescindere dai possibili sviluppi in tema d'integrazione dei mercati, il sistema di approvvigionamento nazionale ha dimostrato la propria resilienza nel **febbraio 2012**, in

---

<sup>2</sup> *Audizione del Ministro dello sviluppo economico e delle infrastrutture e dei trasporti, Corrado Passera, sulle linee programmatiche dei suoi dicasteri, per le parti di competenza, Commissione X, Camera dei Deputati, 15/12/2011. Si veda anche la Relazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, 56/2012/I/COM, 01/03/2012.*

occasione dell'**ondata di freddo** che ha interessato il continente e che ha determinato un picco della domanda di gas. Nelle prime due settimane di febbraio, i consumi nazionali sono aumentati considerevolmente, determinando dei picchi giornalieri molto significativi. In particolare, a fronte di una media giornaliera di 208 milioni di metri cubi (Mmc) nel 2011 e di una media mensile del febbraio 2012 di 374 Mmc, il 5 febbraio la domanda è stata di 373 Mmc, facendo poi registrare il record storico di 447 Mmc il 6 febbraio e attestandosi a 437 Mmc il 7 febbraio.

A fronte di una situazione di emergenza di questa portata, il sistema di approvvigionamento nazionale ha dato prova di solidità, incrementando le forniture da tutte le fonti e compensando la differenza tra le importazioni e il fabbisogno attraverso un utilizzo più intenso della **capacità di erogazione degli stoccaggi**, dimostratisi ancora una volta elemento essenziale della tutela della sicurezza energetica di un Paese fortemente dipendente dalle importazioni (90%) come l'Italia.

Nel corso dell'emergenza, da più parti è stata sottolineata l'indisponibilità da parte russa di fornire volumi aggiuntivi in occasione del picco di domanda. In particolare, durante i giorni centrali dell'emergenza, a fronte di volumi richiesti superiori a 100 Mmc, le forniture russe sono state di circa il 20% inferiori, tornando poi completamente in linea con le quantità domandate a metà febbraio. Nondimeno, **i flussi provenienti dalla Russia sono aumentati nei giorni centrali della crisi**, passando da 77 Mmc il 5 febbraio, a 85 Mmc il 6 febbraio, a 92 Mmc il 7 febbraio. Situazioni analoghe si sono registrate negli altri Paesi importatori di gas russo dell'Europa centrale e orientale.

All'origine dell'impossibilità da parte di Gazprom di fornire tutti i volumi richiesti vi è stato il verificarsi anche nella Federazione Russa di condizioni climatiche eccezionali, che hanno causato un picco della domanda interna. Come dichiarato da Alexander Medvedev, direttore generale di **Gazprom Export**, l'impresa **ha onorato tutti gli impegni contrattuali coi propri clienti europei**, mentre non è riuscita a far fronte a tutte le richieste di volumi opzionali. Inoltre, sempre secondo Gazprom, all'origine di parte degli ammanchi nei flussi diretti in Italia e in Europa orientale ci sarebbero dei ritiri non autorizzati da parte degli operatori ucraini, già più volte in passato accusati di furti.



Le rotte di approvvigionamento di gas naturale dell'Unione Europea (in rosso quelle che trasportano gas russo) (elaborazione grafica su © Matteo Verda, *Una politica a tutto gas. Sicurezza energetica europea e relazioni internazionali*, Università Bocconi Editore, 2011).

Il difficile rapporto con il monopolista pubblico ucraino Neftogaz, riconfermato nel corso della crisi di febbraio e già alla base di altre situazioni critiche nel 2006 e nel 2009, è all'origine della **strategia di diversificazione delle rotte di approvvigionamento** dei Paesi europei che ha portato alla realizzazione del Nord Stream e che porterà Gazprom a raddoppiare la capacità di stoccaggio sul territorio europeo (da 2,5 a 5 Gmc) per garantire la costanza dei flussi in future situazioni di crisi. Nell'ambito della stessa strategia, si sta assistendo a un progressivo reindirizzamento dei flussi dalla rete ucraina a Nord Stream e alla rete bielorusa, che alla fine del primo trimestre 2012 avrebbe già interessato il 50% dei volumi in transito.

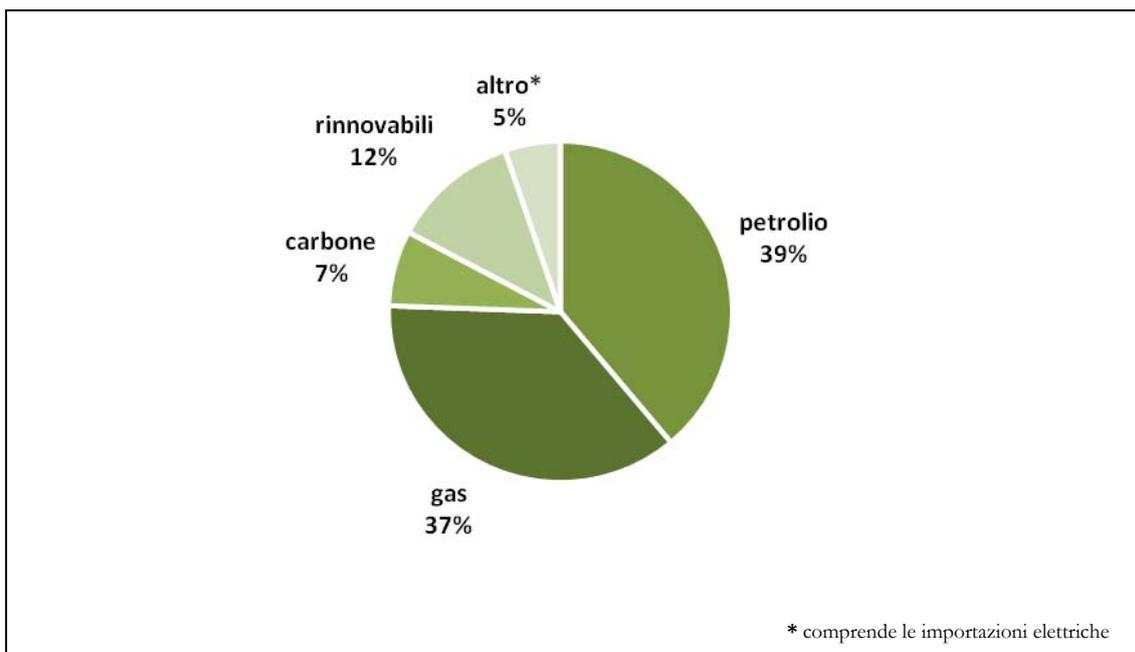
## 1.1. ITALIA

I consumi italiani di gas naturale nel 2011 sono stati pari a **76 Gmc, in diminuzione di 5,2 Gmc rispetto al 2010**, quando si erano attestati sugli 81,2 Gmc. Si tratta di una contrazione significativa (-6%), ma inferiore alla contrazione media (-10,7%) registrata a livello europeo. La domanda nazionale di gas naturale presenta dunque un livello di stabilità superiore rispetto a tutti gli altri grandi mercati europei, consentendo agli operatori nazionali di limitare le perdite e al contempo fornendo un contesto relativamente più stabile per lo sviluppo di nuova capacità di importazione.

ITALIA	
Consumo di gas (2011) .....	76,0 Gmc
Variazione 2010-2011 .....	- 6,0 %
Consumo sul totale UE .....	16,1 %
Dipendenza da import .....	90,0 %
Gas sul totale dei consumi .....	36,7 %

Complessivamente, il livello della domanda è tornato su livelli simili a quelli del 2009, ma con alcuni **cambiamenti nella composizione dei consumi finali**. In linea con il dato complessivo, gli usi residenziali sono diminuiti dell'8% rispetto al 2010 e dell'1,1% rispetto al 2009, anche a causa del clima più mite. A dispetto di una domanda elettrica in aumento, gli usi termoelettrici sono invece in contrazione sia rispetto al 2010 (-7,2%), sia rispetto al 2009 (-3,5%), a causa della concorrenza economica del carbone e a quella indotta per via regolatoria delle rinnovabili. Infine, il settore industriale ha fatto segnare un aumento sia rispetto al 2010 (1,6%), sia rispetto al 2009 (11,5%).

La difficile situazione economica e la prevista contrazione del PIL (-1,3%) creano le condizioni per un'**ulteriore diminuzione della domanda di gas naturale nel 2012**. Nonostante le temperature eccezionalmente fredde di febbraio, nel primo trimestre l'Italia ha consumato 26,8 Gmc, in calo del 2,2% rispetto allo stesso periodo del 2011 e del 4,9% rispetto al 2010. Marzo ha fatto addirittura registrare il dato peggiore degli ultimi 10 anni, in calo del 22,6% sullo stesso mese del 2011 e del 23,9% sul 2010. Per quanto concerne gli usi finali, in questo trimestre le perdite si sono concentrate nel settore termoelettrico, che ha fatto registrare contrazioni del 9,1% sul 2011 e del 9,8% sul 2010. Gli usi residenziali sono invece cresciuti dello 0,6% sul 2011 e diminuiti del 3,9% rispetto al 2010. Infine, gli usi industriali hanno fatto segnare una crescita sia rispetto al 2011 (0,7%), sia rispetto al 2010 (5%). Nel complesso, nonostante le criticità, il gas naturale è comunque destinato a mantenere la sua centralità nel paniere energetico italiano.



La composizione del paniere energetico italiano (2010 - elaborazione su dati Eurogas).

Sul piano della sicurezza energetica, le deboli dinamiche del consumo continuano a far diminuire l'urgenza di sviluppare nuova capacità di importazione (v. *Focus* 7-8-2011). Secondo le stime, infatti, i consumi di gas al 2020 dovrebbero non superare gli 85-90 Gmc. Tuttavia, la situazione di emergenza del febbraio scorso dimostra la necessità di considerare anche le prospettive di medio e lungo periodo: il **sistema infrastrutturale nazionale** è adatto alle attuali esigenze di approvvigionamento, ma per consentire un livello comparabile di sicurezza **deve espandersi in anticipo rispetto alle tendenze del mercato** per evitare di creare finestre temporali di rischio.

In questo senso, mantiene la sua priorità lo sviluppo di nuova capacità di importazione che consenta una diversificazione dei fornitori, oltre che delle rotte. Alle attuali condizioni, il **progetto che appare più significativo per la sicurezza energetica nazionale è il TAP**, che consentirebbe l'accesso a nuovi volumi (10 Gmc annui) provenienti dall'Azerbaijan (v. oltre). In questa prospettiva, i progetti alternativi (**SEEP, Nabucco West**) che mirano a portare i flussi di gas azerbaigiano destinati all'Italia verso altri mercati rappresentano un **ostacolo al mantenimento di un adeguato livello di sicurezza energetica**.

Un altro progetto che consentirebbe un miglioramento della diversificazione delle importazioni italiane, questa volta via GNL, è l'**OLT Offshore Toscana**. Il progetto, che ha ricevuto un finanziamento di 240 milioni di euro dalla Banca Europea per gli Investimenti, prevede l'ancoraggio a 22 km al largo di Livorno di un'apposita nave trasformata in rigassificatore, capace di immettere sulla rete nazionale circa 3,5 Gmc annui. Il progetto è già in fase avanzata e dovrebbe essere operativo dal 2013. Relativamente alla capacità di importazione via GNL, occorre tuttavia sottolineare come rispetto ai gasdotti favorisca una maggiore diversificazione dei fornitori, ma al prezzo di una minore

affidabilità tecnica durante i momenti di crisi. Durante l'emergenza di febbraio, infatti, l'apporto dei due rigassificatori nazionali (Panigaglia e Rovigo) è stato assolutamente marginale perché le consegne sono state interrotte a causa delle condizioni meteo.

Accanto alla capacità di importazione, come visto, anche le interconnessioni con gli altri mercati europei possono dare un contributo alla sicurezza energetica nazionale, oltre a dare spessore al progetto di rendere l'Italia un hub del gas a livello europeo. In questo senso, un progetto significativo è il **Austria-Italia Tauerngasleitung (TGL)**, con una capacità annua di 11 Gmc. L'interconnettore arriverebbe poi fino in Germania, a Monaco, mettendo in comunicazione i due mercati, con indubbi effetti di aumento della sicurezza energetica sia italiana sia tedesca. Esistono tuttavia dubbi sulla tempistica di realizzazione dell'infrastruttura, in quanto l'attuale eccesso di capacità di importazione su tutti e due i mercati riduce sensibilmente gli incentivi economici per molti operatori e rende difficile reperire i finanziamenti.

Nell'attuale congiuntura, caratterizzata da alte quotazioni della materia prima, un significativo contributo alla sicurezza energetica nazionale proverrebbe da una facilitazione sul piano regolatorio delle **attività di esplorazione e produzione di idrocarburi**. Più ampie certezze sulla tempistica e una riduzione dei vincoli amministrativi consentirebbe un miglior sfruttamento delle riserve presenti nella Penisola, sia sulla terraferma sia in mare.

L'emergenza di febbraio ha consentito di valutare appieno l'importanza di un sistema di stoccaggio efficiente e adeguatamente dimensionato. Nei giorni centrali della crisi, gli stoccaggi nazionali hanno consentito di mantenere stabili gli approvvigionamenti, arrivando a erogare 164 Mmc, pari al 38% dei consumi nazionali. Risulta dunque indispensabile favorire un ulteriore **miglioramento delle capacità di stoccaggio**. Il piano investimenti presentato da Snam Rete Gas per il prossimo triennio va in questa direzione, prevedendo investimenti per 6,7 miliardi di euro, in parte dedicati allo stoccaggio. Complessivamente, la capacità disponibile sarà aumentata di 3 Gmc (arrivando a circa 18 Gmc), grazie alla realizzazione di un nuovo sito a Bordolano (CR) e al potenziamento di alcuni siti già esistenti. In seguito ai potenziamenti, la capacità massima di erogazione giornaliera dovrebbe passare da 265 Mmc a 303 Mmc.

Per quanto concerne i principali operatori nazionali, si segnala l'inizio della produzione nella regione di Yamal-Nenets (Siberia occidentale) dei giacimenti sviluppati da **SeverEnergia**, una partecipata di Eni (29,4%) e Enel (19,6%). Si tratta del primo accesso al settore produttivo (upstream) russo per gli operatori italiani: per Enel, la quota (pari a 6 Gmc annui) servirà per le attività di produzione di energia elettrica nelle centrali possedute in Russia (gruppo OGK-5), mentre i volumi in quota Eni saranno rivenduti direttamente a Gazprom. Il più generale rafforzamento dei rapporti tra Eni e il gruppo russo ha anche consentito una rinegoziazione delle condizioni dei contratti di approvvigionamento di lungo periodo (take-or-pay) del mercato italiano, con importanti effetti positivi sui bilanci dell'impresa italiana già nel primo trimestre 2012.

## 1.2. GERMANIA

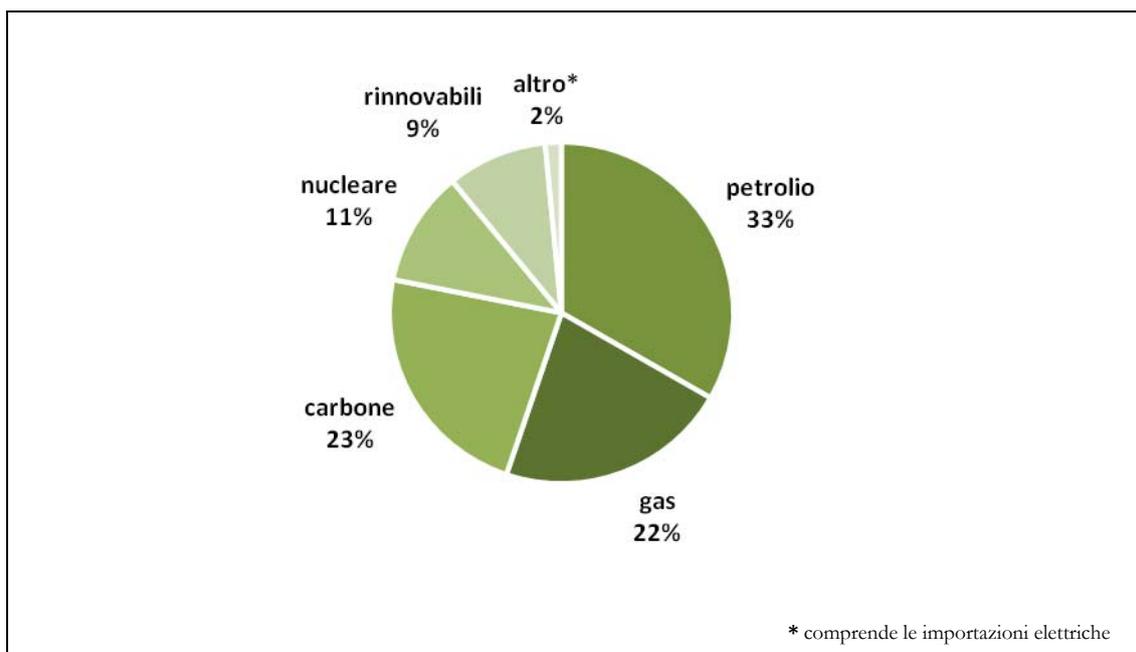
I consumi tedeschi di gas naturale nel 2011 sono stati pari a **77,7 Gmc, in diminuzione di 11,6 Gmc rispetto al 2010**, quando si erano attestati sugli 89,3 Gmc. Si tratta di una contrazione marcata (-13%), superiore alla contrazione media (-10,7%) registrata a livello europeo. Nonostante la congiuntura economica sia stata favorevole e l'economia tedesca abbia registrato una crescita del 3%, infatti, la scelta dei

decisori politici di sussidiare fortemente le rinnovabili e la parallela competitività dei prezzi del carbone hanno penalizzato fortemente i consumi termoelettrici tedeschi.

