

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 25 – gennaio/giugno 2016

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

gennaio/giugno 2016

A cura di Carlo Frappi e Nicolò Rossetto
Approfondimento di Federico Franchina

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

| | |
|--------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. Contesto globale | 1 |
| 1.1 Petrolio | 2 |
| 1.2 Gas Naturale | 13 |
| 1.3 Negoziati sulla lotta al cambiamento climatico | 19 |
| 2. Analisi comparata degli Stati europei | 23 |
| 2.1. Italia | 27 |
| 2.2. Germania | 29 |
| 2.3. Francia | 30 |
| 2.4. Regno Unito | 31 |
| 2.5. Spagna | 33 |
| 2.6. Polonia | 34 |
| 3. Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas | 35 |
| 3.1. Russia e vicini orientali | 35 |
| 3.2. Bacino del Caspio | 44 |
| 3.3. Turchia e Vicino Oriente | 50 |
| 4. Corridoi energetici europei del gas | 57 |
| 4.1. Corridoio Nord-Orientale | 57 |
| 4.2. Corridoio Sud-Orientale | 59 |

Parte II - Approfondimento

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Le relazioni commerciali Italia-Iran dopo le fine delle sanzioni internazionali | 61 |
| 1. I rapporti tra Italia e Iran | 62 |
| 2. Le sanzioni internazionali | 65 |
| 3. Le relazioni commerciali dell'epoca post-sanzioni | 68 |
| Fonti | 72 |

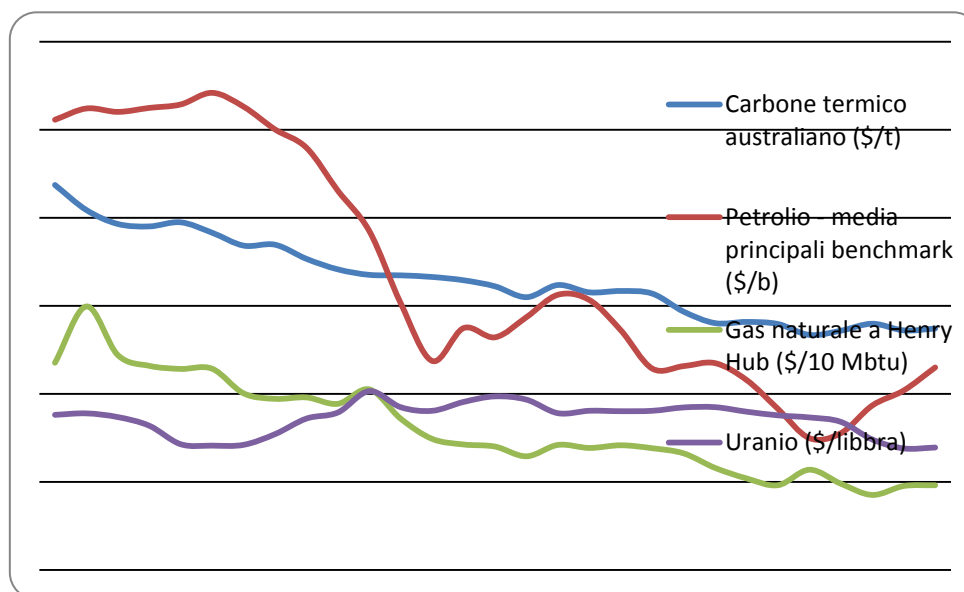
PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

1. CONTESTO GLOBALE

Il 2015 ha rappresentato per l'economia mondiale **un anno di rallentamento della crescita economica (3%)**, che è stata ben al di sotto dei valori registrati in media nell'ultimo decennio. La decelerazione di alcune economie emergenti, Cina in particolare, è stata solo in parte controbilanciata da una parziale ripresa delle economie avanzate, Unione europea in primo luogo. L'esito di tale rallentamento, unitamente a uno spostamento dell'attività economica dai settori industriali a quelli del terziario e a un miglioramento dell'efficienza energetica, ha portato a **un aumento della domanda di energia primaria a livello mondiale pari all'1%**, un valore in linea con il 2014 (1,1%), ma ben al di sotto della media dell'ultimo decennio (1,9%).

A questa debole crescita ha corrisposto **un sostenuto rafforzamento dell'offerta di energia primaria**, dovuto all'innovazione tecnologica e ai forti investimenti effettuati negli ultimi anni, che ha **accentuato lo squilibrio emerso già nel 2014 e ha portato a un ulteriore calo dei prezzi** sui mercati internazionali (v. *Figura 1*).

FIG. 1 – ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELLE PRINCIPALI MATERIE PRIME ENERGETICHE



Fonte: FONDO MONETARIO INTERNAZIONALE (FMI).

