

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 22 – aprile/giugno 2015

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

aprile/giugno 2015

A cura di Carlo Frappi e Matteo Verda

Approfondimento di Mirko Lapi

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

Contesto globale.....	1
1. Analisi comparata degli Stati europei.....	15
1.1. Italia.....	22
1.2. Germania.....	24
1.3. Francia.....	26
1.4. Regno Unito.....	29
1.5. Spagna.....	30
1.6. Polonia.....	32
2. Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas	33
2.1. Russia e vicini orientali	33
2.2. Bacino del Caspio.....	41
2.3. Turchia e Medio Oriente.....	44
3. Corridoi energetici europei del gas.....	51
3.1 Corridoio Nord-Orientale.....	51

Parte II - Approfondimento

Da Algeri a Tripoli. La sfida geopolitica alla sicurezza energetica dell'Italia.....	58
Fonti.....	69

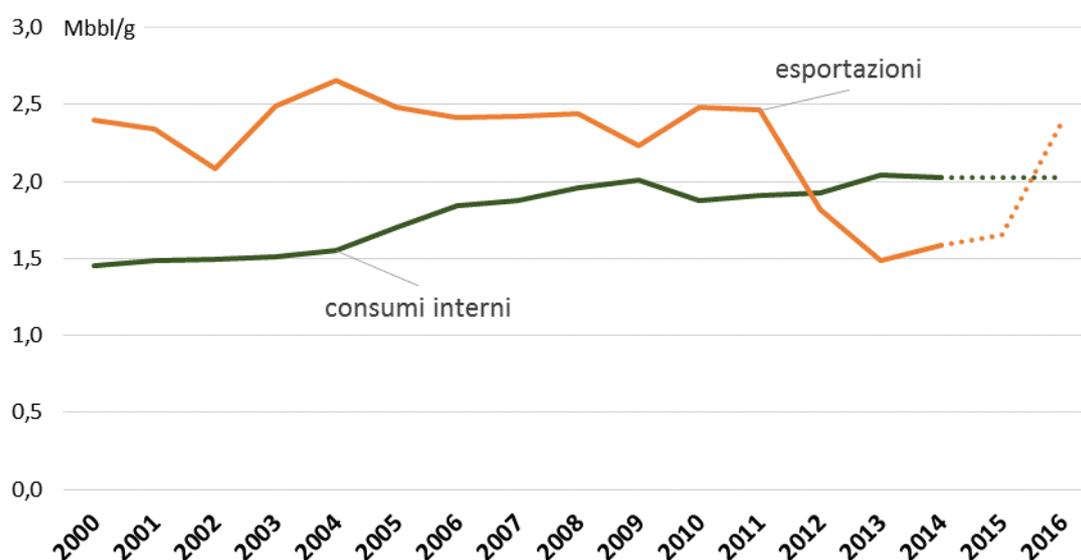
PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

CONTESTO GLOBALE

L'accordo sul nucleare iraniano, previsto inizialmente per il 30 giugno, è stato infine raggiunto il 14 luglio scorso, anche se per il momento resta aperta la questione della ratifica degli accordi, in particolare da parte statunitense. Secondo il testo dell'intesa, le **sanzioni internazionali al settore petrolifero iraniano** saranno eliminate in contemporanea alla verifica da parte dell'Agenzia internazionale per l'energia atomica (IAEA) dell'adozione da parte di Teheran delle prime misure di attuazione. Considerando che il governo iraniano dovrebbe consegnare la documentazione relativa per metà ottobre e che l'IAEA dovrebbe pubblicare il proprio report finale per dicembre, anche in caso di pieno rispetto dell'intesa **non** si dovrebbe avere un significativo aumento delle esportazioni di petrolio **prima dell'inizio del 2016**.

Date le ampie riserve energetiche presenti nel sottosuolo iraniano, la fine dell'isolamento avrebbe un **impatto sui mercati internazionali significativo ma diluito nel tempo** (v. *Focus 21/2015*). Secondo le stime riportate dal Financial Times, entro un anno dall'accordo le esportazioni iraniane potrebbero aumentare fino a 800.000 barili al giorno (bbl/g) (v. *Figura 1 e 2*), pari a poco meno dell'1% dell'attuale consumo mondiale¹. Stime analoghe sono riportate da tutte le principali fonti.

Fig. 1 – L'andamento di consumi petroliferi interni ed esportazioni in Iran



Fonte: elaborazione su dati BP(2015), FT(2015) e Platts(2015).

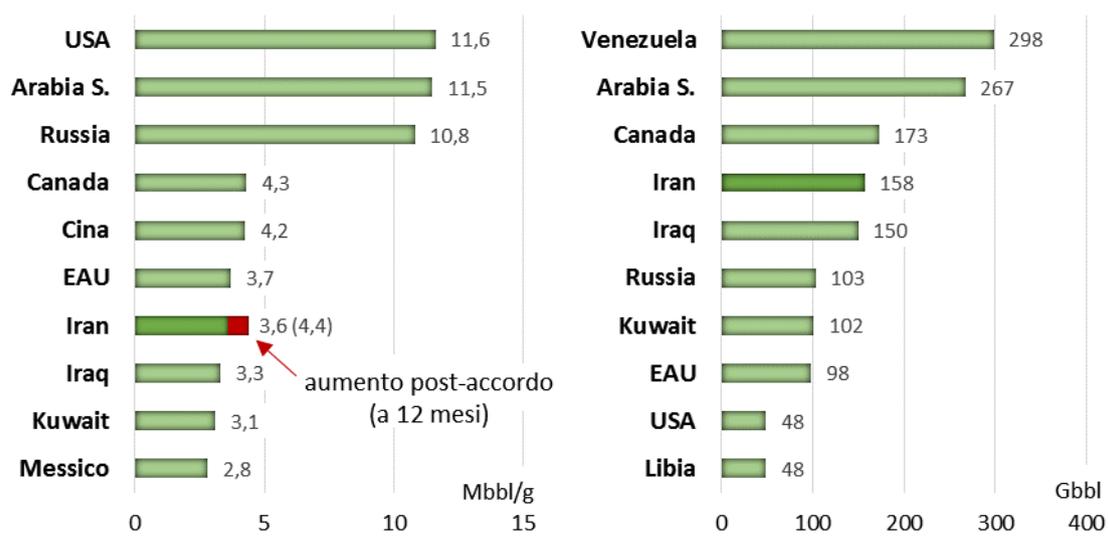
¹ Salvo dove diversamente specificato, la fonte dei dati relativi al settore energetico è BP(2015).

La velocità di recupero delle esportazioni iraniane nel breve periodo (12-24 mesi) dipende dalle **reali condizioni degli impianti attivi nel Paese**. Lo stato di conservazione delle attrezzature non è tuttavia noto, ma si presume che abbia risentito negativamente dell'embargo e della riduzione degli investimenti. I pozzi più obsoleti potrebbero dunque richiedere interventi tecnici nell'ordine di alcuni trimestri per essere riattivati a pieno regime, incidendo sulla tempistica dell'effettivo aumento di produzione.

Le modalità di implementazione degli accordi sono destinate a influenzare anche la tempistica, in ogni caso più rapida, con cui la compagnia petrolifera di stato National Iranian Oil Company (NIOC) potrà immettere sui mercati internazionali i circa **40 milioni di barili (Mbbl) attualmente stoccati nelle petroliere** di proprietà della National Iranian Tanker Company, in petroliere noleggiate e in depositi a terra (17 Mbbl di greggio e 22 Mbbl di condensati). I volumi complessivamente stoccati sono aumentati di circa 10 milioni di barili rispetto al primo trimestre e rappresentano un quantitativo pari a poco meno della metà dei consumi giornalieri mondiali. Se immessi sul mercato in modo programmato, potrebbero sostenere un volume di esportazioni addizionale pari a 200-250.000 bbl/g per circa sei mesi.

Una **repentina immissione delle scorte** iraniane sui mercati globali potrebbe **abbassare** in misura significativa le **quotazioni del greggio**, sebbene in modo completamente transitorio, data la natura una tantum dell'operazione di vendita. Gli operatori hanno peraltro già iniziato a scontare verso la fine di giugno nelle loro previsioni l'aumento dell'offerta mondiale successivo al raggiungimento degli accordi, portando a una moderata contrazione delle quotazioni (i prezzi medi di giugno sono stati del 4% più bassi rispetto a quelli di maggio). L'impatto sui prezzi dell'effettivo aumento delle esportazioni iraniane nel breve periodo (12-24 mesi) dipenderà invece dalle aspettative degli operatori circa il più complessivo riequilibrio di domanda e offerta a livello globale (v. oltre), essendo le esportazioni iraniane rilevanti ma non centrali per l'offerta petrolifera mondiale (v. *Figura 2*).

Fig. 2 – La produzione petrolifera (sx) e le riserve provate (dx): primi dieci Paesi al mondo



Include greggio, condensati e frazioni liquide del gas naturale – Fonte: elaborazione su dati BP(2015) e FT(2015).

Un aumento strutturale della produzione petrolifera iraniana che consenta di superare la soglia dei 5 Mbbl/g nel corso del decennio attuale è invece al di là delle capacità tecniche e finanziarie di NIOC e non può prescindere dal **coinvolgimento degli operatori internazionali**.

In particolare, gli operatori europei e quelli russi stanno dimostrando interesse a un coinvolgimento diretto e immediato nelle attività produttive in Iran. Nel corso del vertice OPEC di giugno, a Vienna, i vertici di Eni, della compagnia francese Total, dell'anglo-olandese Shell e della russa Lukoil hanno incontrato il ministro iraniano del petrolio, Bijan Zanganeh. Nel mese di maggio, l'amministratore delegato di Eni, Claudio Descalzi, si era inoltre recato di persona in Iran per colloqui, a riprova della centralità del Paese per i piani di sviluppo della compagnia nazionale.

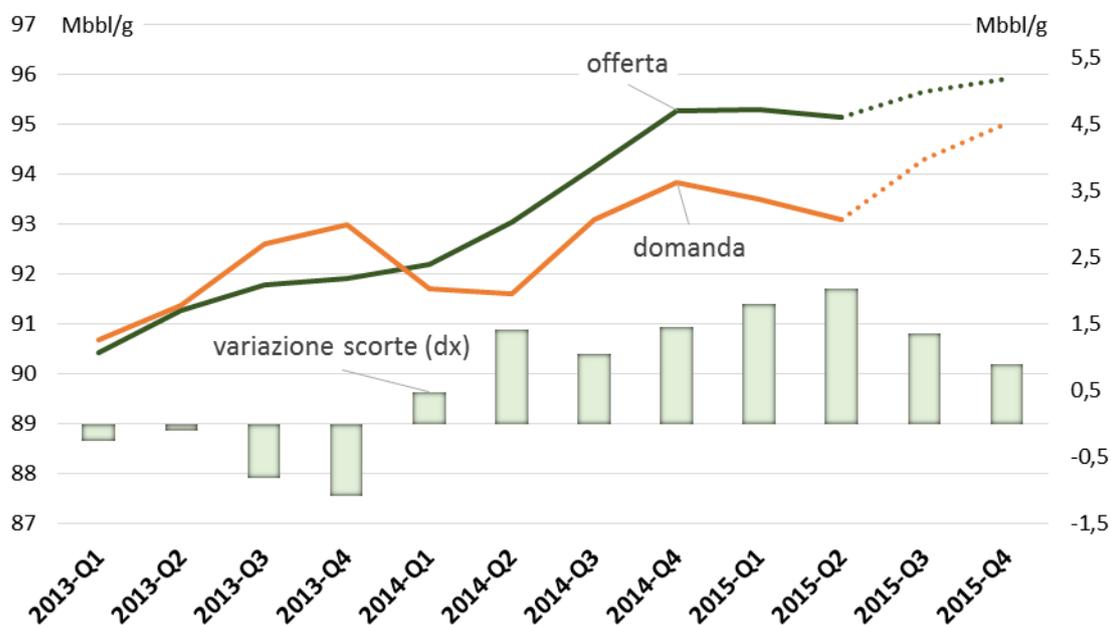
Le **conseguenze dirette per l'approvvigionamento nazionale** di nuovi investimenti di Eni sarebbero in ogni caso **molto limitate**. Un'eventuale produzione della compagnia nazionale nella Repubblica islamica sarebbe infatti esportata sui mercati internazionali in base a segnali di prezzo, senza alcuna specifica preferenza per il mercato italiano o per quello europeo.

Secondo le stime del Financial Times, nel complesso gli investimenti attesi nel settore petrolifero iraniano da parte degli operatori internazionali ammonterebbe a 100 miliardi di dollari, in caso di pieno superamento del regime sanzionatorio. L'arrivo degli investimenti dipende tuttavia anche dal **cambiamento della legge iraniana sullo sfruttamento delle risorse naturali**, che al momento non consente agli operatori stranieri di aggiudicarsi una quota dei profitti in grado di compensare i rischi dell'investimento o di partecipare in misura significativa all'aumento degli utili in caso di rialzo delle quotazioni.

L'interesse degli operatori per le attività in Iran è giustificato sia dalle dimensioni delle risorse presenti nel sottosuolo del Paese, sia dalle loro caratteristiche geologiche e geografiche. Le riserve iraniane hanno infatti **costi di produzione contenuti** e consentono dunque ampi margini di competitività sui mercati internazionali. Caratteristiche possedute anche dalle riserve dell'Iraq, l'altro grande produttore dell'area, attualmente sottosviluppate. A differenza dell'Iran, l'Iraq ha attirato nel corso dell'ultimo decennio grandi investimenti. Il peggioramento del quadro di sicurezza nel Paese sta tuttavia spingendo gli operatori a cercare aree più stabili, al riparo dalla minaccia diretta del cosiddetto Stato islamico. L'Iran in questo senso sembrerebbe offrire maggiori **garanzie di stabilità** e consente agli operatori internazionali di investire con un orizzonte temporale di lungo periodo (oltre 5 anni) senza specifici rischi legati al contesto di sicurezza.

Nella prospettiva italiana ed europea, la realizzazione di nuovi investimenti internazionali in capacità produttiva nel settore petrolifero iraniano e il conseguente aumento delle esportazioni avrebbero un **effetto indiretto positivo**, in quanto contribuirebbero ad **ampliare e diversificare la base produttiva a livello globale**. Sebbene l'attuale congiuntura a livello internazionale sia ancora caratterizzata da un eccesso di offerta (v. *Figura 3*), la dipendenza dalle importazioni petrolifere è un dato strutturale per l'economia italiana ed europea e dunque poter contare su una platea più ampia di potenziali fornitori è un elemento di rafforzamento della sicurezza di lungo periodo.

Fig. 3 – L'andamento di domanda e offerta di petrolio a livello mondiale



Fonte: elaborazione su dati IEA(2015).

Un'eventuale revoca dell'accordo o una sua implementazione parziale senza sblocco immediato delle esportazioni di greggio non avrebbe invece conseguenze significative per

l'approvvigionamento energetico nazionale nel breve periodo. Secondo l'Agenzia internazionale per l'energia (IEA), infatti, l'eccesso di offerta sul mercato petrolifero è destinato a perdurare nei prossimi trimestri a causa in primo luogo dell'aumento costante della capacità produttiva che si è continuato a registrare negli ultimi trimestri, nonostante il calo del prezzo.

La situazione di eccesso di offerta dipende anche dalla **relativa debolezza della domanda**, le cui aspettative di crescita si sono ridotte rispetto a quanto ipotizzato nel recente passato. Sebbene nel primo semestre si sia assistito a un aumento della domanda più marcata del previsto, dovuta alla ripresa economica e all'effetto sui consumatori dei prezzi più bassi, per i prossimi trimestri esiste una probabilità significativa di assistere a un rallentamento nel ritmo di crescita della domanda.

A pesare sono in primo luogo le incertezze relative alla **domanda asiatica**, e in particolare cinese. Le previsioni sono di un aumento di 400.000 bbl/g del fabbisogno cinese rispetto al 2014, ma il rallentamento del tasso di crescita cinese potrebbe tradursi in una parallela riduzione della nuova domanda. I consumi nordamericani sono previsti in debole crescita (+200.000 bbl/g), mentre per i consumi di Russia e UE le aspettative sono di stagnazione o debole contrazione.

Nel complesso, la crescita della domanda impiegherà diversi trimestri prima di riassorbire l'eccesso di offerta attualmente presente. L'aspettativa è quindi che nel breve periodo i **prezzi del greggio rimangano su livelli prossimi a quelli attuali**: la previsione corrente dell'Energy Information Administration (EIA) statunitense è di quotazioni medie a 60,22 dollari al barile nel 2015 e di 67,04 dollari al barile nel 2016.

A rimetterci da questa situazione potrebbero essere in primo luogo gli **operatori attivi nel non convenzionale statunitense**, arrivati nel 2014 a produrre 4,2 Mbbbl/g e i cui volumi di produzione di quest'anno hanno finora risentito in misura marginale delle quotazioni relativamente basse.

Gli effetti delle basse quotazioni dovrebbero però iniziare a farsi sentire in modo più marcato nel corso del terzo trimestre. Secondo le previsioni IEA, dopo essere aumentati di 1,7 Mbbbl/g lo scorso anno, i volumi sono attesi **in contrazione di 900.000 bbl/g** quest'anno e 300.000 bbb/g nel 2016. Nel complesso, un quantitativo superiore alle previsioni di aumento della produzione iraniana in caso di superamento dell'embargo.

I produttori da non convenzionale statunitense hanno mostrato negli ultimi dodici mesi una capacità di resistenza economica anche a livelli di prezzo intorno ai 60 dollari al barile, grazie alla riduzione dei costi, all'aumento dell'efficienza nei processi produttivi e alla perdurante disponibilità di capitali di rischio. Molte società attive nel settore non convenzionale stanno tuttavia affrontando situazioni di **debolezza finanziaria** che hanno già portato a ridurre gli investimenti e che rischiano di tradursi in un calo repentino della produzione complessiva, oltre che in una serie di fallimenti economici. In particolare, la portata dei problemi finanziari potrebbe emergere con forza all'inizio del quarto trimestre di quest'anno, quando è prevista la revisione da parte degli istituti di credito del

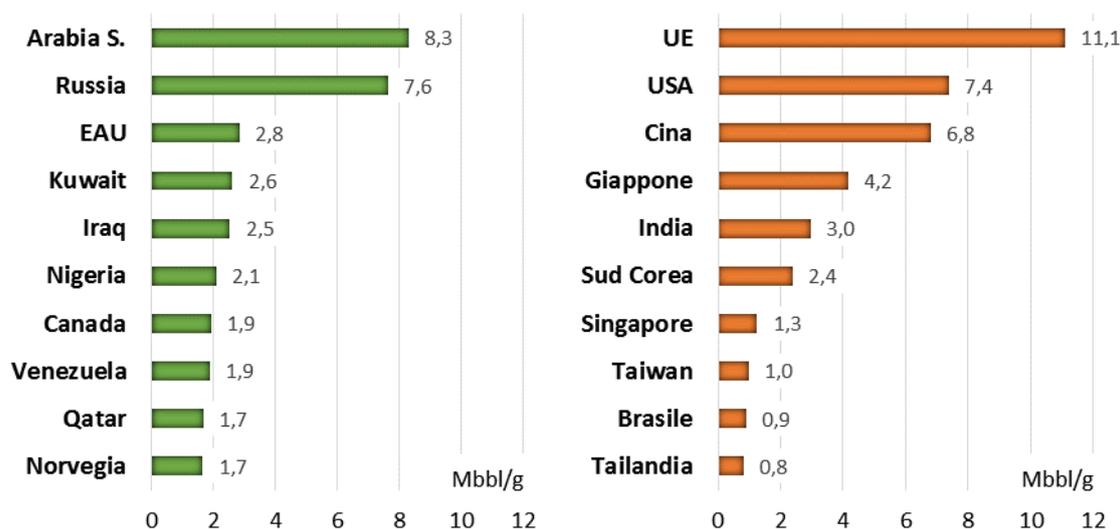
controvalore delle riserve di molti operatori, sulla base del quale saranno definite le loro future condizioni di accesso al credito.

Il **riequilibrio del mercato petrolifero** potrebbe dunque passare per una **temporanea contrazione dell'offerta statunitense**, sulla base di fattori direttamente economici. Non sembrano invece al momento esserci le condizioni per un riequilibrio sulla base di fattori politici, ossia attraverso il **taglio della produzione saudita**. Il governo di Riad ha già rifiutato a novembre del 2014 di ridurre le proprie esportazioni per far salire il prezzo, intenzione recentemente confermata nel corso della riunione OPEC di inizio giugno; al contrario, nel corso di giugno la produzione saudita di solo greggio ha toccato il record storico di produzione, a 10,6 Mbbl/g.

Un riequilibrio del mercato petrolifero globale potrebbe tuttavia arrivare anche da un terzo fattore, la destabilizzazione di uno o più produttori sulla base di **dinamiche geopolitiche**. Tra le aree più a rischio, oltre a quella mediorientale, si trovano il Nord Africa e l'Africa occidentale, anche a causa dell'intreccio con la lotta all'estremismo islamico.

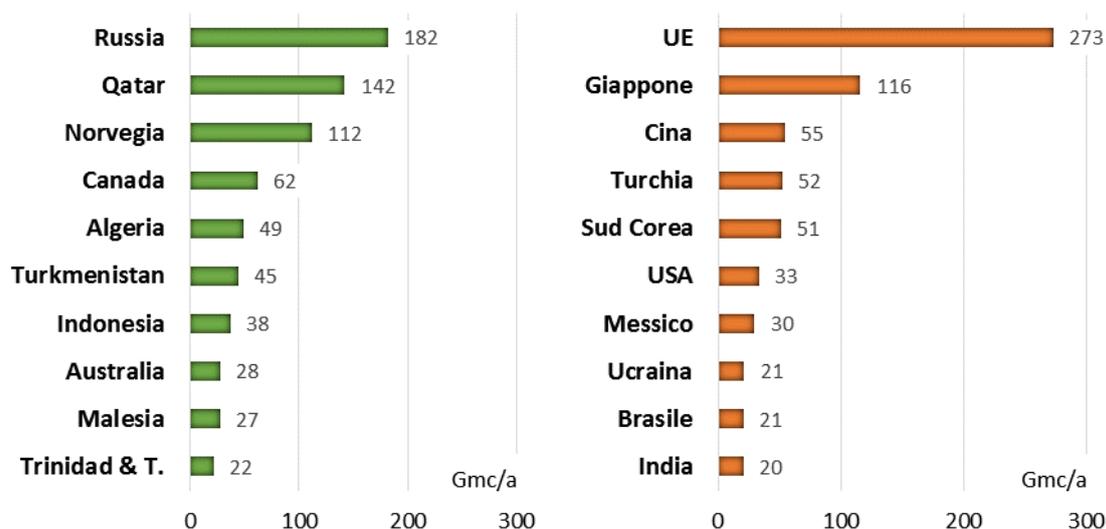
A prescindere dalla tempistica e dalle modalità del riequilibrio del mercato petrolifero, l'economia italiana e quella europea restano grandi importatori di energia, tanto che l'**Unione europea** nel suo insieme è stabilmente il **principale importatore di greggio e di gas naturale al mondo** (v. *Figure 4 e 5*). Secondo i dati Eurostat, il controvalore delle importazioni petrolifere nette dell'Unione europea nel 2014 è stato pari a 250 miliardi di euro, mentre quello delle importazioni nette di gas è stato pari a 61 miliardi di euro.

Fig. 4 – I primi dieci esportatori (sx) e importatori (dx) di petrolio al mondo



Importazioni nette, inclusi prodotti e frazioni liquide del gas naturale inclusi – Fonte: elaborazione su dati BP(2015).

Fig. 5 – I primi dieci esportatori (sx) e importatori (dx) di gas naturale al mondo



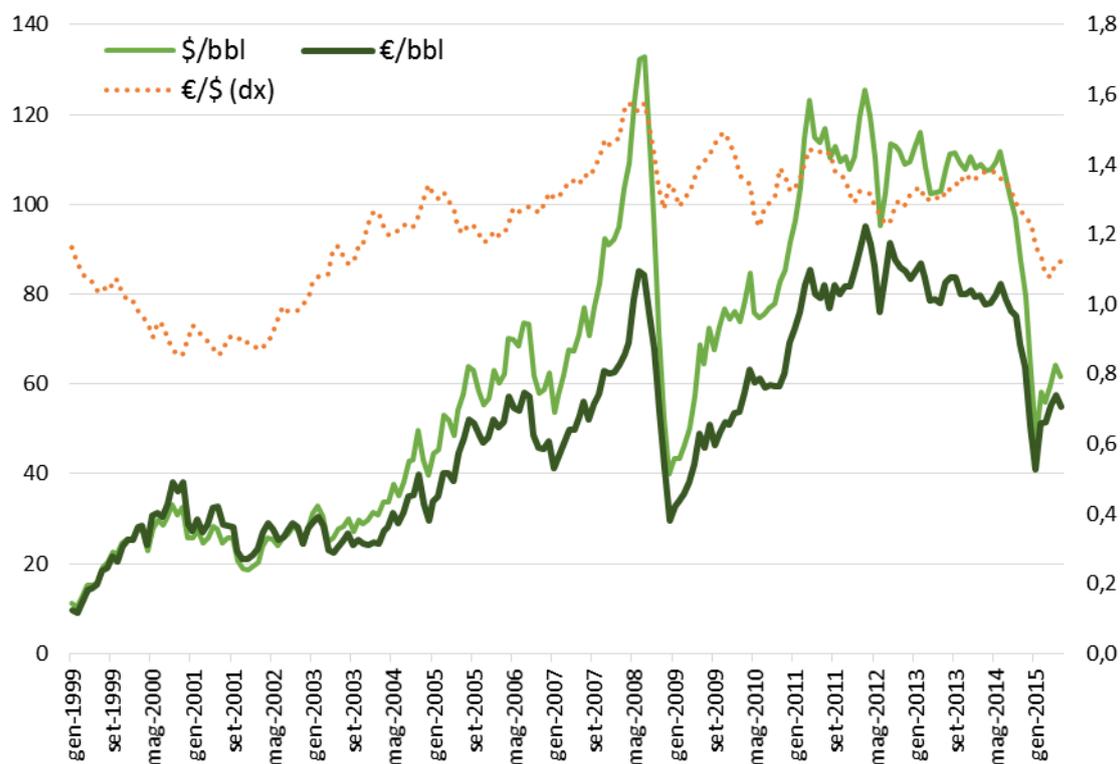
Importazioni nette in miliardi di metri cubi (Gmc), standardizzati a 39 MJ/mc – Fonte: elaborazione su dati BP(2015).

La portata economica della dipendenza europea dalle importazioni energetiche è fortemente influenzata dalle **dinamiche del cambio tra l'euro e il dollaro**. Le materie prime energetiche, e in particolare gas e petrolio, sono scambiate a livello internazionale sulla base di contratti denominati quasi esclusivamente in dollari. Le variazioni nel tasso di cambio si traducono dunque in una variazione immediata del controvalore delle importazioni.

L'importanza delle variazioni del tasso di cambio è particolarmente evidente quando si analizzano le quotazioni del greggio. Per esempio, in dollari il picco storico nelle quotazioni giornaliere fu registrato il 3 luglio 2008, a 143,95 dollari. Quel giorno il prezzo medio in euro fu pari a 90,62, perché l'euro valeva poco meno di 1,6 dollari. Il picco del prezzo del greggio in euro fu invece registrato il 13 marzo 2013, quando un barile arrivò a costare in media 98,14 euro. Il suo prezzo in dollari era di 128,14 dollari, ma nel frattempo l'euro si era indebolito fino a valere poco più di 1,3 dollari.

Nel corso dell'ultimo decennio, l'**effetto dei tassi di cambio sul prezzo del greggio** per gli importatori dell'area euro è stato quello di **smorzare le oscillazioni dei prezzi**. In particolare, grazie all'effetto demoltiplicatore del tasso di cambio, le economie dell'area euro hanno risentito meno dei rialzi delle quotazioni del greggio rispetto alle economie importatrici denominate in dollari e degli effetti negativi conseguenti. La portata di questo effetto è evidente guardando alla distanza tra la curva dei prezzi in dollari e quella dei prezzi in euro tra gennaio 2011 e maggio 2014 nella *Figura 6*. Analogamente, nella fase di contrazione di prezzi iniziata a metà dell'anno scorso, la progressiva tendenza al rafforzamento del dollaro ha ridotto gli effetti positivi per le economie denominate in euro.

Fig. 6 – L'andamento delle quotazioni del greggio in dollari e in euro



Fonte: elaborazione su dati BCE(2015) e EIA(2015).

Nel complesso, l'andamento dei tassi di cambio nell'ultimo decennio ha **parzialmente isolato le economie dell'area euro dalle oscillazioni di prezzo** registrate nelle quotazioni internazionali del greggio. Per l'approvvigionamento energetico delle economie europee, generalmente molto dipendenti dalle importazioni, questi effetti sono stati nel complesso positivi, avendo ridotto i passivi di bilancia commerciale nelle fasi di alte quotazioni e più in generale avendo contribuito a creare un contesto più stabile per gli operatori economici.

La **centralità del dollaro** quale valuta di riferimento per i mercati energetici globali non sembra al momento poter trovare reali alternative nel medio periodo (v. *Focus 17/2014*). Tuttavia, la questione è destinata nel lungo periodo ad emergere, in conseguenza dell'ulteriore sviluppo dell'economia e dei commerci internazionali delle economie non-occidentali, in particolar modo di quella cinese. Un fenomeno analogo sta peraltro già accadendo nel caso del mercato mondiale dell'oro, dove sta prendendo forma l'ipotesi di creare una quotazione di riferimento direttamente in yuan.