I principali **operatori hanno risentito** pesantemente sul piano finanziario **della repentina scelta di fermare alcune centrali nucleari** e di accorciare la vita utile di quelle esistenti (Cfr. *Focus* 7-8/2011): Eon è infatti passata da profitti di 5,9 miliardi di euro nel 2010 a perdite per 2,2 miliardi di euro nel 2011 proprio a causa delle politiche del governo, costate all'azienda 2,5 miliardi di euro. Perdite simili hanno danneggiato anche l'altra grande impresa tedesca, RWE, che ha ingaggiato con il governo una battaglia legale.

Per quanto concerne i consumi di gas naturale, la scelta tedesca di rinunciare alla tecnologia nucleare dovrebbe nel medio periodo favorire una ripresa dei consumi di gas naturale, dati gli alti costi del ricorso a quantità aggiuntive di carbone (per via dei tetti alle emissioni di anidride carbonica). Anche la (seppur modesta) crescita dell'economia tedesca nel 2012 (0,6%) dovrebbe dare il suo contributo alla ripresa dei consumi di gas naturale e al mantenimento della quota del gas naturale nel paniere energetico tedesco.

GERMANIA	
Consumo di gas (2011) .....	77,7 Gmc
Variazione 2010-2011 .....	- 13,0 %
Consumo sul totale UE .....	16,1 %
Dipendenza da import .....	86,8 %
Gas sul totale dei consumi .....	21,9 %



La composizione del paniere energetico tedesco (2010 - elaborazione su dati Eurogas).

Il pervasivo intervento del governo tedesco ha riguardato, come accennato, anche il settore delle rinnovabili, in cui i decisori politici perseguono una politica di forte sostegno regolatorio e finanziario, con l'obiettivo di raggiungere il **35% della produzione elettrica da rinnovabili entro il 2020**. Si tratta di un obiettivo quantomeno ambizioso, considerando che nel 2011 la produzione da rinnovabili è stata pari al 20% del consumo totale di elettricità in Germania. Nondimeno, le risorse economiche impiegate e la parallela politica industriale messa in campo rendono possibile raggiungere l'obiettivo, anche se permangono dei dubbi sul suo impatto economico.

Accanto a questa strategia, a riprova della centralità del gas naturale, i decisori politici tedeschi perseguono un progressivo rafforzamento delle infrastrutture di importazione dalla Russia, con il raddoppio appena conclusosi del Nord Stream (Cfr.§3.1). Complessivamente, la nuova capacità di importazione dalla Russia si è accresciuta di 55 Gmc in due anni, a fronte di consumi tedeschi di gas russo pari a circa 30 Gmc, peraltro interamente forniti attraverso le infrastrutture già esistenti, che passano attraverso Ucraina e Bielorussia. Considerando che i consumi tedeschi sono previsti in crescita solo moderata nel medio periodo, i recenti sviluppi infrastrutturali rafforzano sempre più il ruolo della **Germania quale hub europeo settentrionale**, data la necessità di smistare altrove i volumi in arrivo dalla Russia e non assorbibili dalla domanda interna tedesca.

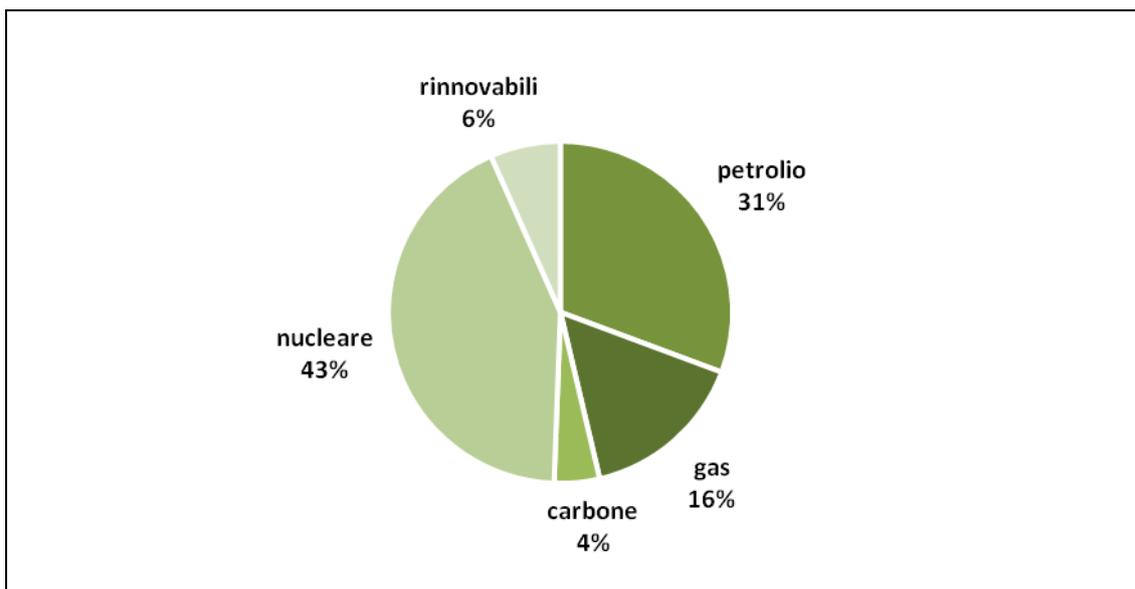
Questa condizione crea i presupposti per una pressione da parte dei decisori politici tedeschi a **favorire l'integrazione dei mercati europei** del gas naturale in concomitanza della prossima stabile ripresa dei consumi, per consentire agli operatori tedeschi e ai loro soci di sfruttare la posizione di vantaggio rappresentata dalle infrastrutture baltiche per penetrare gli altri mercati europei, soprattutto quelli direttamente confinanti con la Germania.

### 1.3. FRANCIA

I consumi francesi di gas naturale nel 2011 sono stati pari a **44,1 Gmc, in diminuzione di 6,7 Gmc rispetto al 2010**, quando si erano attestati sui 50,8 Gmc. Si tratta di una contrazione marcata (-13,2%), e come nel caso tedesco superiore alla contrazione media (-10,7%) registrata a livello europeo. La contrazione dei consumi francesi è quasi interamente spiegabile in funzione della distribuzione degli usi finali: essendo il settore termoelettrico francese dominato dal nucleare, i consumi di gas sono concentrati negli **usi residenziali**, che hanno risentito (-21,6%) del clima mite. I consumi di gas naturale per il termoelettrico sono anzi aumentati nel corso dell'anno, per l'entrata in funzione di nuovi gruppi a ciclo combinato, particolarmente efficienti.

FRANCIA	
Consumo di gas (2011) .....	44,1 Gmc
Variazione 2010-2011 .....	- 13,2 %
Consumo sul totale UE .....	9,4 %
Dipendenza da import .....	98,5 %
Gas sul totale dei consumi .....	15,6 %

Considerando la correzione per il clima e le prospettive di modesta crescita, l'andamento dei consumi francesi di gas continueranno nel 2012 a dipendere in larga misura da fattori meteorologici. Anche in una prospettiva di medio periodo, il gas naturale è destinato a **mantenere la propria quota nel paniere energetico francese** o ad aumentarla in modo contenuto. L'uso termoelettrico, nel quale avrebbe i maggiori margini di espansione, è destinato anche in futuro a essere dominato dal nucleare, lasciando alle centrali a gas un ruolo altamente specializzato di soddisfacimento di alcuni segmenti della domanda, come la capacità di back-up delle rinnovabili intermittenti.



La composizione del paniere energetico francese (2010 - elaborazione su dati Eurogas).

In prospettiva europea, la posizione dei decisori politici francesi sul tema dell'integrazione dei mercati dell'energia è tradizionalmente orientata verso una duplice azione di chiusura del mercato nazionale e di promozione degli operatori francesi sui mercati esteri, nel quadro di una generalizzata difesa delle prerogative nazionali e di un tentativo di mantenere il controllo statale sulle dinamiche di mercato. Nel settore del gas, la principale conseguenza sul piano infrastrutturale di questa posizione è la **mancata realizzazione di nuova capacità di interconnessione con la penisola iberica**, in grado di garantire una diversificazione degli approvvigionamenti francesi, ma a costo di un indebolimento delle posizioni degli operatori nazionali. L'ampia capacità di rigassificazione inutilizzata e le dinamiche di mercato fanno inoltre prevedere che lo sviluppo delle interconnessioni difficilmente sarà una priorità di investimento per gli operatori e per i decisori politici francesi nei prossimi anni.

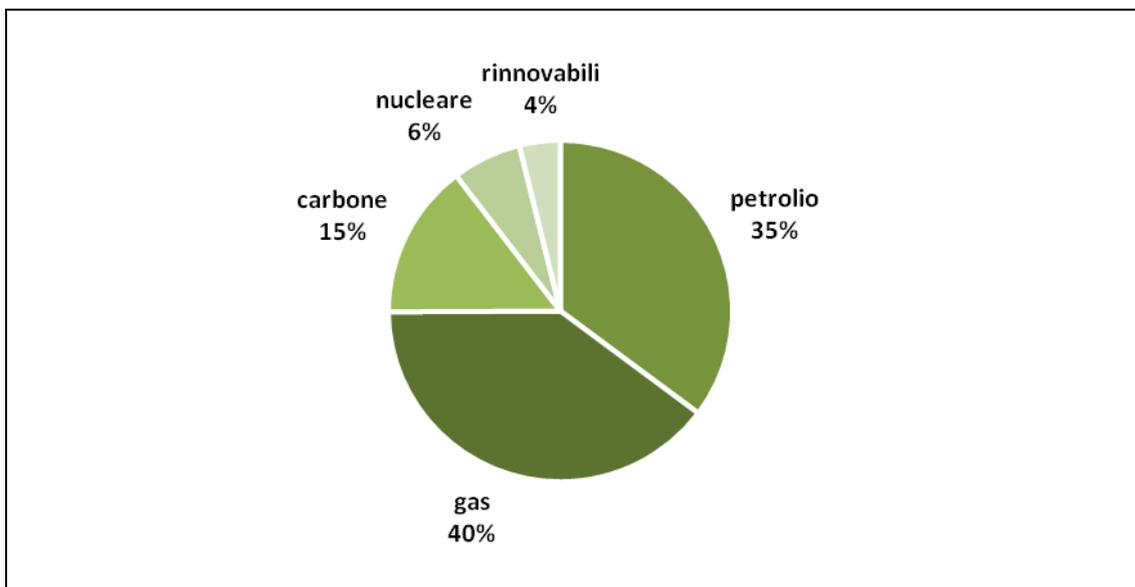
#### 1.4. REGNO UNITO

I consumi britannici di gas naturale nel 2011 sono stati pari a **82,9 Gmc**, in **diminuzione di 18 Gmc rispetto al 2010**, quando si erano attestati sui 100,9 Gmc. Si tratta di una contrazione molto marcata (-18%), ampiamente superiore alla contrazione media (-10,7%) registrata a livello europeo. I consumi di gas britannici hanno così toccato i livelli minimi dal 1995.

REGNO UNITO	
Consumo di gas (2011) .....	100,9 Gmc
Variazione 2010-2011 .....	- 17,8 %
Consumo sul totale UE .....	17,6 %
Dipendenza da import .....	54,0 %
Gas sul totale dei consumi .....	39,6 %

Alla base della minor domanda vi sono i fattori climatici e soprattutto la **contrazione negli usi termoelettrici**. La quota dell'energia prodotta in centrali termoelettriche è stata pari al 41% della produzione totale, mentre nel 2010 era stata del 48%. Parallelamente, nel 2011 è aumentato l'uso del parco di centrali nucleari (+11%) e il contributo delle rinnovabili, soprattutto idroelettrico (da 0,8% a 1,5%, grazie alle abbondanti piogge in Scozia) ed eolico (da 2,4% a 4%).

Il governo britannico sta infatti intervenendo in misura crescente nei mercati energetici per promuovere obiettivi ambientali, anche se in modo meno distorsivo delle dinamiche di mercato rispetto agli altri grandi Paesi europei. Nel medio periodo è probabile che questa azione abbia come effetto **una stabilizzazione o una contrazione della quota del gas naturale** nel paniere energetico britannico, di cui peraltro continua ad essere la componente principale.



La composizione del paniere energetico britannico (2010 - elaborazione su dati Eurogas).

Il 2011 è stato un anno significativo per il settore del gas britannico, perché per la prima volta le **importazioni hanno superato la produzione interna**. Poiché tuttavia la Gran Bretagna è anche un esportatore, nel complesso la produzione è pari al 54% dei consumi. Questo tuttavia non cambia la tendenza storica a un progressivo esaurimento delle riserve di idrocarburi del Mare del Nord, che potrà essere rallentato ma non interrotto da nuove attività produttive, in particolare nel non convenzionale. Anche da punto di vista delle modalità di importazione, nel corso del 2011 si è registrato un cambio di paradigma significativo: per la prima volta le importazioni di GNL, provenienti soprattutto dal Qatar, hanno praticamente eguagliato le importazioni via gasdotto dalla Norvegia (26,4 Gmc nel 2010).

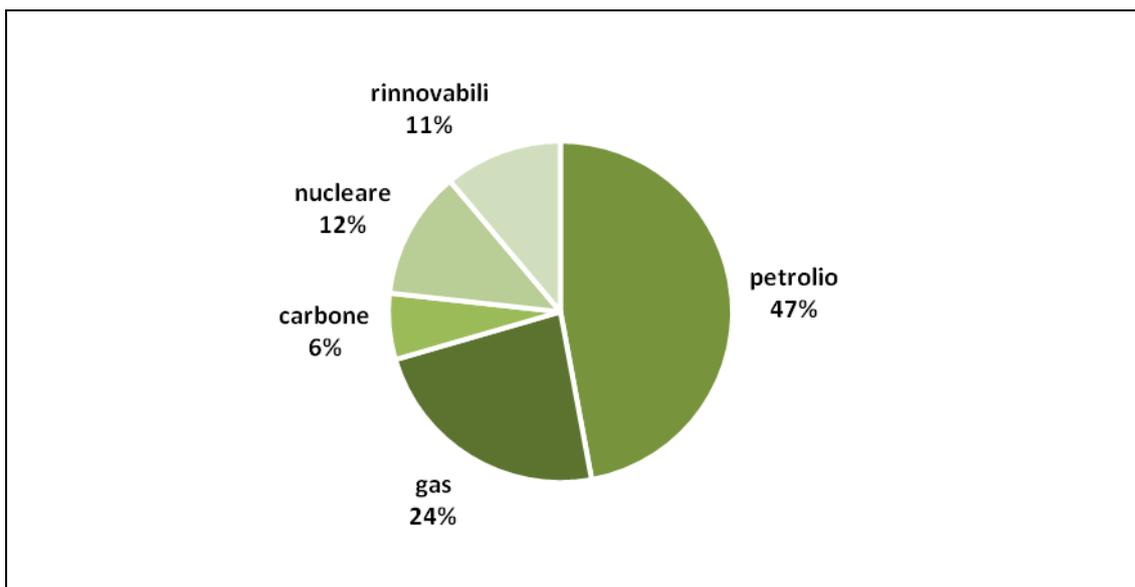
L'ampio interscambio in entrambe le direzioni tra le Isole Britanniche e il continente è reso possibile da una solida rete infrastrutturale. Nel mese di febbraio, Snam Rete Gas e Fluxys G (operatore controllato dallo Stato belga e del Québec) hanno rilevato da Eni il 16,41% di Interconnector (UK), proprietario e operatore del gasdotto sottomarino che collega Regno Unito (Bacton) e Belgio (Zeebrugge) e consente un collegamento bidirezionale tra il Regno Unito e alcune importanti piazze di contrattazione del gas. Inoltre, Snam Rete Gas e Fluxys G hanno acquisito il controllo del 51% di Interconnector Zeebrugge Terminal SCRL, società che include il terminal e gli impianti di compressione che collegano il gasdotto alla rete belga, e il 10% in Huberator, società controllata da Fluxys G e operatore dell'hub di trading del gas di Zeebrugge, uno dei più importanti in Europa. Nel complesso, si tratta per Snam Rete Gas di un passo importante per diventare un operatore di rete su scala continentale, con importanti vantaggi indiretti per la rete nazionale italiana.

## 1.5. SPAGNA

I consumi spagnoli di gas naturale nel 2011 sono stati pari a **34,4 Gmc, in diminuzione di 2,5 Gmc rispetto al 2010**, quando si erano attestati sui 36,9 Gmc. Si tratta di una riduzione (-7%) inferiore alla media (-10,7%) registrata a livello europeo. Per il mercato spagnolo si tratta tuttavia del terzo anno consecutivo di contrazione, che è finora costata una riduzione complessiva dei consumi di 7 Gmc, pari al 16,9% del totale del 2008.

SPAGNA		
Consumo di gas (2011) .....	34,3	Gmc
Variazione 2010-2011 .....	- 6,8	%
Consumo sul totale UE .....	7,3	%
Dipendenza da import .....	99,7	%
Gas sul totale dei consumi .....	23,5	%

La contrazione dell'economia spagnola prevista per il 2012 (-1%) rende molto probabile che anche l'anno in corso faccia registrare la **quarta diminuzione consecutiva dei consumi**. Il minor consumo di gas naturale è parte di una generalizzata crisi dei consumi spagnoli: nonostante il progresso delle rinnovabili, dunque, la quota del gas nel paniere energetico dovrebbe rimanere stabile anche negli anni futuri.



La composizione del paniere energetico spagnolo (2010 - elaborazione su dati Eurogas).

Per quanto riguarda la struttura dell'approvvigionamento spagnolo, in seguito all'avvio del Medgaz le importazioni di gas naturale via tubo dall'Algeria sono aumentate del 33% rispetto al 2010, arrivando a 10 Gmc (di cui 2,5 Gmc destinati al Portogallo). Parallelamente, sono diminuite le importazioni via GNL dall'Algeria (-18,3%, a 4 Gmc), dalla Nigeria (-10,9%) e dal Qatar (-20,9%), oltre che da fornitori minori. L'effetto è stato dunque quello di una riduzione della differenziazione dell'approvvigionamento, privo tuttavia di conseguenze sul livello di sicurezza energetica spagnolo, garantito da un'ampia ridondanza delle capacità di rigassificazione.

In prospettiva europea, l'interesse del governo spagnolo e degli operatori coinvolti presenti sul mercato iberico - tra cui Enel, attraverso la controlla Endesa - sarebbe quello di un progresso dell'integrazione nella rete europea, in particolare attraverso il **rafforzamento delle interconnessioni con la rete francese**. In questo modo sarebbe possibile impiegare le infrastrutture spagnole per rifornire anche altri mercati, oltre a quello portoghese: l'interesse antitetico dei decisori politici e degli operatori francesi lascia tuttavia prevedere un'opposizione al progetto anche nel medio periodo.

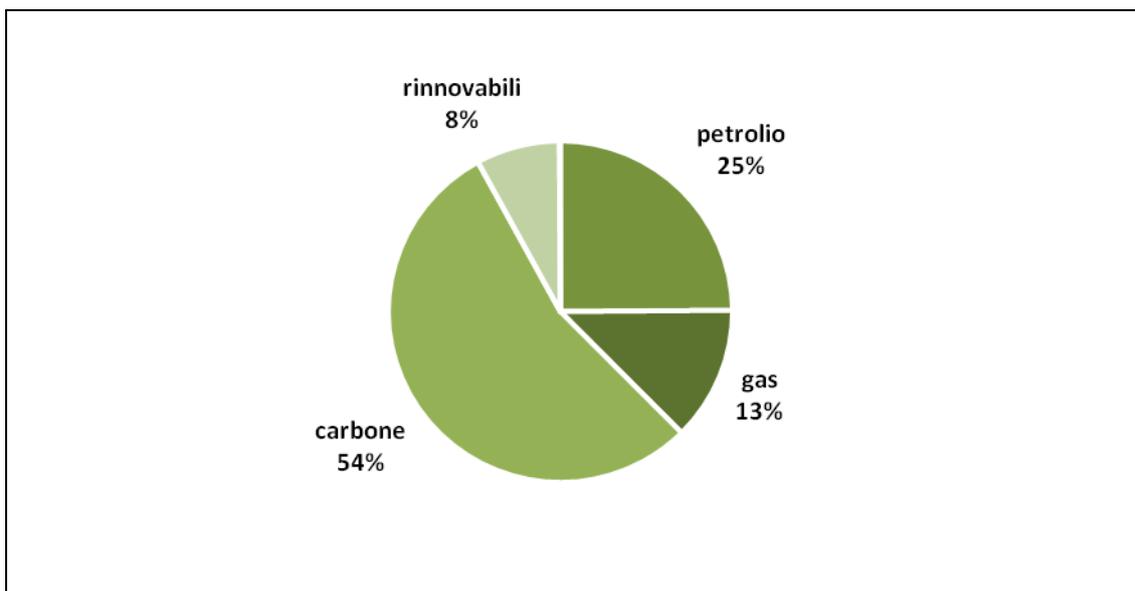
## 1.6. POLONIA

I consumi polacchi di gas naturale nel 2011 sono stati pari a **15,4 Gmc, in aumento di 0,1 Gmc rispetto al 2010**, quando si erano attestati sui 15,5 Gmc. Si tratta dell'unico grande mercato, insieme alla Romania (+2,2%), ad aver fatto registrare un aumento dei consumi. Un contributo importante a questa tendenza è venuto dal quadro macroeconomico: l'economia

POLONIA	
Consumo di gas (2011) .....	15,4 Gmc
Variazione 2010-2011 .....	0,7 %
Consumo sul totale UE .....	3,3 %
Dipendenza da import .....	71,3 %
Gas sul totale dei consumi .....	12,7 %

polacca è infatti cresciuta nel 2011 del 4,3% e le previsioni per il 2012 sono di un'ulteriore espansione del 2,5%.

Il gas naturale resta tuttavia una fonte marginale nel paniere energetico polacco e, nonostante le previsioni di crescita, è probabile che nel medio periodo la sua quota resti inferiore alla media europea. Nondimeno, le prospettive di crescita dell'economia polacca e la necessità di ridurre la quota del carbone nella generazione elettrica, per rispettare gli impegni in materia ambientali, fanno del mercato polacco uno dei principali mercati europei, dotato di buone **prospettive di crescita nel medio e soprattutto lungo periodo.**



La composizione del paniere energetico polacco (2010 - elaborazione su dati Eurogas).

L'evoluzione futura del mercato del gas polacco dipende anche dallo sviluppo della produzione interna. In particolare, la Polonia è il Paese in Europa con maggiori potenzialità di **produzione non convenzionale**: secondo uno studio reso noto dall'impresa pubblica PGNiN, le riserve complessive potrebbero arrivare fino a 2.000 Gmc. Tuttavia, non si avranno stime più accurate prima del 2016. Nonostante gli alti costi del gas russo, infatti, non tutte le riserve di gas non convenzionale potrebbero rivelarsi economicamente significative agli attuali prezzi di mercato. Per esempio, a febbraio Exxon ha annunciato che due pozzi perforati nel Paese per la ricerca di gas di scisti non sono economicamente sfruttabili e con ogni probabilità ne abbandonerà la coltivazione.

Un ulteriore elemento della strategia di approvvigionamento polacca che potrebbe dare un impulso all'ampliamento dei consumi è la realizzazione del primo **rigassificatore** polacco a **Swinoujscie**. L'infrastruttura, con una capacità annua di 5 Gmc, dovrebbe essere pronta nel 2014, ma restano delle incertezze sull'effettiva tempistica della sua realizzazione.

A causa dell'ampio uso del carbone per la generazione elettrica e delle emissioni che ne derivano, il paniere energetico polacco sarà influenzato più di quello degli altri grandi

Paesi europei. L'attuale ampio utilizzo del carbone è riconducibile innanzitutto a motivazioni economiche: il carbone fornisce energia elettrica a prezzi assolutamente competitivi. Questo spiega almeno in parte l'**opposizione dei decisori politici polacchi alle pesanti limitazioni contenute nella roadmap** proposta dalla Commissione Europea per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica per il 2050.

Considerando l'arretratezza dell'economia polacca rispetto alla media europea (il reddito procapite è del 37% inferiore alla media Ue), è difficile immaginare che si possano creare le condizioni per un cambiamento di indirizzo politico nel medio periodo e che la sostituzione del carbone con altre fonti possa essere eccessivamente accelerata. Viceversa, è probabile che l'aggravarsi della situazione economica possa avvicinare i decisori politici di altri Paesi europei alle posizioni polacche in tema di contenimento delle emissioni di anidride carbonica, soprattutto – ma non solo – in Europa orientale.

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

L'analisi delle dinamiche legate all'offerta di energia all'Europa ruota attorno al monitoraggio delle strategie energetiche della **Federazione Russa** e della **Turchia**, Paesi chiave per lo sviluppo delle principali direttrici di approvvigionamento di gas all'Europa. Per collocazione geografica, potenzialità di cooperazione con gli Stati produttori caspici e mediorientali e, nel caso russo, per potenziale di produzione, Mosca e Ankara rappresentano infatti le chiavi di volta dell'intero sistema infrastrutturale eurasiatico. Di seguito sono svolte alcune considerazioni relative ai principali sviluppi del primo trimestre 2012 nelle aree rilevanti per la sicurezza energetica europea (Russia, Area del Caspio, Turchia e Medio Oriente). Le considerazioni relative al contesto di sicurezza dei fornitori sono invece oggetto dell'approfondimento.

### 2.1 RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Il 16 aprile, alla presenza del Primo ministro Vladimir Putin, la compagnia russa Rosneft e la statunitense ExxonMobil hanno siglato un protocollo di cooperazione che fa seguito ai due accordi siglati nel 2001 ed aventi per oggetto i progetti congiunti di esplorazione e sfruttamento energetico nell'area del Mar Nero e in quella dell'Artico. Secondo i termini dell'intesa, le due compagnie costituiranno entro l'anno una *joint venture* partecipata da Rosneft al 66,7%. Il protocollo risulta particolarmente rilevante in ragione della priorità assegnata dalle autorità russe allo sfruttamento del potenziale energetico dell'Artico e, in particolare, del Mare di Kara. Per Rosneft, infatti, l'attrazione di capitali e *know how* stranieri rappresenta elemento imprescindibile per lo sfruttamento di risorse che, secondo le più recenti stime, potrebbero ammontare a 5 miliardi di tonnellate di petrolio e 8 trilioni di metri cubi (Tmc) di gas e che potrebbero permettere alla Federazione Russa di ampliare i propri mercati di sbocco anche verso l'Asia orientale. In cambio della partecipazione a progetti di sfruttamento energetico nella piattaforma continentale russa, ExxonMobil ha inoltre concesso a Rosneft una partecipazione (pari al 30%) in progetti di sfruttamento petrolifero in Texas, nel Golfo del Messico e in Alberta.

Indipendentemente dalla crisi congiunturale degli approvvigionamenti russi verificatasi a cavallo tra la fine di febbraio e l'inizio di marzo, il mercato del gas europeo continua a registrare un eccesso di offerta di gas che si traduce in una condizione apparentemente sfavorevole per le esportazioni russe. La diminuzione della domanda di gas causata dalla sfavorevole congiuntura economica e l'aumento delle vendite spot di gas a prezzi più contenuti rispetto a quelli stabiliti attraverso i contratti di lungo periodo (circa 310 \$/mmc contro una media di 480 \$/mmc alla fine del 2011) hanno generato non a caso crescenti pressioni, da parte delle compagnie europee clienti di Gazprom, per la rinegoziazione dei contratti finalizzata all'abbassamento della soglia fissata per il *take or pay* e alla revisione dei prezzi di acquisto del gas. A metà gennaio, Gazprom ha così diminuito i prezzi di vendita del gas a cinque clienti europei (the Sinerie Italiane, Wingas, GdF Suez, Econgaz e SPP), in linea con la revisione già accordata tra il 2010 e il 2011 alle maggiori compagnie europee – tra cui Edison, la turca Botas, la tedesca E.ON Ruhrgas e l'olandese

Shell. In marzo si è inoltre conclusa la rinegoziazione dei prezzi con Eni, attualmente principale cliente europeo di Gazprom.

Più evidente eccezione alla politica di concessione di riduzioni sui prezzi di vendita del gas è rappresentata dall'**Ucraina**, snodo centrale del transito del metano russo verso l'Europa, dove i negoziati si sono intrecciati e arenati attorno al tentativo di Gazprom di acquisire il controllo della compagnia energetica nazionale, Naftogaz, e dei suoi *asset*. L'elevato livello dei prezzi d'acquisto del gas russo – che negli anni passati ha generato un crescente indebitamento e diverse crisi bilaterali e, per esteso, continentali – rappresenta un pesante fardello per lo sviluppo economico ucraino e, alla vigilia delle elezioni parlamentari di ottobre, tema centrale del dibattito politico nazionale. Ferma restando la volontà del governo ucraino di scongiurare la cessione degli *asset* energetici nazionali a Gazprom come contropartita per una revisione dei contratti, Kiev ha formalizzato in gennaio una nuova strategia di diversificazione delle fonti e dei canali di approvvigionamento energetici, già annunciata nel corso del 2011. Il Consiglio per la Sicurezza Nazionale e la Difesa ha reso infatti noti i passi che intende seguire per ridurre le importazioni di gas dagli attuali 40 Gmc/a a 33 entro l'anno e a 12 entro il 2017. Dal punto di vista interno, tale strategia si concretterà nella valorizzazione delle risorse gassifere nazionali – e in particolare sullo sfruttamento dei depositi di *shale gas* – che oggi assicurano circa un terzo del fabbisogno annuo ucraino (60 Gmc). Parallelamente, il ritorno all'utilizzo del carbone per la generazione elettrica potrebbe consentire, in tempi rapidi, di ridurre la domanda di gas di circa 6 Gma/a. Non meno ambiziosi sono poi i piani per la diversificazione dei fornitori esteri di energia, con l'Azerbaigian e i produttori del Caspio individuati come i principali possibili partner accanto a paesi, quali Turchia e Romania, che potrebbero vendere all'Ucraina il proprio *surplus*. Con tutti questi paesi, a partire dal 2011, sono già stati avviati i contatti in vista della conclusione di accordi di importazione di gas.

Diversi sono, tuttavia, gli ostacoli che sembrano frapporsi, perlomeno nel breve periodo, all'implementazione della nuova strategia energetica ucraina. Oltre all'elevato volume di gas che Kiev si è impegnata contrattualmente ad importare dalla Federazione Russa sino a tutto il 2019 con clausole *take or pay* (33 Gmc/a), resta l'elevato livello di investimenti richiesti dalla nuova politica energetica, tanto nella sua dimensione interna che esterna. Se, da un lato, mancano le infrastrutture necessarie per l'importazione del gas in forma gassosa o liquefatta, dall'altro un clima per gli investimenti non favorevole e la negativa congiuntura economica internazionale potrebbero limitare l'attrazione degli investimenti esteri necessari per lo sfruttamento del potenziale energetico ucraino. D'altra parte, nonostante Kiev abbia già avviato contatti con compagnie energetiche straniere potenzialmente interessate a investire nel paese, i tempi di realizzazione dei progetti di estrazione di gas appaiono tutt'altro che brevi.

Le difficoltà economiche del paese richiederebbero invece interventi urgenti nel settore del gas, principale responsabile dello squilibrio nella bilancia dei pagamenti e dell'alto indebitamento estero nazionale. D'altra parte, la mancata riforma del settore è stata una delle cause di sospensione degli aiuti del Fondo Monetario Internazionale e, con essa, delle difficoltà di accesso al credito in Europa. In questa situazione, e paradossalmente,

l'unico paese in grado di offrire i prestiti necessari a ripagare il debito contratto con le importazioni di gas è proprio la Russia. A fine marzo Naftogaz si è non a caso rivolta a Gazprombank per ottenere l'apertura di una linea di credito settennale di 2 miliardi di dollari, dimostrando come la soluzione alle problematiche energetiche nazionali non possa che passare da Mosca.