Alcuni segnali di una possibile tendenza al superamento del dollaro anche nel caso del greggio si sono registrati nei **rapporti tra Russia e Cina**. Nel mese di giugno è emerso che a partire da gennaio tutte le esportazioni di Gazprom Neft attraverso l'oleodotto East Siberia Pacific Ocean (ESPO), pari a 50.000 bbl/g e destinate interamente al mercato

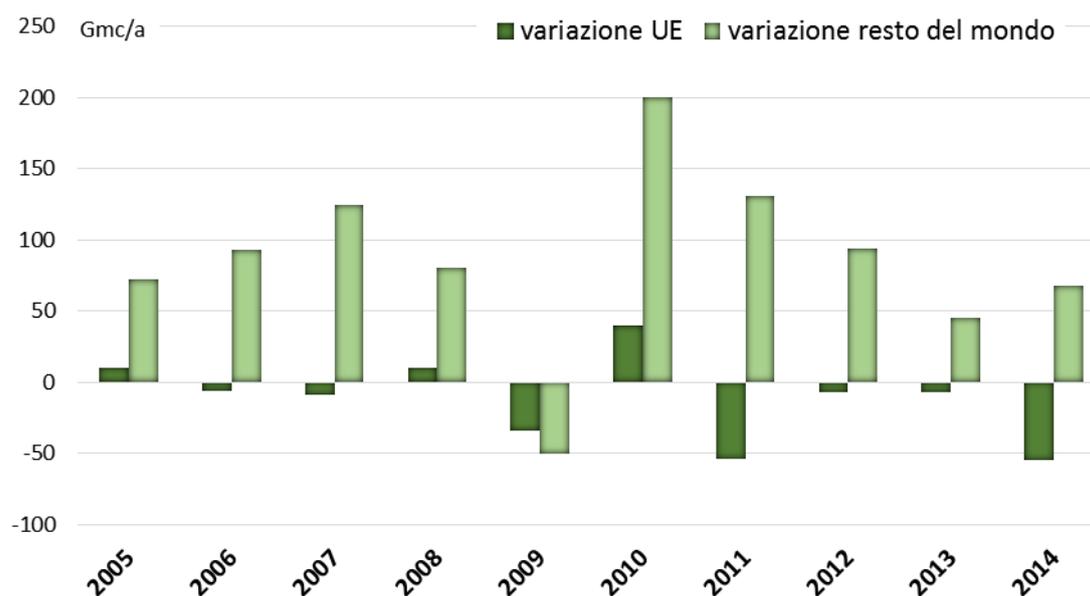
cinese, sono state pagate in yuan. Ai prezzi correnti, si tratta di un controvalore annuo di circa un miliardo di dollari.

Sebbene la scelta vada letta nel quadro delle tensioni tra la Russia e gli Stati Uniti per l'evoluzione della situazione ucraina, la diffusione dello yuan come valuta alternativa al dollaro nel commercio internazionale di materie prime energetiche sembra rispondere a una strategia di lungo periodo del governo di Pechino. A partire dal 2012, infatti, anche l'**Iran** ha già accettato di regolare parte delle proprie esportazioni petrolifere verso la Cina direttamente in yuan, anche in quel caso in risposta a misure sanzionatorie statunitensi. In futuro, è possibile che anche il governo del **Venezuela**, pesantemente indebitato con le banche cinesi, opti per un utilizzo almeno parziale dello yuan come valuta per regolare i propri scambi con la Cina.

Un progressivo superamento dell'esclusiva centralità del dollaro nei mercati energetici mondiali non avrebbe un impatto diretto significativo sugli approvvigionamenti italiani ed europei, in presenza di una moneta unica e di politiche monetarie stabili. In caso di **abbandono dell'unione monetaria** e di aumento della volatilità dei tassi di cambio, è invece probabile che si registri un **significativo aumento dei costi dell'approvvigionamento energetico**.

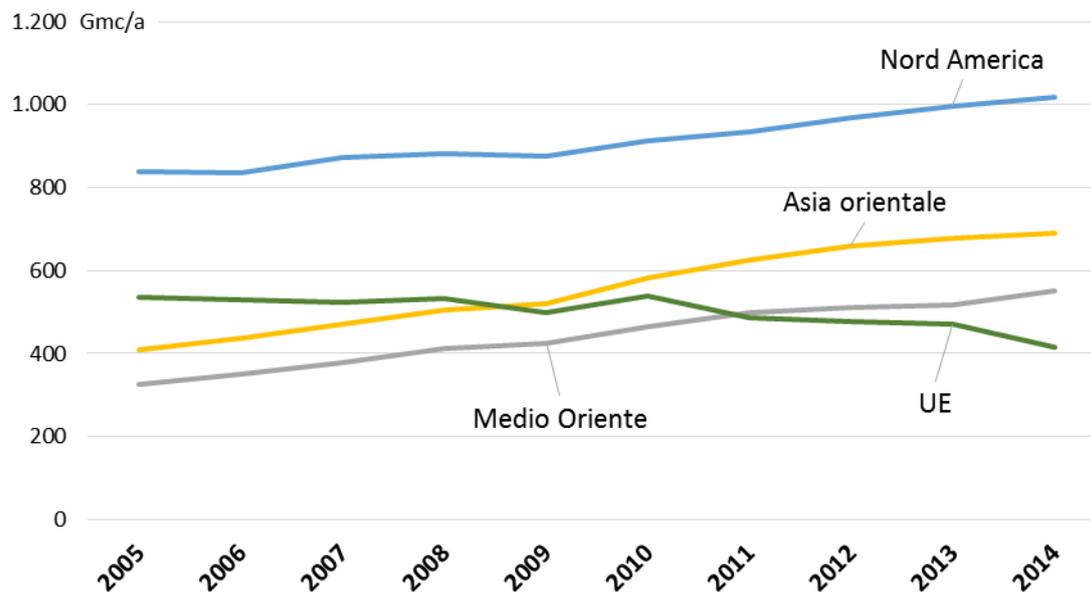
Per quanto concerne il mercato del gas naturale, dopo il rallentamento degli ultimi anni, le previsioni soni della IEA sono di una crescita media della domanda a livello mondiale del 2%, tra il 2014 e il 2020. Sulla domanda europea, i cui consumi di gas si sono contratti per quattro anni consecutivi (v. *Figure 7-8*), gravano invece al momento maggiori incertezze, dovute sia alla tempistica della ripresa economica, sia all'incertezza circa le modalità di applicazione delle nuove misure ambientali in vista di nuovi obiettivi UE di riduzione delle rinnovabili (v. *Focus 21/2015*).

Fig. 7 – La variazione annua nei consumi di gas naturale



Fonte: elaborazione su dati BP(2015).

Fig. 8 – L'andamento di consumi di gas nelle principali regioni

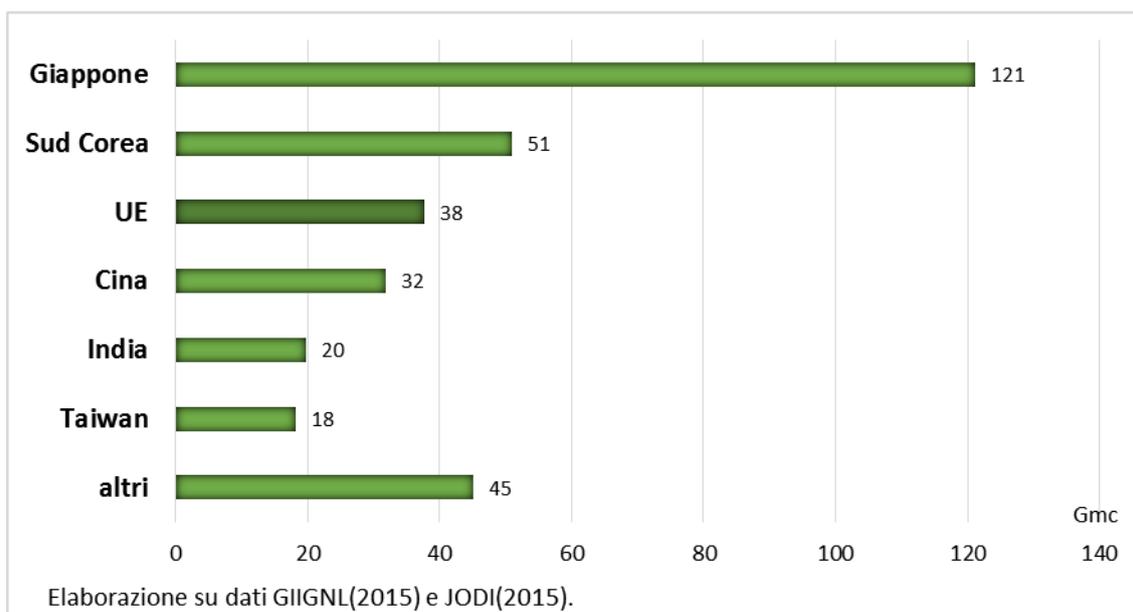


Il Medio Oriente include la Turchia - Elaborazione su dati BP(2015).

Per quanto concerne la **ripartizione geografica dei consumi di gas**, il mercato regionale nordamericano si conferma quello principale a livello globale, ma resta relativamente isolato e centrato sul sistema infrastrutturale statunitense. Il mercato regionale asiatico si consolida come seconda area di consumo a livello globale, trainato dalla crescita cinese e dalla stabilità dei mercati più maturi, in particolare quello nipponico e quello sudcoreano. In ascesa anche i consumi dell'area mediorientale, dove il gas naturale è utilizzato in misura crescente al posto dei derivati del petrolio, allo scopo di limitare la crescita dei consumi petroliferi interni e preservare i volumi di esportazione del greggio.

Lo sviluppo del mercato regionale asiatico è particolarmente importante per i commerci di GNL. L'Asia orientale assorbe infatti circa tre quarti dei volumi scambiati a livello globale e tra i sei grandi importatori di gas, solo l'UE non è parte del mercato regionale dell'Asia Orientale (v. *Figura 9*).

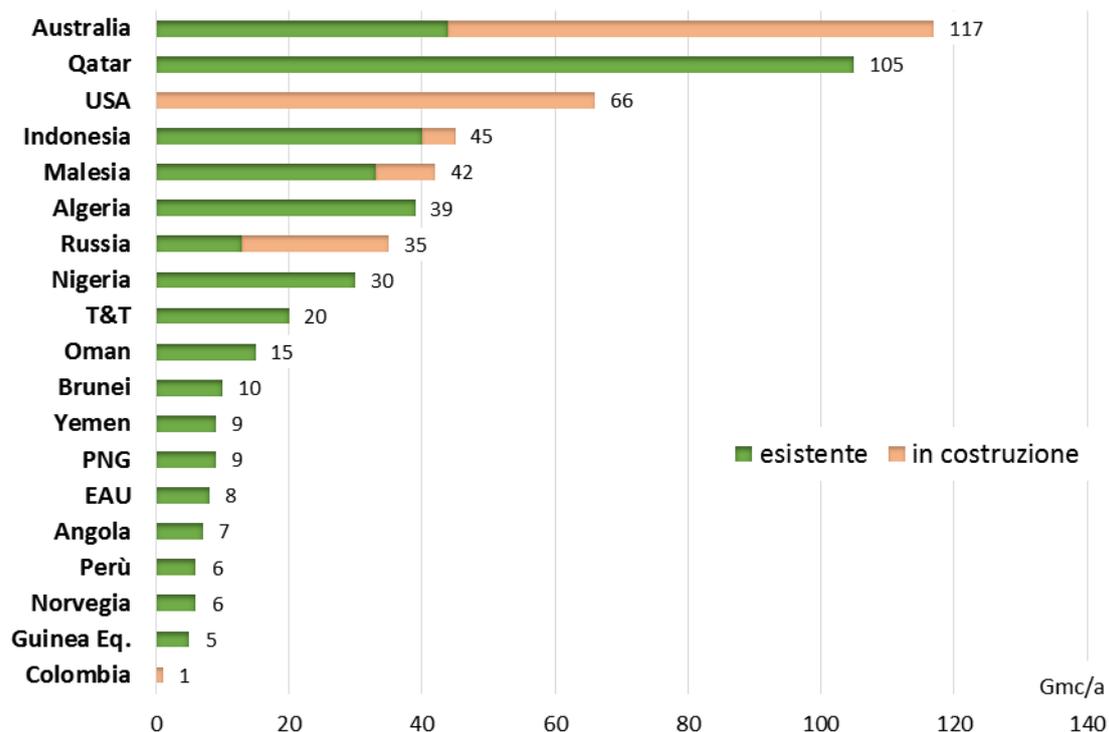
Fig. 9 – I principali importatori di GNL (2014)



Il **mercato del GNL** è destinato a subire nel corso di questo decennio un profondo mutamento. Il principale fattore di cambiamento sarà lo sviluppo di nuova capacità di liquefazione e dunque l'arrivo sul mercato di nuova offerta. Attualmente, il mercato del GNL è infatti caratterizzato da un sottodimensionamento strutturale della capacità di liquefazione rispetto a quella di rigassificazione. Nel 2014, i terminali di liquefazione sono stati utilizzati all'80%, quelli di rigassificazione a poco meno del 35%.

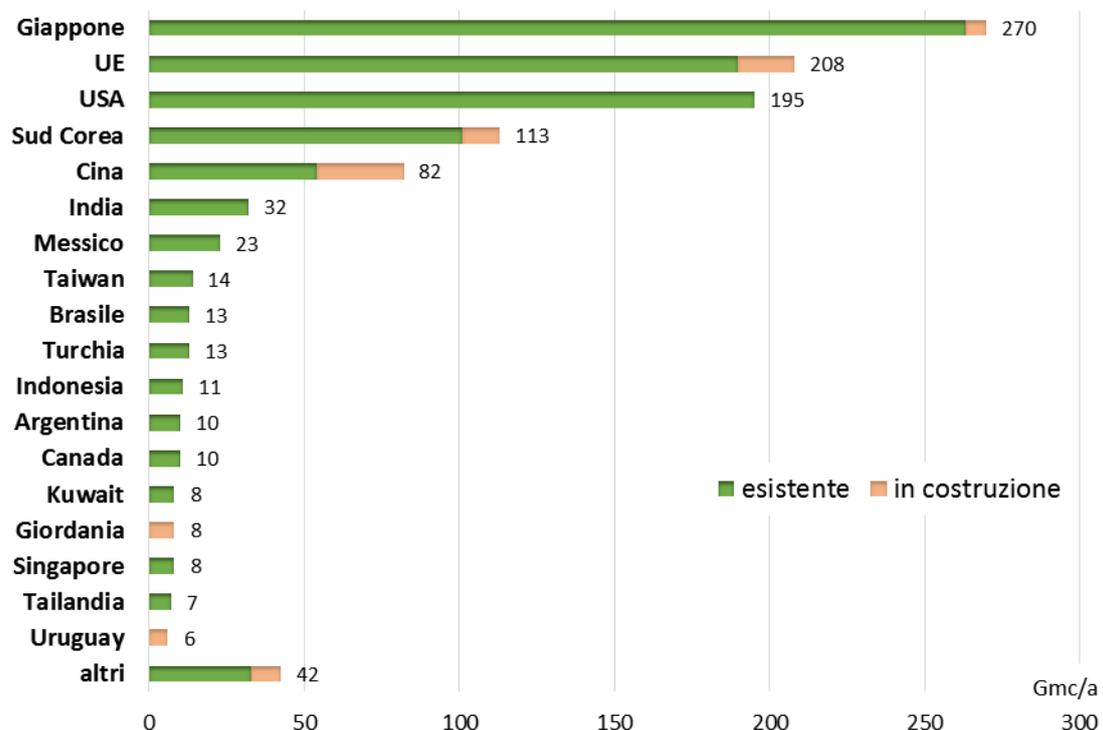
Nel corso di questo decennio, il mercato del GNL sarà caratterizzato da un **aumento molto marcato dell'offerta**, dovuto all'entrata in servizio dei terminali di liquefazione attualmente in costruzione in diverse parti del mondo. In particolare, la nuova capacità di esportazione australiana prevista ammonterà a 73 Gmc/a, rendendo il Paese il primo esportatore al mondo di GNL entro la fine del decennio. La nuova capacità di esportazione statunitense prevista ammonterà invece a 66 Gmc/a. Nel complesso, la IEA prevede un aumento di capacità di rigassificazione pari a 176 Gmc/a tra il 2015 e il 2020 (+44%) (v. *Figura 10*).

Fig. 10 – La capacità di liquefazione di gas, esistente e in costruzione



Fonte: elaborazione su dati IEA(2015).

Fig. 11 – La capacità di rigassificazione, esistente e in costruzione



Fonte: elaborazione su dati IEA(2015).

Per quanto concerne la capacità di rigassificazione, il basso tasso di utilizzazione rende meno urgente lo sviluppo di nuove infrastrutture, che comunque aumenteranno di 88 Gmc/a nel corso del decennio (+9%). Gran parte della nuova capacità prevista si concentrerà nei principali mercati: Cina, UE, Sud Corea e Giappone (v. *Figura 11*).

L'aumento dell'offerta di GNL a livello mondiale è destinato ad avere **effetti positivi per l'approvvigionamento energetico italiano ed europeo**. La maggiore disponibilità di GNL dovrebbe infatti portare a un abbassamento delle quotazioni sul mercato asiatico, avvicinandole in prospettiva a quelle europee (v. § 1.3).

Sebbene oltre tre quarti dei volumi di GNL diretti in Asia siano basati su contratti di lungo periodo indicizzati al petrolio, le attività di quotazione e scambio di GNL su base spot si stanno progressivamente diffondendo. In prospettiva, la crescita dell'offerta potenziale superiore alla domanda prevista dovrebbe portare a un aumento della liquidità del mercato globale del GNL, offrendo agli operatori europei ampie possibilità di attrarre maggiori volumi verso i **rigassificatori europei**. Dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento, il basso tasso di utilizzo di queste infrastrutture (20%) mette le economie europee nella condizione di **sfruttare gli sviluppi sul mercato del GNL per diversificare l'approvvigionamento** (v. § 1.). L'unico vincolo significativo in tal senso rimane l'insufficiente sviluppo delle interconnessioni intraeuropee.

A differenza del caso del mercato petrolifero, il superamento delle sanzioni all'**Iran non è per il momento destinato ad avere un impatto rilevante sui mercati del gas**. In primo luogo, perché l'esportazione di petrolio garantisce maggiori flussi di cassa e dunque ha la priorità nelle politiche commerciali ed energetiche iraniane. Inoltre, le esportazioni via mare di petrolio sono economiche e non richiedono il ricorso a tecnologie costose e complesse, a differenza del GNL.

In secondo luogo, il settore del gas iraniano è anzitutto necessario a sostenere i **consumi interni**: nel 2014, l'Iran ha consumato 183 Gmc, pari a oltre tre volte la domanda italiana. Date le prospettive di crescita economica e demografica del Paese, è probabile che nel medio periodo l'aumento dell'offerta di gas sia in gran parte assorbito dal mercato interno. Inoltre, la re-iniezione del gas naturale rappresenta una delle tecniche principali per aumentare i flussi di produzione petrolifera dei pozzi maturi, con quelli iraniani.

In caso di completa normalizzazione dei rapporti dell'Iran con la comunità internazionale, **nel lungo periodo** (oltre i cinque anni) appare tuttavia inevitabile che le riserve del Paese (oltre 30.000 Gmc) siano almeno in parte sfruttate per l'esportazione. Le opzioni per gli operatori attivi in Iran sarebbero due: competere sul **mercato del GNL**, come fa il vicino Qatar, oppure **via tubo**, verso la Turchia (dove già esporta circa 8 Gmc/a), il Pakistan, l'India o altri Paesi della regione. In entrambi i casi, gli eventuali effetti sui mercati regionali si vedranno solo nel corso del prossimo decennio.

Dal lato della domanda, le prospettive di ulteriore sviluppo del mercato globale del gas naturale, liquefatto e non, dipenderanno in misura significativa dalle decisioni prese in materia di politica ambientale e climatica. Nel corso del secondo trimestre sono continuate

le negoziazioni in vista della **Conferenza della Parti di Parigi (COP21)** in tema di emissioni.

L'aggiornamento più rilevante è giunto da parte del governo cinese, la cui economia è il principale emettitore di gas climalteranti a livello globale (26%). Nel proprio documento preparatorio ufficiale, il **governo cinese** attribuisce la responsabilità del cambiamento climatico alle economie occidentali e conferma di voler lasciar aumentare le proprie emissioni climalteranti fino al 2030, quando secondo le previsioni dell'IEA le emissioni cinesi peseranno per il 28% del totale mondiale e saranno pari a quasi quattro volte le emissioni europee.

Nello stesso orizzonte temporale, il governo cinese si dichiara tuttavia intenzionato anche a perseguire **due obiettivi di contenimento**. Il primo è l'innalzamento della **quota delle energie non fossili** dall'11,2% attuale al 20%, incluso il nucleare. Si tratta tuttavia di un livello di penetrazione già incluso nei piani di sviluppo del governo cinese e che dunque **non implica alcuno sforzo aggiuntivo** o misure di politica economica ulteriori rispetto a quelle già programmate.

In secondo luogo, il governo cinese indica come obiettivo una **riduzione delle emissioni di anidride carbonica per unità di PIL** tra il 60 e il 65% rispetto al valore del 2005. Si tratta tuttavia di una riduzione che secondo tutte le attuali proiezioni macroeconomiche sarà **ampiamente raggiunta anche in assenza di interventi specifici da parte del governo**, in quanto derivante dal fatto che il tasso di crescita economica sarà superiore al tasso di crescita delle emissioni, in conseguenza della terziarizzazione dell'economia cinese. Nel complesso, le misure proposte dal governo di Pechino come base negoziale in vista di COP21 non sembrano implicare nessun costo aggiuntivo rilevante per l'economia cinese.

Per quanto concerne la struttura del Focus, il **primo capitolo** è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas e all'evoluzione infrastrutturale dei **principali mercati europei**, con specifico riferimento alle tendenze registrate nel corso del primo semestre del 2015. Il **secondo capitolo** è invece dedicato all'offerta e, nello specifico, alle politiche dei **paesi produttori** di gas naturale e dei paesi di transito dei gasdotti attualmente in funzione o in fase di progettazione/realizzazione. Il **terzo capitolo** è dedicato ai recenti sviluppi del sistema di **infrastrutture di trasporto** e alle prospettive di realizzazione di nuovi progetti. Il Focus è infine completato da un approfondimento dedicato al contesto geopolitico e agli interessi energetici dell'Italia nel contesto nordafricano, con particolare riferimento ad Algeria, Libia e Tunisia.

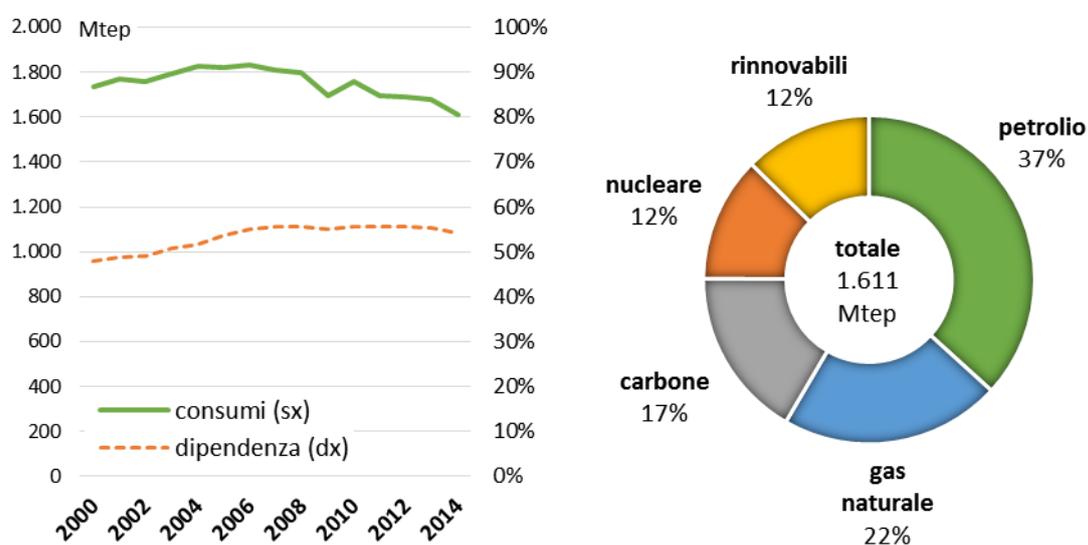
1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

UNIONE EUROPEA			
Consumo di gas	409,4	Gmc	(2014) ²
Variazione annuale	-12	%	(2014)
Variazione nei primi 4 mesi dell'anno	+12	%	(2015)
Consumo di gas (proiezione anno)	430	Gmc	(2015)
Gas sul totale dei consumi	22	%	(2014) ³
Dipendenza da importazioni energetiche	66	%	(2014)



Nel corso del 2014, in **consumi energetici delle economie europee** si sono complessivamente **contratti del 4%**, attestandosi a 1.611 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep). Il calo della domanda energetica europea è così giunto al quarto anno consecutivo: tra il 2010 e il 2014, infatti, i consumi europei si sono ridotti di anno in anno, cumulando una perdita complessiva dell'8,3% (v. *Figura 12*).

Fig. 12 – L'andamento dei consumi e la composizione del paniere (2014) in UE



Fonte: elaborazione su dati BP(2015).

Alla base della contrazione della domanda si trovano principalmente tre fattori: in primo luogo, il dato congiunturale della **debolezza dell'economia** nel suo insieme, che ha colpito

² I dati relativi al settore del gas naturale in UE e Ucraina sono elaborazioni su fonte JODI(2015). I volumi di gas sono tutti uniformati a 39 MJ/mc standard.

³ Salvo dove diversamente specificato, i dati relativi alle fonti diverse dal gas naturale sono elaborazioni su fonte BP(2015).

ogni settore di consumo. A questo si aggiungono due dati strutturali: da un lato, si registra un costante aumento dell'efficienza negli usi finali, in parte spontaneo e in parte indotto per via normativa, come nel caso degli standard di efficienza ed emissioni imposti alle auto di nuova immatricolazione. Dall'altro, si verifica un cambiamento della struttura produttiva delle economie europee, con una riduzione marcata in alcuni settori ad alta intensità energetica e una generalizzata diminuzione dell'intensità energetica del prodotto interno lordo.

La **contrazione della domanda energetica** degli ultimi anni è dunque parte di una tendenza di **lungo periodo** alla **sostanziale stagnazione**, a cui si è sommato il dato congiunturale negativo della crisi economica. Di conseguenza, anche quando si verificasse una significativa ripresa economica, i consumi di energia crescerebbero solo in misura contenuta. Il minor fabbisogno energetico anche in presenza di una crescita economica di lungo periodo, dovuto alla minore intensità energetica, rappresenta un elemento di competitività per ogni economia. Nel caso di economie dipendenti dalle importazioni di materie prime energetiche, come quelle europee, il **minor fabbisogno energetico** rappresenta anche un importante **fattore di sicurezza**, poiché riduce l'impatto di un'eventuale interruzione delle forniture.

Nel corso degli anni Novanta e nei primi anni Duemila, la quota delle importazioni sul totale dei consumi di energia primaria è progressivamente cresciuto, fino ad attestarsi intorno al 55%. A causare l'aumento della dipendenza dai mercati internazionali è stato il progressivo **esaurimento dei giacimenti di gas e petrolio** del Mare del Nord e degli altri centri di produzione minori, oltre che l'abbandono di una parte delle attività di estrazione di carbone a causa degli alti costi. Queste tendenze sono ancora in atto, ma a partire dalla fine del decennio scorso la progressiva diffusione delle fonti rinnovabili, favorita da politiche di sussidio particolarmente forti in Germania, Italia e Spagna, ha consentito di ampliare la base di produzione interna europea e dunque di limitare un ulteriore ricorso alle importazioni.