## 2.2 BACINO DEL CASPIO

La partita per il trasporto delle risorse del Mar Caspio verso i mercati europei ruota attorno alla ormai prossima decisione sull'assegnazione del gas naturale che andrà in produzione, a partire dal 2017, nella seconda fase di sfruttamento del giacimento off-shore caspico di Shah Deniz (SD2), in **Azerbaijan**. Secondo le più recenti dichiarazioni del Consorzio titolare dei diritti di sfruttamento, la decisione non verrà resa nota prima del 2013. L'avvio di SD2 potrebbe consentire all'Azerbaijan, stando alle proiezioni di crescita dell'*output* di gas recentemente diffuse dal Presidente della compagnia energetica nazionale – State Oil Company of Azerbaijan Republic, Socar – di raggiungere entro il 2025 un livello di produzione pari a 50 Gmc/a (a fronte dei 15 Gmc del 2010).

La significatività del paese caucasico per gli approvvigionamenti e la politica di diversificazione dei canali di fornitura energetica europei si è d'altra parte tradizionalmente fondata sulla duplice connotazione dell'Azerbaijan di paese produttore e potenziale transito delle ingenti risorse energetiche del versante centrasiano del Caspio. La costa azera offre infatti un naturale punto di approdo per il gas proveniente dal Turkmenistan e dal Kazakistan lungo un "corridoio energetico est-ovest" propugnato alla fine degli anni Novanta dagli Stati Uniti e oggi attivamente sostenuto dalla Commissione europea. Nel corso degli ultimi mesi, tuttavia, alle due connotazioni – di paese produttore e transito energetico – dell'Azerbaijan se ne è aggiunta una terza, altrettanto significativa. L'attiva politica di investimenti all'estero e di progettazione infrastrutturale avviata dalla Socar contribuisce infatti a fare dell'Azerbaijan un **attore chiave anche nel *midstream* e, potenzialmente, nel *downstream* europeo**. La Socar, già presente all'estero in Georgia e Ucraina, ha di recente acquisito la compagnia Esso Schweiz, sussidiaria di ExxonMobil, entrando nel *downstream* in Svizzera, dove sarebbe peraltro interessata a rilevare impianti di raffinazione dalla Petroplus Holdings. La Socar, che ha manifestato il proprio interesse a prendere parte al processo di privatizzazione della compagnia nazionale greca Depa, ha inoltre rilevato il 61% delle quote della holding petrolchimica turca Petkim. Perno della nuova strategia di investimenti nel *midstream* è rappresentato dal progetto congiunto turco-azerbaigiano per il trasporto del gas dalla costa del Caspio sino al confine europeo della Turchia, il Trans-Anatolian Pipeline (TANAP), dove potrebbe originare una delle infrastrutture progettate lungo il corridoio meridionale dell'UE (cfr. §3.2).

Significativamente, il ruolo di perno assunto dall'Azerbaijan nello sviluppo dei progetti infrastrutturali sostenuti da Unione europea e Stati Uniti, non impedisce a Baku di mantenere aperto un canale di dialogo e cooperazione anche con Mosca. Sostanzando anche sul piano energetico una scelta di "non allineamento" portata avanti dal punto di

vista diplomatico e strategico, Baku ha concluso in gennaio un nuovo accordo di esportazione di gas verso la Federazione Russa. A partire dal 2009, l'Azerbaijan è infatti divenuto esportatore di gas anche verso il proprio influente vicino settentrionale, siglando un contratto di fornitura caratterizzato dalla possibilità di progressivo incremento dei volumi commercializzati. Nel settembre 2010 Socar e Gazprom si accordavano dunque per un primo raddoppio dei volumi di gas, portati a 1,5 Gmc per il 2011. Accordo analogo è stato poi siglato a inizio anno, con la previsione di un incremento delle vendite di gas fino a 3 Gmc nel 2012, con possibilità di un nuovo incremento per il 2013.

L'attivismo azerbaijano in campo energetico ha ridato slancio, nel corso degli ultimi mesi, al progetto di connessione trans-caspica con il **Turkmenistan**. Il gasdotto, tradizionalmente avversato dalla Federazione Russa e dall'Iran su un piano ambientale e ora favorito dal dialogo trilaterale lanciato dalla Commissione europea con Baku e Ashgabat, è tornato al centro delle discussioni tra le autorità azerbaijane e quelle turkmene. In particolare, i due governi hanno ribadito che la mancanza di un accordo sullo status legale del Mar Caspio tra i cinque paesi rivieraschi non rappresenta un impedimento per la realizzazione di infrastrutture sottomarine che colleghino due di essi. Pur tuttavia, prima ancora che le obiezioni di Mosca e Teheran alla posa del gasdotto sottomarino, le prospettive di realizzazione del Trans-Caspian Gas Pipeline (TCGP) risultano limitate in ragione di una domanda europea di gas non ancora compiutamente formalizzata e da una competizione infrastrutturale – quella lungo il Corridoio meridionale dell'UE (Cfr. §3.2) – che sembra premiare progetti di più limitata capacità, per i quali il gas turkmeno non sarebbe strettamente necessario. D'altra parte, la direttrice occidentale è solo uno dei vettori di politica energetica sui quali le autorità del Turkmenistan stanno investendo. Oltre al consolidato canale d'esportazione verso la Repubblica popolare cinese – che a partire dal 2009 ha permesso di spezzare il tradizionale monopsonio russo sull'acquisto di gas turkmeno – le autorità di Ashgabat continuano a perseguire la direttrice asiatica centro-meridionale. La prospettiva di ritiro delle forze NATO dall'Afghanistan ha d'altra parte generato nuova attenzione da parte statunitense e delle principali istituzioni finanziarie internazionali attorno al **progetto di gasdotto tra Turkmenistan, Afghanistan, Pakistan e, potenzialmente, India (TAPI)**. Il progetto TAPI è stato, non a caso, al centro dei colloqui svoltisi in gennaio tra il Presidente turkmeno Gurbanguly Berdimuhammadov e l'omologo afgano Hamid Karzai, che hanno ribadito il ruolo centrale che il gasdotto potrebbe assumere per la stabilizzazione dell'Afghanistan e dell'area centrasiatca. Il Ministero del petrolio e delle risorse naturali pakistano ha inoltre dichiarato che già entro fine aprile Turkmenistan e Pakistan potrebbero sottoscrivere un accordo per l'acquisto del gas che andrà in estrazione dai giacimenti di Dovletabad e Galkynysh.

### 2.3 TURCHIA E MEDIO ORIENTE

La crescita economica a tassi record fatta registrare dalla **Turchia** nel corso dell'ultimo decennio ha innalzato notevolmente i consumi energetici nazionali, approfondendo la dipendenza del paese dagli approvvigionamenti energetici esteri e, in

particolare, russi. In un quadro congiunturale caratterizzato dai primi segnali di rallentamento della crescita e da un'impennata dei prezzi delle materie prime, le strategie di politica energetica del governo sono tornate in cima al dibattito politico.

Sul versante interno, a partire dal 1° aprile, il prezzo del gas è stato aumentato del 18%, con una conseguente impennata dei prezzi dell'energia elettrica per consumo domestico e industriale. Conseguenza diretta dell'aumento del costo delle materie prime, l'innalzamento dei prezzi è allo stesso tempo frutto del tentativo delle autorità governative di razionalizzare il consumo di metano e disincentivarne gli sprechi. La dimensione esterna della politica energetica governativa si è invece caratterizzata per il tentativo di rinegoziazione dei prezzi d'acquisto del gas dai due principali fornitori della Turchia, Federazione Russa e Iran, che coprono rispettivamente il 60% e il 24% delle importazioni annuali. Particolarmente rilevante risultava per il governo turco il primo dei due negoziati, in ragione tanto dei volumi di gas importati quanto di un incremento dei prezzi d'acquisto pari al 39% in due anni e mezzo. Il negoziato turco-russo si è concluso positivamente lo scorso 28 dicembre, in occasione della visita ad Ankara dell'Amministratore delegato di Gazprom Alexei Miller, che si è accordato con il Ministro per l'Energia turco Taner Yildiz per uno "sconto sostanzioso" sui prezzi del gas importato attraverso la Bulgaria (gasdotto Trans-Balkan) e il Mar Nero (Blue Stream), che resterà in vigore sino alla conclusione dei due contratti venticinquennali di fornitura, fissata per il 2021 e 2025. Parte integrante della ritrovata intesa turco-russa è stata la concessione, da parte di Ankara, di tutti i permessi necessari per il passaggio del gasdotto South Stream (Cfr.§3.4) attraverso la zona economica esclusiva turca del Mar Nero, dopo anni di infruttuosi colloqui. Stando alle cifre rese pubbliche dai quotidiani nazionali e non ufficialmente confermate, il prezzo concordato con Gazprom sarebbe di circa 400 \$/mmc, notevolmente inferiore a quello pagato all'Iran, che si attesta invece a 505 \$/mmc. Lo stato dei negoziati per la revisione di quest'ultimo è certamente più complesso e influenzato da diversi fattori che pesano nel rapporto bilaterale turco-iraniano. Benché infatti la Turchia continui a rimarcare un ruolo di mediazione tra Teheran e la comunità internazionale sul dossier nucleare, il governo del Partito per la Giustizia e lo Sviluppo ha progressivamente moderato i toni del sostegno all'Iran, influenzato certamente dalle opposte posizioni assunte dai due paesi in relazione alla crisi regionale determinata dal dossier siriano. Pur avendo più volte ribadito di non essere vincolata dalle sanzioni adottate da Stati Uniti e Unione europea nei confronti del regime iraniano, Ankara ha così annunciato un taglio delle importazioni di petrolio pari al 20% e deciso di adire la Corte internazionale di arbitrato di Stoccolma per la risoluzione della questione dei prezzi del gas.

I prezzi elevati attualmente pagati per le forniture di gas naturale rappresentano ulteriore incentivo alla politica di diversificazione dei fornitori, in linea con una più ampia strategia perseguita dagli esecutivi succedutisi ad Ankara e fondata sulla valorizzazione della collocazione geografica del Paese, cerniera tra le principali aree di produzione e consumo di energia. Sin dai primi anni Novanta, Ankara punta infatti a fare della Turchia un *hub* energetico alle porte dell'Europa, in grado di convogliare verso i mercati occidentali quote crescenti di risorse energetiche stringendo, al contempo, accordi con i paesi produttori a

sud ed est del paese. Questa strategia, che ha tradizionalmente guardato ai produttori dell'area del Mar Caspio come naturali interlocutori, si è rafforzata nel corso degli ultimi mesi grazie alla rinnovata intesa con l'Azerbaigian nel settore del gas. Con l'accordo turco-azerbaigiano sul progetto di gasdotto Trans-Anatolian Pipeline (TANAP), la Turchia è infatti assunta a nuovo, rilevante attore della partita per il trasporto del gas naturale che, a partire dal 2017, andrà in produzione a Shah Deniz e sarà esportato lungo il Corridoio meridionale dell'Unione europea (Cfr.§3.2). La concreta possibilità che il TANAP possa assurgere a snodo centrale del Corridoio – sostituendo o integrando gli altri progetti infrastrutturali – si traduce in un notevole approfondimento della valenza turca per l'approvvigionamento europeo, passibile di garantire ad Ankara nuovo potere negoziale nei confronti dell'UE, tanto più significativo in relazione alla mancata apertura del capitolo negoziale su energia.

La cooperazione con l'Iraq resta, accanto alla direttrice azerbaigiana, una delle più rilevanti alternative per ampliare i canali d'approvvigionamento energetico nazionali della Turchia. La Turchia, che ha tradizionalmente offerto un canale privilegiato alle esportazioni di petrolio iracheno lungo l'asse tra Kirkuk e Yumurtalik, sembra infatti intenzionata ad aggiungere al crescente interscambio commerciale tra i due paesi una nuova e rilevante componente energetica, con riferimento particolare al settore del gas. In questo quadro, lo scorso 13 aprile, il Ministro per l'Energia e le Risorse Naturali turco, Taner Yıldız, ha dichiarato che Ankara è pronta ad aprire una centrale elettrica al confine con l'Iraq e a vendere al paese elettricità in cambio del gas naturale che potrebbe presto andare in produzione nelle regioni settentrionali.

Crescenti **incertezze circondano tuttavia il coerente sviluppo del settore energetico in Iraq**, all'indomani del ritiro statunitense dal paese e in un clima di crescenti incomprensioni e tensioni tra il governo centrale di Baghdad e quello regionale curdo di Erbil (GRC). La gestione delle risorse energetiche rappresenta, d'altra parte, uno degli elementi fondamentali e catalizzatori dei dissidi tra le due parti del paese, non a caso incapaci a tutt'oggi di trovare un'intesa sui contorni di una legge nazionale di regolamentazione del settore energetico. Al centro delle discussioni resta principalmente la titolarità ad assegnare licenze di sfruttamento delle risorse e la suddivisione dei proventi tra centro e periferia – sullo sfondo del timore, sempre più avvertito a Erbil, che le rendite energetiche possano consentire a Baghdad di rafforzare, anche militarmente, il governo centrale a scapito delle autonomie regionali. Su questo sfondo, mentre Baghdad continua a non riconoscere la validità dei contratti di esplorazione e sfruttamento energetico concessi dal GRC sul territorio a esso soggetto minacciando sanzioni contro le compagnie straniere, il dissidio va rapidamente e pericolosamente intrecciandosi con il nodo della suddivisione territoriale del paese. Già sul finire del 2011, infatti, la concessione a ExxonMobil da parte del GRC dei diritti di esplorazione di un'area contesa tra Erbil e Baghdad aveva riportato la questione in cima al dibattito politico nazionale. In marzo, poi, un nuovo accordo di produzione tra Baghdad e BP per l'area di Kirkuk – principale oggetto del contendere tra arabi e curdi – ha determinato un inasprimento dei toni del confronto, dimostrando il potenziale destabilizzatore che la questione energetica può avere per il futuro dell'Iraq. In

questo contesto, e fino a che le due parti non avranno trovato un'intesa sulla legge energetica, appare irrealistico che il paese possa conseguire gli ambiziosi obiettivi di crescita di produzione di petrolio e gas fissati per il prossimo quinquennio.

Particolarmente rilevante appare dunque la crescente intesa tra GRC e Turchia, che rappresenta una rilevante fonte di investimenti e *know how* e, al contempo, un imprescindibile canale di esportazione energetica verso i mercati europei. Attraverso la Turchia, sulla direttrice tra Kirkuk e Yumurtalik, transita già oggi circa un terzo delle esportazioni di greggio irachene e, stando a quanto dichiarato dal Ministro per l'Energia turco Yildiz, Ankara è intenzionata ad aprire un canale parallelo di esportazione di gas. La compagnia turco-britannica Genel Energy ha inoltre reso noto un piano per la costruzione di un oleodotto tra i giacimenti di Taq Taq e il confine turco, che permetterebbe al GRC di esportare il proprio petrolio in maniera autonoma da Baghdad. Altri rappresentanti della compagnia hanno infatti dichiarato che il progetto procederà anche in mancanza di accordo tra Erbil e Baghdad sulle modalità di esportazione. Attorno alla valorizzazione della cooperazione energetica con la Turchia si potrebbe tuttavia creare uno spiraglio di intesa tra governo centrale e GRC. La duplice minaccia ai canali di esportazione iracheni attraverso la Siria e lo Stretto di Hormuz determinata dall'approfondirsi delle crisi del regime di Assad e dall'inasprimento dei rapporti tra Teheran e comunità internazionale, genera una congiuntura nella quale, come riconosciuto dal governo iracheno lo scorso marzo, la Turchia rappresenta un interlocutore determinante per lo sviluppo del settore energetico nazionale.

Sullo sfondo della ripresa dei colloqui sul dossier nucleare iraniano e del nuovo round di sanzioni che hanno colpito il **settore energetico dell'Iran** – azzerando di fatto l'esportazione di petrolio verso diversi paesi europei (Germania, Regno Unito, Francia, Spagna e Grecia) – Teheran ha intensificato la ricerca di nuovi mercati di sbocco per i propri idrocarburi. La crescente domanda di energia proveniente da Cina e India – che nel primo trimestre del 2012 ha rappresentato il principale acquirente di greggio iraniano – rende i due paesi i principali e più naturali interlocutori di Teheran. La possibilità di progettare un gasdotto verso la Cina è stata preliminarmente discussa a Dushanbe, lo scorso 25 marzo, tra i presidenti di Iran, Afghanistan e Tagikistan che, assieme al Kirghizistan, potrebbero fungere da territorio di transito per il gasdotto. L'attenzione rivolta da Teheran alla rotta centrasiatrica sembra essere tuttavia frutto delle crescenti difficoltà fronteggiate dal progetto di gasdotto verso l'India attraverso il Pakistan. Il gasdotto Iran-Pakistan-India, della portata di 40 Gmc/a, sarebbe stato già ultimato nel luglio 2011 nel tratto iraniano. Ciò nonostante, la tradizionale opposizione statunitense al progetto e le pressioni esercitate sul governo di Islamabad sembrano aver raffreddato gli entusiasmi pakistani e la possibilità che – come stabilito dall'accordo bilaterale del 2010 – il tratto pakistano possa essere ultimato entro il 2014 appaiono piuttosto scarse, tanto più per il contemporaneo avanzamento del progetto Tapi (Cfr. §2.2).

Dopo la **“crisi delle trivellazioni” nel Mediterraneo orientale** che la scorsa estate ha visto protagoniste Turchia e Cipro attorno ai progetti di sfruttamento energetico di acque territoriali contese tra Nicosia e la Repubblica Turca di Cipro Nord (Cfr. Focus nn.

7-8, luglio/dicembre 2011), il Summit sull'energia tenutosi ad Atene a fine marzo ha offerto un'occasione per chiarire le posizioni degli attori coinvolti e le problematiche che ostacolano il pieno sfruttamento del potenziale dell'area. Oltre a esponenti governativi di Cipro, Israele e Grecia e a rappresentanti della Noble Energy – compagnia titolare del contratto di esplorazione dell'area – al Summit ha preso parte l'Inviato speciale per l'energia del Dipartimento di Stato statunitense, Richard Morningstar, che ha contribuito a delineare la posizione assunta sulla questione dalla Casa Bianca. Casa Bianca che, lo scorso agosto, aveva sostenuto le ragioni cipriote innanzi alle minacce di ritorsioni provenienti da Ankara. Pur ribadendo il sostegno ai piani di sfruttamento delle risorse dell'area di Tel Aviv e Nicosia, Morningstar ha rimarcato come questi debbano essere resi compatibili con gli interessi di tutti gli attori coinvolti e, in particolar modo, della Turchia. Altrettanto esplicita è stata inoltre la dichiarata contrarietà alla partecipazione al progetto da parte della Federazione Russa che, oltre a beneficiare di solidi legami con Cipro, è oggi interessata a prendere parte alla privatizzazione della Depa, la compagnia energetica nazionale greca.

Lo scorso 16 febbraio, in occasione della prima visita di un Primo Ministro israeliano a Cipro, Benjamin Netanyahu e l'omologo cipriota Dimitris Christofias si sono accordati per accelerare la cooperazione energetica bilaterale attraverso la definizione dei rispettivi confini marittimi e l'avvio dei progetti di sfruttamento dell'area, che potrebbe contenere fino a 25 Tmc di gas. Ribadendo la propria contrarietà ad azioni giudicate “unilaterali” e pregiudizievoli della stabilità regionale, il governo di Ankara ha annunciato che la compagnia petrolifera nazionale, la Tpaoc, ha già avviato i contatti con partner internazionali (ExxonMobil, Total, Petrobras e Chevron) per assegnare le licenze di sfruttamento dei giacimenti ritenuti risiedere nelle zone economiche esclusive turche e turco-cipriote. Significativamente, la Tpaoc ha tuttavia lasciato aperto un margine di trattativa con Tel Aviv e Nicosia, suggerendo l'opportunità di predisporre piani di sfruttamento congiunti – resi tuttavia improbabili dalla mancanza di riconoscimento della Repubblica Turca di Cipro Nord.

La dura reazione di Ankara ai piani energetici israelo-ciprioti – tanto più ferma alla vigilia dell'assunzione della Presidenza di turno dell'UE da parte di Cipro, che potrebbe tradursi in una rottura delle relazioni con Bruxelles – non costituisce l'unico ostacolo allo sfruttamento energetico del Mediterraneo orientale. Attorno a esso, infatti, vanno intrecciandosi i più inestricabili nodi della politica regionale, a partire dalle relazioni tra Israele e i paesi arabi confinanti. Già dal 2010, infatti, la sovranità israeliana sui giacimenti mediterranei è stata contestata anzitutto dal Libano, che non ha mai firmato con Tel Aviv un trattato di pace che fissasse i confini terrestri e marittimi tra i due stati. Rivendicando la sovranità su porzioni dei giacimenti esplorati da Israele, Beirut – sostenuto dalle autorità iraniane – ha richiesto che Tel Aviv sospendesse le attività di esplorazione e, contestualmente, ha avviato piani di sfruttamento unilaterale dei giacimenti ritenuti ricadere nella propria zona economica esclusiva. Già annunciati nel 2010 e predisposti nel corso del 2011, i progetti di sfruttamento energetico libanesi sono stati ufficializzati con l'approvazione, a inizio gennaio, di una nuova regolamentazione del settore propedeutica, secondo quanto dichiarato dalle autorità governative, alla concessione di licenze di

sfruttamento dei giacimenti marittimi nel corso del 2012. La politica energetica libanese gode, naturalmente, del pieno sostegno di Hezbollah, risoluto nel respingere quello che ritiene essere il “saccheggio” israeliano delle risorse del Libano.

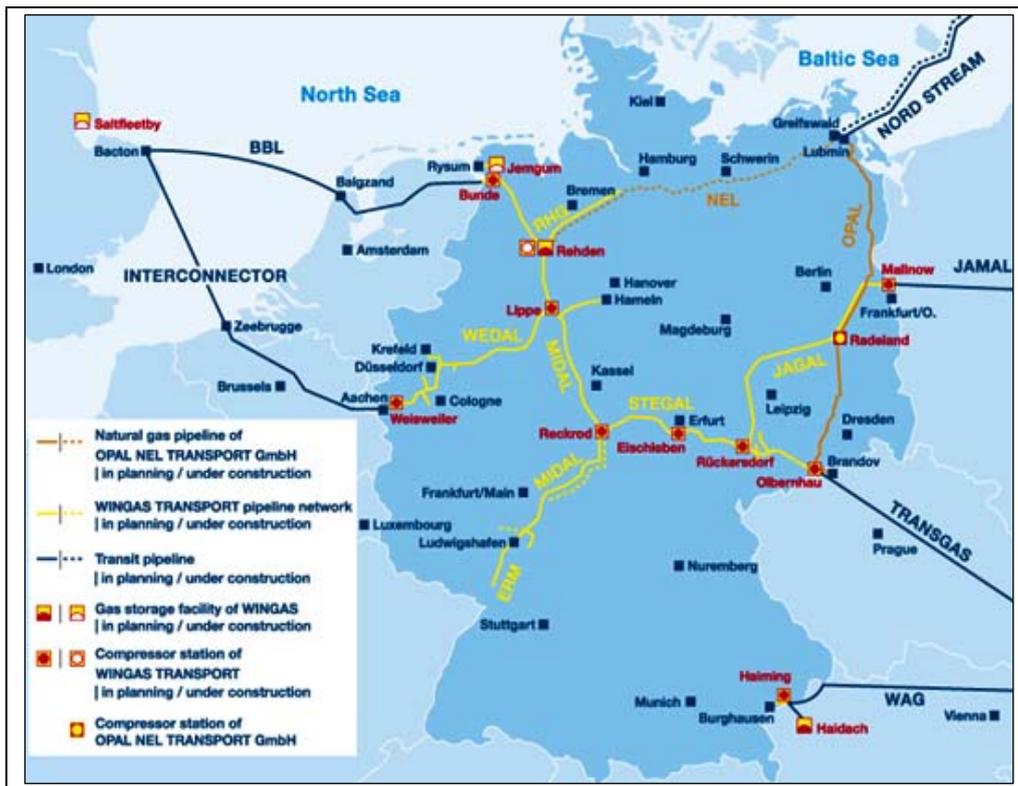
D'altra parte e dalla prospettiva israeliana, ad aggiungere urgenza ai progetti di sfruttamento delle risorse gassifere mediterranee vi è il timore che, dopo l'ondata di rivolte che ha modificato il volto del Nord-Africa e Medio Oriente, le leadership emergenti possano rivedere i contratti di fornitura energetica sottoscritti con Israele. È questo in particolare il caso dell'Egitto che fornisce al paese circa il 40% del fabbisogno annuale di gas attraverso il gasdotto sottomarino Arish-Ashkelon. I timori israeliani circa l'affidabilità degli approvvigionamenti egiziani – già sorti a seguito dei numerosi sabotaggi (14) che hanno colpito il gasdotto dopo la caduta di Hosni Mubarak nel febbraio 2011 – sono stati suffragati lo scorso 23 aprile dalla decisione della Egyptian General Petroleum e della Egyptian Natural Gas Holding di interrompere le forniture di gas a Israele in attesa di una ridefinizione dei termini contrattuali fissati nel 2009. Benché il Ministro del Petrolio egiziano Abdallah Ghorab abbia dichiarato che la decisione sia stata frutto di mere esigenze commerciali contemplate dal contratto di fornitura, la sensazione che essa sia stata frutto delle pressioni politiche esercitate sul governo da gran parte dello spettro politico nazionale appare fondata e aggiunge urgenza ai piani di diversificazione energetici israeliani.

### 3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI (DEL GAS)

#### 3.1 CORRIDOIO SETTENTRIONALE NORD-ORIENTALE

Dopo il completamento, nel novembre del 2011, della prima fase di costruzione del **Nord Stream**, a metà aprile, in anticipo rispetto alla tempistica prevista, si è conclusa la posa dei tubi nel tratto *off-shore* della seconda linea del gasdotto, nel Mar Baltico. La seconda linea del gasdotto, la cui entrata in funzione è prevista per il prossimo ottobre, raddoppierà la capacità dell'infrastruttura portandola a circa 50 Gmc/a di gas.

Dalla costa tedesca del Baltico il gas sarà indirizzato verso i confini tra Germania e Repubblica ceca, attraverso il gasdotto Ostsee-Pipeline-Anbindungs-Leitung (OPAL), e verso gli impianti di stoccaggio di Rehden, nei pressi di Brema, attraverso il Norddeutsche Erdgas-Leitung (NEL). Il primo dei due gasdotti è stato completato nel luglio 2011 e già connesso con il Nord Stream mentre l'inaugurazione del secondo è prevista entro la fine del 2012.



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

### 3.2 CORRIDOIO MERIDIONALE SUD-ORIENTALE (CASPIO)

La principale novità verificatasi nel contesto della competizione infrastrutturale lungo il corridoio meridionale tra Medio Oriente, Mar Caspio e l'UE è rappresentata dalla proposta di una nuova infrastruttura in grado di trasportare verso il confine occidentale della Turchia il gas che andrà in estrazione da SD2. Il gasdotto, denominato **Trans-Anatolian Pipeline (TANAP)** è frutto di un'intesa sottoscritta lo scorso 26 dicembre dal Ministro dell'Energia turco Taner Yildiz e dall'omologo azerbaijano Natick Aliev. Le parti si sono accordate per la costruzione di un gasdotto della lunghezza di 2.000 chilometri in grado di trasportare 16 Gmc/a di gas entro il 2017, data dell'avvio della produzione da SD2. Il costo totale dell'operazione dovrebbe aggirarsi attorno ai 5-6 miliardi di dollari. Del gas trasportato annualmente dal TANAP, 10 Gmc/a saranno esportati verso l'Europa, mentre i restanti 6 Gmc/a saranno diretti al mercato turco, con diritto di riesportazione verso terzi.

Compagnie coinvolte nel progetto saranno l'azerbaigiana Socar, con una quota dell'80%, e le turche Boru Hatlari Iile Petrol Tasima AS (Botas) e Turkiye Petrolleri AO (Tpaö), con un 10% di quote ciascuna. La suddivisione definitiva delle quote tra i suoi partecipanti attende tuttavia la definizione di un accordo conclusivo sul Tanap, sino a ora apparentemente ostacolato dal tentativo turco di assicurarsi una quota maggiore in esso. D'altra parte, come di recente dichiarato dal Vice-presidente di Socar, Vaqif Aliyev, Socar sarebbe disponibile a cedere una parte della propria quota anche alle compagnie europee

apparentemente interessate al progetto. Tra queste figurano anzitutto BP e Statoil, già parte del consorzio SD2 e, significativamente, promotrici di due infrastrutture concorrenti (SEEP - South-East Europe Pipeline e TAP - Trans-Adriatic Pipeline) per il trasporto del gas azerbaigiano verso l'Europa. All'ingresso nella costituenda *joint venture* TANAP sarebbero inoltre interessate anche la compagnia francese Total – che conduce attività di esplorazione nel giacimento azerbaigiano di Absheron – e, sia pur con una partecipazione minore, la compagnia statale ucraina, coerentemente con i progetti di diversificazione dei canali di importazione di gas del governo di Kiev (Cfr.§2.1).

La proposta del TANAP razionalizza notevolmente la competizione infrastrutturale per il trasporto del gas azerbaigiano dal confine turco fino ai mercati europei. Tutti i gasdotti che hanno presentato la propria offerta al consorzio titolare dei diritti di sfruttamento di SD – TAP, ITGI (Interconnettore Turchia-Grecia-Italia), Nabucco e SEEP – potrebbero difatti originare al confine orientale dello spazio europeo.

Mentre slittano ulteriormente (al 2013) i tempi di assegnazione del gas di SD2 da parte del consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento, quest'ultimo ha reso noto che, qualora venisse scelta la rotta verso le coste italiane, sarebbe il Trans-Adriatic Pipeline la soluzione ritenuta più adeguata. Ciò equivale all'**esclusione del progetto di Interconnettore Turchia-Grecia-Italia**, propugnato da Edison e dalla compagnia nazionale greca Depa e tradizionalmente sostenuto dalle autorità governative dei due paesi. In una nota congiunta, queste ultime hanno non a caso ribadito il proprio sostegno all'ITGI, ritenuto il progetto “più avanzato e maturo” per garantire l'apertura di un canale di esportazione di gas dal Caspio. L'auspicio di Roma e Atene che il negoziato possa proseguire è stato peraltro ripreso da Edison, che ha sottolineato «il proprio impegno a continuare lo sviluppo del progetto ITGI quale opzione più avanzata per la realizzazione rapida ed efficace del Corridoio Sud del gas». Nonostante ciò, l'uscita di scena dell'ITGI dalla competizione sul trasporto del gas azerbaigiano sembra un dato incontrovertibile innanzi al quale, non a caso, Charis Sachinis, Presidente di Depa, ha tentato di attribuire al progetto una nuova connotazione. Ferma restando la volontà di fare dell'ITGI un pilastro del Corridoio meridionale dell'UE, Sachinis ha prospettato l'ipotesi che il gasdotto possa convogliare lungo esso il gas che potrebbe andare in produzione di giacimenti di Tamar, Leviathan e Aphrodite nel Mediterraneo orientale (Cfr.§2.3). Tuttavia, i rilevanti ostacoli che sembrano impedirne lo sfruttamento e l'improbabilità che, innanzi a essi, possano essere attirati sufficienti investimenti internazionali, rendono l'alternativa di un Corridoio meridionale *bis* altamente difficile da realizzare, perlomeno nel breve periodo.

Incassata la preferenza del Consorzio di SD2, lo scorso 15 marzo il **Trans-Adriatic Pipeline** ha presentato al Ministero dell'Ambiente italiano la richiesta di Valutazione di impatto ambientale (Via) per il tratto nazionale del gasdotto che, dopo un tratto sottomarino di circa 45 chilometri, dovrebbe approdare sulle coste pugliesi tra San Foca e Torre Specchia Ruggeri, nel leccese. Al di là delle formalità istituzionali, il consorzio ha inoltre avviato un canale di dialogo con le comunità locali contrarie alla realizzazione del progetto e unitesi, in febbraio, nel comitato “No-Tap”. Parallelamente Michael Hoffmann, Direttore degli affari esterni del Tap, ha reso nota la disponibilità delle compagnie

promotrici del progetto a cedere quote dello stesso alle società europee che ne dovessero far richiesta. La dichiarazione, significativamente, sembra lasciare aperto uno spiraglio di intesa tra la *joint venture* Tap anzitutto e i concorrenti italiani e greci, dopo le voci di interessamento di Depa – già promotrice dell'ITGI – all'acquisto di una quota del 15% del progetto.