Tab. 1 – La produzione di gas naturale (2010-2014) e le stime per il 2015

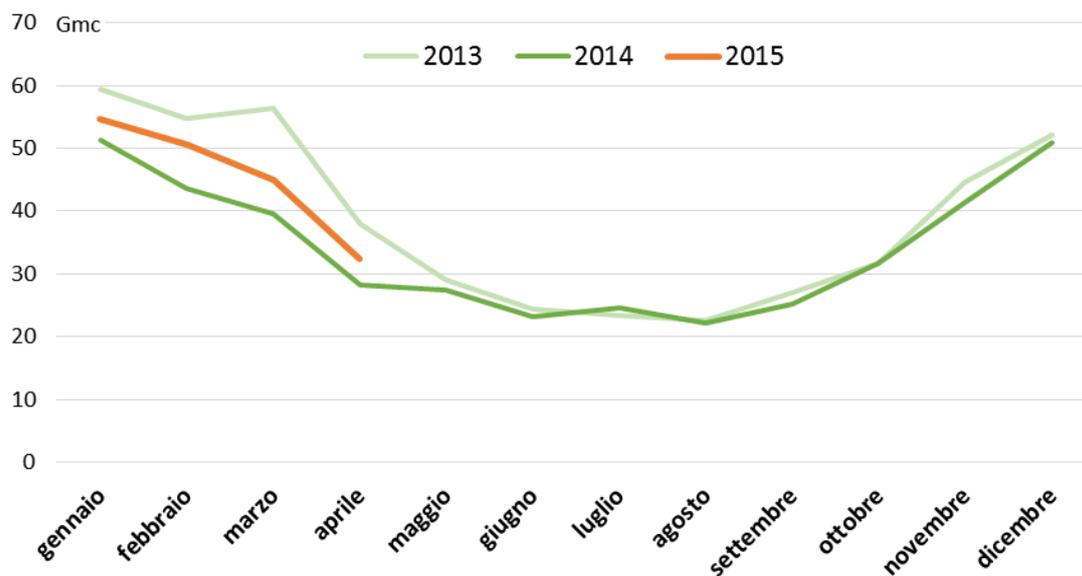
	2010	2011	2012	2013	2014	2015*	VARIAZIONE 2015*-2010
Paesi Bassi	72,7	68,8	68,5	73,8	60,0	55,0	-17,7
Regno Unito	61,3	48,6	41,6	39,1	39,1	38,4	-22,9
Romania	10,5	10,5	10,4	10,5	10,6	10,6	0,1
Germania	11,4	12,7	11,1	10,7	9,2	7,4	-4,0
Italia	8,1	8,2	8,4	7,6	7,0	6,6	-1,5
Danimarca	8,7	7,0	6,1	5,2	4,9	4,2	-4,5
Polonia	4,4	4,6	4,6	4,6	4,4	4,3	-0,1
Altri	8,1	7,9	7,4	6,2	5,5	5,2	-2,9
totale Ue	185,1	168,4	158,1	157,6	140,7	131,7	-53,3

* Proiezioni basate. Dati espressi in miliardi di metri cubi (Gmc) – Fonte: elaborazione su dati JODI(2015) e ICIS(2015).

Il declino della produzione europea di fonti fossili è invece evidente guardando al gas naturale, che rappresenta il 22% del paniere energetico europeo (v. *Tabella 1*) e la cui produzione interna è avviata verso una contrazione strutturale e, alle attuali condizioni tecniche ed economiche, irreversibile. Tra il 2010 e il 2014, la produzione europea si è contratta di 44 Gmc (v. *Tabella 1* e *Focus 21/2015*). Le proiezioni relative al 2015 indicano un'ulteriore contrazione di 9 Gmc, dovuta soprattutto alla decisione del governo olandese di **abbassare il tetto di produzione del giacimento di Groninga**, il più grande d'Europa, a meno di 30 Gmc/a. La scelta precauzionale è stata dettata dal timore – molto mediatizzato – che uno sfruttamento accelerato possa destabilizzare geologicamente l'area, causando terremoti.

L'ulteriore riduzione della produzione interna europea arriva proprio nel momento in cui i consumi iniziano a dare segnali significativi di ripresa. Nel corso dei primi quattro mesi del 2015, la domanda è cresciuta di 20 Gmc (v. *Figura 13*), grazie a temperature invernali più rigide rispetto al 2014, che hanno generato domanda per usi residenziali. Anche la domanda nel settore termoelettrico ha conosciuto una ripresa in alcuni Paesi, tra cui l'Italia (v. § 1.1).

Fig. 13 – L'andamento dei consumi mensili di gas naturale in UE



Fonte: elaborazioni su dati JODI(2015).

Proiettando sul resto dell'anno le tendenze registrate durante i primi quattro mesi del 2015, è possibile stimare un recupero complessivo della domanda europea fino a 430 Gmc, anche se molto dipenderà dall'andamento delle temperature nell'ultimo trimestre. Se questa tendenza dovesse essere confermata, il fabbisogno di gas naturale importato aumenterebbe di circa 30 Gmc, pari a un gasdotto di medie dimensioni.

Dal punto di vista dell'approvvigionamento, nel breve e medio periodo (fino a 5 anni) non emergono tuttavia particolari criticità. A fronte di una capacità di importazione complessiva

pari a circa 400 Gmc/a e a una capacità di rigassificazione pari a poco meno di 200 Gmc/a, il **sistema infrastrutturale europeo** è in grado di **accomodare senza necessità di nuovi investimenti** aumenti anche cospicui della domanda. Basti considerare che tra il 2010 e il 2014, le importazioni nette annue dell'UE sono diminuite di 70 Gmc, arrivando circa 270 Gmc, mentre nello stesso lasso di tempo sono state realizzate nuove infrastrutture di trasporto e sono state potenziate sia le interconnessioni sia le infrastrutture di stoccaggio.

Tab. 2 – I consumi di gas naturale nei primi quattro mesi del 2015

	CONSUMI 2013 GEN.-APR.	CONSUMI 2014 GEN.-APR.	CONSUMI 2015 GEN.-APR.	VARIAZIONE 2015-2014	VARIAZIONE IN %
Austria	3,8	3,2	3,5	0,3	9%
Belgio	7,9	5,7	7,0	1,3	19%
Bulgaria	1,2	1,1	1,2	0,1	5%
Cechia	4,0	3,3	3,6	0,3	9%
Croazia	1,0	0,9	1,0	0,1	13%
Danimarca	2,0	1,5	1,5	0,0	-2%
Estonia	0,4	0,2	0,2	0,0	-11%
Finlandia	1,5	1,2	1,1	-0,1	-10%
Francia	22,5	17,3	20,2	2,9	14%
Germania	41,4	28,3	34,9	6,6	19%
Grecia	1,3	1,2	1,1	-0,1	-9%
Irlanda	1,8	1,7	1,3	-0,4	-31%
Italia	30,4	25,0	27,6	2,5	9%
Lettonia	0,3	0,2	0,2	0,0	-11%
Lituania	1,2	1,0	1,0	0,0	-3%
Lussemburgo	0,5	0,4	0,5	0,0	9%
Paesi Bassi	18,0	13,6	15,2	1,5	10%
Polonia	6,9	6,2	6,6	0,4	6%
Portogallo	1,6	1,3	1,6	0,2	15%
Regno Unito	35,9	28,5	31,2	2,7	9%
Romania	4,8	4,4	4,3	-0,1	-2%
Slovacchia	3,0	1,9	2,6	0,7	27%
Slovenia	0,4	0,3	0,3	0,0	11%
Spagna	11,6	10,1	10,8	0,7	6%
Svezia	0,6	0,4	0,4	0,0	-6%
Ungheria	4,4	3,6	4,1	0,5	11%
totale UE	208,4	162,7	182,7	20,0	11%

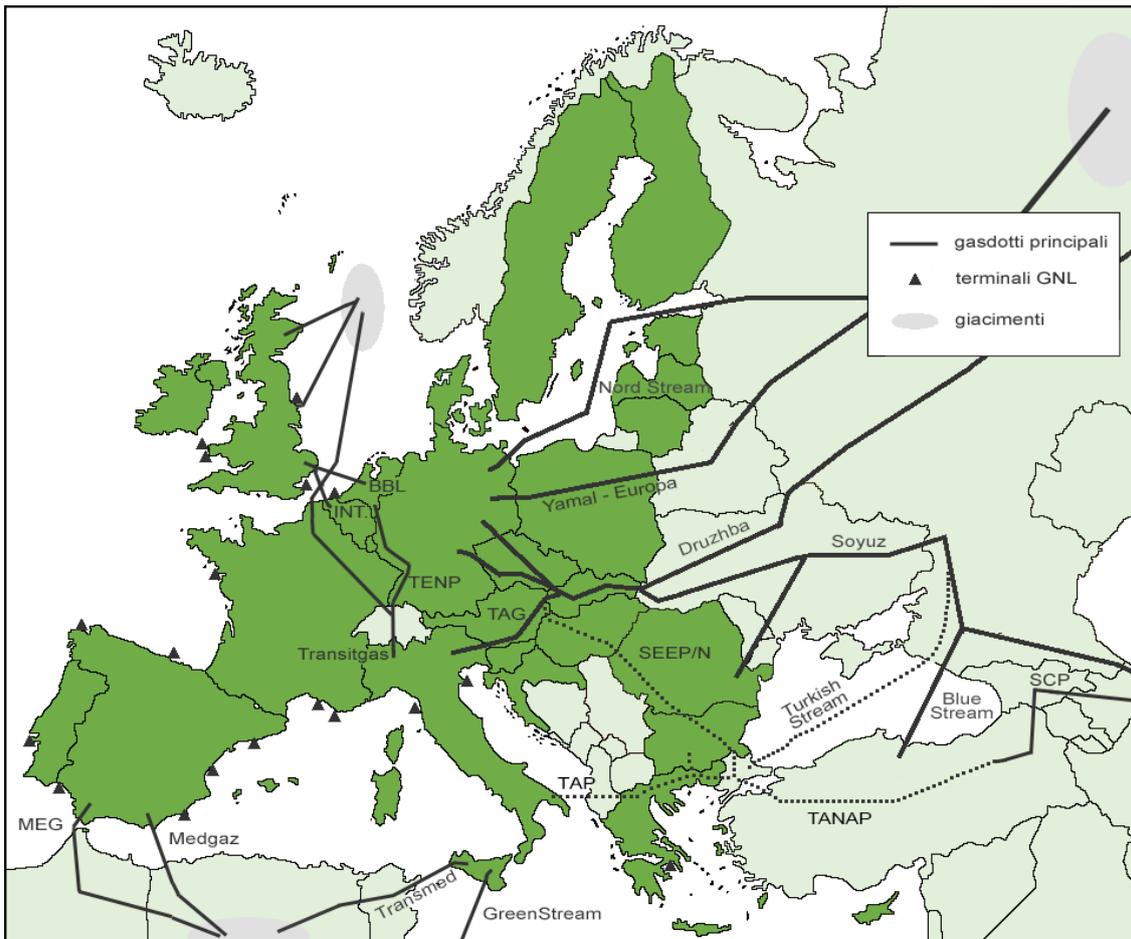
Dati espressi in miliardi di metri cubi (Gmc) - Fonte: elaborazione su dati JODI.

Per quanto concerne il contesto geopolitico, l'**evoluzione della crisi greca** è destinata a **non avere impatti significativi sull'approvvigionamento energetico europeo**. Attualmente, il Paese è completamente periferico rispetto al sistema continentale di approvvigionamento di gas, essendo connesso con la sola rete bulgara e non avendo sul proprio territorio alcuna grande infrastruttura di trasporto (v. *Figura 14*).

La rilevanza della Grecia nell'approvvigionamento nazionale ed europeo è destinata ad aumentare verso la fine del decennio, con la costruzione e l'entrata in funzione del gasdotto **Trans Adriatic Pipeline (TAP)**, ideato per trasportare il gas azerbaijano dal confine con la Turchia fino all'Italia e, marginalmente, fino alla Bulgaria (v. § 3.2). Anche in questo orizzonte temporale non sembrano tuttavia emergere rischi specifici relativi al transito sul territorio ellenico e in ogni caso i volumi (10 Gmc/a, raddoppiabili a 20) resterebbero limitati rispetto al fabbisogno complessivo di gas delle economie europee.

Inoltre, l'affidabilità della Grecia quale Paese di transito non sembra in alcun caso a rischio. Nel peggiore scenario, ossia l'uscita della Grecia dall'area euro e dall'Unione europea, l'economia greca sarebbe particolarmente indebolita. Di conseguenza, gli investimenti esteri finalizzati alla costruzione del gasdotto e i successivi diritti di transito acquisirebbero particolare rilevanza economica per qualunque governo di Atene, tanto da far escludere allo stato attuale l'ipotesi di un blocco nella costruzione o nell'operatività di TAP.

Fig. 14 – **Le principali infrastrutture di importazione del gas in Europa**



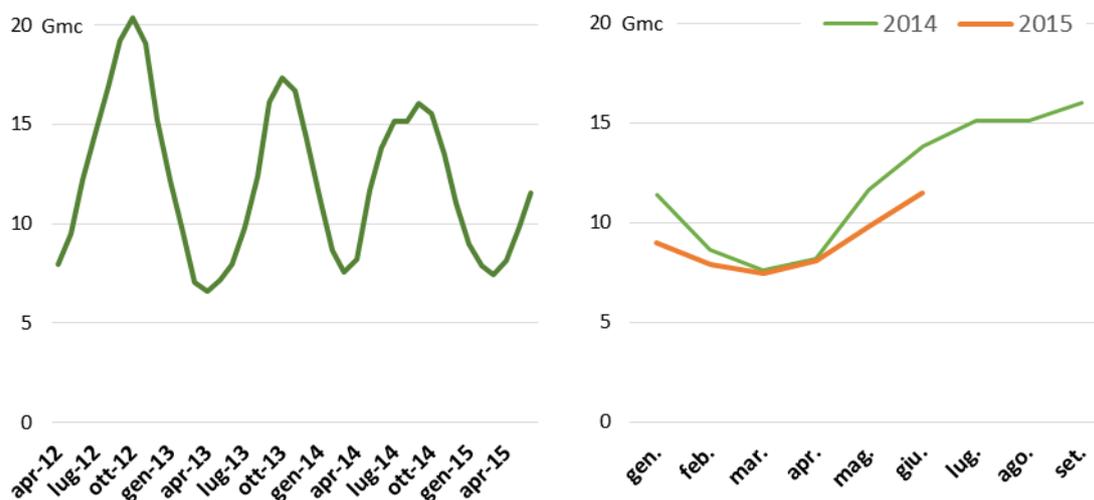
Viceversa, per quanto concerne invece l'**Ucraina**, il principale Paese di transito dell'approvvigionamento di gas europeo, permangono rischi connessi alla stabilità interna e alla situazione di crisi regionale (v. § 2.1). L'assenza di un accordo sui termini di pagamento tra Gazprom e Naftogaz ha portato a un'interruzione delle forniture dalla Russia all'Ucraina, a partire dal primo luglio. Attualmente, non si registrano invece problemi relativi alla stabilità delle forniture correnti dirette verso l'UE, che procedono regolarmente.

L'interruzione delle forniture destinate all'Ucraina non consente tuttavia le regolari **operazioni di riempimento estivo degli stoccaggi** della parte occidentale del Paese, necessarie a garantire la stabilità dei flussi invernali verso i clienti europei. Al termine del secondo trimestre, gli stoccaggi ucraini contenevano circa 11,5 Gmc, a fronte di una soglia di sicurezza ottimale stimabile in 19 Gmc all'inizio della stagione fredda, a fine ottobre. La situazione al momento non è tuttavia critica, in quanto per provvedere all'iniezione dei 7,5 Gmc mancanti occorre a pieno regime circa un mese, lasciando **tempo fino a settembre per trovare un accordo**.

Peraltro, anche livelli di riempimento inferiori garantiscono un margine di sicurezza accettabile: nel 2014, il massimo livello di riempimento è stato di 16,1 Gmc, nel corso della terza settimana di ottobre. La crisi economica ucraina ha infatti ridotto drasticamente i consumi interni del Paese, che nel 2014 si sono contratti di 7,2 Gmc rispetto all'anno precedente (-15%). Una tendenza che è continuata nel primo trimestre 2015, con un

ulteriore calo di 5,1 Gmc rispetto allo stesso periodo del 2014 (-29%). In presenza di consumi così ridotti, la **necessità complessiva di capacità di stoccaggio sul territorio ucraino si riduce**.

Fig. 15 – Il livello di riempimento degli stoccaggi ucraini (sx) e il paragone 2014-2015 (dx)



Fonte: elaborazione su dati JODI(2015) e GIE(2015).

Per quanto concerne le iniziative politiche a livello europeo, proseguono le attività della Commissione per l'implementazione dell'**Unione dell'energia** (v. *Focus 21/2015*). Di particolare rilevanza sono i progetti relativi al potenziamento delle interconnessioni tra le reti del gas ed elettriche dei Paesi membri, allo scopo sia di consentire l'effettiva creazione di un mercato unico su base continentale, sia di aumentare la resilienza delle singole reti nazionali. In questo contesto si inserisce il **memorandum** di intesa firmato il 10 luglio a **Ragusa di Dalmazia** tra 15 governi di Paesi dell'Europa centro-orientale, dall'Italia all'Ucraina. Lo scopo dell'intesa è quello di accelerare la realizzazione di infrastrutture di importazione e di interconnessione nella regione. Tra le infrastrutture prioritarie, il TAP, il terminale GNL di Krk (Croazia) e diverse interconnessioni nell'area balcanica, come quelle Grecia-Bulgaria e Bulgaria-Serbia. Per gli operatori nazionali, lo sviluppo delle infrastrutture e dei mercati nella regione rappresenta un'occasione di rafforzamento della proiezione delle attività sul mercato europeo.

Per quanto riguarda il processo legislativo europeo, la Commissione europea ha inoltre pubblicato il **pacchetto estivo clima-energia**, ossia un insieme di proposte legislative per attuare gli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti del 40% rispetto al 1990 entro il 2030 (v. *Focus 19-20/2014*). La misura più significativa è la proposta di direttiva per riformare la regolazione dell'*Emission Trading Scheme*, lo schema europeo di scambio dei permessi di emissione dell'anidride carbonica. La nuova normativa dovrebbe consentire di aumentare il costo dei permessi di emissione, penalizzando le fonti ad alte emissioni

(carbone) a favore di fonti a basse emissioni (gas naturale) o a emissioni prossime allo zero (rinnovabili e nucleare).

Nel corso del secondo trimestre, la Commissione ha infine formalizzato le accuse contro **Gazprom per abuso di posizione dominante sui mercati dell'Europa orientale** (v. *Focus* 12/2012 e 21/2015). In particolare, secondo quanto sostenuto dalla Commissione, Gazprom avrebbe ostacolato la concorrenza in otto Stati membri (Bulgaria, Cechia, Estonia, Lettonia, Lituania, Polonia, Slovacchia e Ungheria), imponendo restrizioni territoriali nei contratti e utilizzando le formule di prezzo per discriminare tra i propri clienti. Dopo una proroga concessa a giugno, Gazprom ha ora fino metà di settembre per presentare la documentazione di risposta alle accuse. Il rischio per l'azienda russa è quello di vedersi comminare una sanzione che potrebbe in teoria arrivare fino a circa 10 miliardi di euro, anche se è molto probabile che una mediazione politica sulla vicenda porti – in caso di condanna – a una cifra nettamente inferiore.

1.1. ITALIA

ITALIA			
Consumo di gas	60,5	Gmc	(2014)
Variazione annuale	-12	%	(2014)
Variazione nei primi 6 mesi dell'anno	+8	%	(2015) ⁴
Consumo di gas (proiezione anno)	64	Gmc	(2015)
Gas sul totale dei consumi	32	%	(2014)
Dipendenza da importazioni energetiche	75	%	(2014)



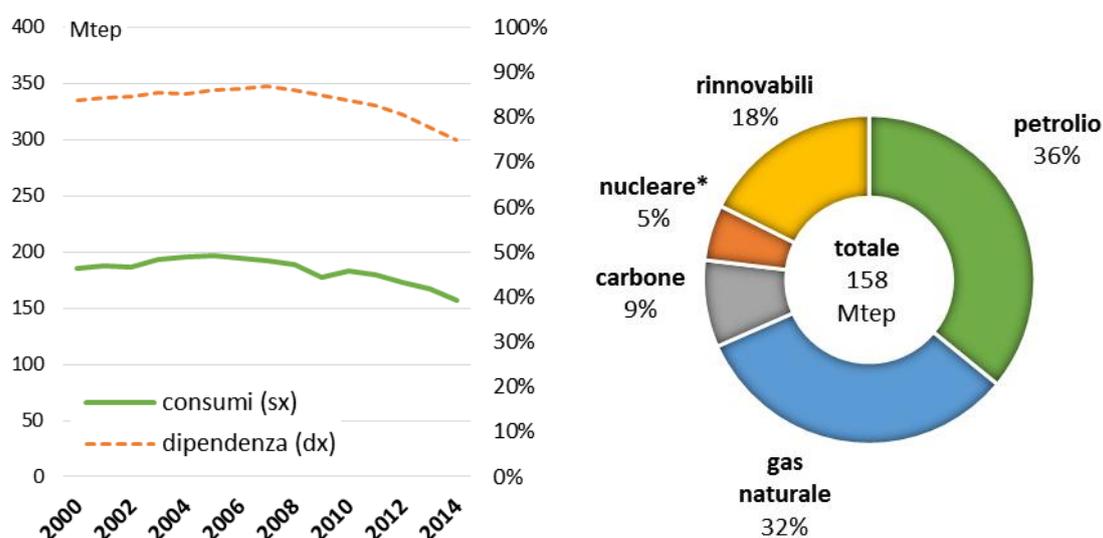
L'andamento dei consumi energetici in Italia negli ultimi 15 anni ha fatto registrare una **tendenza di lungo periodo alla contrazione della domanda**, iniziata già prima della crisi economica del 2009 (v. *Figura 16*). Il picco storico dei consumi energetici fu raggiunto nel 2004-2006, iniziando poi un lento declino, dovuto sia agli effetti congiunturali della crisi economica, sia alle tendenze di lungo periodo e alla riduzione dell'intensità energetica delle

⁴ Dato provvisorio, SRG(2015).

economie avanzate. Complessivamente, tra il 2006 e il 2014 i consumi si sono ridotti del 19%, arrivando a 158 Mtep.

La **dipendenza dalle importazioni** ha seguito una tendenza analoga, stabilizzandosi attorno all'85% per tutto il decennio passato, iniziando poi una progressiva contrazione fino al 75% del 2014. Alla base di questa tendenza si trova anzitutto la tendenza a privilegiare per ragioni di costo la produzione interna di gas e petrolio rispetto alle importazioni: di conseguenza la riduzione dei consumi si è tradotta soprattutto in una contrazione delle importazioni.

Fig. 16 – L'andamento dei consumi e la composizione del paniere (2014) in Italia

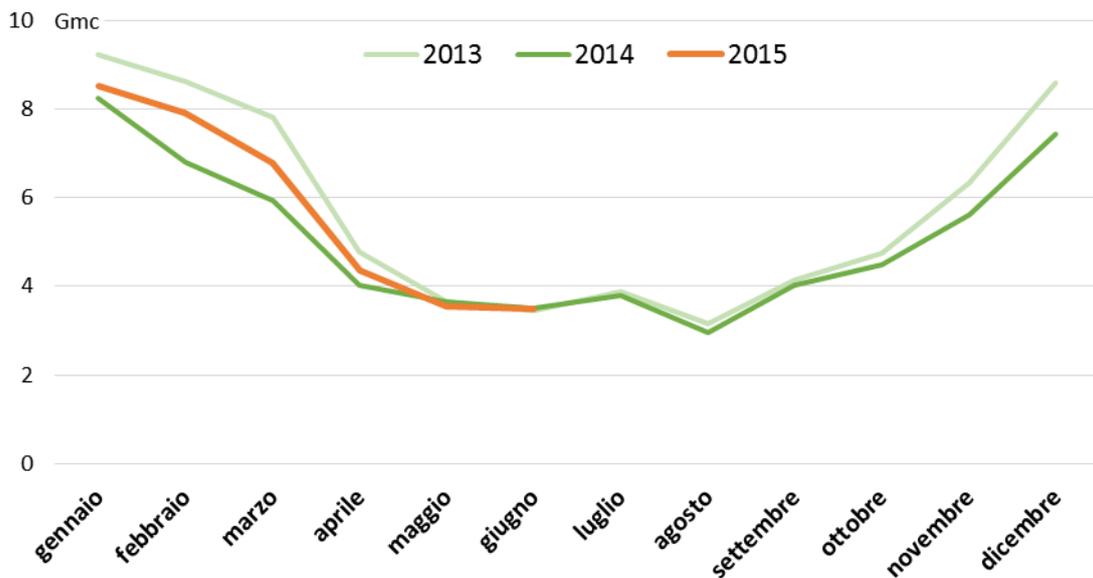


* Importazioni elettriche – Fonte: elaborazione su dati BP(2015), MISE(2015) e Terna(2015).

Inoltre, in seguito all'adozione delle politiche di sussidio alle rinnovabili – oltre 12,5 miliardi di euro nel 2014 secondo l'AEEGSI – la quota delle fonti rinnovabili è cresciuta progressivamente, sostituendo le materie prime importate (soprattutto gas naturale) nella generazione elettrica. La **composizione del paniere** nel 2014 riflette i risultati di questa tendenza, con le rinnovabili complessivamente giunte al 18% dei consumi di energia primaria, stabilmente terza fonte dopo petrolio (36%) e gas naturale (32%).

Per quanto concerne il **mercato del gas naturale**, dopo 4 anni di tendenza negativa, il primo semestre del 2015 ha fatto registrare un netto aumento della domanda: 2,6 Gmc in più rispetto allo stesso periodo del 2014 (+8%) (v. *Figura 17*). A pesare sul recupero è stata in primo luogo la domanda residenziale per riscaldamento (+10%), a cui si è sommato un recupero della domanda termoelettrica (9%), con le centrali a gas chiamate a sopperire alla minor produzione idroelettrica.

Fig. 17 – L'andamento dei consumi mensili di gas naturale in Italia



Fonte: elaborazioni su dati JODI(2015) e SRG(2015).

Per quanto concerne lo sviluppo infrastrutturale, l'8 luglio Gazprom ha annunciato la **rescissione del contratto con Saipem per la posa del gasdotto Turkish Stream** (v. § 3.2). L'azienda russa ha comunicato di voler procedere in ogni caso alla costruzione del gasdotto, anche se a questo punto la prospettiva di un completamento della prima delle quattro linee entro l'anno prossimo appare non più realistica. Alla base della scelta di Gazprom potrebbero esserci difficoltà finanziarie, dovute alla crisi economica russa e al fatto che, dopo la cancellazione di South Stream Gazprom, è rimasto l'unico azionista del gasdotto sottomarino (v. *Focus 19-20/2015*).

Dal punto di vista degli **approvvigionamenti nazionali**, il coinvolgimento di Saipem nella costruzione non ha conseguenze di rilievo, essendo la società impiegata con ruolo tecnico nella sola fase di costruzione del gasdotto. La questione rilevante per i flussi di gas russo diretti in Italia resta la stabilità dei flussi in transito sul territorio ucraino e l'esistenza di infrastrutture alternative nel 2019, quando scadranno gli attuali contratti tra Gazprom e Naftogaz (v. § 2.1).

1.2. GERMANIA

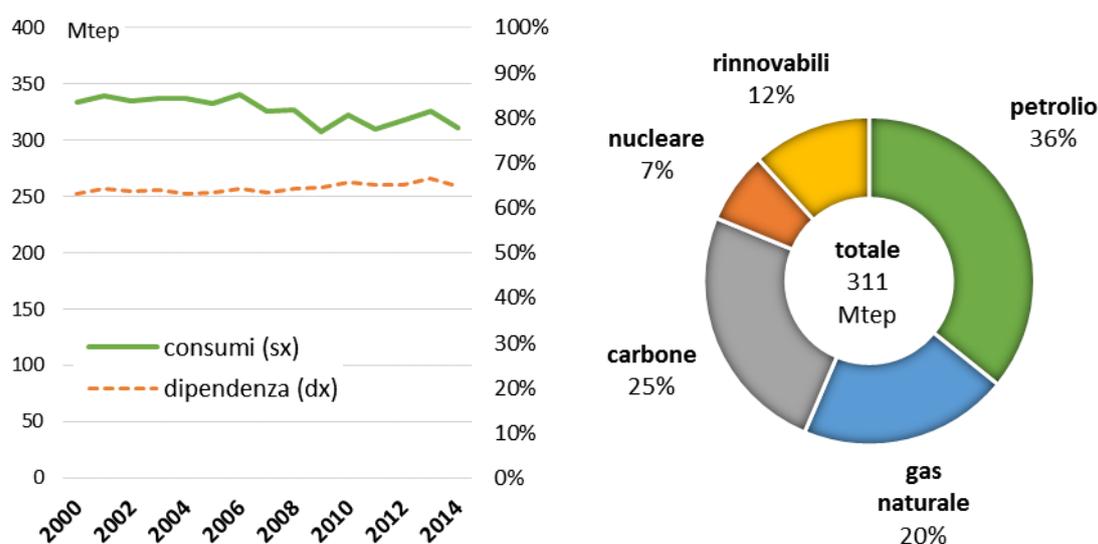
GERMANIA			
Consumo di gas	76,8	Gmc	(2014)
Variazione annuale	-12,9	%	(2014)
Variazione nei primi 4 mesi dell'anno	+23	%	(2015)
Consumo di gas (proiezione anno)	81	Gmc	(2015)
Gas sul totale dei consumi	20	%	(2014)



Dipendenza da importazioni energetiche	65	%	(2014)
--	----	---	--------

L'andamento dei **consumi energetici** in Germania negli ultimi 15 anni ha fatto registrare una sostanziale stabilità, con una **debole tendenza di lungo periodo alla contrazione**. Tra il 2006, anno del picco storico dei consumi, e il 2014 il fabbisogno energetico tedesco si è contratto dell'8%, arrivando a 311 Mtep (v. *Figura 18*).