Prima ancora che una competizione tra infrastrutture, la partita sull'assegnazione del gas di SD2 – e dunque, più in generale, sullo sviluppo del Corridoio meridionale dell'UE – sembra delinearci come competizione tra rotte e mercati di sbocco. Alla rotta europeo-meridionale tra Grecia e Italia, lungo la quale sono progettati ITGI e TAP, si contrappone così quella europeo-centrale attraverso la Bulgaria. Lungo questa rotta corrono i progetti Nabucco e South East Europe Pipeline. Differenza principale tra i due attiene alla portata programmata – 32 Gmc/a per il primo e 10 per il secondo. Al di là dei differenti costi di realizzazione delle due infrastrutture, le incertezze sulla ripresa della domanda europea di gas rendono il **Nabucco** – che peraltro sconta profonde incertezze anche sul versante dell'approvvigionamento – alternativa non profittabile, perlomeno nella sua attuale configurazione. Perplexità sulla concreta realizzabilità del progetto sono peraltro echeggiate tanto a Bruxelles quanto a Washington, da dove tradizionalmente proveniva il principale sostegno al Nabucco. Mentre diversi alti esponenti della Commissione europea, modificando i toni delle dichiarazioni rilasciate nel corso degli ultimi anni, hanno voluto ribadire la neutralità di quest'ultima rispetto alle diverse alternative infrastrutturali per il trasporto del gas dal Caspio, l'inviato speciale della Casa Bianca per l'Energia, Richard Morningstar, ha invece dichiarato che la realizzazione del gasdotto diventa sempre meno probabile via via che passano i mesi tanto più in ragione dell'elevato livello di investimenti richiesti. Allo stesso tempo, le rilevanti perdite economiche fatte registrare dalla compagnia tedesca Rwe – uno dei sei partner del consorzio Nabucco – in conseguenza della decisione di Berlino di interrompere lo sviluppo di energia nucleare, mettono in serio dubbio la disponibilità della compagnia a farsi carico degli ingenti investimenti richiesti per la costruzione del gasdotto. Più esplicito nell'esternare le perplessità sulla fattibilità del Nabucco è stato infine il Primo Ministro ungherese, Viktor Orban, giunto sino a preannunciare la possibilità che la compagnia nazionale, la MOL, possa ritirarsi dal progetto.

Su questo sfondo, non è dunque apparso sorprendente che i partner del progetto abbiano reso nota l'intenzione di **ridimensionare portata e lunghezza del Nabucco**, che potrebbe originare dal confine bulgaro della Turchia – dove il gas potrebbe essere trasportato dal TANAP – e trasportare circa 16 Gmc/a di gas, in luogo dei 32 inizialmente previsti. Anche in questa nuova configurazione, resta tuttavia da definire da dove potrebbero giungere i 6 Gmc/a di gas aggiuntivi ai 10 che saranno resi disponibili da SD2. Per ragioni differenti, tutte le possibili alternative di approvvigionamento – dal Turkmenistan all'Iran, dall'Iraq sino a Israele e Cipro – appaiono infatti altamente rischiose e comunque difficilmente negoziabili nel breve volgere di tempo che ancora separa dalla scelta della infrastruttura privilegiata lungo la rotta centro-europea. Dopo aver selezionato il TAP come infrastruttura più adeguata lungo la rotta sud, il consorzio SD2 renderà infatti

nota la scelta tra Nabucco e SEEP entro giugno 2012, riducendo a due le alternative per il trasporto del gas azerbaijano verso i mercati europei. Tanto l'assegnazione del gas quanto la decisione finale sugli investimenti saranno ultimate nel corso del 2013.

In questo quadro, **appare dunque probabile che a competere con il TAP per l'assegnazione definitiva del gas di SD2 sarà il SEEP.** Prima ancora che beneficiare del sostegno di BP, promotore del progetto e compagnia leader nel consorzio azerbaijano, il SEEP appare una scelta maggiormente profittevole tanto in relazione alla capacità programmata di trasporto (10 Gmc/a scalabili fino a 20), quanto ai costi di realizzazione, notevolmente più bassi in ragione della natura di interconnessione tra strutture già esistenti propria del gasdotto. La costruzione del SEEP dovrebbe comportare la posa di soli 1.300 chilometri di tubi, facilmente finanziabili attraverso i fondi messi a disposizione dall'Unione europea e dal progetto di sviluppo infrastrutturale **Western Balkans Ring** sostenuto dalla Banca mondiale. Il tratto più lungo del gasdotto dovrebbe invece collegare – in maniera non dissimile da quanto immaginato dal consorzio Nabucco – il confine tra Turchia e Bulgaria con quello tra Romania e Ungheria. D'altra parte, la proposta di un gasdotto centro-europeo deriva dalle stime sulla domanda regionale predisposte da BP con i partner del consorzio di SD2. Secondo lo studio commissionato dalla compagnia, la domanda di gas dall'area dovrebbe aumentare di circa 14 Gmc/a entro il 2020 e di 22 Gmc/a entro il 2030, assorbendo i volumi di gas progressivamente trasportabili attraverso il SEEP.

**Rilevanti passi avanti ha fatto registrare nel corso degli ultimi mesi il progetto South Stream** che, benché non sostenuto politicamente e finanziariamente dall'UE, prevede una rotta centro-europea non dissimile da quella propria dei progetti sopra menzionati. Dopo la decisione dei promotori del gasdotto di frazionarne la costruzione del tratto sottomarino in quattro linee parallele della portata di 15 Gmc ciascuna (Cfr. Focus nn.7-8), due importanti accordi hanno chiarito parte della rotta che il South Stream potrà percorrere nel suo tratto iniziale. Grazie all'intesa raggiunta ad Ankara (Cfr. §2.3) e ribadita nel corso della visita condotta a Mosca dal Ministro per l'Energia turco Yildiz a fine dicembre, la Turchia ospiterà nelle proprie acque territoriali il tratto sottomarino del Mar Nero. Un'analoga disponibilità è stata successivamente manifestata dalla Bulgaria – a lungo in competizione con la Romania per l'approdo del gasdotto sulla sponda occidentale del bacino. Come nel caso di Ankara, l'intesa con Sofia è stata rilanciata attraverso la concessione di uno sconto sui prezzi d'acquisto del gas russo, elemento tanto più rilevante in ragione delle recenti decisioni, intraprese dal governo bulgaro, di abbandonare i progetti energetici in campo petrolifero (l'oleodotto Burgas-Alexandropolis) e nucleare (costruzione di una centrale a Belene) già predisposti in collaborazione con compagnie russe. Il parziale chiarimento sulla rotta del South Stream ha peraltro indotto Gazprom ad avviare colloqui con un governo ungherese sempre più scettico sulle possibilità di realizzazione del Nabucco e al quale, nel corso di una visita condotta a Budapest dall'Amministratore delegato Alexei Miller, è stato richiesto di attribuire al progetto lo status di infrastruttura di interesse nazionale.

Le intese con Turchia e Bulgaria risultano di fondamentale importanza in vista della decisione finale sugli investimenti per il South Stream, attesa nel corso 2012. Secondo

quanto dichiarato dall'Amministratore delegato di Eni, Paolo Scaroni, la costruzione del South Stream potrebbe iniziare già entro la fine del 2012 nel suo tratto austriaco ed essere completata, in linea con i programmi, entro la fine del 2015. Resta ancora tuttavia da sciogliere il nodo dell'assetto proprietario del gasdotto nel suo tratto europeo, in considerazione dell'impossibilità per Gazprom – alla luce della normativa di *unbundling* dell'UE – di condividere la proprietà e l'operazione delle sezioni del South Stream con i paesi di volta in volta interessati dal transito dell'infrastruttura.



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

### 3.3 CORRIDOIO MEDITERRANEO

Il Ministro dell'Energia algerino Youcef Yousfi ha dichiarato che, a seguito della stima della domanda di gas del mercato italiano, **entro il 2012 sarà presa una decisione definitiva sulla sorte del gasdotto Galsi**. Il gasdotto, deputato a trasportare 8 Gmc/a di gas dall'Algeria alle coste toscane passando per la Sardegna, ha ottenuto dalla Commissione europea lo status di progetto prioritario nell'ambito dello sviluppo della Rete Transeuropea dell'Energia e annoverato tra le infrastrutture cofinanziabili dallo European Recovery Plan.

La realizzazione dell'opera – i cui lavori sarebbero dovuti iniziare nel 2011 per essere completati entro il 2014 – ha subito diversi ritardi causati dalla contrazione della domanda di gas in Italia e dalla parallela incertezza sui volumi di gas resi disponibili sul mercato italiano – in forma gassosa o liquefatta – dalle diverse infrastrutture di importazione di gas contemporaneamente progettate. In attesa della decisione finale sugli investimenti per la realizzazione del gasdotto, il governo italiano, attraverso il Ministro dello Sviluppo Economico Corrado Passera, ha tuttavia ribadito la priorità assegnata alla realizzazione del Galsi nel quadro delle strategie di diversificazione dei canali di approvvigionamento energetici nazionali. Sul versante autorizzativo italiano, inoltre, incassato il parere positivo di compatibilità ambientale dal Ministero dell'Ambiente e il via libera dalla Conferenza di servizi lo scorso novembre, il Galsi ha ottenuto in aprile anche l'autorizzazione della

Giunta regionale sarda, tanto più significativo in ragione dell'opposizione al progetto manifestata dai comuni di Olbia e del Sulcis Iglesiente, contrari a ospitarne stazioni di compressione.

Con la ripresa dei flussi di metano lungo il gasdotto Greenstream tra Libia e Italia, e dopo l'avvio del gasdotto Madgaz tra Algeria e Spagna, non si registrano, lungo il corridoio mediterraneo, ulteriori significative attività nello sviluppo infrastrutturale.

Dati per tabellina Galsi:

Capacità annua: 8 Gmc/a

A partire dal: 2014 (?)

Provenienza del gas: Algeria

Paese di arrivo: Italia

Soci: Sonatrach (41,6%), Edison (20,8%), Enel (15,6%), Sardegna Sifrs (11,6%), Hera (10,4%)

## APPROFONDIMENTO 1 - IL CONTESTO DI SICUREZZA DEI PRINCIPALI FORNITORI NAZIONALI DI GAS NATURALE (ALGERIA E FEDERAZIONE RUSSA)

di Diego Bolchini e Matteo Verda<sup>3</sup>

### 1. Introduzione

La regione del Nord Africa e quella ex-sovietica presentano contesti di sicurezza particolarmente delicati. L'approfondimento si propone di individuare le tendenze in atto a livello regionale e i possibili fattori di rischio per la stabilità degli approvvigionamenti energetici nazionali collegati a fattori politici, sociali e più in generale di sicurezza.

#### 1.1. La centralità di Algeria e Russia nella sicurezza energetica nazionale

L'Algeria e la Federazione Russa rappresentano gli assi portanti dell'approvvigionamento di gas naturale italiano, fornendo ciascuno circa il 30% del consumo nazionale. A differenza di quanto avviene per gli altri fornitori, infatti, il sistema infrastrutturale nazionale non potrebbe fare a meno dei flussi provenienti da questi due Paesi se non per brevi periodi e un'interruzione anche solo di qualche settimana avrebbe conseguenze potenzialmente molto gravi, soprattutto durante la stagione invernale, caratterizzata da importanti picchi di consumo.

Una pur sommaria comparazione ed analisi della valenza energetica di Algeria e Federazione Russa per l'Italia permette di individuare alcune linee di fondo tendenzialmente comuni ai due paesi e così sintetizzabili:

- *rendite da esportazioni* configurate come fulcro di sistema e fondamento di azione per entrambi gli Stati;
- *stretta relazione tra sicurezza energetica e sicurezza nazionale*, soprattutto nel settore del gas naturale;
- deciso e marcato *controllo statale nel settore gas*;
- reti infrastrutturali di trasporto ad alta *vulnerabilità tecnica* (terrorismo e obsolescenza dei percorsi) e *geopolitica*;

#### 1.2. Gli strumenti

Il contesto di sicurezza di Algeria e Russia è caratterizzato da minacce multiple ed eterogenee, distinte per origine, fattori simbolici rilevanti e obiettivi politici. A prescindere dalla natura delle minacce, è tuttavia possibile individuare alcuni strumenti e possibilità operative più direttamente collegabili con la sicurezza energetica e trasversali rispetto ai due Paesi:

---

<sup>3</sup> Diego Bolchini è autore del paragrafo 2, Matteo Verda del paragrafo 3. La parte introduttiva è di entrambi.

- IED - Improvised Explosive Device, ordigni esplosivi artigianali, potenzialmente indirizzati alle diverse componenti del sistema infrastrutturale di trasporto o al personale impiegato;
- VBIED - Vehicle Born Improvised Explosive Device, ordigni esplosivi artigianali trasportati da veicoli, potenzialmente indirizzati contro infrastrutture più resistenti;
- Stand Off Weapons (RPG, Anti-Tank Rockets, fucili di grosso calibro), usati soprattutto contro strutture di pompaggio o segmenti esposti;
- Attacchi informatici ai sistemi di monitoraggio (SCADA) o di controllo remoto delle infrastrutture, potenzialmente in grado di causare una paralisi delle infrastrutture critiche o un loro danneggiamento;
- Attacchi complessi che utilizzano più tecniche simultaneamente (come avvenuto spesso in territorio iracheno).

Nel contesto Algerino, IED e VBIED risulterebbero essere stati gli strumenti più frequentemente utilizzati, mentre nel contesto russo si sono registrati in passato numerosi attacchi con armi pesanti a distanza<sup>4</sup>.

Nello specifico, si pensi al rischio teorico di danneggiamento infrastrutturale dovuto a:

- targeting delle saldature dei gasdotti le quali già in condizioni normali di esercizio necessitano di specifica e costante azione di controllo elettronico e radiografico, in ragione della pressione esistente nei tubi (*pipelines*);
- targeting delle stazioni di compressione aventi la funzione di mantenere costante la pressione nei tubi e normalmente costruite ogni 100-200 km di infrastruttura;
- targeting di "treni", infrastrutture concepite per il processo di liquefazione del gas;
- targeting dei comparti termici/serbatoi isolati delle navi metaniere.

Va notato tra l'altro che su un piano di background quantitativo, un recente studio<sup>5</sup> (2010) ha rivelato nel merito come al momento gli attacchi terroristici alle c.d. ETIs (*Energy Transmission Infrastructures*) siano statisticamente un fenomeno marginale (2% circa) in relazione alla totalità di eventi terroristici registrati nel mondo nel periodo 1998-2008. Quanto alla distribuzione geografica, invece, si registra il dato singolare di una forte concentrazione percentuale (oltre il 65% degli eventi) in 3 soli paesi (Colombia, Pakistan e Iraq). Se questa è la parzialmente rassicurante fotografia attuale, massima attenzione deve essere posta alle linee evolutive future e ipotizzabili in tema di antropologia economica, organizzazione politico-sociale e ideologia terroristica locale, suscettibile di influenzare le TTP (*Tecniche, Tattiche e Procedure*) terroristiche all'interno di paesi di interesse energetico.

---

<sup>4</sup> «Chechen Rebels Are Trying to Damage Russia's Oil-Gas Pipeline System», *Chechnya Weekly*, Jamestown Foundation, 15/12/2004.

<sup>5</sup> Peter Toft et al., *Terrorist targeting and Energy security*, Energy Policy, 38, 2010, pp. 4411-4421.

## 2. Il contesto di sicurezza algerino

Il contesto di sicurezza algerino è caratterizzato soprattutto da minacce alla sicurezza interna e alla stabilità politica, provenienti da attori interni, ma potenzialmente influenzate dai fatti rilevanti a livello regionale (c.d. primavera araba e le sue conseguenze politiche e sociali di medio periodo). Inoltre, le forti agitazioni in molti paesi africani (Mali, Senegal), ma anche asiatici (Indonesia), per rincari alimentari avuti dal 2007 in poi rappresentano un'area di vulnerabilità per il proselitismo Jihadista contro la *way of life* occidentali e, implicitamente, le loro filiere di supporto energetico, con potenziali ricadute anche in Algeria.

### 2.1. Peso energetico e profilo di turbolenza sistemica del paese. Aspetti storici e sociali attuali

Analizzando lo specifico profilo di turbolenza sistemica interna, va segnalato come l'Algeria abbia per certi versi rappresentato un paese "precursore" del *modus operandi* terroristico, considerato invece proprio del contesto mediorientale e asiatico. Già nel 1961 infatti Che Guevara riferiva nel suo manuale sulla guerriglia: «abbiamo notizia che in Algeria vengono usate oggi contro la potenza coloniale francese mine tele-esplosive, che sono mine innescate da radio a grande distanza».

Successivamente all'indipendenza dalla Francia raggiunta nel 1962, e con il solo intermezzo relativamente pacifico del periodo 1963-1988, il contesto di sicurezza Algerino è rimasto fragile e altamente conflittuale, anche in anni recenti.

Dal 1992 al 2005 gli scontri tra le forze armate e di polizia e il movimento estremistico GIA-GSPC (dal 2007 AQMI, Al-Qaeda nel Maghreb Islamico) hanno complessivamente causato oltre 100.000 morti. Un numero elevatissimo, ma diluito nel tempo in modo tale da non raggiungere la soglia di attenzione dell'opinione pubblica, tanto da essere considerato un conflitto a bassa intensità e non significativo. Per inciso, la singolare sotto-esposizione mediatica e informativa algerina è perdurata per tutti gli anni Duemila al punto che ancora oggi il pubblico generalista non è spesso nemmeno a conoscenza del semplice cognome del presidente algerino (Bouteflika), tutt'ora molto meno "noto" dei suoi ex paritetici libico (Gheddafi) ed egiziano (Mubarak).

Negli anni, il *modus operandi* terroristico locale ha visto l'impiego di congegni esplosivi (inclusi autobombe e cadaveri minati) contro bersagli considerati inquinanti la società islamica.

Si sono avuti precedenti isolati di attentati mirati a gasdotti a fini destabilizzanti: nel novembre 1997 un ordigno è esploso lungo un tratto di terra del gasdotto TRANSMED "Enrico Mattei", che collega l'Algeria all'Italia. L'interruzione durò solo alcuni giorni e non ebbe dunque importanti ripercussioni sull'approvvigionamento italiano, ma fu accompagnato dal timore che si trattasse dell'inizio di una serie di azioni analoghe, con

conseguenze potenzialmente più gravi<sup>6</sup>. Successivamente, si registrarono altri episodi di attacchi isolati, nel 2002, nel 2004 (tre attacchi), nel 2006 e nel 2007.

Gli attentati alle infrastrutture di trasporto del gas naturale possono essere inquadrati in una strategia d'indebolimento dei fondamenti economici del regime o possono anche essere un obiettivo simbolicamente rilevante in quanto ricollegabile al rapporto esistente tra lo Stato e le potenze occidentali. Per comprendere le origini di questo simbolismo e i possibili sviluppi futuri, risulta interessante indagare il contesto sociale da cui possono originarsi i fattori di rischio “diretto” e “indiretto” per la sicurezza energetica nazionale.

Se il quadro macroeconomico dal 2000 in poi è risultato avere indicatori generalmente positivi (riduzione dell'inflazione, del deficit di bilancio, saldo di bilancia commerciale, riserve valuta estera, pur rimanendo l'Algeria un paese “mono-esportatore” di idrocarburi, esposto quindi agli shock di prezzo e di domanda nel settore) **a livello microeconomico e di base sociale la disoccupazione giovanile e il rincaro dei prezzi dei generi di prima necessità rimane un problema di fondo.**

Già nel gennaio 2010 infatti l'impennata dei **prezzi di alcuni generi di prima necessità (+20/30%) scatenò una serie di vigorose proteste in tutto il Paese**, con richiesta da parte del partito di opposizione per i diritti dei berberi “Raggruppamento per la cultura e la democrazia” (RCD) delle dimissioni del presidente Bouteflika. Nel febbraio 2011 lo stesso presidente Bouteflika si è visto costretto ad abolire lo stato di emergenza dopo 19 anni, a seguito delle proteste per l'aumento dei prezzi alimentari e la stessa disoccupazione.

Più recentemente, durante l'eccezionale ondata di gelo del febbraio 2012, alcuni osservatori avrebbero riportato una discrasia percettiva tra flusso energetico destinato alle esigenze interne del Paese - giudicato insufficiente – ed esportazioni destinate all'Europa. In ragione di questa “asimmetria energetica”, vi sarebbero stati malumori tra la popolazione civile, con accuse al governo di favorire le forniture all'Europa rispetto alle necessità interne algerine.

Dal punto di vista simbolico, è importante notare come **nel corso dell'anno 2012 cadrà l'anniversario del cinquantenario dell'indipendenza algerina dalla potenza coloniale francese (5 luglio 1962 - 5 luglio 2012)**. Sarà significativo osservare **come questa data sarà rappresentata e veicolata, e con quali ripercussioni sociali interne**. Di fatto, il sistema Algeria appare oggi attraversato da due “bolle di rischio” principali, tra loro ideologicamente confliggenti: la prima, costiera e metropolitana, associabile alle rivendicazioni di rinnovamento e benessere socio-economico; la seconda, nella fascia saheliana, caratterizzata dalla penetrazione islamista radicale e dall'AQMI.

**In prospettiva, accanto alla minaccia AQMI, appare pertanto verosimile ipotizzare una possibile recrudescenza delle agitazioni secolarizzate dei giovani algerini ancora per il biennio 2012-2013** in considerazione dei seguenti fattori:

---

<sup>6</sup> «Bomb disrupts Algerian gas supplies», *Energy Compass*, 13/11/1997, citato in Jonathan Stern, *Security of European Natural Gas Supplies*, The Royal Institute of International Affairs, 2002.

- *natura e motivazioni dei disordini interni.* I disordini del 2011 hanno riguardato attacchi e saccheggi a uffici pubblici, commissariati di polizia, gioiellerie e ristoranti delle zone sia residenziali che popolari di Algeri (El Biar e Belcourt), Orano (seconda città del paese), Annaba e altre località interne evidenziando una matrice di bisogno, aspettativa economica e qualità di vita nei giovani algerini (per esempio, le condizioni ambientali delle bidonville in Cabilia, carenza di acqua potabile, funzionamento rete elettrica);
- *parzialità dei risultati sinora ottenuti.* Le modalità attuative hanno visto anche l'utilizzo di blocchi stradali e ferroviari, manifestando una rabbia strisciante, apparentemente destrutturata e non gerarchizzata né ideologizzata (di contro a un islamismo metropolitano e di regime riportato come generalmente ubbidiente), ancorché la mobilitazione non abbia toccato i centri di potere politico centrale come in Tunisia o in Libia;
- *massa critica potenziale utilizzabile in chiave antisistemica.* Due algerini su tre hanno meno di trenta anni e il 48% della popolazione ha meno di 20 anni, con un'età media generale di 27 anni e mezzo. In virtù di tale caratterizzazione demografica e delle risorse e delle difese cognitive e culturali delle fasce più giovani, la base appare facilmente orientabile da richiami ribellistici di varia natura - si pensi ad esempio al “*metaluogo*” della scena musicale algerina del tipo rap sociale e di contestazione – a fronte di una classe politica ministeriale e un governo dall'età media oltre la soglia dei 60 anni.

Paradossalmente, **un fattore mitigante il rischio di agitazioni sociali strutturalmente destabilizzanti in Algeria potrebbe venire dall'intervento cinese nel paese.** La Repubblica Popolare Cinese infatti, tramite la propria azienda edilizia CSCEC, ha già costruito decine di migliaia di unità abitative (come il quartiere di *Bananier Bis*, sito alla periferia di Algeri) in un Paese che secondo alcune stime ha una carenza di quasi 1 milione di alloggi.

Parimenti, a Sud-Est della capitale, i lavoratori del consorzio cinese CITIC-CRCC sono stati impegnati nella costruzione dell'autostrada Est-Ovest. Simili iniziative possono avere importanti ricadute positive in termini occupazionali e più in generale di benessere economico, stabilizzando soprattutto la fascia demografica giovanile. Nei lavori viene utilizzata manodopera locale al 70%, abbattendo al momento lo spettro della spirale di disoccupazione generalizzata delle maestranze. La contaminazione tra cultura algerina e ritmi lavorativi asiatici potrebbe pertanto essere foriera di risvolti virtuosi inaspettati.

## **2.2. Le infrastrutture energetiche algerine d'interesse nazionale e le criticità areali**

L'importanza dell'azienda energetica pubblica monopolistica Sonatrach per la stabilità economica e politica dell'Algeria è fondamentale, specie in relazione alla politica di sussidi e di spesa finanziata dai proventi delle esportazioni.

Il Trans-Mediterranean (TRANSMED) o Metanodotto “Enrico Mattei” connette l'Algeria alla Sicilia, trasportando il gas prodotto nel principale giacimento algerino, quello

di Hassi R'Mel (550 km a sud di Algeri). Il gasdotto, con una capacità annua di oltre 30 miliardi di metri cubi, è attualmente l'infrastruttura energetica algerina maggiormente significativa, il cui effettivo utilizzo dipende dalla Tunisia, sul cui territorio transitano le condotte prima dell'ingresso in mare.

In questo senso eventuali sirene di deriva estremistica e la **turbolenza di Tunisi** appaiono quindi un fattore di rischio geopolitico oggettivo. Sebbene infatti il rinnovamento dei decisori politici non ha al momento compromesso i flussi di esportazioni algerine in transito, una campagna destabilizzante da parte di settori estremistici mirata alle infrastrutture cambierebbe ovviamente lo status delle cose. Sul fronte della tensione sociale interna alla Tunisia, non sono mancati negli ultimi mesi segnali di emergenti tensioni tra elementi secolari e religiosi.

In questo contesto, **l'evento terroristico che ha riguardato nel luglio 2011 il TRANSMED nei pressi di Bouachira, in Tunisia settentrionale**, è un precedente che desta una certa preoccupazione, specie se messo in relazione al contesto areale, che ha visto:

- **un trend di attacchi alle reti infrastrutturali energetiche di rilievo registratosi nel deserto del Sinai ai danni dell'Arab Gas Pipeline** egiziano che rifornisce Giordania e Israele (secondo fonti egiziane, vi sarebbero stati almeno 12 attacchi alle pipelines dalla caduta di Mubarak nel febbraio 2011<sup>7</sup>);
- **lo stallo realizzativo del Galsi**, atteso per il 2014 ma ben difficilmente realizzabile a così breve scadenza (mancanza di un tracciato alternato);
- **lo stallo realizzativo del Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP)**. L'infrastruttura (che porterebbe gas naturale dalla regione del Delta nigeriano sino al terminal algerino-mediterraneo di Beni Saf) e il suo relativo piano di sviluppo appare bloccata, oltre che per ragioni di costi, per serie preoccupazioni legate al mantenimento di adeguate condizioni di sicurezza per il gasdotto, nonostante il memorandum of understanding (MoU) siglato da Sonatrach e da NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation) nel 2009 e l'interesse al progetto di Total and Gazprom;
- **l'instabilità politica del Mali, Paese confinante a sud dell'Algeria**, suscettibile di avere diffuse ricadute regionali in caso di un'intensificazione degli scontri, anche alla luce dell'ampia quantità di armamenti resisi disponibili alle diverse fazioni in seguito al saccheggio degli arsenali dell'esercito libico in seguito al conflitto del 2011.

### 2.3. Criticità potenziali, politica estera e linee di fondo

Abdelaziz Bouteflika (1937), attuale presidente algerino (nonché comandante in Capo e Ministro della Difesa) giunto al suo terzo mandato, ottenuto emendando nel 2008 la

---

<sup>7</sup> *Egypt gas pipeline attacked, again*, Menas Associates, 6 marzo 2012.

costituzione algerina del 1996 che prevedeva il limite di due mandati, è stato nel recente passato ricoverato in Francia, ufficialmente per motivi non allarmanti. In ogni caso, all'epoca vi furono alcune supposizioni che all'origine del ricovero vi fosse una malattia importante. **Nel settembre 2007 è inoltre fallito un attentato ai danni dello stesso Presidente** ed è possibile che vi siano state altre progettualità non emerse pubblicamente.

Sulla base di questi precedenti e presupposti, anche per ragioni anagrafiche e generazionali, oltre che di sicurezza personale, si pone seriamente nel breve medio periodo il problema della successione di Bouteflika nella carica di Presidente di Algeria. Costituzionalmente, l'Algeria è una repubblica presidenziale, pertanto la figura riveste un ruolo sostanziale nel sistema.

**Sul piano della cooperazione militare con gli Stati Uniti e la Nato, a seguito dell'11 settembre l'Algeria è entrata a pieno titolo nel sistema di sicurezza per la regione Sahara-Sahel**, essendo inserita nella Trans Sahara Counterterrorism Partnership (TSCTP) assieme a Chad, Mali, Mauritania, Marocco, Niger, Nigeria, Senegal e Tunisia, oltre a essere in rapporto di cooperazione con l'operazione marittima NATO Active Endeavour, sebbene alcuni settori della base sociale non sempre recepiscano in termini "sereni" detta collaborazione filo-occidentale.

**Altro fattore d'influenza rilevante appare il futuro ruolo dei servizi di sicurezza (DRS) e l'eventuale capacità d'influenza della Federazione Russa in relazione alla politica estera e di sicurezza algerina.** Si pensi ad esempio al ruolo rivestito nel paese dal Gen. Touflik<sup>8</sup>, Capo dei servizi di sicurezza algerini dal 1990 (record di longevità, generalmente inusuale anche per i servizi di altri Paesi nordafricani) e già studente presso la scuola di addestramento nel KGB sovietico negli anni Sessanta. Oggi i servizi di sicurezza algerini, generalmente noti come Dipartimento di Intelligence e Sicurezza (DRS), continuano a rappresentare un potere forte dello Stato, spesso "guidando" più che ricevendo le linee di indirizzo di politica estera, a differenza dei servizi di sicurezza occidentali.

A livello di analisi comparativa di stabilità, infine, appare significativa **una riflessione di ordine cognitivo. La Siria del marzo 2011 veniva "visualizzata" dai più come strutturalmente inattaccabile per quanto concerne il suo ordine sistemico.** La magnitudo progressiva degli eventi e il passaggio di scala tra agitazioni di base e reazioni tese alla preservazione del sistema costituito a Damasco hanno sorpreso non pochi analisti. Pertanto anche nel "caso algerino" sottostimare la portata di prossime possibili turbative sistemiche e forti ondate di violenza appare essere un rischio di distorsione cognitiva (*cognitive bias*) notevole nel mondo occidentale.

---

<sup>8</sup> Jeremy Keenan, *General Toufik, God of Algeria*, 29.09.2010, Al Jazeera English.

### **3. Federazione Russa**

Il contesto di sicurezza russo è caratterizzato da minacce provenienti sia dall'interno, attribuibili all'attività terroristica sul suolo russo, sia dall'esterno, causate dalla potenziale fragilità di altre repubbliche ex sovietiche. Con un territorio pari a oltre cinquanta volte quello italiano ed esteso su due continenti, i decisori politici russi si trovano a dover fronteggiare queste minacce prevalentemente asimmetriche facendo ricorso a forze armate e apparati di sicurezza che dal punto di vista organizzativo risentono ancora dell'eredità sovietica e che non sempre rappresentano uno strumento adeguato a rispondere alle odierne esigenze operative russe.

#### **3.1. Le minacce interne: il terrorismo islamico**

La principale minaccia interna alla sicurezza russa è rappresentata dalle attività terroristiche, condotte sul territorio russo da gruppi indipendentisti e/o estremisti religiosi islamici. La provenienza di questi gruppi è concentrata soprattutto nel Caucaso settentrionale, parte della Federazione Russa ma attraversato fin dagli anni Novanta da importanti scontri e da ripetuti tentativi di secessione.

La regione più interessata dagli episodi di violenza è la Cecenia, repubblica della Federazione dal 1991 e interessata da due guerre civili nel corso degli anni Novanta. Il primo conflitto (1994-1996) portò a un'indipendenza di fatto della regione e a un consolidamento della presenza di fondamentalisti islamici nella regione del Caucaso settentrionale. Il secondo conflitto (1999-2000) si concluse con un ristabilimento del controllo russo sulla regione e fu fortemente voluto dall'allora primo ministro Vladimir Putin come segnale di capacità dello Stato di garantire il controllo del territorio e di garantire un livello di sicurezza interna adeguato su tutto il territorio della Federazione.

Sia nel corso degli anni Novanta, sia dopo il ristabilimento di un minimo di controllo centrale sulla Cecenia, gli indipendentisti ceceni, aiutati da altri gruppi estremisti islamici, organizzarono numerosi attentati su tutto il territorio russo. Gli attentati e gli atti terroristici in Caucaso settentrionale sono caratterizzati da alta frequenza (con cadenza almeno mensile), intensità medio-bassa (poche vittime) e da obiettivi per lo più collegati alle forze di sicurezza, locali e federali. Gli attentati sul resto del territorio russo, concentrati soprattutto su Mosca, sono invece caratterizzati da bassa frequenza, alta intensità (molte vittime) e da obiettivi scelti soprattutto per l'impatto mediatico e simbolico. Si ricordano in particolare attacchi contro edifici residenziali (1999), teatri (2002), metropolitane e treni (2004, 2009, 2010), aeroporti internazionali e voli (2004, 2011).

Uno degli elementi distintivi delle attività terroristiche è stato il processo di rafforzamento dell'estremismo religioso quale base dell'azione dei gruppi armati. Le guerre civili in Cecenia e le attività terroristiche nelle altre repubbliche del Caucaso settentrionale (Daghestan, Inguscezia, Kabardino-Balkaria) hanno visto un aumento della penetrazione del radicalismo islamico come elemento simbolico accomunante le diverse istanze indipendentiste rispetto alla Federazione Russa. L'estremismo religioso ha svolto una funzione di collegamento e avvicinamento tra i diversi gruppi armati, incrementando la

pericolosità della minaccia alla sicurezza interna russa e rendendone più difficile una completa neutralizzazione.