Fig. 18 – L'andamento dei consumi e la composizione del paniere (2014) in Germania



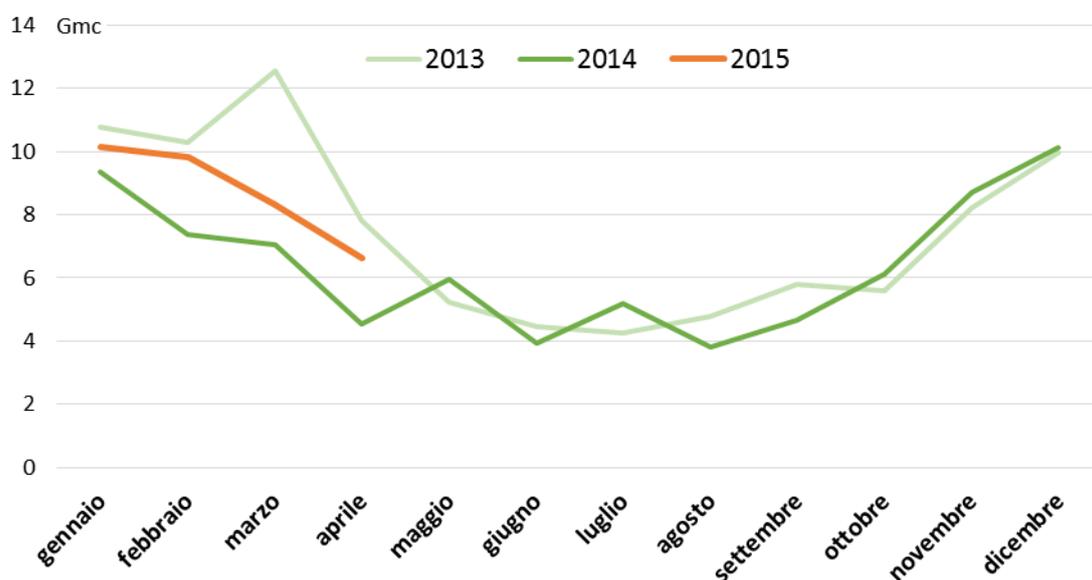
Fonte: elaborazione su dati BP(2015).

La **dipendenza dalle importazioni** dell'economia tedesca ha mostrato una tendenza alla stabilità di lungo periodo, intorno al **65%**. Parallelamente alla diffusione delle rinnovabili, che hanno ridotto il fabbisogno di importazione di fonti fossili, si è infatti registrato un calo strutturale della produzione interna di gas e carbone.

Per quanto concerne la struttura dei consumi tedeschi, l'elemento più evidente è il **peso del carbone** (25%) nettamente superiore alla media europea (17%). Le nuove misure di riduzione delle emissioni a livello europeo sono tuttavia destinate ad avere effetti significativi anche sulle centrali a carbone tedesche, portando a una contrazione strutturale dei consumi, a favore soprattutto delle rinnovabili, che grazie a circa 20 miliardi di sussidi all'anno sono arrivate a soddisfare nel 2014 il 12% del paniere energetico tedesco.

Nel corso del decennio corrente e del prossimo, le **fonti rinnovabili** sono così destinate ad accrescere la propria quota di mercato, arrivando ad essere la principale fonte di generazione elettrica e riducendo la dipendenza dalle importazioni. Qualora tuttavia il governo tedesco dovesse procedere effettivamente alla completa eliminazione del proprio parco di centrali nucleari, l'effetto combinato sarebbe quello di una dipendenza dalle importazioni stabile o solo in debole contrazione.

Fig. 19 – L'andamento dei consumi mensili di gas naturale in Germania



Fonte: elaborazioni su dati JODI(2015).

Per quanto concerne il **mercato del gas naturale**, i primi 4 mesi del 2015 hanno fatto registrare un consistente aumento della domanda: 6,6 Gmc in più rispetto allo stesso periodo del 2014 (+23%) (v. *Figura 19*). A influire positivamente sul recupero della domanda è stato l'aumento del fabbisogno residenziale per riscaldamento, dovuto al ritorno a condizioni meteorologiche nella media dopo l'anomalia del 2014.

1.3. FRANCIA

FRANCIA			
Consumo di gas	39,1	Gmc	(2014)
Variazione annuale	-16	%	(2014)
Variazione nei primi 4 mesi dell'anno	+17	%	(2015)
Consumo di gas (proiezione anno)	43	Gmc	(2015)
Gas sul totale dei consumi	14	%	(2014)
Dipendenza da importazioni energetiche	50	%	(2014)

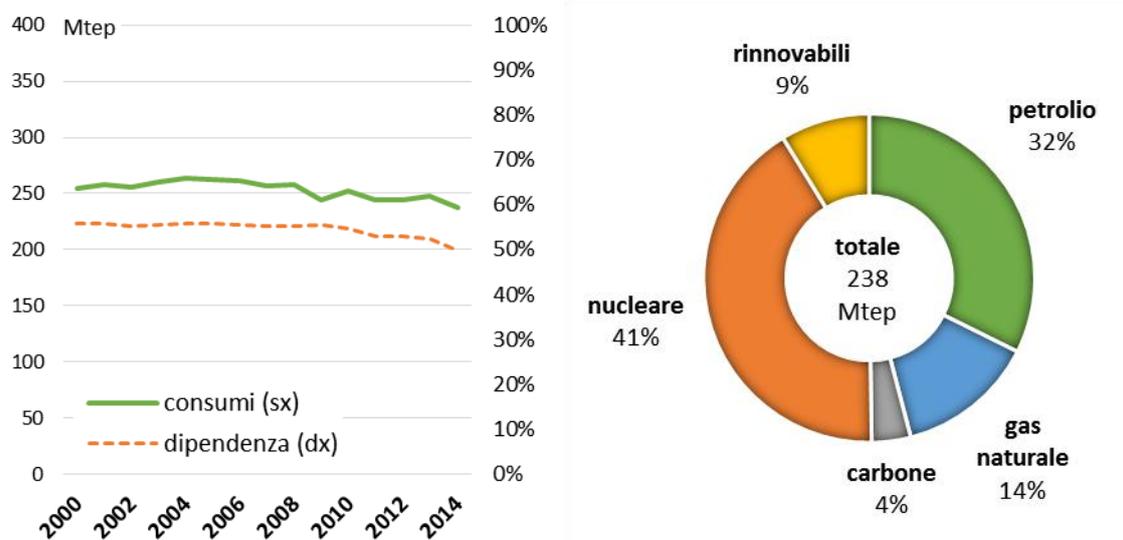


L'andamento dei **consumi energetici** in Francia negli ultimi 15 anni ha fatto registrare un lungo periodo di sostanziale stabilità, con una contrazione significativa solo nel 2014 (-4%)

(v. *Figura 20*). Dal punto di vista della dipendenza dalle importazioni, l'ampio parco nucleare ha consentito alla Francia di mantenere intorno al 55% il tasso di dipendenza dalle importazioni, nonostante il sottosuolo del Paese sia quasi completamente privo di idrocarburi economicamente estraibili.

L'aumento della quota delle rinnovabili, arrivate al 9% del paniere, ha inoltre consentito un'ulteriore riduzione della dipendenza, oltre a rendere il sistema di generazione elettrico francese quello a più basse emissioni climalternanti, tra le grandi economie europee.

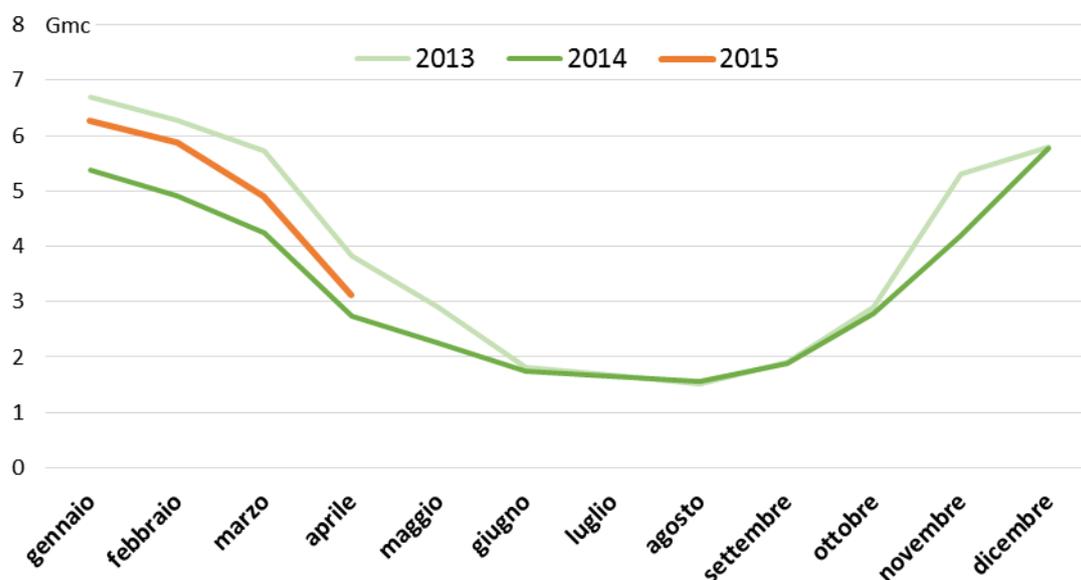
Fig. 20 – L'andamento dei consumi e la composizione del paniere (2014) in Francia



Fonte: elaborazione su dati BP(2015).

Per quanto concerne il **mercato del gas naturale**, i primi 4 mesi del 2015 hanno fatto registrare un consistente aumento della domanda: 2,9 Gmc in più rispetto allo stesso periodo del 2014 (+17%) (v. *Figura 21*). Ad aumentare sono stati sia i consumi del settore residenziale, connessi alle attività di riscaldamento nel corso del primo trimestre, sia gli usi industriali, in particolare la chimica e la raffinazione.

Fig. 21 – L'andamento dei consumi mensili di gas naturale in Francia



Fonte: elaborazioni su dati JODI(2015).

Dal punto di vista dello sviluppo infrastrutturale, il 15 giugno è stato siglato in Lussemburgo un memorandum di intesa tra il governo francese, quello spagnolo e quello portoghese, allo scopo di formare un gruppo di lavoro congiunto per accelerare lo sviluppo delle **interconnessioni tra la penisola iberica e la Francia**. Per quanto riguarda il gas naturale, attualmente la capacità di esportazione verso la rete sudorientale della Francia – controllata da Snam Rete Gas – è di soli 15 Mmc/g, pari a circa 5 Gmc/a. Si tratta di una capacità assolutamente inadeguata a sfruttare maggiormente la capacità di rigassificazione spagnola 65 Gmc/a, che nel 2014 ha fatto registrare un tasso di utilizzo del 17% e che almeno in parte potrebbe essere utilizzata per rifornire anche i mercati al di là dei Pirenei.

Nel corso del terzo trimestre il settore dell'energia francese ha fatto registrare un importante passaggio di proprietà tra gli operatori del comparto nucleare, entrambi a controllo statale: **Areva ha ceduto a EDF le proprie attività di costruzione dei reattori**, limitando così le proprie attività all'estrazione, all'arricchimento e allo smaltimento del combustibile nucleare. La scelta è stata dettata dalle difficoltà finanziarie incontrate da Areva nella costruzione di due reattori, a Flamanville in Francia e Olkiluoto in Finlandia.

Con questa scelta, il governo francese intende utilizzare EDF – che già opera 58 reattori in Francia e 20 all'estero – per rilanciare le esportazioni tecnologiche del Paese e mantenere nel lungo periodo il controllo di tecnologie di punta (lo European Pressurized Reactor e le sue evoluzioni), su cui basare anche le politiche energetiche future. Con l'operazione, EDF si trova coinvolta anche nella costruzione futura del reattore britannico di Hinkley Point e nella costruzione del reattore di Taishan, nella Cina meridionale. Proprio il mercato cinese, nel quale dovrebbero essere realizzate alcune decine di reattori nei prossimi due decenni, rappresenta la più importante occasione di sviluppo per EDF e per l'industria nucleare europea.

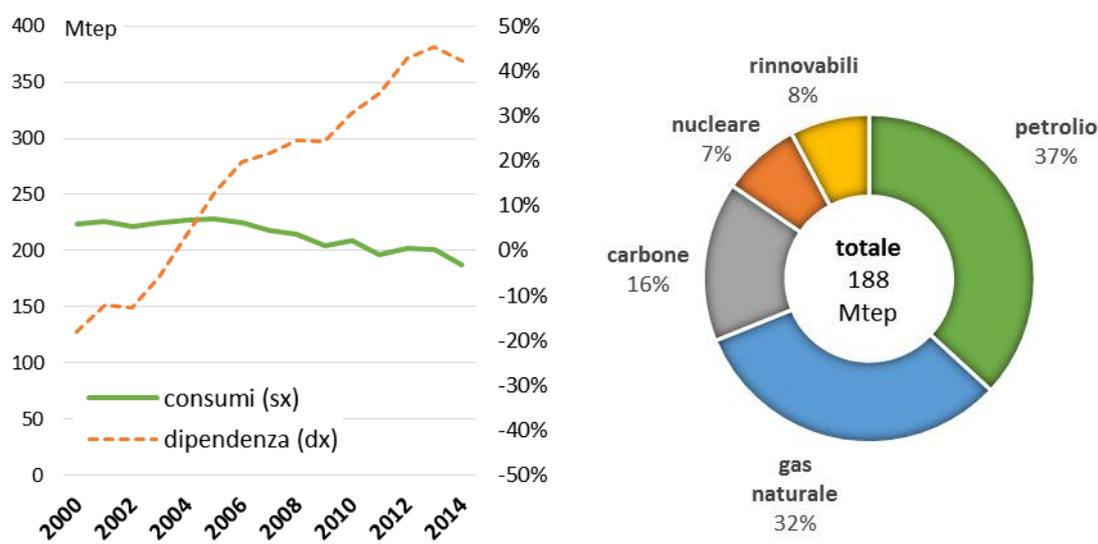
1.4. REGNO UNITO

REGNO UNITO			
Consumo di gas	71,6	Gmc	(2014)
Variazione annuale	9	%	(2014)
Variazione nei primi 4 mesi dell'anno	+9	%	(2015)
Consumo di gas (proiezione anno)	74	Gmc	(2015)
Gas sul totale dei consumi	32	%	(2014)
Dipendenza da importazioni energetiche	42	%	(2014)



L'andamento dei consumi energetici nel Regno Unito negli ultimi 15 anni ha fatto registrare una **tendenza di lungo periodo alla contrazione**, a metà del decennio scorso (v. *Figura 22*). Tra il 2005 e il 2014 il fabbisogno dell'economia britannica è passato da 228 a 188 Mtep (-18%), una riduzione paragonabile per portata solamente a quella italiana.

Fig. 22 – L'andamento dei consumi e la composizione del paniere (2014) nel Regno Unito



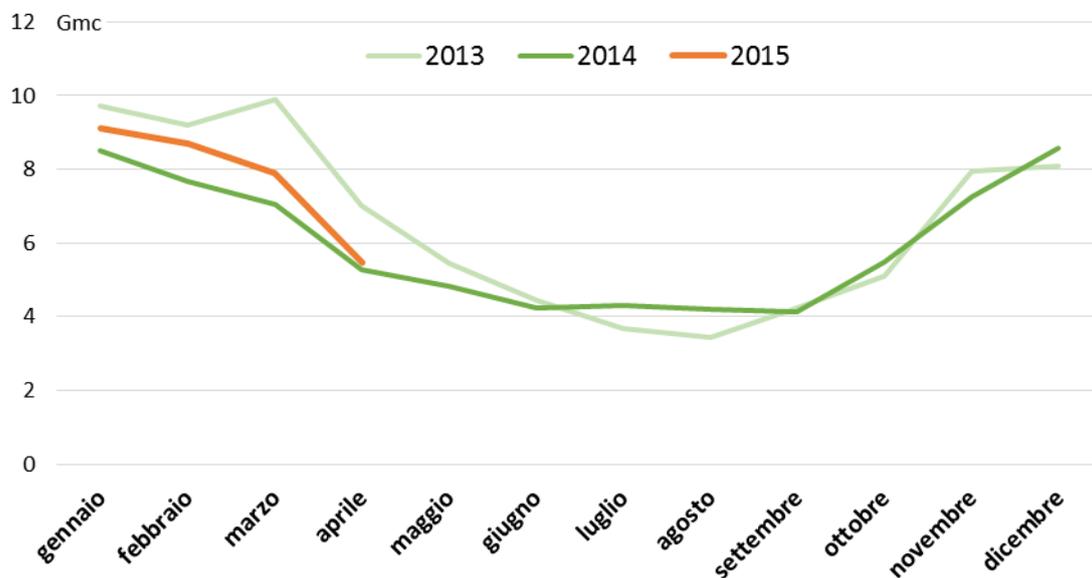
Fonte: elaborazione su dati BP(2015).

Nel corso del decennio scorso il Regno Unito è anche passato dalla condizione di esportatore a quella di **importatore netto** sia di gas naturale (2004) sia di petrolio (2006), a causa del normale esaurimento dei giacimenti della sezione britannica del Mare del Nord, che a partire dagli anni Ottanta avevano posto l'economia britannica in una condizione di eccezionalità rispetto alle altre grandi economie europee.

La **composizione del paniere energetico** britannico rispecchia ancora in parte la centralità degli idrocarburi, di cui il Regno Unito è ancora un grande produttore. Il petrolio,

con 850.000 bbl/g prodotti nel 2014, pesa per il 37% del fabbisogno, mentre il gas naturale, con 39 Gmc prodotti nel 2014, pesa per il 32%.

Fig. 23 – L'andamento dei consumi mensili di gas naturale nel Regno Unito

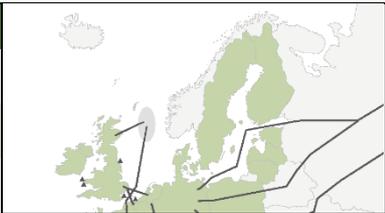


Fonte: elaborazioni su dati JODI(2015).

Per quanto concerne il **mercato del gas naturale**, i primi 4 mesi del 2015 hanno fatto registrare un aumento della domanda: 2,7 Gmc in più rispetto allo stesso periodo del 2014 (+9%) (v. *Figura 23*). A crescere è stata in particolare la domanda residenziale per il riscaldamento, concentrata nel primo trimestre.

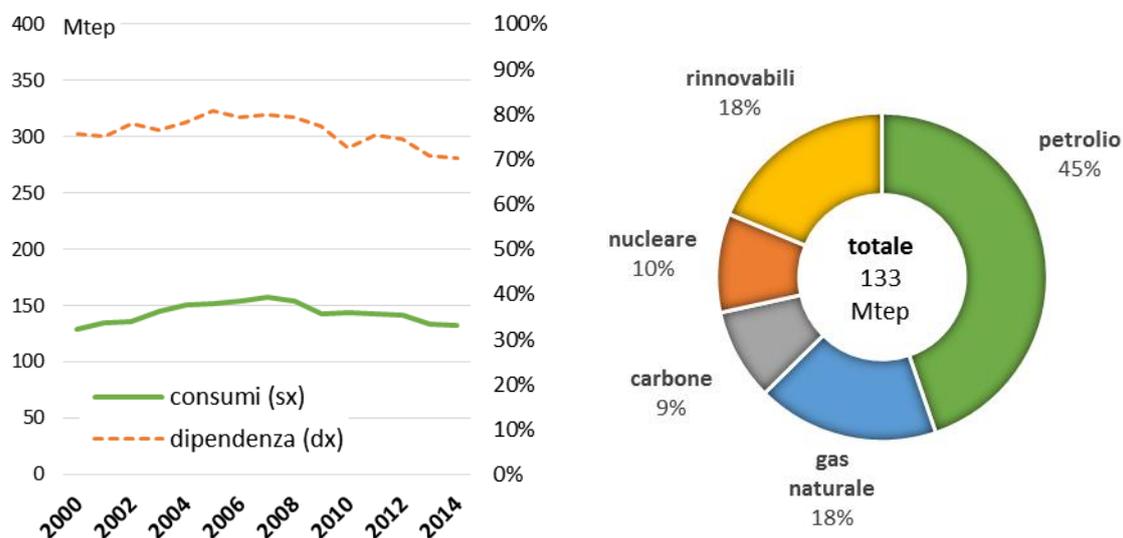
1.5. SPAGNA

SPAGNA			
Consumo di gas	28,2	Gmc	(2014)
Variazione annuale	-9	%	(2014)
Variazione nei primi 4 mesi dell'anno	+7	%	(2015)



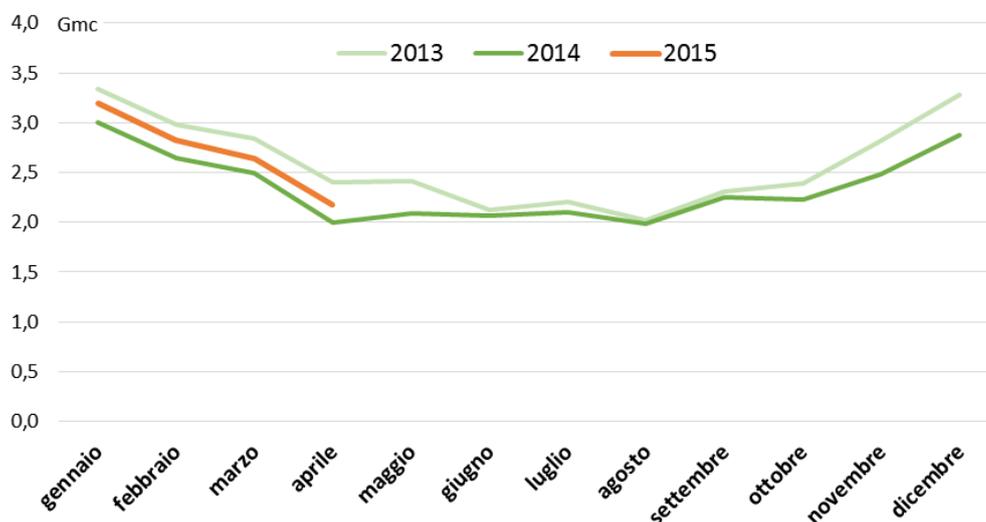
Consumo di gas (proiezione anno)	30	Gmc	(2015)
Gas sul totale dei consumi	18	%	(2014)
Dipendenza da importazioni energetiche	70	%	(2014)

Fig. 24 – L'andamento dei consumi e la composizione del paniere (2014) in Spagna



Fonte: elaborazione su dati BP(2015).

Fig. 25 – L'andamento dei consumi mensili di gas naturale in Spagna



Fonte: elaborazioni su dati JODI(2015).

L'andamento dei **consumi energetici** in Spagna negli ultimi 15 anni ha fatto registrare una doppia tendenza di segno opposto: il fabbisogno spagnolo è infatti cresciuto a ritmi sostenuti fino al 2008, per poi subire una netta contrazione in concomitanza della crisi economica (v. *Figura 24*). Dopo essere cresciuti del 22% tra il 2000 e il 2008, i consumi di energia spagnoli si sono contratti nel periodo successivo del 16%, arrivando a 133 Mtep nel 2014.

La **dipendenza dalle importazioni** ha seguito una tendenza analoga, crescendo insieme ai consumi nella prima parte del decennio, fino ad arrivare all'80% nel 2007, per poi contrarsi repentinamente negli anni successivi a causa del calo dei consumi di idrocarburi importati e della diffusione delle rinnovabili, che grazie a circa 7 miliardi di euro di sussidi all'anno sono arrivate a contare per il 18% del paniere energetico spagnolo.

Per quanto concerne il **mercato del gas naturale**, i primi 4 mesi del 2015 hanno fatto registrare un moderato aumento della domanda: 700 Mmc in più rispetto allo stesso periodo del 2014 (+7%) (v. *Figura 25*). A crescere è stata soprattutto la domanda per la generazione termoelettrica, che dopo essere crollata del 72% tra il 2008 e il 2014 ha finalmente fatto registrare un aumento, pari al 34% rispetto allo stesso periodo del 2014.

1.6. POLONIA

POLONIA			
Consumo di gas	16,0	Gmc	(2014)
Variazione annuale	-3	%	(2014)
Variazione nei primi 4 mesi dell'anno	+6	%	(2015)
Consumo di gas (proiezione anno)	16	Gmc	(2015)
Gas sul totale dei consumi	15	%	(2014)
Dipendenza da importazioni energetiche	34	%	(2014)



L'andamento dei **consumi energetici** in Polonia negli ultimi 15 anni ha fatto registrare una tendenza di lungo periodo all'aumento del fabbisogno, legata al solido sviluppo dell'economia polacca, che tra il 2000 e il 2014 è cresciuta mediamente del 3,6% annuo (v. *Figura 26*).

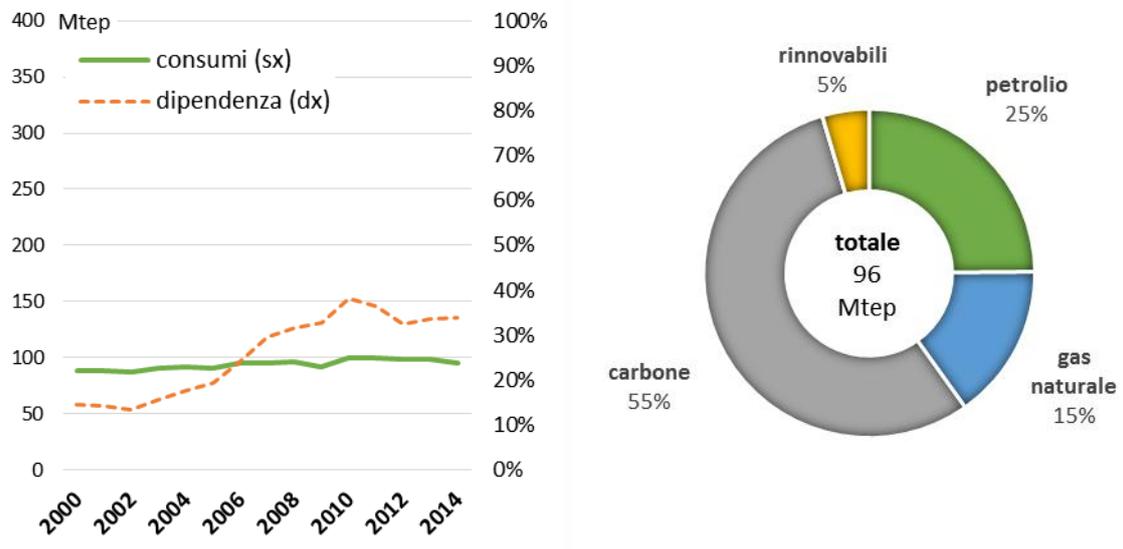
Nello stesso periodo, la **dipendenza dalle importazioni** è cresciuta parallelamente ai consumi, passando dal 15 al 34%. La produzione interna di energia è infatti basata soprattutto sul carbone, di cui la Polonia è un esportatore netto e il cui consumo domina nettamente i consumi energetici del Paese (55%). A causa dei costi crescenti e della competizione internazionale, la produzione polacca sta tuttavia lentamente declinando. Inoltre, le normative ambientali e climatiche UE sono destinate nel lungo periodo a comprimere nettamente il peso del carbone nel paniere energetico europeo e polacco.

Considerando che la produzione di gas nel Paese è limitata (4 Gmc/a) e difficilmente incrementabile e che il Paese è di fatto completamente dipendente dalle importazioni e per i propri consumi petroliferi, appare inevitabile che l'ulteriore sviluppo dell'economia polacca passi per un aumento della dipendenza da importazioni energetiche.

Anche per quanto concerne la generazione elettrica, l'assenza di un'industria nucleare e lo scarso sviluppo delle fonti rinnovabili rendono anche l'aumento dei consumi elettrici

almeno in parte dipendente da un aumento delle importazioni, o di gas naturale o direttamente di energia elettrica.

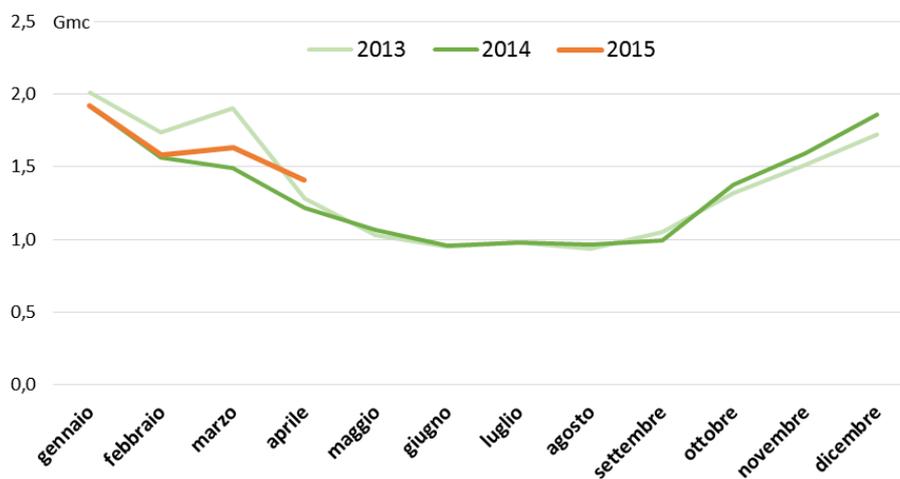
Fig. 26 – L'andamento dei consumi e la composizione del paniere (2014) in Polonia



Fonte: elaborazione su dati BP(2015).

Per quanto concerne il **mercato del gas naturale**, i primi 4 mesi del 2015 hanno fatto registrare un moderato aumento della domanda: 400 Mmc in più rispetto allo stesso periodo del 2014 (+6%) (v. *Figura 27*).

Fig. 27 – L'andamento dei consumi mensili di gas naturale in Polonia



Fonte: elaborazioni su dati JODI(2015).

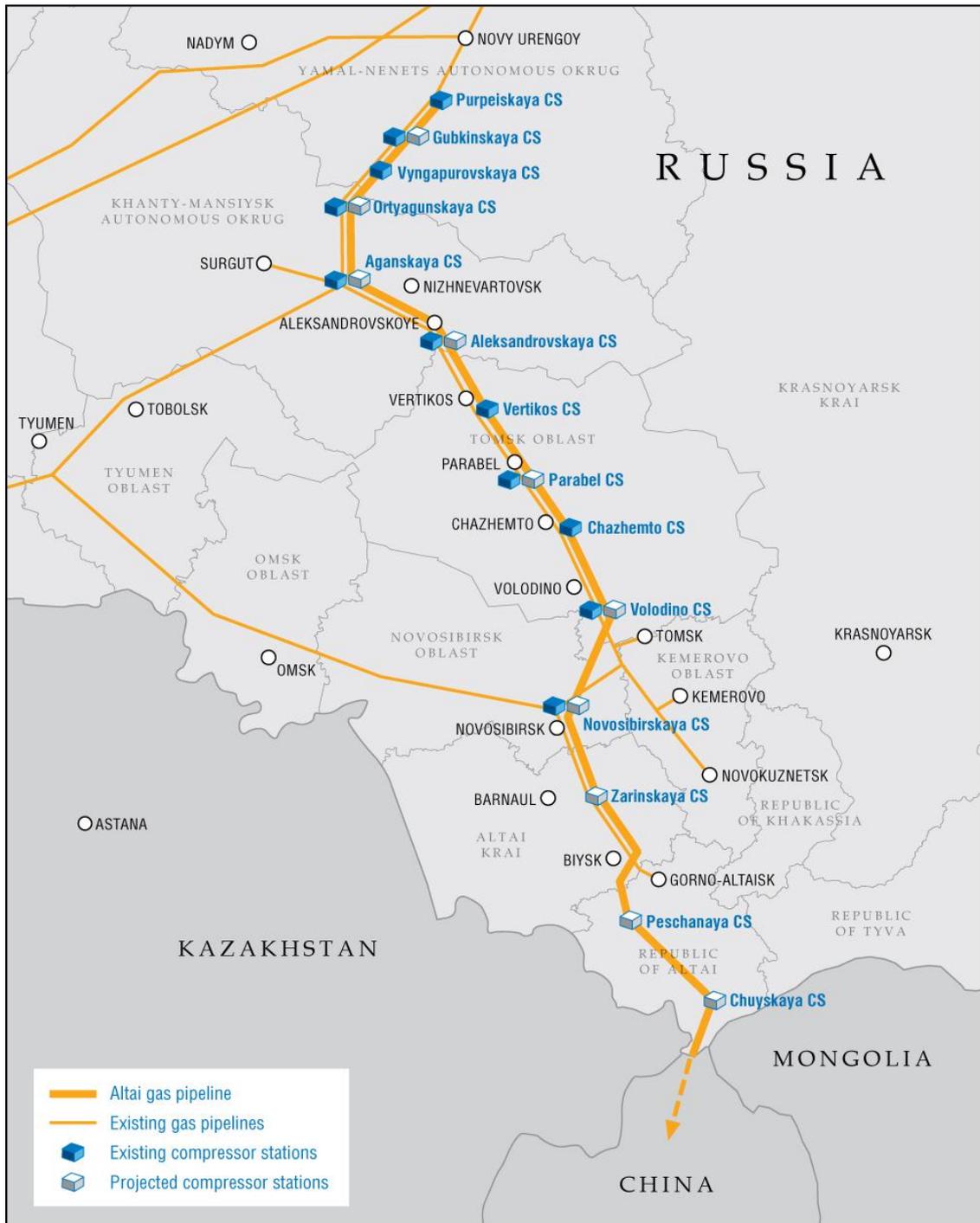
2. POLITICHE ENERGETICHE DEI PAESI FORNITORI E DI TRANSITO DEL GAS

2.1. RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Nonostante un nuovo calo delle esportazioni di gas russo verso i clienti al di fuori dell'area della Comunità degli stati indipendenti registrato nel primo semestre del 2015 (-8%, per un totale di 74,6 Gmc), il mese di giugno ha fatto registrare una netta impennata dei volumi di esportazione di gas verso la medesima area. Attestandosi a un volume di 13 Gmc, il flusso di esportazioni ha toccato infatti un livello non raggiunto dallo stesso periodo del 2008. Dal punto di vista russo, come sottolineato dall'Amministratore delegato di Gazprom Alexei Miller, ciò confermerebbe una ripresa della domanda rivolta alla compagnia, che non a caso ha aumentato – seppur di poco – le stime sulle esportazioni totali dell'anno in corso, fissate a 155 Gmc. Secondo Miller, Gazprom potrà dunque contare su una progressiva ripresa della domanda, frutto del progressivo esaurimento delle riserve di gas dei propri clienti e della necessità di ripristinare gli stoccaggi.

Coerentemente con tale visione, **il trimestre appena concluso ha fatto registrare una nuova accelerazione dei piani di aumento della capacità di esportazione di Gazprom lungo le tre principali direttrici, occidentali e orientali, verso le quali viene instradato il gas russo.** Mentre, infatti, un discreto attivismo si è registrato su entrambi i canali d'esportazione verso l'Europa, settentrionale e meridionale (Cfr. § 3.1, 3.2), in maggio Gazprom e China National Petroleum Corporation (CNPC) hanno finalizzato, alla presenza del Presidente russo Vladimir Putin e dell'omologo cinese Xi Jinping, un accordo vincolante per la fornitura per un periodo trentennale di 30 Gmc/a di gas attraverso il gasdotto Altai, una delle due arterie deputate al trasporto di gas russo verso il mercato cinese. Deputato ad essere approvvigionato dai giacimenti della Siberia occidentale, il gasdotto Altai – dal nome della Repubblica autonoma russa al confine con Kazakhstan, Cina e Mongolia – rappresenta l'asse portante della cd. Rotta occidentale verso la Cina, la cui piena realizzazione beneficia dello stato di avanzamento delle infrastrutture di estrazione e trasporto in territorio russo. I giacimenti della Siberia occidentale sono infatti già attivi e connessi con la rete nazionale di trasmissione russa. Il completamento del progetto richiede dunque la sola costruzione di nuove stazioni di compressione lungo infrastrutture già esistenti e l'estensione della rete di gasdotti verso il confine sino-russo. Maggiori investimenti sarebbero invece richiesti nella prospettiva di aumentare – come già preventivato dalle parti – il flusso di gas lungo la rotta occidentale, collegando ad essa i giacimenti artici. In questo caso, il costo totale dell'operazione Altai si innalzerebbe fino a 14 miliardi di dollari, una cifra per la quale Mosca richiederebbe alla Cina un finanziamento nella forma di pre-pagamento dei volumi di gas commercializzato. Un livello elevato di investimenti sarà inoltre richiesto a Pechino per l'adeguamento della dorsale est-ovest della rete di trasporto nazionale. Inoltre, diverse perplessità sono state espresse dall'UNESCO, a seguito di una missione esplorativa compiuta nel 2012, rispetto all'impatto del gasdotto sui territori che esso è deputato ad attraversare in territorio cinese.

Fig. 28 – Il Gasdotto Altai e la Rotta occidentale sino-russa



Fonte: Gazprom.

Significativamente, il contratto tra Gazprom e CNPC è stato siglato nel più ampio quadro di un Accordo quinquennale di cooperazione strategica, che detta i parametri del partenariato energetico sino-russo. Accanto al completamento del gasdotto Altai, altro pilastro del partenariato è dato dall'avvio delle esportazioni lungo la Rotta orientale, attraverso l'oleodotto Power of Siberia, previsto entrare in funzione tra il 2018 e il 2019.

Approvvigionato dai giacimenti della Siberia orientale, il gasdotto – attualmente in costruzione in territorio russo – avrà una capacità di trasporto annua pari a 61 Gmc/a, 38 dei quali saranno destinati alla Cina, sulla base dell'Accordo sottoscritto tra le parti nel maggio 2014. Il resto della capacità di trasporto sarà invece indirizzata verso Vladivostok, destinato a rappresentare uno degli snodi fondamentali dell'aumento delle esportazioni russe di Gnl (Cfr. *Tabella 3*) verso i mercati dell'area del Pacifico – Giappone, Corea del Sud e Cina stessa. Con una cerimonia svoltasi nella città di Heihe, nell'estremo nord-est del Paese, la Cina ha dato il via ai lavori per la posa del Power of Siberia.

Tab. 3 – **Mappatura dei terminali di Gnl nell'estremo oriente russo**

IMPIANTO	STATUS	GMC	AZIONISTI	DESTINAZIONE	AVVIO
Sakhalin-2	Operativo	13,25	Sakhalin Energy, Shell, Gazprom, Mitsubishi, Mitsui	Giappone, Corea del Sud, Cina, Nord America	2009
Yamal I	In attesa di FID	7,6	Novatek, Total, CNPC	Cina, Spagna	2018
Yamal II	In attesa di FID	7,6	Novatek, Total, CNPC	Cina	2019
Yamal III	In attesa di FID	7,6	Novatek, Total, CNPC	Cina	2020
Shtokman	Fermo	10,35	Gazprom, Total	n.d.	n.d.
Sakhalin-2 (espansione)	Proposto	6,9	Sakhalin Energy, Gazprom, Shell, Mitsui, Mitsubishi	n.d.	n.d.
Vladivostok I	Fermo	6,9	Gazprom, Itochu, Japex, Marubeni, Inpex	Giappone	n.d.
Vladivostok II	Fermo	6,9	Gazprom, Itochu, Japex, Marubeni, Inpex	n.d.	n.d.

Nonostante Gazprom sembri intenzionata a proseguire sulla strada dell'incremento di capacità di esportazione verso i mercati europei sia lungo la direttrice baltica sia attraverso il Mar Nero, la vertenza politico-normativa tra le autorità europee e la Federazione russa in tema di rispetto delle regole sulla libera competizione nel mercato energetico, lungi dall'essersi risolta, si è arricchita nel corso del trimestre di una nuova pagina.

Il 22 aprile, infatti, la Commissione europea, a seguito dell'indagine antitrust avviata nei confronti di Gazprom a partire dalla fine del 2012, ha pubblicato uno “Statement of Objections” contenente una descrizione dettagliata delle motivazioni che inducono le autorità europee a ritenere che la compagnia russa abbia violato la normativa europea. Le eccezioni riguardano, in particolare, le pratiche di *business* perseguite da Gazprom nei confronti di otto paesi dell'Europa centro-orientale che, già parte del Comecon e dell'Unione sovietica, hanno ereditato dalla dissoluzione di quest'ultima una rete energetica russo-centrica che, di fatto, ha perpetuato nel tempo la posizione dominante di Mosca nei

rispettivi mercati del gas. Se, da un lato, Gazprom assicura circa tre quarti dell'approvvigionamento annuo di gas di Ungheria, Polonia e Repubblica ceca, d'altro lato, nel caso degli altri cinque paesi la dipendenza dalle importazioni di gas russo è pressoché totale.

Nei casi citati, **l'accusa rivolta dalla Commissione a Gazprom ruota attorno alla violazione degli articoli del TFEU regolanti la restrizione alla competizione (art.101) e l'abuso di posizione dominante (art.102)**. Su questa base, tre sono le pratiche contestate al gigante russo. Anzitutto, a giudizio della Commissione, Gazprom ostacolerebbe lo sviluppo sugli scambi transfrontalieri. Le formule contrattuali per la compravendita di gas normalmente utilizzati dalla compagnia russa prevedono infatti generalmente una clausola “di destinazione”, che impedisce cioè le re-esportazione a terzi del gas. D'altra parte, il controllo generalmente esercitato da Gazprom sulle infrastrutture di trasporto priva la parte acquirente di una rete utile e re-esportare il gas. Di fatto, secondo il Documento, ciò impedirebbe ai consumatori europei di avere un'offerta di gas realmente competitiva. Seconda accusa mossa a Gazprom dalla Commissione è d'altra parte legata proprio a formule di prezzo non corrette e apparentemente discriminatorie, in quanto fondate su prezzi notevolmente differenti a seconda dei paesi di riferimento – sia pur a parità di costi di trasporto in capo alla compagnia. Da ultimo, un abuso di posizione dominante da parte di Gazprom sarebbe rintracciabile, a giudizio della Commissione, nella richiesta della compagnia russa ai propri acquirenti di contropartite legate alla gestione delle reti di trasporto nazionali – come nel caso del gasdotto tra Yamal e i mercati europei transitante in Polonia o del gasdotto South Stream in Bulgaria, prima della sua cancellazione.

Secondo l'iter procedurale, Gazprom avrebbe a disposizione circa tre mesi per replicare alle accuse della Commissione, prima del pronunciamento finale da parte delle autorità europee, atteso in autunno. Tuttavia, pur avendo Gazprom già denunciato la infondatezza delle accuse di violazione della normativa europea, in vista della scadenza dei termini della replica - fissati per la metà di luglio - la Commissione ha concesso alla compagnia russa un prolungamento dei termini della replica, spostati a metà settembre. Secondo gli analisti di settore, peraltro, Gazprom potrebbe cercare di giungere ad un compromesso prima di allora, evitando cioè di arrivare sino al giudizio finale sulla procedura antitrust, che potrebbe avere ricadute rilevanti per la compagnia. Se dovesse essere ritenuto responsabile di violazione della normativa europea, Gazprom incorrerebbe infatti, da un lato, in una ammenda stimata tra i 10 e i 15 miliardi di dollari e, dall'altro, in una serie di potenziali ricorsi da parte dei propri clienti europei.

A esacerbare la vertenza russo-europea e a darle una connotazione più spiccatamente politica ha contribuito il clima di tensione generatosi tra le parti in conseguenza della crisi ucraina. L'energia, d'altra parte, continua a rappresentare uno dei terreni privilegiati di contrapposizione tra Mosca e Kiev, in ragione dell'indebitamento della compagnia nazionale ucraina, Naftogaz, nei confronti di Gazprom, e delle difficoltà a pagare il gas contrattualizzato in anticipo rispetto alla consegna e con cadenza mensile. Tale clausola aveva rappresentato uno dei pilastri del cd. Pacchetto d'Inverno, ovvero

dell'accordo che, siglato a fine ottobre 2014 (Cfr. *Focus 19-20/2014*) con la mediazione europea, aveva permesso la ripresa dei flussi di gas russo verso l'Ucraina, sospesi nel corso dell'estate in risposta all'accumulo di debiti di Naftogaz. Rinnovato a fine marzo per un ulteriore trimestre e con la concessione a Kiev di un ulteriore sconto sull'acquisto del gas, l'accordo *ad intertìm* imponeva alle parti del negoziato – Gazprom, Naftogaz e Commissione europea – di individuare un nuovo compromesso in grado di rinnovarne la validità, per un periodo trimestrale o, come auspicato da Kiev e Bruxelles, a copertura di tutto l'inverno 2015/'16. Ciò avrebbe permesso, da un lato, di scongiurare i rischi legati a una nuova fase di negoziato pre-invernale e, dall'altro, di estendere la validità dell'accordo fino al pronunciamento della Corte Arbitrale di Stoccolma sulla validità del contratto decennale russo-ucraino siglato nel 2009.

Portato avanti a Vienna, **il negoziato trilaterale per il rinnovo dell'accordo russo-ucraino è tuttavia fallito e, in una riedizione di quanto accaduto l'anno passato** (Cfr. *Focus 18/2014*), **Naftogaz dal 1° di luglio ha cessato nuovamente di importare gas dalla Russia**. Causa principale del fallimento sarebbe stato il livello di prezzo proposto da Gazprom, ritenuto dalla compagnia ucraina discriminatorio. A fronte di un prezzo di vendita per il terzo trimestre fissato a 247 dollari per migliaia di metri cubi (\$/mmc), Naftogaz chiedeva invece un prezzo pari a 200 \$/mmc. A ben guardare, tuttavia, il prezzo offerto da Gazprom era in linea tanto con quello – già scontato – del secondo trimestre del 2015, quanto e soprattutto con i prezzi attualmente praticati sui mercati europei. Alla data del 1° luglio, infatti, il prezzo del gas presso l'hub del gas centro-europeo di Baumgarten, in Austria, era pari a 246 \$/mmc, mentre a fine maggio il prezzo praticato da Gazprom al confine con la Germania era del 10% circa più alto di quello offerto alla controparte ucraina. Inoltre, il prezzo proposto da Gazprom a Naftogaz vedeva già l'applicazione di uno sconto di 40 \$/Mmc, stante un livello di prezzo calcolato in base alla formula sancita contrattualmente pari a 287 \$/Mmc per il terzo trimestre del 2015.

Il rifiuto ucraino dell'offerta russa non può dunque essere giustificato meramente dal fattore costo – nonostante il Ministro ucraino competente in materia energetica, Volodymyr Demchyshyn, abbia giustificato la richiesta di un prezzo inferiore a quello praticato da Gazprom sui mercati centro-europei con i minori costi di trasporto nei quali, evidentemente, la compagnia russa incorre per l'esportazione del gas nella vicina Ucraina. Resta tuttavia il fatto che, ricorrendo a flussi di importazione dalla Slovacchia, Kiev finirà per pagare il gas più di quanto avrebbe pagato a Gazprom in base al compromesso proposto a Vienna. Tale tendenza si è peraltro manifestata anche nel corso del primo semestre del 2015 e in maniera più evidente nel corso del secondo trimestre, a seguito della concessione da parte di Gazprom di un ulteriore sconto sui prezzi di acquisto del gas. In aprile, ad esempio, l'Ucraina ha pagato il gas importato da occidente – principalmente dalla Slovacchia – 278 \$/Mmc, contro i 247 \$/Mmc delle forniture russe. In generale, nei primi cinque mesi dell'anno in corso, le importazioni di gas dall'Europa – in linea con una tendenza all'aumento già manifestatasi nel corso degli ultimi semestri – hanno coperto una quota del 63% del totale, per un volume nominale di 5,54 Gmc, contro i 3,24 Gmc importati dalla Russia.

D'altra parte, nella valutazione del rischio assunto da Kiev con la decisione di interrompere i flussi di importazione dalla Russia va considerato che, dato il livello di stoccaggi di gas attualmente disponibile (Cfr. § 1) e i prezzi attesi sui mercati centro-europei, la strategia di Kiev non dovrebbe comportare per il prossimo trimestre, e in attesa di ritornare al tavolo negoziale dopo la pausa estiva, eccessive preoccupazioni. Al contempo, come sottolineato dal Commissario europeo per l'Energia, Maros Sefcovic, l'interruzione dei flussi non comporta una minaccia per il transito di gas verso l'Europa, che continuerà ad essere assicurato. A conferma di ciò, Ukrtransgaz – sussidiaria di Naftogaz e operatore della rete nazionale ucraina – ha confermato il 1° di luglio di aver ricevuto da Gazprom la richiesta di trasporto di gas diretto ai mercati europei per volumi pari a 225 Mmc/g – di poco superiore al flusso in transito registrato nella seconda metà di giugno.

Più che il fattore prezzi del gas, a impedire il raggiungimento di un compromesso tra le parti sembra dunque essere stata la diversa formula immaginata per il compromesso stesso. Commissione europea e Governo ucraino auspicavano infatti che l'accordo potesse avere una durata più ampia e una formula più vincolante. Auspicavano, cioè, la sottoscrizione di un Protocollo trilaterale che potesse sancire in maniera vincolante il merito del compromesso a copertura di tutto l'inverno 2015/'16 e del lasso temporale che separa le parti dal pronunciamento della Corte di Stoccolma. Al contrario, la delegazione russa proponeva meramente la sottoscrizione di un accordo non vincolante per il terzo trimestre del 2015, sulla base dello sconto offerto alla controparte ucraina. Come rimarcato dal Ministro per l'Energia russo Alexander Novak, l'esistenza di un contratto decennale di fornitura e transito rende del tutto superflua la conclusione di un nuovo Protocollo, mentre il Governo russo esercita legittimamente la propria facoltà di offrire alla controparte ucraina uno sconto sull'acquisto del gas su base trimestrale.

Va da sé che il negoziato trilaterale ha mancato di individuare una soluzione anche per la questione dell'approvvigionamento energetico delle regioni orientali del Paese, sottratte di fatto alla sovranità di Kiev, i cui consumi di gas Gazprom continua ad imputare alle esportazioni verso l'Ucraina. Nel secondo trimestre del 2015, ad esempio, a fronte di un flusso totale di gas verso il paese pari a 1,9 Gmc, Naftogaz avrebbe ritirato solo 1,58 Gmc, mentre i restanti volumi sarebbero stati indirizzati verso la regioni sud-orientali del Paese. I numeri resi noti dall'operatore ucraino sono in linea con quelli resi noti da Gazprom, in base ai quali da metà febbraio la compagnia russa avrebbe fornito alle auto-proclamate Repubbliche popolari di Lugansk and Donetsk 704 Mmc di gas, per un controvalore di 212 milioni di dollari imputato da Mosca a Naftogaz. La spinosa questione del pagamento dei consumi di gas delle regioni secessioniste resta dunque – in maniera non dissimile a quanto accade in altre realtà della regione – un cuneo di non facile soluzione nel negoziato trilaterale, sovrapponendosi pericolosamente alla più ampia questione della rivendicazione di sovranità delle aree interessate.

La perdurante crisi che attanaglia l'Ucraina ha avuto ripercussioni pesanti sulla strategia energetica nazionale, delineata nel 2012 e incentrata sul tentativo di liberarsi della dipendenza dalle importazioni di gas russe attraverso un piano fondato su razionalizzazione dei consumi e su aumento della capacità di produzione interna.

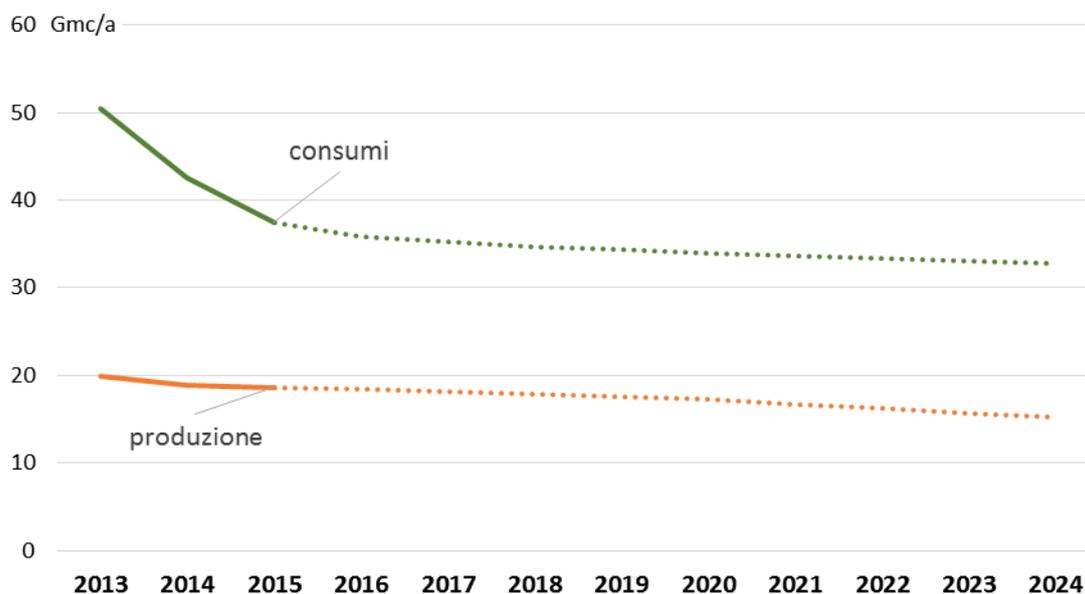
L'ultimo colpo in ordine di tempo alla strategia energetica governativa di Kiev è giunto a inizio giugno attraverso la notizia, filtrata sulla stampa nazionale, in base alla quale la Shell avrebbe comunicato alle autorità governative l'intenzione di recedere dall'accordo per lo sfruttamento dei depositi di *shale* gas localizzati nell'area orientale del Paese. Sottoscritto all'inizio del 2013, il *Production Sharing Agreement* (PSA) attribuiva a Shell – in partnership con le compagnie ucraine Nadra Yuzivska e SPK-GeoService – i diritti di esplorazione del giacimento di Yuzivska, stimato conservare riserve di gas pari a 4 Tmc e passibile di produrre entro il 2030 un volume di gas nell'ordine dei 20 Gmc/a. Per evidenti ragioni di sicurezza, le operazioni nel giacimento, situato a cavallo tra le regioni di Kharkiv e Donetsk, sono state congelate nel luglio del 2014 e, a un anno di distanza, il consorzio sembrerebbe oggi intenzionato a recedere da un accordo del valore di circa 10 miliardi di dollari.

La sorte del PSA siglato dalle autorità di Kiev per il giacimento di Yuzivska non fa altro che replicare, d'altra parte, quelle già registrate dall'accordo sottoscritto per il giacimento di Olesska – nel nord del Paese – con Chevron, che ha comunicato il recesso del contratto alla fine del 2014 (Cfr. *Focus 19-20/2014*) e con la stessa Shell per il giacimento off-shore di Skifska, nel Mar Nero. Sulla base della tempistica resa nota dalle autorità governative, le attività di estrazione dai giacimenti di shale avrebbero potuto essere avviate già tra il 2016 e il 2017. Su questo sfondo – e in ragione anche del recente e notevole aumento delle tasse sulla produzione di idrocarburi (Cfr. *Focus 21/2015*) – la produzione annua di gas ucraina, attestatasi nel 2014 poco al di sotto dei 20 Gmc, potrebbe contrarsi, piuttosto che crescere, nel corso del prossimo decennio – fino a raggiungere i circa 15 Gmc del 2024 (Cfr. *Tabella 4*). Utopistiche sembrano dunque, allo stato attuale, le previsioni ancora di recente rese pubbliche dal primo ministro ucraino Arseniy Yatsenyuk, in base alle quali il paese potrebbe raggiungere l'autosufficienza nel consumo di gas già entro il 2025.

Oltre a inficiare i piani governativi di aumento della produzione interna di gas, **il conflitto in Ucraina orientale ha contribuito alla evidente diminuzione dei consumi nazionali. I dati sul consumo del 2014, attestatosi a 42,6 Gmc, fanno registrare infatti una contrazione del 15,5% su base annua**, secondo un trend previsto continuare nel breve periodo e stabilizzarsi nel medio (Cfr. *Figura 29*). La contrazione maggiore nei consumi è stata fatta registrare dal comparto industriale (-22%), mentre più limitato è stato il calo del consumo domestico (-12%). Alla progressiva contrazione dei consumi contribuisce in maniera decisiva, prima ancora che il tentativo governativo di razionalizzare i consumi della risorsa – previsto avere effetti significativi solo nel medio periodo – l'aumento dei prezzi della stessa. Concordato lo scorso anno con il Fondo Monetario Internazionale, l'adeguamento dei prezzi del gas al valore di mercato, divenuto effettivo lo scorso 1° aprile, è stato individuato come provvedimento cardine nella prospettiva di sanare l'indebitamento della compagnia nazionale ucraina, Naftogaz, allentando la pressione sul budget statale. Più che interessare il comparto industriale, i cui prezzi di acquisto aumenteranno del 220% circa, con un incremento del 600% circa sarà piuttosto il consumo domestico ad essere maggiormente interessato dall'aumento dei prezzi. La decisione appare d'altra parte logica conseguenza di un livello di prezzi notevolmente al di sotto di quello

pagato da Naftogaz a Gazprom – 55 dollari per migliaia di metri cubi, a fronte dei 329 dollari pagati nel primo trimestre e dei 248 dollari del secondo semestre.

Fig. 29 – Stima sull'andamento di produzione e consumo di gas in Ucraina (2013-2024)



Fonte: elaborazione su dati BMI(2015).

2.2. BACINO DEL CASPIO

Sul versante caspico, la partita del gas ha continuato nell'ultimo trimestre a ruotare principalmente attorno alla possibilità di costruzione di un'infrastruttura trans-caspica tra la sponda turkmena e quella azerbaigiana del bacino, in grado di convogliare il gas estratto nel paese centro-asiatico – che con un volume di riserve provate pari a 17.500 Gmc è su scala mondiale quarto dopo Russia, Iran e Qatar – verso il Corridoio meridionale dell'Unione europea.

Alla Commissione europea va ascritta, peraltro, una parte significativa del merito per la ripresa di un progetto che, avanzato per la prima volta con il sostegno dell'Amministrazione statunitense alla fine degli anni Novanta, non ha da allora mai passato la fase di iniziale confronto tra gli attori coinvolti. Su questo sfondo, l'inserimento della direttrice centro-asiatica di approvvigionamento nella bozza di Unione energetica pubblicata in febbraio dalla Commissione ha ribadito in maniera chiara l'interesse europeo a fare del canale caspico un pilastro del tentativo di diversificazione degli approvvigionamenti di gas continentali. Al ritorno dell'interesse europeo così sancito è poi seguito il più concreto tentativo – attualmente in corso – della Commissione di rilanciare un meccanismo negoziale e di mediazione, la *Caspian Development Corporation*, tra le

compagnie energetiche internazionali potenzialmente interessate al progetto e Turkmengaz, la compagnia statale turkmena (Cfr. *Focus* 21/2015).

Fig. 30 – Il Trans-Caspian Gas Pipeline



Fonte: Gazete Bilkent.