Le attività terroristiche hanno visto il perseguimento di strategie diverse. Durante i conflitti miravano soprattutto ad aumentare il danno alle forze convenzionali russe, mentre nei periodi di relativa stabilità avevano come obiettivo quello di rendere insostenibili i costi del mantenimento dell'autorità federale sulla regione del Caucaso settentrionale. Dal punto di vista operativo, le attività terroristiche hanno visto l'impiego di un insieme eterogeneo di tattiche, dall'utilizzo di IED e di *stand off weapons*, ai sabotaggi, agli attentati suicidi, diffusi in parallelo all'estremizzazione religiosa di molti gruppi.

Nel complesso, gli apparati di sicurezza russi hanno aumentato progressivamente nel tempo la loro capacità di garantire la sicurezza interna, recuperando almeno in parte efficienza dopo il decennio di decadenza post-sovietico, anche grazie all'elaborazione di nuove dottrine militari e soprattutto all'aumento della capacità di spesa. Tuttavia, mentre le capacità operative convenzionali e antiterrorismo sono indubbiamente cresciute, permangono importanti criticità sul piano politico e sociale. Le condizioni di povertà e frammentazione sociale, che caratterizzano ampie aree del Caucaso settentrionale e che rappresentano la condizione necessaria al riproporsi della minaccia terroristica, non sono ancora state eliminate, nonostante gli investimenti effettuati nell'ultimo decennio.

### **3.2. Le minacce esterne: l'instabilità regionale**

Il potenziale militare e le capacità operative delle forze armate russe rendono i rischi legati alle minacce esterne alla sicurezza della Federazione molto meno significativi di quelli interni. Nondimeno, è possibile immaginare alcune minacce esterne, legate alla stabilità politica all'interno di alcune ex repubbliche sovietiche, sia in Europa orientale, sia in Asia centrale. Data la contiguità territoriale e la condivisione delle infrastrutture di trasporto del gas naturale, la destabilizzazione di uno di questi Stati potrebbe avere conseguenze rilevanti sulla sicurezza russa. Le conseguenze potrebbero essere dirette, come nel caso dell'interruzione di flussi di gas naturale o di danni a imprese o interessi economici russi, o indirette, come nel caso di una più generalizzata instabilità regionale, soprattutto nell'area centroasiatica.

In Europa orientale, l'Ucraina è la principale minaccia. Sebbene il Paese sia attualmente stabile, possibili rischi per il futuro derivano dalla difficile situazione economica e dalla frattura sociale esistente tra la parte occidentale, politicamente orientata verso un'integrazione con l'Europa occidentale e un parallelo sganciamento dall'influenza russa, e la parte orientale, numericamente maggioritaria e filo-russa (ampie zone dell'Ucraina orientale sono a maggioranza etnica russa). Ad aggravare la situazione contribuisce la debolezza delle istituzioni di governo ucraine, guidate da un'élite politica frammentata e altamente conflittuale e da un livello di corruzione molto alto. Un ulteriore peggioramento del quadro economico potrebbe essere il preludio di un diffuso malcontento sociale, con effetti imprevedibili in termini di stabilità politica. Le elezioni parlamentari previste per l'ottobre 2012 saranno un banco di prova del funzionamento del

sistema politico ucraino e della sua capacità di mediare tra le diverse componenti sociali, evitando un repentino peggioramento della situazione.

In caso di destabilizzazione dell'Ucraina, si potrebbero ipotizzare due problemi principali per la Federazione Russa: da un lato, la tutela dell'integrità delle infrastrutture di trasporto del gas naturale diretto in Europa occidentale; dall'altro, l'eventuale necessità di intervenire direttamente per tutelare gli interessi russi e per stabilizzare il Paese, con importanti ricadute in termini di politica estera e di sicurezza nei confronti di tutte le altre ex repubbliche sovietiche.

In Asia centrale, il rischio che una delle ex repubbliche sovietiche sia destabilizzata politicamente è maggiore, rispetto al contesto europeo. L'Uzbekistan e il Kirghizistan, in particolare, sono attraversati da divisioni etniche sfociate più volte in scontri violenti (2005, 2010). Questi episodi, a cui si è affiancata la presenza di gruppi integralisti islamici, rischiano di compromettere la stabilità politica delle due repubbliche, economicamente fragili e con istituzioni deboli. A differenza del caso ucraino, il collasso politico di un Paese avrebbe potenziali ricadute a livello regionale, con il rischio di una propagazione dell'instabilità, favorita da una sovrapposizione solo parziale tra divisioni etniche e confini politici.

I rischi per la Federazione Russa causati da un'instabilità nella regione centroasiatica possono, analogamente al caso ucraino, essere ricondotti a due aspetti. Il primo è l'interruzione dei flussi energetici: i Paesi dell'Asia centrale sono in questo caso fornitori della Federazione Russa, i cui operatori riesportano il gas naturale centroasiatico oppure lo impiegano sul mercato interno per liberare volumi per l'esportazione. Un altro possibile effetto negativo in termini di sicurezza per la Russia sarebbe la necessità di intervenire direttamente per evitare un peggioramento della situazione.

Dinamiche analoghe possono presentarsi anche in un'altra parte dello spazio ex sovietico, il Caucaso meridionale. In particolare, la situazione di stallo creatasi in Abcazia e Ossezia meridionale, le repubbliche georgiane di fatto indipendenti sotto l'egida delle forze armate russe. In questa regione il coinvolgimento russo sul terreno è già ampio e un eventuale riaccendersi delle ostilità con la Georgia coinvolgerebbe direttamente le forze armate della Federazione. Le conseguenze per la sicurezza russa sarebbero limitate, anche se la contiguità con le aree del Caucaso settentrionale potrebbe favorire un intensificarsi delle attività terroristiche indipendentiste nella regione. Dal punto di vista energetico, le conseguenze per la Russia di una destabilizzazione della Georgia sarebbero limitate, mentre potrebbero essere rilevanti alla luce del fatto che gli oleodotti e i gasdotti che portano gli idrocarburi azercabigiani in Europa passano per il Paese e potrebbero essere interrotti in caso di conflitto.

### **3.3 Rischi per le infrastrutture energetiche**

Le minacce alla sicurezza russa hanno delle ricadute sulle infrastrutture che consentono l'esportazione di materie prime energetiche, e in particolare gas naturale, in Italia e in Europa. In particolare, le minacce interne comportano un rischio maggiore: mentre l'interruzione dei flussi a causa di minacce esterne è una possibilità altamente improbabile, le attività terroristiche sul suolo russo rappresentano infatti rischio permanente.

Negli anni passati, le azioni terroristiche hanno interessato sporadicamente infrastrutture di trasporto di gas e petrolio nella regione del Caucaso settentrionale, soprattutto in Cecenia e Daghestan (in quest'ultima repubblica transitano le condotte di collegamento con l'Azerbaijan). In particolare, le tubature sono state oggetto di attacchi con esplosivi e *stand off weapons*. Le azioni terroristiche hanno tuttavia sempre avuto natura episodica e non si sono mai inserite in una strategia più ampia di sistematica interruzione dei flussi, soprattutto al di fuori dell'area caucasica.

L'assenza di notizie relative ad attentati su vasta scala o attacchi sistematici miranti a interrompere i flussi di esportazione verso l'Europa non possono far escludere che operazioni di questo genere non siano state tentate in passato o che non saranno tentate in futuro. È tuttavia improbabile che un attacco, per quanto riuscito, possa compromettere la capacità di trasporto di un'infrastruttura di trasporto per periodi più lunghi di qualche giorno o settimana, in ogni caso orizzonti temporali nei quali l'attuale capacità di stoccaggio esistente in Europa occidentale sarebbe sufficiente a far fronte alla domanda o a parte sostanziale di essa. Nel caso di attacchi a siti produttivi, l'ampia capacità produttiva russa e la molteplicità di giacimenti in attività consentirebbero di mantenere in misura sostanziale il livello di offerta, in attesa del ripristino delle infrastrutture.

Il rischio derivante dal terrorismo appare più collegato a questione di percezione esterna della Federazione Russa come controparte affidabile nella fornitura di energia che non nella effettiva capacità degli operatori russi di far fronte alle situazioni di emergenza. In ogni caso, il processo di rafforzamento degli apparati di sicurezza russi avvenuto negli ultimi anni - e che è previsto continuare sotto la nuova presidenza Putin - offre prospettive di ulteriore miglioramento nelle capacità di contrasto e prevenzione delle attività terroristiche, anche se permangono dubbi sulle capacità del governo federale di contrastarne le premesse socio-economiche. Accanto alle forze convenzionali, esiste inoltre un vero e proprio servizio di sicurezza interno di Gazprom che secondo alcune fonti arriva a contare circa 20.000 effettivi<sup>9</sup>. A queste capacità di terra, si aggiungono le attività di Gazprom Space Systems, azienda del gruppo Gazprom che controlla tre satelliti e una flotta di UAV (unmanned aerial vehicle, aeromobili a pilotaggio remoto) appositamente dedicati al monitoraggio e alle attività di difesa delle infrastrutture.

Nel complesso è dunque possibile affermare che i rischi per la sicurezza russa con potenziali ricadute sugli approvvigionamenti energetici nazionali sono ridotti e oggetto di specifiche attività di prevenzione e contrasto da parte delle autorità di governo e degli operatori di settore.

---

<sup>9</sup> Hurst, Cindy (2010), «The Militarization of Gazprom», in *Military Review*, 90(5), pp. 59-67.

APPROFONDIMENTO 2 – Le recenti nazionalizzazioni in Sud America: l'inizio di un trend?

di Antonella Mori

Il 16 aprile 2012 il governo argentino ha espropriato il 51% delle azioni di YPF, la più grande società petrolifera argentina, di proprietà della spagnola Repsol e il 18 aprile ha adottato un'analoga misura nei confronti di Repsol YPF Gas, in cui Repsol possedeva circa l'85%. Il 1° maggio il presidente boliviano Morales ha annunciato la nazionalizzazione di Transportadora de Electricidad (TDE) una sussidiaria della Red Eléctrica de España (REE), responsabile del 74% della rete di distribuzione dell'energia elettrica. In entrambi i casi, le autorità hanno sostenuto che la decisione sia stata presa per il livello inadeguato degli investimenti realizzati negli anni passati, che compromettono la sicurezza energetica del proprio paese e quindi la crescita futura. In entrambe i casi sono stati fattori importanti la ricerca di un guadagno di popolarità interna dei presidenti e l'obiettivo di controllare direttamente un settore strategico.

La vicinanza delle due nazionalizzazioni ha posto in molti l'interrogativo se queste rappresentino l'inizio di un'ondata di espropriazioni e di ostilità nei confronti di imprese straniere nel settore energetico in Sudamerica. Ci sono almeno tre ragioni per cui questo scenario sembra improbabile: la decisione boliviana è indipendente da quella argentina, non è un'emulazione; la decisione argentina sembra riconducibile soprattutto alla preoccupazione per l'andamento dei conti con l'estero; entrambi i paesi continuano a mostrare interesse a collaborare con aziende straniere, riconoscendone l'indispensabile apporto di tecnologia e di risorse finanziarie.

In primo luogo, dal 2006 ogni 1° maggio – la festa dei lavoratori – il Presidente Morales nazionalizza una impresa privata di proprietà straniera in settori strategici. In passato sono state nazionalizzate società nei settori degli idrocarburi, delle telecomunicazioni, minerario e metallurgico ed elettrico. In queste nazionalizzazioni le società straniere hanno in genere ricevuto compensazioni adeguate. Questa ultima nazionalizzazione non può quindi essere considerata come un'imitazione della decisione argentina, anzi per molti non è stata proprio una sorpresa.

In secondo luogo, la presidente Fernandez de Kirchner ha accusato Repsol di aver investito troppo poco in YPF, nonostante gli utili, riducendo drasticamente il ruolo della società nel settore degli idrocarburi in Argentina. Nel 1999 Repsol acquisì la maggioranza di YPF, che era stata privatizzata nel 1992. Il governo argentino asserisce che: YPF rappresentava il 42% della produzione petrolifera e il 35% della produzione di gas nel 1997, mentre nel 2011 la sua partecipazione era scesa al 35% e 23%. Questa perdita di quote relative di YPF è avvenuta in un contesto di riduzione della produzione totale di petrolio e di gas in Argentina. Secondo fonti governative, YPF è stata quindi responsabile del 54% della caduta della produzione di petrolio tra il 1998 e il 2011 e del 97% della caduta della produzione di gas tra il 2004 e il 2011. Inoltre, la sistematica mancanza di investimenti avrebbe anche ridotto del 50% le riserve di petrolio nelle aree di concessione Repsol-YPF.

Infine, per la prima volta in 17 anni l'Argentina nel 2011 ha avuto un saldo negativo della bilancia energetica, pari a US\$ 3 miliardi, a causa del fortissimo aumento delle importazioni.

Dai dati forniti dal governo argentino emerge quindi che la diminuzione della produzione e delle riserve da parte di Repsol-YPF sia iniziata da tempo, ma che per la prima volta il settore energetico sia stato in disavanzo con l'estero nel 2011. Questo secondo fattore è stato l'elemento che probabilmente ha fatto scattare la decisione repentina dell'espropriazione. Infatti, ormai da mesi la preoccupazione principale dell'Argentina è quella di arginare l'uscita di dollari (in generale di valuta estera). Il governo infatti teme di essere costretto a svalutare il peso se non dovesse avere abbastanza riserve ufficiali per ripagare il debito estero, visto che non può ricorrere al mercato internazionale dei capitali. La svalutazione sarebbe deleteria sia per la capacità di onorare il debito estero, sia per l'inflazione. Sono numerose le misure adottate o rafforzate negli ultimi mesi per limitare la pressione sul mercato dei cambi: i controlli sugli acquisti di dollari, anche per scopi turistici, il regime di approvazione previa di tutte le importazioni, l'obbligo a certi importatori di equilibrare le importazioni con le esportazioni o di aumentare il contenuto locale dei prodotti che fabbricano in Argentina, il divieto in alcuni casi di trasferire all'estero i profitti. Infine, va ricordata anche la recente riforma della Banca Centrale della Repubblica Argentina che consente al governo di utilizzare più liberamente le riserve ufficiali per onorare il debito estero. Dopo la nazionalizzazione, che ha avuto un forte supporto sia in Congresso che tra l'opinione pubblica, oltre a una parte di azionariato diffuso, i principali azionisti di YPF sono: il governo federale (26,01%), Grupo Peterson, della famiglia Eskenazi, (25%), le provincie produttrici di petrolio (24,99%) e Repsol (6,4%).

In terzo luogo, i presidenti Fernandez e Morales sono consapevoli che la crescita della produzione di energia nel medio termine richiede ingenti investimenti e capacità tecnologiche, che solo una proficua collaborazione con società straniere può assicurare. L'Argentina ha, per esempio, bisogno di capitali e know how per sfruttare lo shale gas e petrolio nei giacimenti di Vaca Muerta. Subito dopo la nazionalizzazione di YPF, il governo argentino ha preso contatto con numerose società straniere, dalla brasiliana Petrobras e francese Total alle cinesi CNOOC e Sinopec. Per quanto riguarda la Bolivia, lo stesso giorno dell'espropriazione della TDE, il Presidente Morales ha inaugurato a Tarija un impianto per la produzione di gas da US\$ 100 milioni posseduto da un consorzio internazionale composta da Repsol, British Gas e Pan American Energy.

Il contesto e le peculiarità delle due recenti nazionalizzazioni rendono quindi inappropriato sostenere che queste rappresentino l'inizio di un trend verso la nazionalizzazione di imprese straniere in America Latina.

## **FONTI**

AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

BBC

BP

Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Germania)

Commissariat Général au développement durable (Francia)

Department of Energy and Climate Change (UK)

EIA - Energy Information Agency (USA)

Eni

Enel

Eurasia Daily Monitor

Eurogas

Eurostat

Financial Times

GIE - Gas Infrastructure Europe

IEA – International Energy Agency

Il Sole 24 Ore

Interfax

Jamestown Foundation

Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (Spagna)

Ministro dello Sviluppo Economico, Infrastrutture e Trasporti

Nomisma Energia

Oil & Gas Journal

Petroleum Economist

Platts

Quotidiano Energia

Snam Rete Gas

Staffetta Quotidiana

The Economist

World Gas Intelligence

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

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

## Rapporti

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

## Focus

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

## Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

## Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

---

## Focus:

### **Flussi migratori**

### **Mediterraneo e Medio Oriente**

### **Relazioni Transatlantiche**

### **Sicurezza energetica**

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

*Coordinamento redazionale a cura della:*

---

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