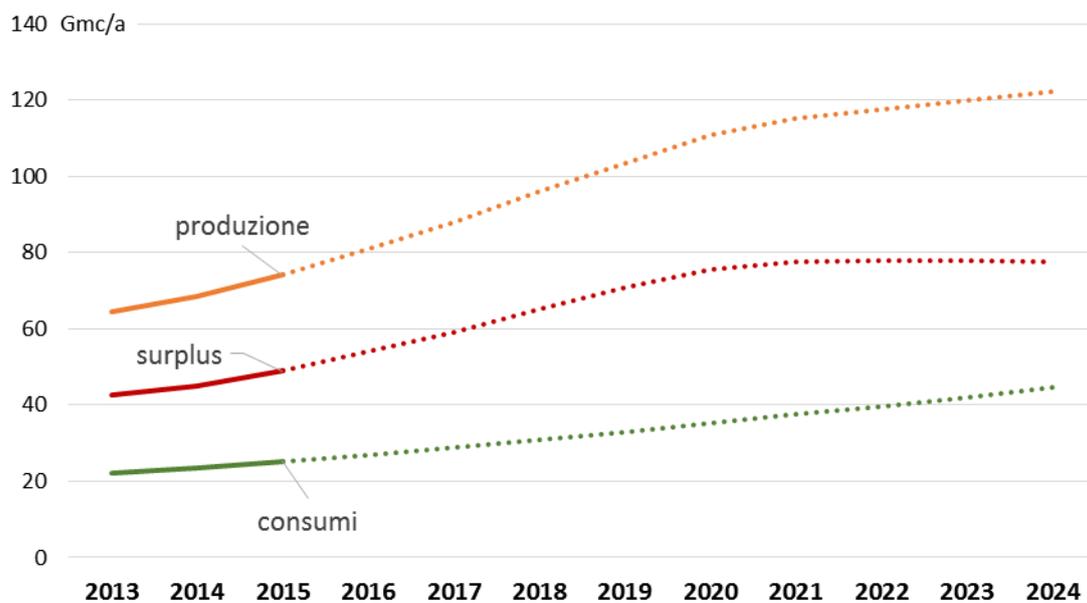
Riconoscendo il ruolo determinante della Turchia nel promuovere la realizzazione di canali di trasporto del gas tra il Caspio e l'Europa, Bruxelles ha inoltre allargato alla partecipazione di Ankara il meccanismo negoziale lanciato nel 2011 per la conclusione di un accordo tra Azerbaigian e Turkmenistan per la costruzione del **gasdotto**. L'inclusione della Turchia rappresenta, di fatto, l'approvazione della politica triangolare svolta nel corso degli ultimi mesi lungo l'asse di cooperazione tra Ankara, Baku e Ashgabat – formalizzato in gennaio con la “Dichiarazione di Baku” che, a margine di un vertice trilaterale, istituiva un meccanismo di cooperazione a tre incentrato propriamente sulla cooperazione energetica e sul tentativo di coinvolgere il Turkmenistan nell'approvvigionamento del Trans-Anatolian Pipeline, che dal 2019 inizierà a convogliare verso i mercati europei il gas estratto nell'*off-shore* azerbaigiano (cfr. 2.3).

Il nuovo meccanismo negoziale quadripartito si è riunito ad Ashgabat per la prima volta lo scorso maggio, con la partecipazione dei ministri competenti in materia energetica di Turchia e Azerbaigian, del Direttore dell'agenzia statale turkmena per la gestione del comparto energetico e del Commissario europeo per l'Energia Maros Sefcovic. Al termine dei lavori le parti hanno adottato una Dichiarazione *on the development of cooperation in the field of energy between Turkmenistan, the Republic of Azerbaijan, the Republic of Turkey and the European Union*. La cd. Dichiarazione di Ashgabat, riconoscendo l'importanza e il reciproco interesse delle parti nella cooperazione finalizzata alla apertura di un canale di esportazione tra Turkmenistan ed Europa, ha formalizzato la creazione di un gruppo di lavoro ministeriale quadripartito. Al gruppo viene di fatto demandata la responsabilità di delineare un accordo

quadro per la finalizzazione del progetto infrastrutturale trans-caspico, per il quale è atteso, nel terzo quadrimestre dell'anno, la pubblicazione dello studio sull'impatto ambientale – finanziato congiuntamente da Unione europea e Banca mondiale. Infine, a dimostrazione della rilevanza che il progetto di gasdotto trans-caspico assume sul piano regionale, le parti hanno annunciato il possibile coinvolgimento nel gruppo di lavoro anche della Georgia – paese di transito imprescindibile lungo l'asse caspico-anatolico.

Secondo l'apparentemente ottimistica tempistica sulla realizzazione dell'infrastruttura comunicata alla stampa da Sefcovic, il gas turkmeno potrebbe raggiungere i mercati europei già a partire dal 2019 – data quest'ultima non in linea, se non altro, con la più tempistica necessaria per l'adeguamento della capacità di trasporto delle infrastrutture deputate a trasportare il gas turkmeno dalla costa azeraigiana all'Europa. D'altra parte, una certa incertezza riguarda ancora la capacità dell'infrastruttura trans-caspica, l'unica e vaga indicazione sulla quale è giunta in marzo dalle autorità turkmene, che facevano riferimento a un volume di gas compreso tra i 10 e i 30 Gmc/a.

Fig. 31 – Stima sull'andamento di produzione e consumo di gas in Turkmenistan (2013-2024)



Fonte: elaborazioni su dati BMI(2015).

Quale che sia la capacità programmata per il Trans-Caspian Gas Pipeline, le prospettive correnti di incremento dell'output di gas turkmeno, non sembrano lasciare molto spazio a nuovi progetti infrastrutturali. Secondo stime accreditate, infatti, da qui al 2020 il volume di gas aggiuntivo che Ashgabat potrà rivolgere alle esportazioni si attesterà attorno ai 21 Gmc/a, previsti aumentare fino a 35 Gmc/a entro il 2024 (Cfr. *Figura 31*). In base ai più recenti accordi sottoscritti con la Repubblica popolare cinese, 30 Gmc/a di questi sarebbero instradati verso oriente, lasciando poco spazio all'apertura di un canale verso

occidente. L'unico fattore che potrebbe modificare questo scenario sarebbe tuttavia l'accelerazione dello sfruttamento dei giacimenti off-shore nel Caspio da parte di Petronas e altre compagnie internazionali, non conteggiato nelle citate stime.

All'incertezza sui volumi di gas destinati alle esportazioni che il Turkmenistan potrà avere a disposizione nel medio periodo, si somma poi la non secondaria opposizione russa al progetto – che, tradizionalmente e più ancora di quella iraniana, aveva rappresentato il principale ostacolo alla posa del gasdotto. Ancora a fine giugno, Alexander Lukashevich, portavoce del Ministero degli Esteri russo, ha denunciato le ricadute negative che l'intromissione dell'Unione europea nella politica caspica possono avere sulla pacifica convivenza tra i paesi rivieraschi del bacino. In questo contesto, per quanto il rischio ecologico per il bacino – giustificazione tradizionale dell'opposizione russa al progetto – possa essere aggirato dallo studio attualmente in via di predisposizione e per quanto Baku e Ashgabat abbiano più volte rivendicato il proprio diritto alla posa di un'infrastruttura tra i due paesi, il peso dell'opposizione russa resta un fattore ostativo non sottovalutabile. Tanto più in considerazione dei diversi piani – politico, economico, finanziario, strategico – sui quali Mosca può far valere il proprio potere negoziale rispetto ai propri interlocutori caspici.

2.3. TURCHIA E MEDIO ORIENTE

Tab. 4 – Riserve, consumo e produzione di gas in Medio Oriente

PAESE	RISERVE GASSIFERE	CONSUMO	VARIAZ. ANNUA	PRODUZIONE	VARIAZ. ANNUA
Turchia	≈0	45,6	1,1%	-	-
Israele	190	6,9	168,7%	6,4	181%
Iraq	3.588	n.d.	n.d.	0,6	-4,4%
Iran	34.000	162,2	0,7%	166,6	0,8%
Siria	285	n.d.	n.d.	4,5	-15,2%

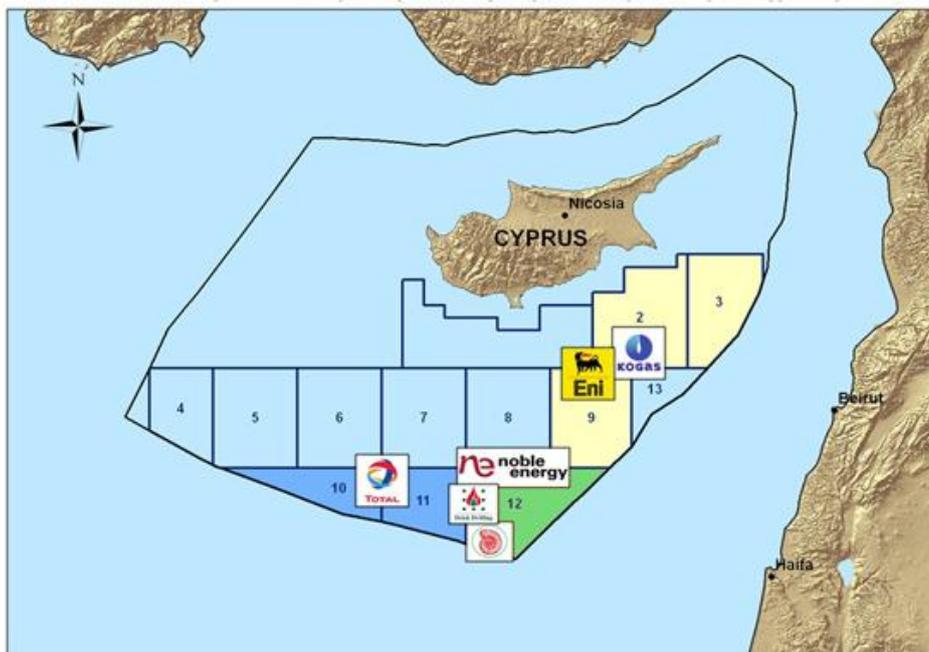
Fonte: elaborazione su dati BP(2015) e EIA(2015).

Le prospettive di sfruttamento dei giacimenti gassiferi del Bacino di Levante – a cavallo delle acque territoriali cipriote, israeliane e libanesi – iniziano ad assumere contorni più definiti. Per una lunga fase la partita energetica regionale è ruotata quasi esclusivamente attorno ai nodi della politica regionale, piuttosto che alle concrete potenzialità estrattive dell'area. La scoperta di giacimenti gassiferi in acque israeliane prima e cipriote poi ha dato infatti il via a una serie di vertenze bilaterali sui diritti di esplorazione e sfruttamento del Bacino – tra Cipro e Turchia così come tra Israele e Libano – che avevano cioè più a che fare con i nodi irrisolti delle relazioni tra i paesi dell'area che con l'energia in sé. Per questa via, la partita energetica era stata messa in ombra da questioni più datate e spinose quali la mancanza di delimitazione di confini tra Israele e Libano o,

piuttosto, la rivendicazione dell'utilizzo di una Zona economica esclusiva da parte delle autorità turco-cipriote, sostenute da Ankara.

Su questo sfondo, **i deludenti risultati delle attività di esplorazione condotte in acque cipriote nel corso dell'ultimo anno – nei blocchi assegnati a Total, da una parte, e a Eni e Kogas, dall'altra** (Cfr. *Focus 21/2015* e *Figura 32*) – sono serviti a sgombrare il campo da molti dei progetti infrastrutturali immaginati nel corso degli ultimi anni. In particolare, il netto ridimensionamento delle aspettative iniziali sull'entità del gas estraibile dalle acque cipriote ha sottratto margini di fattibilità al progetto di costruzione di un impianto di Gnl nei pressi di Vassilikos, da dove il gas avrebbe potuto essere indirizzato verso i mercati europei lungo il Corridoio meridionale. La costruzione dell'impianto di liquefazione del gas – obiettivo e scelta privilegiata dalle autorità cipriote sin dall'avvio della partita energetica regionale – avrebbe potuto potenzialmente fungere anche da approdo del gas estratto in acque israeliane, rendendo così Cipro uno snodo per la distribuzione delle risorse del Bacino. La scarsità delle risorse recuperabili in acque cipriote e la scelta israeliana di commercializzare il surplus di gas verso i mercati sub-regionali (Cfr. *infra*), rendono tuttavia probabile che il flusso di esportazione dal Bacino segua una direttrice sud-orientale, piuttosto che una nord-occidentale verso i mercati europei.

Fig. 32 – I blocchi e le licenze off-shore cipriote



Fonte: Cyprus Observer.

Le scelte di commercializzazione cipriote sono oggi, dunque, essenzialmente legate ai piani di sfruttamento del giacimento di Afrodite (Blocco num.12), il primo ad essere stato scoperto nel 2011 dalla compagnia statunitense Nobel Energy. Il giacimento, pur non conservando risorse tali da giustificare ambiziosi investimenti

infrastrutturali, è infatti l'unico a poter essere considerato commercialmente significativo, come confermato dalla viabilità commerciale annunciata nel corso dell'ultimo trimestre dalle compagnie titolari dei diritti di sfruttamento del giacimento – Delek Drilling e Avner Oil Exploration assieme alla Nobel, che detiene il pacchetto di maggioranza (70%) del relativo Consorzio. A inizio giugno quest'ultimo ha presentato alle competenti autorità cipriote il Piano di sviluppo e sfruttamento del giacimento, che delinea una serie di proposte su metodi e tempistica dei piani di produzione, così come sulle strategie di commercializzazione del gas. Il Piano, adesso allo studio del Ministero dell'Energia cipriota, dovrebbe costituire la base per un successivo accordo tra il Consorzio e il Governo di Nicosia per l'avvio dello sfruttamento. Benché non ne siano stati resi noti i contenuti, secondo la stampa cipriota il Piano non menzionerebbe né la possibilità di esportare il gas via Turchia, né – e più sorprendentemente – quella di costruire un'infrastruttura di collegamento con i giacimenti israeliani, in grado di assicurare i vantaggi di economie di scala. Al contrario, l'opzione apparentemente proposta dal Consorzio alle autorità governativa riguarderebbe l'utilizzo di un impianto di produzione e trattamento del gas fluttuante e di un gasdotto sottomarino che, a partire dal 2019-20, potrebbe collegare il blocco numero 12 della Zona economica esclusiva cipriota con la costa egiziana.

La presentazione del Piano di Sviluppo e Sfruttamento del giacimento di Afrodite ha seguito di circa un mese un **vertice, tenutosi a Nicosia il 29 aprile, tra il Presidente cipriota Nikos Anastasiades, l'omologo egiziano Abdel-Fattah al-Sissi e il Primo ministro greco Alexis Tsipras**. Elemento centrale dei colloqui – che hanno riguardato la cooperazione trilaterale in materia economica e di sicurezza – è stato il confronto sulle prospettive di collaborazione in materia energetica e sulla possibilità di delimitare con accordo tripartito le rispettive zone economiche esclusive marittime.

Nel surriscaldato clima pre-elettorale in Turchia, l'incontro e le prospettive di intesa tripartita in materia energetica tra Cipro e Grecia ed Egitto – il cui governo, considerato golpista, non è riconosciuto da Ankara – hanno suscitato la dura reazione delle più alte autorità turche. In particolare, il Ministro degli Esteri Mevlüt Çavuşoğlu, ribadendo la posizione tradizionalmente tenuta da Ankara rispetto allo sfruttamento del Bacino di Levante, ha riaffermato la invalidità di qualunque accordo sullo sfruttamento delle risorse *off-shore* sottoscritto da Nicosia “unilateralmente”, ovvero senza tener in considerazione i diritti sovrani della (auto-proclamata) Repubblica Turca di Cipro Nord (RTCN). A Çavuşoğlu ha fatto eco il Ministro dell'Energia Taner Yıldız, che ha dichiarato che instradare il gas cipriota verso l'Egitto non sarebbe una scelta economicamente razionale in ragione del calo dei prezzi delle materie prime – restando la Turchia la migliore soluzione per le esportazioni. L'intesa egiziano-cipriota sarebbe dunque frutto di mere scelte politiche in chiave, evidentemente, anti-turca.

Per quanto le dichiarazioni delle autorità turche andassero riportate al clima pre-elettorale, la portata politica dell'incontro e **la sovrapposizione tra vertenze diplomatiche e cooperazione energetica risulta evidente**. Il pericoloso cortocircuito tra i due piani è emerso con maggiore evidenza nella seconda metà di maggio, a seguito della conduzione di un'esercitazione navale congiunta da parte della marina e dell'aviazione egiziana e cipriota –

“CYPEG 01/15” – letta in Turchia come ulteriore controprova della formazione di un blocco ostile al Paese. La sovrapposizione tra vertenze diplomatiche e cooperazione energetica è entrata inoltre prepotentemente nel negoziato di pace, sotto egida ONU, per la risoluzione dell'ormai quarantennale divisione dell'isola di Cipro. Interrotti in ottobre da Nicosia in risposta alla decisione turca di avviare attività esplorative nelle acque ritenute soggette a sovranità turco-cipriota, i negoziati sono ripresi a maggio, dopo l'elezione di un nuovo Presidente nella auto-proclamata Repubblica turca di Cipro Nord. Il clima di tensione generato dai piani di sfruttamento e rapporto delle risorse del Bacino rischia tuttavia di rendere la cooperazione energetica un pericoloso fattore di polarizzazione, piuttosto che un incentivo a individuare possibili compromessi tra le parti. Le dure dichiarazioni del Presidente della Repubblica turca Recep Tayyip Erdoğan – che ha risolutamente ribadito l'indisponibilità a rinunciare alle prerogative sovrane della RTCN sulle proprie risorse off-shore – appaiono un chiaro segnale in questa direzione. Una posizione più conciliatoria è stata invece espressa alla stampa di settore da Charles Ellinas, già al vertice della Cyprus National Hydrocarbons Company, che ha invece sottolineato che, alla fase attuale, i contratti di commercializzazione di gas sono ancora lungi dall'essere conclusi e che, di conseguenza, ci sarebbe tutto il tempo necessario perché questi possano essere finalizzati da un'entità federale a seguito della individuazione di una soluzione alla divisione dell'isola.

Tab. 5 – I giacimenti del Bacino del Levante

PAESE	GIACIMENTO	GMC	ANNO DI SCOPERTA	AZIONISTI	AVVIO
Israele	Leviathan	620	2010	Noble Energy (39,66%) Delek Group (45,34%) Ratio Oil (15%)	2017
Israele	Tamar	280	2009	Noble Energy (36%) Delek Group (31,25%) Isramco (28,75%) Dor Gas (4%)	2013
Cipro	Aphrodite	140	2011	Noble Energy (70%) Delek Group (30%)	2018
Palestina	Gaza Marine	30	2000	BG (60%) Consolidated Contractors International Company (30%) Autorità Palestinese (10%)	n.d.

Problemi di diversa natura sembrano invece ostacolare i piani di sfruttamento dei giacimenti *off-shore* israeliani, i più ingenti del Bacino con riserve stimate attorno ai 900 Gmc di gas. Dopo un lungo dibattito interno sulla quota di produzione da riservare al consumo interno – che aveva già ritardato i piani di sviluppo del maxi-giacimento di Leviatano – è stata l'indagine dell'Autorità Antitrust israeliana avviata lo scorso dicembre contro

Noble Energy e Delek Group ad aprire una nuova fase di scontro politico-istituzionale e di incertezza nelle prospettive di sviluppo del comparto energetico nazionale (Cfr. *Focus* 21/2015). Nella prospettiva di scongiurare la formazione di un monopolio tra le due compagnie, la AAt – capovolgendo un precedente accordo in base al quale esse avrebbero dovuto cedere la partecipazione in due giacimenti minori – aveva infatti stabilito che Noble e Delek avrebbero dovuto cedere parte delle quote dei consorzi titolari dei diritti di sfruttamento dei giacimenti di Leviatano e Tamara.

A seguito delle elezioni per il rinnovo del parlamento israeliano, tenutesi in marzo, e della formazione di un governo guidato da Benjamin Netanyahu, una commissione interministeriale con la partecipazione di rappresentanti dell'AAt ha delineato una bozza di accordo con le compagnie energetiche, finalizzato a prevenire il procedimento giudiziario e a uscire da una impasse legale che minaccia di ritardare ulteriormente i piani di sviluppo energetici israeliani. Tra questi, in particolare, lo sviluppo del giacimento di Leviatano, inizialmente fissato per il 2018 e destinato a sostenere l'incremento della produzione l'avvio delle esportazioni verso mercati regionali.

In base all'accordo, raggiunto con l'assenso delle due compagnie, le sussidiarie del gruppo Delek – Delek Drilling and Avner Oil Exploration – avrebbero dovuto cessare la partecipazione al giacimento di Tamara entro sei anni, mentre Noble avrebbe dovuto ridimensionare la propria partecipazione dal 36% al 25%, rimanendo operatore del giacimento. Alle due compagnie sarebbe stato inoltre richiesto di vendere le proprie quote nei giacimenti minori di Karish e Tanin. Ciò avrebbe permesso loro di conservare l'attuale controllo del giacimento di Leviatano, per la commercializzazione del cui gas l'accordo stralciava inoltre la richiesta che ciascun azionista vendesse la propria quota di produzione separatamente sul mercato israeliano, per favorire maggior competizione e ridimensionare i prezzi finali – una delle richieste inizialmente avanzate dall'AAt.

Innanzi alla notizia della preliminare definizione dell'accordo, il Commissario antitrust David Gilo ha rassegnato le proprie dimissioni, avviando una fase di duro confronto politico-istituzionale che ha incrinato anche la compattezza del Governo Netanyahu e si è allargato anche a manifestazioni di piazza a fine giugno a seguito della pubblicazione dei termini del compromesso. La risicata maggioranza parlamentare a disposizione del Governo (61 seggi su 120) non ha d'altra parte permesso a esso, come auspicato, di ottenere un voto favorevole alla proposta di aggirare il procedimento antitrust in ragione della rilevanza della materia per la sicurezza nazionale – decretata all'unanimità, a fine giugno, dalla Commissione Ministeriale per la Sicurezza Nazionale.

Ad approfondire l'incertezza sulla regolamentazione del comparto energetico nazionale contribuisce d'altra parte la circostanza che sul tavolo negoziale ci sarebbero anche, oltre agli assetti proprietari dei maggiori giacimenti gassiferi e alle modalità di commercializzazione sul mercato interno, la definizione di un tetto ai prezzi praticati nel medesimo e la possibile revisione delle quote destinate alla esportazione – determinante per garantire agli investitori margini di guadagno più elevati. Non secondariamente, la tempistica di cessione delle quote possedute da Noble e Delek Group nei giacimenti di Tamara e Leviatano o in quelli minori di Karish e Tanin – dai 18 mesi ai sei anni – è

ulteriore fattore di incertezza che pesa sul coerente sviluppo del comparto del gas israeliano.

In questo contesto, **le ripercussioni della *querelle* interna a Israele sembrano riverberarsi, prima ancora che sulla tempistica di sfruttamento del potenziale estrattivo del giacimento di Leviatano – inverosimile prima del 2020 – sulla stessa appetibilità del comparto per gli investitori esteri.** Le difficoltà mostrate da Tel Aviv nel venire a capo della crisi politico-istituzionale rischiano infatti di scoraggiare nuovi investitori esteri, in una fase in cui sarebbe invece imprescindibile attirare nuovi capitali stranieri. Un esempio in questo senso è dato da Edison che, già presente in qualità di operatore in attività estrattive nei giacimenti *off-shore* di Neta e Royee, aveva dichiarato lo scorso anno il proprio interesse a rilevare le quote azionarie di Nobel e Delek nei giacimenti di Karish e Tanin. La mancanza di chiarezza sugli sviluppi regolamentari del comparto e sulla tempistica di riorganizzazione dello stesso, sembra tuttavia aver raffreddato l'interesse della società.

Nonostante la perdita di terreno rispetto alla possibile partecipazione ai piani di esportazione del gas che andrà in estrazione nel Bacino di Levante, la strategia energetica della Turchia continua a ruotare attorno alla massimizzazione dei canali di approvvigionamento di gas, nell'ottica di far valere la propria strategica collocazione geografica allo snodo tra le direttrici nord-sud ed est-ovest dello scacchiere eurasiatico.

Colonna portante della strategia di approvvigionamento multiplo è il gasdotto Trans-Anatolian Pipeline (Tanap), la cui cerimonia di inaugurazione dei lavori si è tenuta lo scorso marzo. Frutto di un'intesa turco-azerbaigiana, il Tanap svolge una duplice funzione per la politica energetica di Ankara. Da un lato, esso nasce e inizierà a funzionare dal 2019 in risposta alle esigenze di esportazione del gas azerbaigiano, estratto dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento caspico di Shah Deniz, verso il mercato turco e quelli europeo-meridionali. La capacità iniziale del gasdotto (16 Gmc/a) potrebbe tuttavia essere scalata sino a 23 Gmc/a entro il 2023 e sino a 31 Gmc/a entro il 2026, permettendo alla Turchia di incrementare i flussi in entrata e in transito.

Indipendentemente dalle difficoltà del negoziato per l'accesso all'Unione europea – di fatto congelato – il ruolo di snodo energetico regionale perseguito dalla Turchia è peraltro pienamente conforme alla strategia energetica perseguita dall'Ue nell'ottica della diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas. L'elevato grado di convergenza tra interessi e politiche di Ankara e Bruxelles è evidente soprattutto nella direttrice caspica della politica di approvvigionamento turca (Cfr. § 2.2), ma potrebbe nondimeno riprodursi anche rispetto all'apertura di un flusso di transito da sud – dall'Iraq come dall'Iran.

L'accordo sul nucleare siglato lo scorso 14 luglio tra i membri permanenti del Consiglio di Sicurezza dell'ONU e la Germania, da una parte, e l'Iran dall'altra potrebbe infatti restituire un attore di primo piano alla partita energetica eurasiatica. Per quanto sia difficile, allo stato attuale, poter prevedere l'impatto dell'accordo sull'aumento della capacità di produzione di idrocarburi iraniana, tuttavia esso potrebbe nel medio periodo rilanciare le attività di esplorazione e sfruttamento delle risorse

energetiche nazionali, assicurando ingenti volumi di idrocarburi ai mercati regionali e internazionali. Questa prospettiva potrebbe essere tanto più interessante rispetto al comparto del gas, risorsa di cui, nonostante l'elevato volume di riserve provate, l'Iran non ha sino a oggi mai sfruttato appieno il potenziale.

L'accordo con l'Iran e la progressiva rimozione delle sanzioni avrà un duplice effetto sullo sviluppo del comparto energetico. **Da un lato, esso libererà risorse finanziarie interne attualmente congelate e, dall'altro, potrà permettere l'afflusso di nuovi capitali esteri. Mentre le prime potrebbero essere sufficienti al rilancio del comparto petrolifero, i secondi appaiono imprescindibili – unitamente al collegato know how – nell'ottica di fruttare coerentemente il potenziale estrattivo gassifero.** In ogni caso, e al di là delle restrizioni agli investimenti internazionali che potranno permanere nel breve periodo, gli ambiziosi obiettivi di crescita della produzione petrolifera annunciati dal Ministro iraniano del Petrolio, Bijan Zangeneh – 1,2 milioni di barili al giorno (mb/g) entro tre mesi dalla rimozione delle sanzioni – appaiono inverosimili. Secondo stime internazionali, ci vorrà invece un anno prima che 0,8 mb/g di greggio e condensati possano essere immessi sul mercato, portando la produzione totale sino a 3,6 mb/g. Nel breve periodo l'impatto atteso sui mercati petroliferi sarà dunque limitato e, d'altra parte, dipenderà in maniera decisiva dalla capacità di Teheran di razionalizzare un consumo interno di energia cresciuto a dismisura nel corso dell'ultimo decennio.

Non meno **ambiziosi, nonché controversi, sono poi gli obiettivi governativi di Teheran sulla crescita della produzione di gas – risorsa della quale, secondo BP, l'Iran conserverebbe le più ingenti riserve provate su scala mondiale.** A fronte di un potenziale così elevato, produzione e consumo annuo di gas si equivalgono (rispettivamente 176.2 Gmc e 170,2 Gmc nel 2014) e, oltretutto, in periodi di picco della domanda l'Iran è costretto a ricorrere a importazioni dall'estero – in particolare dal confinante Turkmenistan. Nonostante la difficile situazione corrente, Teheran punta già entro il 2018 a raggiungere un livello di produzione di 330 Gmc/a, secondo un programma che – come dichiarato di recente da rappresentanti della compagnia nazionale del gas – richiederebbe un investimento totale pari a 100 miliardi di dollari. Tale investimento, per ottenere il quale l'Iran avrebbe già avviato contatti con diverse controparti europee, permetterebbe infatti di rafforzare tanto le attività di upstream quanto gli impianti di trattamento e la rete di distribuzione. Mentre dalla prima angolatura sarebbe principalmente il compimento delle diverse fasi di sviluppo del maxi-giacimento di South Pars ad assicurare un primo balzo nella produzione, dal secondo punto di vista sarebbe necessario incrementare il numero degli impianti di trattamento da 13 a 19, delle stazioni di compressione del gas da 71 a 91 e portare infine la lunghezza della rete da 35.000 a 40.000 chilometri.

Al di là dei programmi governativi, appare tuttavia inverosimile che, pur attirando investimenti internazionali nel comparto del gas, l'Iran riesca ad avere prima del 2020-2021 un surplus di gas da indirizzare verso i mercati europei. Questi ultimi, sin dalla fase di progettazione dei primi gasdotti lungo il Corridoio meridionale dell'Ue, avevano rappresentato un obiettivo centrale delle autorità iraniane. Autorità che oggi dichiarano di

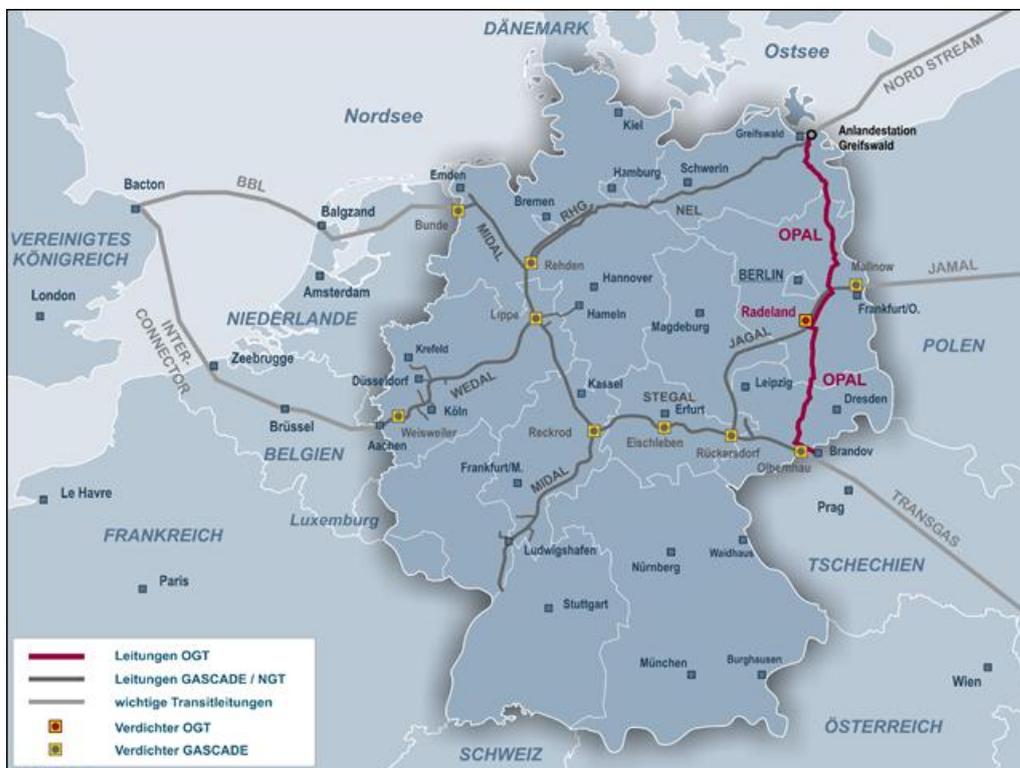
aver messo allo studio diverse opportunità di esportazione verso l'Europa. Tra queste, due appaiono le più concrete. La prima vedrebbe la partecipazione iraniana al gasdotto Trans-anatolico – possibilità peraltro già accolta con favore tanto dalle autorità turche che da quelle azerbaijane – mentre la seconda ruoterebbe attorno alla costruzione di impianti di liquefazione del gas (o all'utilizzo di impianti fluttuanti) nel Golfo Persico.

3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI DEL GAS

3.1 CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

Smentendo di fatto una decisione comunicata in gennaio dal Presidente del Consiglio di Amministrazione di Gazprom, Viktor Zubkov, la compagnia russa si è accordata con partner europei per il progetto di raddoppio del Nord Stream. In gennaio, Zubkov aveva infatti comunicato alla stampa (Cfr. *Focus* 21/2015) che il progetto di aumento della capacità di esportazione attraverso il canale baltico era stato annullato in ragione della contrazione dei prezzi del gas e della “complessa” situazione politica frutto delle tensioni russo-europee. Tensioni in ragione delle quali apparivano scarse le possibilità che la Commissione europea potesse accordare a Gazprom, come richiesto dalla compagnia russa, un'esenzione dall'applicazione della normativa contenuta nel Terzo pacchetto sull'energia, che di fatto ha precluso ad essa l'utilizzo a piena capacità del gasdotto OPAL – arteria imprescindibile per raggiungere i mercati centro-europei.

Fig. 33 – Il corridoio nord-orientale e il gasdotto OPAL



Fonte: Gazprom.

Tuttavia, con una inversione di marcia parzialmente inattesa, in occasione del Forum economico tenutosi a San Pietroburgo a metà giugno, Gazprom, E.On, Shell e OMV hanno siglato un Memorandum di intesa per la costruzione della terza e della quarta linea del Nord Stream. Al progetto potrebbe inoltre prendere parte anche BASF, secondo quanto reso noto dopo un incontro di lavoro tenutosi a Berlino, a inizio luglio, tra i rappresentanti della compagnia tedesca e quelli di Gazprom.

Il progetto di raddoppio, annunciato già al momento della inaugurazione della seconda linea del gasdotto, porterebbe la capacità totale di trasporto annuo di gas dagli attuali 55 Gmc sino a 110 Gmc/a a partire dal 2019 e con un investimento stimato attorno ai 9 miliardi di dollari – assicurati per il 30% dai partecipanti e per il restante 70% da finanziamenti privati. Gazprom controllerebbe il 51% dell'infrastruttura, mentre il restante 49% sarebbe suddiviso tra i tre partner europei. L'Amministratore delegato di Gazprom, Alexei Miller, ha inoltre sottolineato come il lavoro preliminare all'avvio della costruzione del Nord Stream sia già sostanzialmente concluso, e che i partner sarebbero pronti ad avviare la Fase della pianificazione e progettazione di base (Front-End Engineering and Design, FEED) a seguito della firma dello Shareholders' Agreement che potrebbe avvenire già il prossimo settembre.

L'interesse di E.On, Shell e OMV al raddoppio del gasdotto dimostra una volta di più le differenti percezioni sulla profittabilità della cooperazione con la Russia che caratterizzano lo spazio europeo. Nel sottolineare le ragioni di tale interesse, rappresentanti della OMV hanno evidenziato le presunte necessità di aumento della capacità di importazione europea a fronte del continuo calo della produzione – che entro il 2030 potrebbe contrarsi fino a 185 Gmc/a dai 275 del 2010.

La tempistica di realizzazione del progetto, d'altra parte, ricalca significativamente quella della conclusione del contratto di vendita e transito di gas tra Gazprom e Kiev. Non diversamente da quanto preventivato per il Turkish Stream (Cfr. § 3.2), **la volontà di inaugurare la prima delle due linee entro l'ultimo trimestre del 2019 (un anno prima della inaugurazione della seconda) lascerebbe preventivare che l'aumento di capacità del Nord Stream potrebbe essere funzionale a reindirizzare in flussi oggi in transito attraverso l'Ucraina** (53 Gmc nel 2014), che in diverse circostanze rappresentanti di Gazprom hanno dichiarato di non voler procrastinare oltre i termini della scadenza del contratto attualmente in vigore.

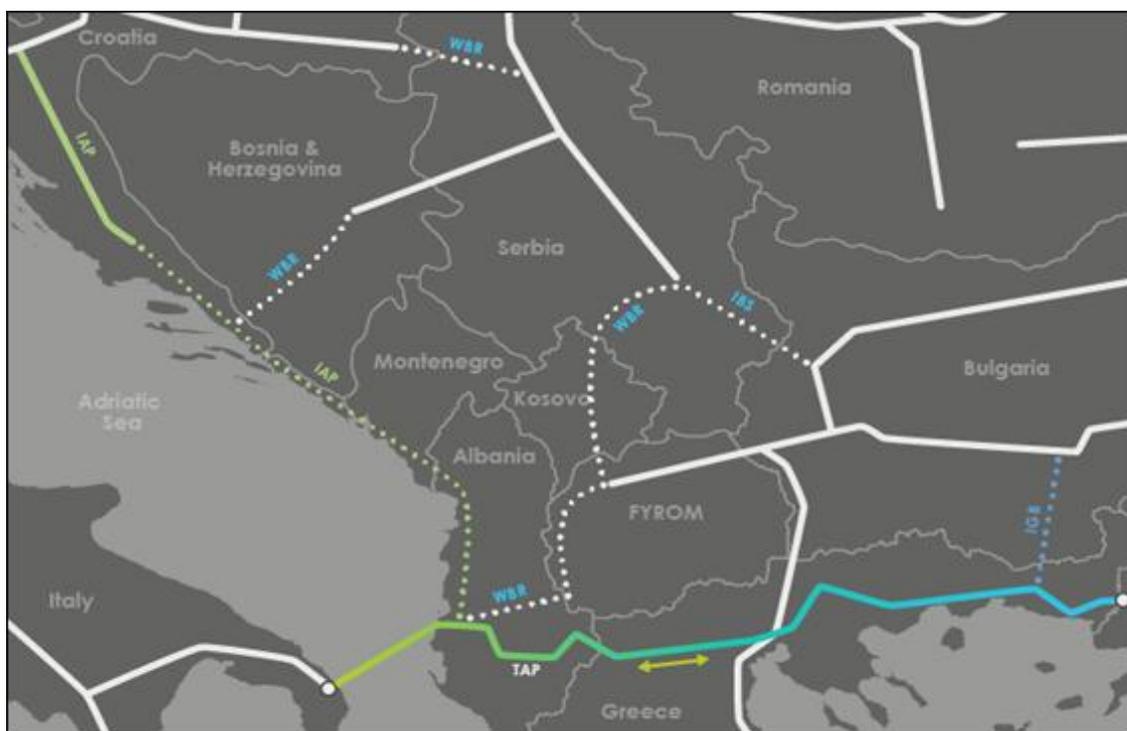
Ad aggiungere interesse allo sviluppo del progetto Nord Stream contribuisce inoltre la circostanza che il Governo russo, come confermato da rappresentanti di Gazprom, sia intenzionato a permettere alla compagnia di mettere all'asta parte della capacità oggi inutilizzata del gasdotto. Nonostante il recente aumento delle esportazioni lungo il canale baltico – apparentemente frutto del re-indirizzamento dei flussi già instradati attraverso l'Ucraina – il Nord Stream continua infatti a funzionare ben al di sotto della propria capacità massima (34 Gmc/a nel 2014 a fronte di una capacità di 55 Gmc/a) soprattutto in ragione della menzionata impossibilità di pieno utilizzo dei gasdotti attraverso i quali

instradare il gas verso i mercati centro-europei. Su questo sfondo, già in settembre una prima asta rivolta a compagnie russe potrebbe interessare una capacità di esportazione pari a 3 Gmc/a. Nonostante l'apparente marginalità della quota messa a disposizione di terze parti russe, la rilevanza della decisione deriva dalla circostanza che essa equivarrebbe alla abolizione del monopolio esercitato da Gazprom sulle esportazioni via gasdotto, in maniera non dissimile a quanto già in via di predisposizione per le esportazioni di GNL (Cfr. *Focus* 21/2015).

3.2 CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

A conclusione di un iter autorizzativo rivelatosi in Italia più tortuoso del previsto, lo scorso 20 maggio il Trans-Adriatic Pipeline, deputato al trasporto del gas azerbaigiano dalla Grecia alla costa pugliese, ha ottenuto dal Ministero per lo Sviluppo economico il Decreto di autorizzazione unica. Con il Decreto – che segue il pronunciamento sulla compatibilità ambientale del Ministero dell'Ambiente e il via libera da parte del Consiglio dei Ministri – vengono autorizzate la costruzione e l'esercizio del gasdotto, i lavori dovrebbero essere avviati entro la data massima indicata del 16 maggio 2016. Inoltre, in linea con la tempistica dei lavori lungo tutto il corso del Corridoio tra il Mar Caspio e l'Adriatico, è stato stabilito che i lavori dovranno terminare entro il 31 dicembre 2020. Infine, e non secondariamente, coerentemente ai pronunciamenti governativi degli ultimi mesi, il Decreto ha sancito pubblica utilità, indifferibilità e urgenza del gasdotto, autorizzando così anche eventuali espropri. La circostanza risulta tanto più rilevante, politicamente prima ancora che normativamente, in ragione della perdurante opposizione delle autorità locali – prima tra tutte della Regione Puglia – alla posa dell'infrastruttura.

Fig. 34 – Il Trans Adriatic Pipeline e le strutture collegate



Fonte: TAP.

La strategicità e profittabilità del gasdotto per il sistema paese italiano è stata confermata dall'interesse espresso da Snam, attraverso l'Ad Carlo Malacarne, a rilevare una quota del 20% del Consorzio TAP. La quota, di un valore stimato attorno ai 400 milioni di euro, potrebbe essere resa disponibile dagli azionisti – quali Statoil o BP – impegnati principalmente in attività di estrazione, più che di trasporto dell'energia. Nella visione di Malacarne, a rendere profittabile l'investimento sono le clausole *ship or pay* – che vincolano cioè gli acquirenti al pagamento del trasporto del gas anche nel caso di mancato ritiro – che accompagnano i contratti di lungo periodo già siglati per la commercializzazione del gas azerbaijano.

La strategicità del TAP a un più ampio livello europeo è stata una volta di più sottolineata nell'ambito delle iniziative lanciate dalla Commissione europea in vista della creazione dell'Unione energetica, con particolare riferimento alle interconnessioni del gas. In questo ambito, il 10 luglio si è riunito, a Dubrovnic, un vertice che ha visto la partecipazione di 15 paesi dell'Unione e della Comunità energetica dell'Europa centro e sud-orientale. Obiettivo del vertice la cooperazione finalizzata all'accelerazione della predisposizione dei collegamenti infrastrutturali mancanti della soluzione delle problematiche di natura tecnica e regolamentaria che minacciano la sicurezza dell'approvvigionamento e ostacolano lo sviluppo di un mercato regionale dell'energia integrato e concorrenziale. Il memorandum di intesa siglato a margine del vertice e finalizzato alla progressiva integrazione dei mercati energetici dei firmatari ha identificato, in allegato, una serie di infrastrutture la cui realizzazione è stata giudicata di prioritari importanza. Tra queste, figura significativamente anche il TAP e il collegato Interconnettore Grecia-Bulgaria (IGB), mentre il gasdotto Ionian Adriatic Pipeline (IAP), anch'esso diramazione del TAP tra Albania e Croazia, sarà valutato in occasione del prossimo vertice del gruppo.

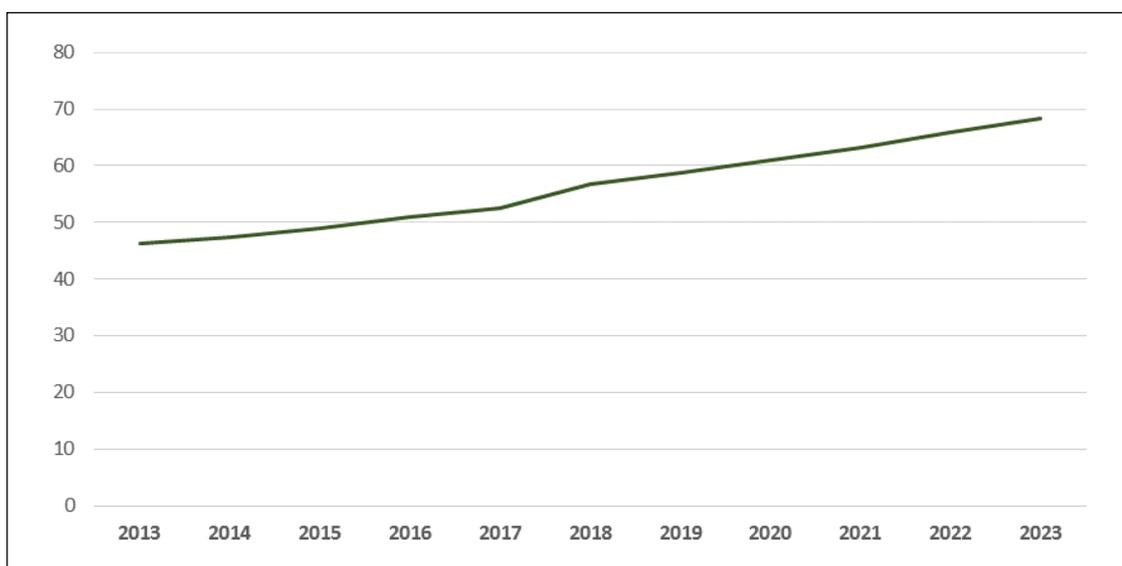
Fig. 35 – La rotta del gasdotto Turkish Stream



Fonte: Gazprom.

Un fase di profonda incertezza sembra attraversare il nuovo pilastro infrastrutturale della strategia energetica russa verso l'Europa centro-meridionale, il cd. Turkish Stream. Nato sulle ceneri del South Stream, il gasdotto ne ha ereditato tanto la conformazione che la logica. Come il predecessore, il Turkish Stream sarebbe difatti deputato al trasporto di 63 Gmc/a di gas lungo quattro linee parallele attraverso il Mar Nero, a partire dai terminali russi di Russkaya. A differenza del South Stream, progettato tra la costa russa e quella bulgara, il nuovo gasdotto approderebbe in Turchia, paese in grado, sulla carta, di offrire a Gazprom diversi vantaggi a fronte del mantenimento degli obiettivi originari del progetto – ovvero potenziamento della capacità di esportazione verso i mercati dell'Europa danubiano-balcanica e aggiramento del transito attraverso il territorio ucraino.

Fig. 36 – L'andamento previsto della domanda di gas in Turchia



Fonte: elaborazione su dati EIA(2015) e BMI(2015).

Due i principali vantaggi offerti dalla Turchia – oggi seconda solo alla Germania nella lista dei clienti di Gazprom (26,9 Gmc nel 2014) – **nella duplice veste di cliente finale di energia e di potenziale snodo per il transito del gas russo.** Dalla prima angolatura, quello turco è uno dei pochi mercati regionali del gas dove la domanda abbia continuato a crescere a tassi significativi e nel quale sia prevista dalle autorità locali un'ulteriore espansione, nel breve e medio periodo, delle necessità di importazione (Cfr. *Figura 36*). Secondariamente, la Turchia offre potenzialmente uno strategico canale di accesso ai mercati europei, tanto poiché non soggetta a una normativa europea che ha già dimostrato di poter ostacolare i piani infrastrutturali di Gazprom (Cfr. § 2.1), quanto per la prossimità geografica al confine greco. La duplice valenza della Turchia per la strategia russa è d'altra parte inscritta nella stessa configurazione del Turkish Stream, così come si è andata delineando nel semestre appena concluso. Il gasdotto, difatti, è previsto entrare in territorio turco nei pressi di Kiyikoy, sulla costa tracia e, dopo aver raggiunto lo snodo di

distribuzione di Luleburgaz – da dove il gas sarà immesso nella rete turca – terminerà al confine greco nei pressi di Ipsala. Da qui, il gasdotto potrà poi instradare i volumi non commercializzati in Turchia – ovvero la capacità di tre delle quattro linee dell'infrastruttura (circa 47 Gmc/a) – verso la Grecia e i mercati europei.

Coerentemente con la configurazione del progetto Turkish Stream e con la logica ad essa sottostante, **Gazprom ha avviato negoziati tanto con le controparti turche – autorità governative e compagnia energetica Botas – che con quella greca. In entrambi i casi, tuttavia, le problematiche connesse alla finalizzazione del progetto appaiono tutt'altro che secondarie.**

In occasione del Forum Economico di San Pietroburgo, i ministri russo e greco competenti in materia energetica hanno siglato un Memorandum di intesa per il prolungamento in territorio greco del Turkish Stream – che, stanti le perplessità del governo greco sulla denominazione dell'infrastruttura, dal confine in poi verrebbe rinominato “South-European gas pipeline”. In linea con quanto già preannunciato nei mesi passati, il Ministro dell'Energia russo Alexander Novak ha ribadito che la proprietà dell'infrastruttura in territorio greco sarà suddivisa al 50% tra compagnie greche e russe e, inoltre, che a finanziare la costruzione del gasdotto – per un ammontare di circa 2 miliardi di euro – potrà essere la banca di sviluppo statale russa, Vnesheconombank, o altre banche del paese. Il prestito potrà essere ripagato attraverso le tasse di transito (circa 500 milioni di euro l'anno) che la Grecia potrebbe incassare dal gasdotto. La tempistica di realizzazione del South-European gas pipeline – con la conclusione dei lavori fissata entro il 2019 – ricalca quella del Turkish Stream e, soprattutto, la conclusione del contratto decennale siglato da Gazprom nel 2009 con Kiev, alla scadenza del quale la compagnia russa potrebbe sulla carta reindirizzare i flussi di gas oggi transitanti dal territorio ucraino.

Anche senza considerare le problematiche finanziarie legate all'adeguamento della rete infrastrutturale russa in una fase in cui i piani di investimento sulle diverse direttrici di esportazione sembrano non essere in linea con le capacità d'investimento, **il progetto russo sembra scontare difficoltà non dissimili a quelle già fronteggiate dal South Stream sul versante della domanda rivolta al gasdotto.** Gli ultimi dati pubblicati sul consumo europeo di gas mostrano infatti – complice un inverno mite – un nuovo calo dei consumi, contrattisi nel 2014 dell'11,2% su base annua. Difficile dunque pensare che i mercati regionali cui il South-European gas pipeline si rivolge possano assorbire i 47 Gmc/a preventivati. D'altra parte, e **non secondariamente, lo stato delle infrastrutture esistente non consentirebbe un aumento così significativo dei volumi in transito, anche a seguito di investimenti in ammodernamento delle interconnessioni** – che potrebbe aumentare la capacità di trasporto, secondo stime accreditate, non oltre i 10 Gmc/a. Al contempo, la costruzione di una nuova infrastruttura dedicata in territorio comunitario riaprirebbe la vertenza russo-europea legata al rispetto della normativa comunitaria che già aveva minato le fondamenta del progetto South Stream.

Segnali tutt'altro che incoraggianti giungono anche sul versante dei rapporti tra Russia e Turchia, che pur sembrava essere la componente più agevole del progetto, per lo meno nell'ottica della posa della prima delle quattro linee del Turkish Stream. Della capacità di

circa 15 Gmc/a di gas esportabili attraverso la prima delle quattro linee parallele del gasdotto, la direttrice di esportazione turca sarebbe infatti l'unica ad avere tutti i requisiti necessari di fattibilità, tanto in termini di domanda finale quanto di offerta – anche in considerazione degli investimenti già effettuati da Gazprom (Cfr. *Focus* 21/2015).

A fronte di un parziale passo in avanti sulla strada della definizione degli accordi bilaterali necessari alla costruzione dell'infrastruttura – ovvero la concessione dei permessi per le attività di rilevazione ingegneristica nella zona economica esclusiva turca nel Mar Nero – il negoziato per la definizione di un accordo intergovernativo resta ancora in fase di stallo. Se, da un lato, ha certamente pesato sulla definizione dell'accordo la fase elettorale turca attraversata dalla Turchia e la successiva difficoltà di definizione di un nuovo governo, il negoziato sembra essersi arenato su questioni più tecniche. Nonostante le difficoltà che Ankara fronteggia nel dare concretezza a un ruolo di snodo regionale della distribuzione di idrocarburi lungo gli assi nord-sud ed est-ovest, nondimeno le prospettive di medio periodo di approvvigionamento multiplo di gas dall'area caspica e mediorientale conferiscono al Governo un più solido potere negoziale. Potere negoziale che, apparentemente, la Turchia mira a far valere tanto nell'ottica di ottenere prezzi vantaggiosi di acquisto del gas quanto nell'ottenimento di diritti di ri-esportazione, che contrastano con la tradizionale tendenza di Gazprom a imporre clausole “di destinazione” per l'utilizzo della risorsa nei contratti bilaterali di commercializzazione. D'altra parte, la costa della Turchia resta l'unico approdo sul Mar Nero in grado di permettere a Mosca di aggirare le problematiche connesse all'adeguamento alla normativa europea contenuta nel Terzo pacchetto sull'energia.

Le difficoltà negoziali fronteggiate con la Turchia potrebbero rappresentare una delle motivazioni che, in chiave di tattica negoziale, hanno spinto Gazprom, da un lato, a rilanciare il progetto Nord Stream lungo la direttrice di esportazione baltica (Cfr. § 3.1) e, dall'altro, a operare una serie di inversioni di rotta proprio rispetto alla costruzione del Turkish Stream. In primo luogo, rappresentanti di Gazprom, prospettando una nuova inversione di rotta rispetto alla decisione di cancellare il progetto South Stream, hanno dichiarato alla Duma la propria intenzione di costruire la tratta sottomarina del gasdotto sino al punto in cui questa può potenzialmente prendere la rotta verso la costa turca o verso quella bulgara – approdo originario del South Stream. In secondo luogo, e inaspettatamente, Gazprom ha comunicato la volontà di recedere rispetto al contratto già siglato con Saipem per la posa *off-shore* delle tubature pur nella consapevolezza di incorrere nelle penali contrattuali del caso.

PARTE II - APPROFONDIMENTO

DA ALGERI A TRIPOLI. LA SFIDA GEOPOLITICA ALLA SICUREZZA ENERGETICA DELL'ITALIA

di Mirko Lapi

INTRODUZIONE

Come dimostrato dai recenti attentati condotti contro turisti occidentali in Tunisia, dal perdurare degli scontri in Libia e, non ultimo, dal recente attacco contro il consolato italiano al Cairo, nel complesso il Nord Africa presenta una situazione carica di criticità che, difficilmente risolvibile nel breve periodo, rischia di destabilizzare un'area che rappresenta un interesse strategico primario per l'Italia e per l'Unione europea.

Per quanto concerne l'UE, tuttavia, fino ad oggi la sponda meridionale del Mediterraneo non è stata elemento prioritario della politica estera comune, principalmente a causa della differente priorità accordata all'area da parte delle diverse politiche esterne nazionali. In tal senso, negli ultimi due decenni la dimostrazione più evidente delle divergenti dinamiche politiche a livello europeo è stata il dualismo tra le priorità francesi e quelle tedesche, con Parigi impegnata a rilanciare l'attenzione sul Mediterraneo e Berlino più proiettata verso lo spazio post-sovietico.

Nell'attuale congiuntura, contrassegnata da una permanente incertezza e da un continuo congelamento decisionale per tutto ciò che è altro rispetto alla questione "Grexit" e alla stabilità macroeconomica, il rischio che si profila è quello di non analizzare adeguatamente i rischi per la sicurezza europea derivanti dal perdurare della situazione di instabilità politica e socio-economica nell'area nordafricana.

L'azione dell'UE rispetto all'area si articola su diversi settori, in primis quello commerciale, ma in alcune circostanze sembra mancare della lettura d'insieme della regione e delle sue problematiche e della profondità d'azione necessarie a operare in una realtà complessa come quella nordafricana nonché a dare sostanza alle dichiarazioni ufficiali. A dimostrazione di ciò, in una comunicazione di maggio 2011 – quindi nel pieno delle rivolte arabe – nonostante l'allora Alto Rappresentante per la Politica Estera e la Sicurezza abbia affermato che "*...the persistence of protracted conflicts affecting a number of partner countries is a serious security challenge to the whole region. UE geopolitical, economic and security interests are directly affected by continuing instability*", non appare alcun riferimento al Maghreb, se non per sottolineare la necessità di facilitare i transiti commerciali con i Paesi della regione¹.

¹ Nella Comunicazione il concetto espresso dall'Alto Rappresentante viene ricondotto al conflitto israelo-palestinese, ai conflitti nel Medio Oriente, al Sud Caucaso, alla Repubblica della Moldova e al Sahara occidentale.

Negli ultimi quattro anni poco sembra essere cambiato, nonostante un primo recente tentativo di rinvigorismento della Politica europea di vicinato (PEV)². Il 4 marzo 2015, Federica Mogherini e Johannes Hahn (Commissario per la Politica di vicinato e dei negoziati per l'allargamento), nel corso di una conferenza stampa congiunta, hanno annunciato l'avvio di una nuova consultazione tra i Paesi membri finalizzata a ripensare il programma. Tuttavia, in attesa dei prossimi sviluppi, quello che sembra emergere è il perdurare della mancanza di una linea strategica comune nei confronti di un Mediterraneo meridionale all'interno del quale l'Italia è obbligata a giocare un ruolo di primo piano.

A differenza di quanto accade per i Paesi nel Nord Europa, più prossimi geograficamente e culturalmente al teatro di crisi ucraino, l'Italia si trova coinvolta, anche per prossimità geografica, nelle dinamiche politiche nordafricane, sospesa tra il ruolo passivo rispetto a fenomeni strutturali – come gli squilibri demografici o lo jihadismo globale – e il ruolo attivo di partner commerciale, culturale e politico privilegiato per i decisori politici nordafricani.

In altre parole, come ben affermava Zannoni quasi venti anni fa, "...a causa della centralità della sua posizione geografica, l'Italia è chiamata a svolgere una funzione di fulcro in un'area mediterranea che la obbliga, volente o nolente, ad assumere una funzione di termoregolatore del sistema che è attualmente un coacervo di attori nazionali [e non] con caratteristiche politiche, istituzionali e funzionali differenti l'uno dall'altro"³. La sicurezza e l'economia dell'Italia, quale parte integrante del Mediterraneo, sono indissolubilmente legate alla stabilità del Nord Africa.

LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA E IL NORD AFRICA

All'intersezione tra le questioni di sicurezza in senso stretto e le questioni economiche nella loro accezione più ampia, la **questione dell'approvvigionamento energetico riveste un'importanza centrale nella proiezione politica dell'Italia nell'area nordafricana**. Sebbene infatti negli ultimi 10 anni il consumo di energia in Italia sia diminuito in ragione della bassa crescita del PIL e di una diminuzione dell'intensità energetica dell'economia, dall'altro il livello di dipendenza dalle importazioni rimane attorno al 75%(v. § 1.1). L'accesso a forniture internazionali di energia stabili rimane dunque un elemento chiave non solo della competitività economica del Paese, ma anche della garanzia di regolare funzionamento della società nel suo insieme.

L'area nordafricana in questo senso assume una particolare rilevanza per gli interessi italiani, **in misura nettamente superiore a quanto non accada per gli altri grandi Paesi europei**. Le forniture di idrocarburi provenienti dalla sponda meridionale del Mediterraneo incidono infatti sulle importazioni energetiche italiane (22,4%) in misura più

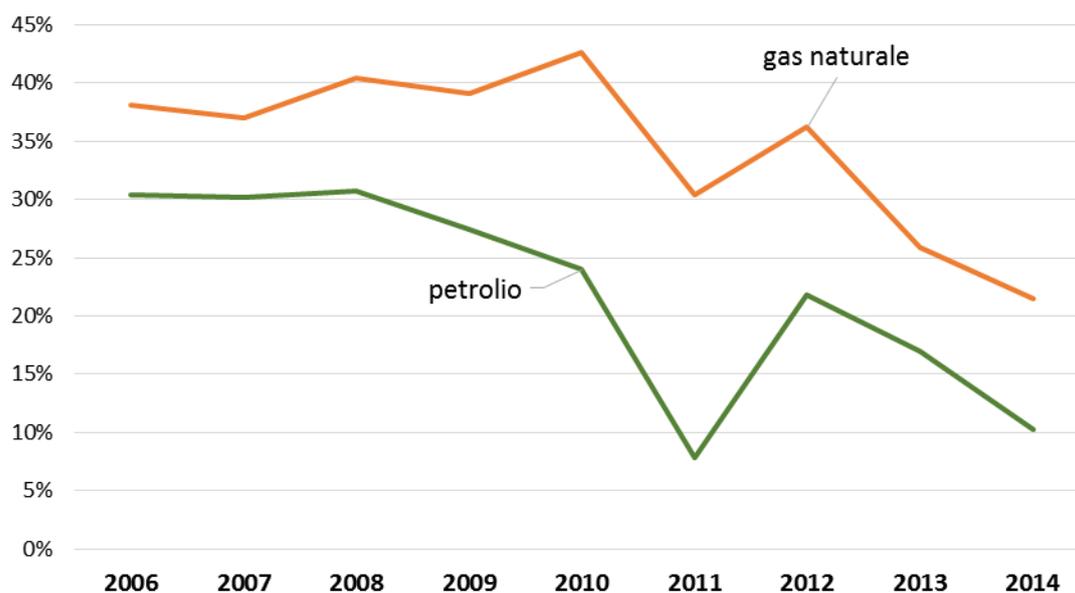
² La PEV creata nel 2004, si sviluppa attraverso il Partenariato orientale comprendente: Armenia, Azerbaijan, Georgia, Moldova, Ucraina e Bielorussia e il Partenariato meridionale: Algeria, Marocco, Tunisia, Libia, Egitto, Israele, Giordania, Libano, Palestina e Siria. Entrambi i partenariati sono stati formalizzati nel 2008.

³ Fulvio Zannoni, *La frontiera liquida*, Edizioni Diabasis, Reggio Emilia 1996.

che doppia di non quanto non accada nel caso della Germania (8,1%) e della Francia (9,7%)⁴.

Se si guarda ai dati relativi alla quota di gas naturale e petrolio nordafricani sul totale dei consumi nazionali (v. Fig. A1), due elementi appaiono evidenti: il primo è l'importanza assoluta dei flussi, il secondo è **l'impatto estremamente negativo che la recente instabilità politica nella regione ha avuto sui flussi.**

Fig. A1 – Le importazioni di gas e petrolio libiche e algerine sul totale dei consumi italiani



Fonte: elaborazione su dati MiSE(2015) e UP(2015).

Con le crisi del 2011, il sistema di approvvigionamento nazionale è stato messo alla prova. Gli operatori italiani si sono infatti trovati nella condizione di dover sostituire in tempi molto rapidi una parte rilevante dei flussi di importazione di idrocarburi. Il periodo critico è stato superato senza gravi problemi dal sistema di approvvigionamento nazionale, in quanto dotato di ampie infrastrutture di importazione di riserva, nel caso del gas, e in quanto inserito in un mercato globale in grado di fornire alternative, nel caso del petrolio.

Soprattutto nel caso del gas naturale, che sconta una maggiore rigidità infrastrutturale, resta tuttavia il fatto che la **riduzione delle importazioni dalla regione ha reso il sistema più vulnerabile rispetto alla crisi.** Inoltre, la portata negativa degli eventi è stata mitigata dalla debolezza della domanda causata dagli effetti della crisi economica, mentre avrebbe potuto essere molto più marcata nel caso i consumi fossero continuati a crescere come negli anni precedenti alla crisi.

⁴ Le relazioni economiche tra Italia e Mediterraneo – 4° rapporto annuale, Osservatorio Permanente sulle relazioni economiche tra l'Italia e il Mediterraneo, 2014.

La capacità di importazione in Italia di gas naturale attraverso le due condotte che dal Nord Africa approvvigionano l'Italia dall'Algeria (Transmed) e dalla Libia (Greenstream) rappresenta, rispettivamente, il 28% e il 10% della capacità totale di importazione di gas naturale. In particolare, il **gasdotto algerino rappresenta l'unica infrastruttura in grado di garantire la stabilità della rete nel caso la crisi in Ucraina portasse a un'interruzione prolungata delle forniture di gas provenienti dalla Russia**. Laddove dunque si è potuto assistere senza problemi all'interruzione dei flussi dalla Libia, un'interruzione dei flussi dall'Algeria, soprattutto durante la stagione invernale, sarebbe più complessa da gestire e controbilanciare.

Fig. A2 – Il sistema infrastrutturale di trasporto del gas naturale



Fonte: ENTSOG.

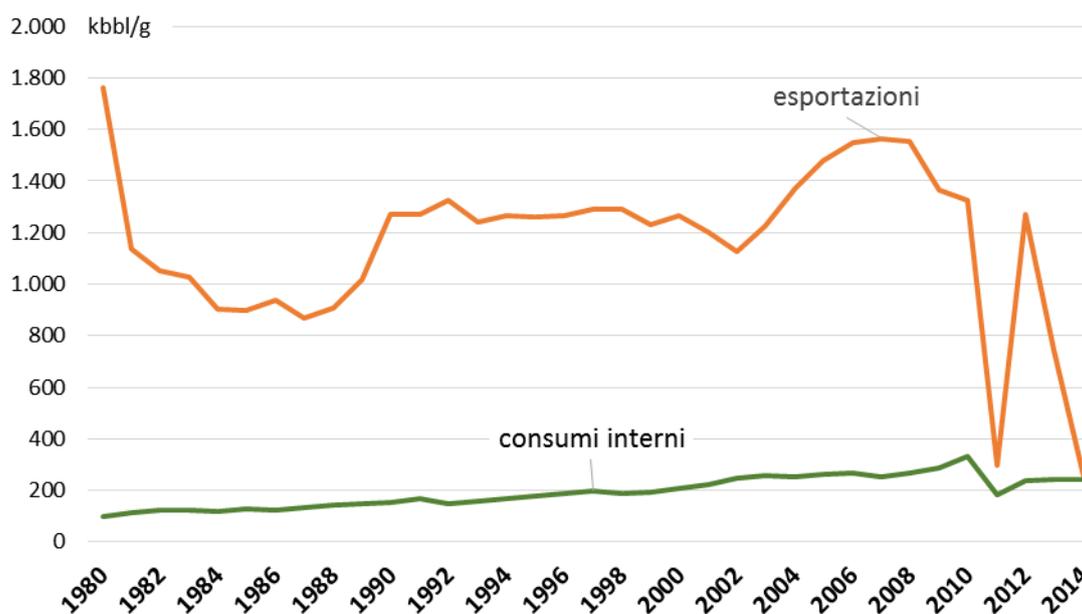
In sostanza, i dati rendono evidenti le ragioni per cui il Nord Africa rappresenta, al netto delle oscillazioni congiunturali, uno snodo vitale soprattutto per le forniture energetiche italiane. Una riflessione più specifica in tal senso meritano i nostri principali partner nella regione: Libia e Algeria come paesi produttori e Tunisia quale paese di transito.

LIBIA

L'economia libica è basata sull'estrazione ed esportazione di idrocarburi (principalmente greggio), che contribuiscono alla formazione del PIL nella misura del 70%, generando circa il 95% delle entrate fiscali e il 98% dell'export totale⁵. Le riserve di greggio sono stimate in 48,4 miliardi di barili: le decime per consistenza a livello mondiale, rappresentano il 38% di tutte quelle del continente africano⁶. Le riserve di gas sono invece stimate in 1.600 Gmc, pari a oltre 20 volte i consumi annui dell'Italia.

Sebbene nel 2014 la produzione libica di greggio abbia registrato un calo del 49,8% rispetto all'anno precedente, attestandosi a 498.000 bbl/g e confermando la tendenza al decremento determinata dalla perenne tensione che il Paese sta vivendo dalla caduta del regime di Gheddafi, il **Paese rimane potenzialmente un grande produttore di greggio**, il cui primo mercato di riferimento resta l'Italia, per struttura prossimità geografica e, in parte, per struttura del sistema di raffinazione.

Fig. A3 – La produzione petrolifera libica



Fonte: elaborazione su dati BP(2015) e EIA(2015).

La situazione interna libica ha pesato, di conseguenza, anche sulle importazioni italiane: se all'inizio della crisi, nel febbraio 2011 l'Italia importava dal Paese 398.000 bbl/g, tale valore è sceso nel febbraio 2014 a 96.000 bbl/g, pari ad appena il 9,5% delle importazioni nazionali⁷. La situazione, tra l'altro, ha inevitabilmente danneggiato economicamente gli

⁵ Nota di mercato ICE, dicembre 2014.

⁶ Salvo dove diversamente specificato, la fonte relativa ai dati energetici è BP (2015).

⁷ UP(2015).

operatori nazionali attivi in Libia, a cominciare da Eni, che rappresenta la più grande realtà internazionale nel Paese.

Il calo di produzione di questi ultimi anni è principalmente riconducibile alle attività delle numerose milizie attive nel Paese, che attaccano i pozzi petroliferi al fine di sottrarre e contrabbandare il greggio o di ricattare le compagnie petrolifere. A questo proposito, lo scorso marzo, la National Oil Corporation (NOC), prima compagnia petrolifera nazionale libica, ha dichiarato lo stato di “forza maggiore” in seguito ai ripetuti attacchi condotti contro i terminali nelle zone di Zuetina, Marsa al Brega, Ras Lanuf ed Es Sider.

Di fatto, la **dichiarazione di stato di “forza maggiore”** dispensa la NOC dalla responsabilità per la violazione dei contratti di fornitura di petrolio con eventuali società straniere a causa di eventi eccezionali. Inevitabilmente questa situazione di instabilità non agevola né gli interessi italiani né l'economia del paese nordafricano. A questo proposito, la costante contrazione del PIL libico (-19,8% nel 2014), dovuta alla diminuzione delle esportazioni, rischia di far sprofondare il Paese in una situazione ancora peggiore di quella attuale, con ulteriori effetti negativi sul contesto di sicurezza all'interno del quale si svolgono le attività di produzione di idrocarburi.

Secondo la Banca centrale libica, nel 2014 le entrate statali si sono fermate ad appena 20,9 miliardi di dinari (circa 13,3 miliardi di euro) rispetto ai 57 preventivati. Ciò a fronte di una spesa pubblica che nello stesso anno è stata pari a 46,1 miliardi di dinari, il 50% dei quali destinato al pagamento degli stipendi⁸. In prospettiva, **il perdurare di una diminuzione delle esportazioni, di un'ulteriore contrazione dei prezzi del greggio e un crescente malcontento sociale, causato dall'eventuale taglio dei sussidi pubblici, rischierebbe di far implodere il già fragile apparato statale libico favorendo l'azione del terrorismo di matrice jihadista e della criminalità organizzata.** Tutto ciò con evidenti ripercussioni non solo sulle attività petrolifere, ma anche sulla sicurezza dei confini europei. Si pensi ad esempio al fenomeno dell'immigrazione clandestina che, come dimostra un recente rapporto dell'UNHCR, ha fatto registrare solo nel 2015 l'afflusso di 137.000 migranti (dati aggiornati al 29 giugno 2015).

Per quanto riguarda l'approvvigionamento di gas naturale, la **Libia ha rappresentato il più recente sviluppo della strategia di diversificazione dei gasdotti di importazione nazionali.** Allo scopo di aprire un nuovo canale di importazione di metano, diverso dagli esistenti sia per origine geografica sia per rotta di trasporto, il gasdotto Greenstream fu completato nel 2004.

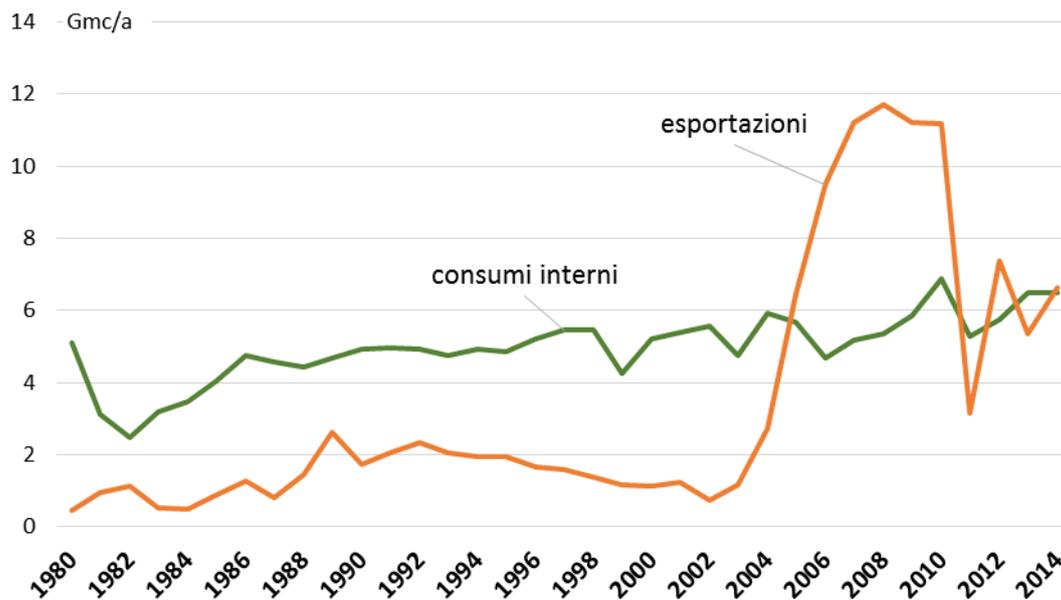
Accanto alle ragioni economiche (il controvalore delle importazioni di gas è stato di 2,7 miliardi di dollari nel solo 2014⁹), la costruzione del gasdotto ha rappresentato un elemento chiave dell'azione politica di rilancio della cooperazione tra Roma e Tripoli e mirante a dare profondità e stabilità alla proiezione italiana nell'area. La **resilienza delle infrastrutture di trasporto ed esportazione di gas naturale in Libia,** ubicate soprattutto nell'offshore

⁸ Dati ICE.

⁹ In dollari, 2,7 miliardi. UNCTADstat(2015).

antistante la Tripolitania, ha rappresentato fin dall'inizio della crisi un elemento chiave nella continuità della proiezione italiana nel Paese e della capacità di Roma di rappresentare un interlocutore per gli attori sul campo. Con l'eccezione delle fasi più gravi del conflitto, infatti, il Greenstream ha continuato la propria operatività e rappresentato un elemento di stabilità nei flussi di cassa della Banca centrale libica.

Fig. A4 – La produzione di gas libica



Fonte: elaborazione su dati BP(2015) e EIA(2015).

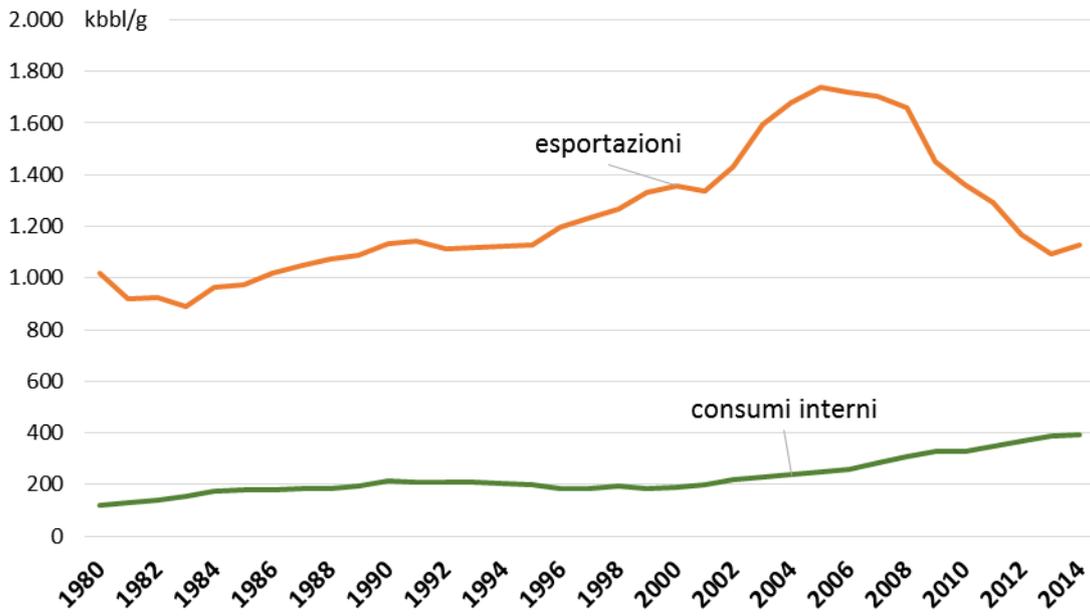
ALGERIA E TUNISIA

Se la Libia ha storicamente rappresentato un elemento di diversificazione dell'approvvigionamento nazionale, l'Algeria ha costituito fin dagli anni Ottanta uno dei pilastri dello sviluppo del mercato del gas nazionale. Con il completamento nel 1983 della prima linea del Transmed, poi più volte potenziato nel corso del tempo, si diede concretezza alla visione di Enrico Mattei – del quale il gasdotto porta il nome – che fin dagli anni Cinquanta aveva individuato nei giacimenti del Paese nordafricano una prospettiva unica per sviluppare i consumi di gas nazionali al di là della produzione interna, della quale si intravedevano già i limiti.

Sviluppata dopo l'indipendenza una solida industria statale, **l'Algeria è arrivata a essere oggi il primo produttore di gas naturale e il secondo produttore di petrolio del continente africano**, dopo la Nigeria. Gli idrocarburi hanno un'importanza primaria per l'economia del Paese e rappresentano il 98% delle esportazioni, il 60% delle entrate statali e il 30% del PIL. Nel 2014, le esportazioni complessive di idrocarburi hanno raggiunto 62,95

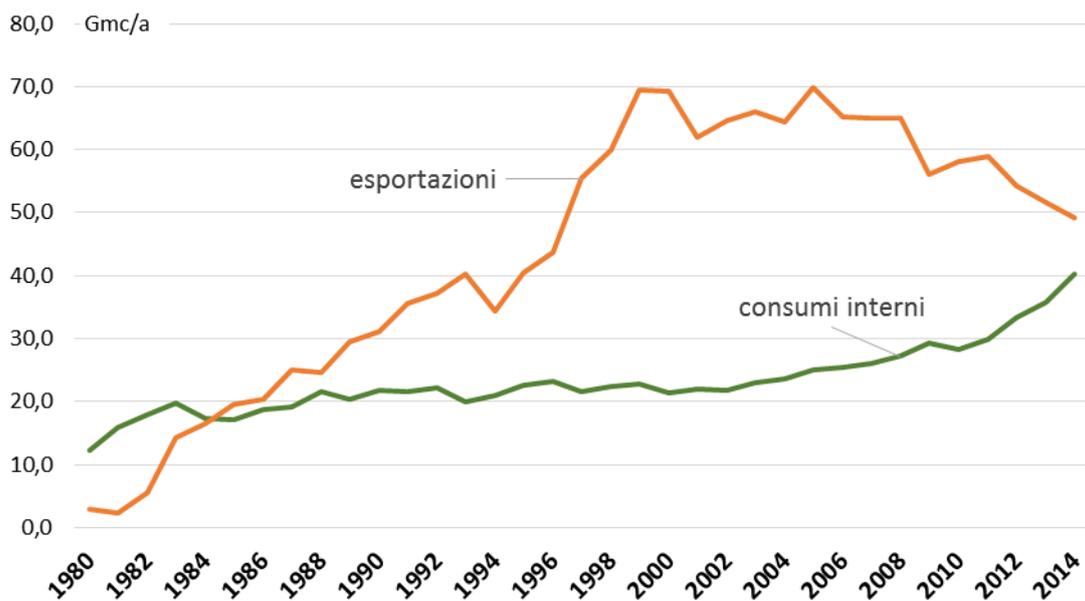
miliardi di dollari, in diminuzione del 3,11% rispetto al 2013. Al calo del controvalore delle esportazioni si accompagna inoltre un'altra tendenza potenzialmente problematica per il settore energetico algerino: una sostenuta crescita dei consumi interni, che ha contribuito alla riduzione delle quantità di idrocarburi destinate all'esportazione (v. *Figura. A5 e A6*).

Fig. A5 – La produzione petrolifera algerina



Fonte: elaborazione su dati BP(2015) e EIA(2015).

Fig. A6 – La produzione di gas algerina



Fonte: elaborazione su dati BP(2015) e EIA(2015).

Per far fronte al crescente fabbisogno interno, i due gruppi statali la Sonatrach e Sonelgaz hanno recentemente annunciato importanti investimenti¹⁰. In particolare, nel mese di marzo Sonatrach ha comunicato di aver sviluppato un piano di investimenti che, nel quinquennio 2015-2019, vedrà impegnati circa 90 miliardi di dollari finalizzati a intensificare le attività di ricerca in un'area di 26 mila chilometri quadrati all'anno, con una previsione di 120 pozzi sempre per ciascun anno del piano. A metà giugno il gruppo statale Sonelgaz ha invece annunciato di voler investire 50 miliardi di dollari al fine di estendere le reti di trasporto d'elettricità e gas e raddoppiare le capacità di produzione d'elettricità entro la fine del 2015.

Tali iniziative indicano che il governo di Algeri ha da un lato la necessità di evitare l'ipotesi di una riforma dei sussidi energetici garantiti alla popolazione, dall'altro l'interesse ad aumentare la propria attrattività per gli investitori internazionali. Anche in questa luce bisogna leggere l'attenzione del governo algerino allo sviluppo dello *shale gas*¹¹. Infatti, secondo dati forniti dall'Energy Information Administration (EIA) americana, l'Algeria sarebbe il terzo Paese al mondo in termini di risorse tecnicamente recuperabili di *shale gas* (21.000 miliardi di metri cubi). Tuttavia, considerati gli alti costi di sviluppo dovuti alla scarsità d'acqua nella regione, la mancanza di tecnologie adeguate e le forti quanto inaspettate proteste popolari, il Governo sembra aver rimandato le attività di esplorazione.

Oltre alle questioni energetiche **l'Algeria è chiamata ad affrontare anche le pressioni estremiste provenienti dall'esterno, ma anche dall'interno** come dimostra il recente attentato contro soldati algerini condotto da al-Qaida nel Maghreb islamico (AQIM). Infatti, alle ben note criticità legate alla storica disputa con il Marocco, alla delicata gestione del lungo confine che li separa, si è aggiunta dalla caduta di Gheddafi la vulnerabilità del confine libico (lungo circa 1.000 km) che, in assenza di una rapida stabilizzazione della Libia, rischia di favorire anche in questo caso sia attività illegali legate a qualsiasi forma di contrabbando sia la libertà di movimento dei gruppi jihadisti attivi nell'area.

Un rischio che riguarda anche la **Tunisia**, come dimostrato dai recenti episodi di violenza. Il Paese, sebbene non sia un esportatore netto né di gas né di petrolio, **ha un ruolo importante nell'approvvigionamento italiano di gas, in quanto sul suo territorio transitano tutte le linee del gasdotto Transmed, provenienti dall'Algeria e dirette in Sicilia**. Ogni destabilizzazione del Paese, dunque, avrebbe effetti diretti e potenzialmente gravi sull'integrità delle infrastrutture di trasporto del metano. Il coinvolgimento politico italiano nel sostegno alle istituzioni tunisine presenta dunque, accanto agli obiettivi di natura più direttamente politica, anche una rilevante motivazione di sicurezza dell'approvvigionamento energetico, al pari di quanto accade nel caso algerino.

¹⁰ Sonatrach è la società di Stato algerina che gestisce il settore degli idrocarburi e derivati mentre Sonelgaz cura il mercato dell'elettricità e del gas naturale.

¹¹ Prevalentemente localizzato nell'area meridionale di Salah.

CONSIDERAZIONI FINALI

La rilevanza dell'area nordafricana nell'approvvigionamento energetico rappresenta un tassello centrale degli interessi nazionali nella regione, che si affianca e si sovrappone agli interessi esclusivamente economici e a quelli politici. Sebbene la recente instabilità abbia congiunturalmente ridotto la rilevanza dell'area per le forniture ai mercati energetici italiani, l'area resta di primaria importanza per garantire nel lungo periodo un'adeguata diversificazione dell'approvvigionamento, indispensabile a sua volta a garantire la sicurezza energetica nazionale.

Accanto alle sfide che provengono dall'area, dunque, il decisore politico italiano si trova tra le altre cose di fronte alla necessità di **agire affinché il calo congiunturale delle esportazioni algerine e libiche non si traduca in una contrazione strutturale**, data dal danneggiamento irreversibile delle infrastrutture esistenti e dall'assenza di congrui investimenti in nuova capacità, indispensabili per garantire anche in futuro flussi produttivi adeguati alla domanda, locale e per il mercato italiano.

Una **contrazione strutturale della capacità di esportazione** di Algeria e Libia non solo danneggerebbe la diversificazione dell'approvvigionamento nazionale, ma come ben evidenziato nel caso libico **genererebbe una spirale di ulteriore crisi economica**, con conseguente danneggiamento del tessuto sociale e, in ultima analisi, del contesto di sicurezza.

Le criticità legate alla crisi libica e, più in generale, la contrazione delle esportazioni di idrocarburi che interessa anche l'Algeria rischiano dunque di incidere pesantemente sul futuro dei due Stati nordafricani. In particolare, va evidenziato che contrariamente ad Egitto, Tunisia e Marocco, **Libia e Algeria hanno sviluppato economie non diversificate ma strettamente legate ai proventi derivanti dalla vendita di idrocarburi**. La vulnerabilità di queste economie è inoltre accentuata dalla volatilità e dell'imprevedibilità dei prezzi del greggio, che rendono ancora più critica la dipendenza di questi Paesi dal proprio settore energetico. La stabilizzazione delle esportazioni di idrocarburi dall'area passa dunque per una **diversificazione di lungo periodo delle economie di Algeria e Libia**, un processo nel quale il sistema produttivo italiano può avere un ruolo di primo piano, creando sinergie tra lo sviluppo delle relazioni economiche in senso ampio e l'interscambio commerciale nel settore energetico.

In questo contesto, l'Italia può giocare un ruolo fondamentale sfruttando il capitale di credibilità e affidabilità di cui gode nell'area. Come ha recentemente affermato l'Ambasciatore Massari *"...Sembrirebbe uno stereotipo, quello degli "Italiani brava gente", ma non è un elemento da trascurare. È invece un grande asset che l'Italia ha nella regione e che può fare la differenza per la nostra politica estera. È il nostro soft power"*¹². Consapevole di questo indiscutibile vantaggio competitivo, l'Italia è quindi chiamata a rilanciare quanto prima una **nuova e concreta iniziativa mediterranea**.

¹² Osservatorio Permanente sulle relazioni economiche tra l'Italia e il Mediterraneo, op. cit., pag. 17, SRM.

FONTI

AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Germania)
BMI – Business Monitor International
BP
Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Germania)
Ministère du développement durable (Francia)
Cedigaz
Commissione europea
Department of Energy and Climate Change (Regno Unito)
EIA - Energy Information Agency (Stati Uniti d'America)
Energy Aspects
ENTSOE – European Network of Transmission System Operators for Gas
Eurogas
Eurostat
FT – Financial Times
GIE – Gas Infrastructure Europe
GIIGNL – Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié
GME – Gestore Mercati Energetici
IEA – International Energy Agency
IHS Energy
Il Sole 24 Ore
Interfax
Joint Organisations Data Initiative
Middle East Energy News
Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (Spagna)
Міністерство енергетики та вугільної промисловості України (Ucraina)
MSE - Ministero dello Sviluppo Economico
OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets (Regno Unito)
Oil & Gas Journal
Platts
SRG – Snam Rete Gas
SQ – Staffetta Quotidiana
The Economist

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

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

Rapporti

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

Focus

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

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

Focus:

Flussi migratori

Mediterraneo e Medio Oriente

Focus euroatlantico

Sicurezza energetica

Coordinamento redazionale a cura della:

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