Contrariamente alle aspettative, **questa considerevole riduzione** del prezzo dell'energia e di altre materie prime, sia agricole sia minerarie, **non si è tradotta in un sostegno forte alla crescita economica per il 2016**. Anzi, le previsioni del Fondo Monetario Internazionale (FMI) sono state riviste più volte al ribasso e parlano di un modesto tasso di crescita economica del 3,2% per l'anno in corso e di un 3,5% per il 2017.

I ricercatori del Fondo sottolineano a riguardo che la rapidità del calo delle quotazioni delle materie prime ha avuto un effetto devastante sulle decisioni di produzione e investimento dell'industria energetica, nonché sulle bilance commerciali e i bilanci pubblici di molti paesi produttori. La riduzione dei prezzi, in particolare, non sembra sia stata di grande aiuto in un momento in cui molte economie avanzate registrano tassi d'inflazione e di interesse prossimi allo zero.

Se si tengono a mente i numerosi ulteriori fattori di rischio che pesano sull'economia mondiale (rialzo dei tassi d'interesse statunitensi, referendum britannico sull'Unione europea, rallentamento dell'economia cinese, instabilità politica in Brasile, Turchia, Nord Africa e Medio Oriente, prolungamento del confronto russo-ucraino, episodi di terrorismo in Europa, ecc.), è evidente come ci si possa aspettare **per quest'anno e per il prossimo un protrarsi della situazione di abbondanza dell'energia** emersa a partire dall'estate del 2014, con evidenti conseguenze positive, almeno nel breve e medio periodo, per la sicurezza energetica di paesi importatori quali l'Italia e per l'Unione europea nel suo complesso.

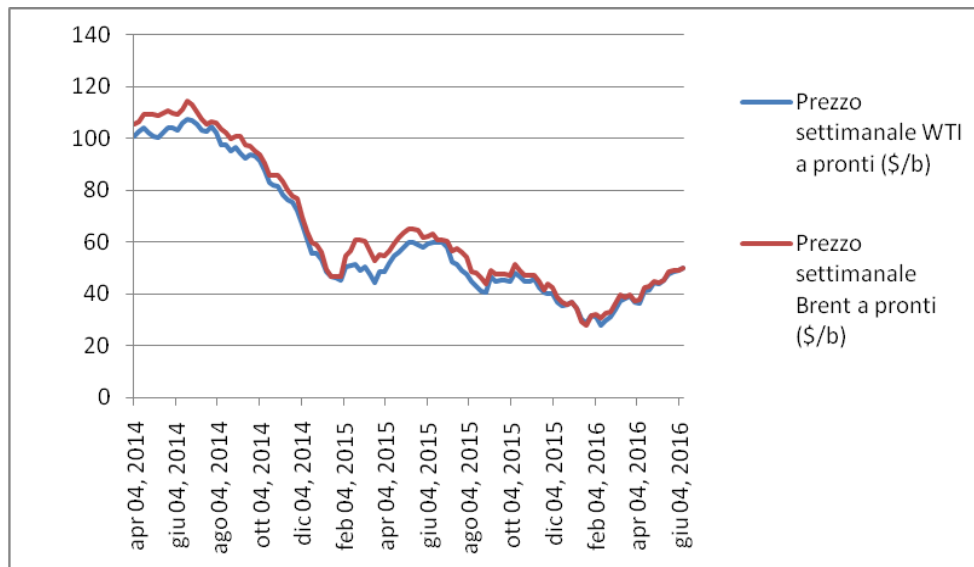
Per quanto concerne la **struttura di questo Focus**, si tratteggia l'andamento nel corso del primo semestre 2016 dei mercati del petrolio e del gas e si delinea l'esito dei negoziati internazionali sulla lotta al cambiamento climatico tenutisi a Parigi lo scorso dicembre. Successivamente, il **primo capitolo** è dedicato a presentare i dati sull'evoluzione nel 2015 del paniere energetico dell'Unione europea e dei suoi principali stati membri. Un rapido cenno viene fatto agli sviluppi della politica europea in materia di sicurezza energetica e alla realizzazione delle infrastrutture nel comparto energetico. Il **secondo capitolo** propone invece un'analisi della situazione nei principali paesi produttori di gas naturale e di transito che circondano l'Europa, con un particolare riferimento alla Federazione Russa, l'area caspica, l'Iran, la Turchia e il bacino del Levante. Il **terzo capitolo**, ricollegandosi ai due precedenti, illustra l'evoluzione delle infrastrutture di approvvigionamento del gas naturale che puntano verso l'Europa, quali il Nord Stream, il Turkish Stream e il Trans-Adriatic Pipeline (TAP). Il *Focus* è completato, infine, da un **approfondimento** scritto da Federico Franchina, che fa il punto sulle relazioni commerciali tra l'Italia e l'Iran, divenute potenzialmente ancora più importanti dopo la recente rimozione delle sanzioni economiche gravanti sul quel paese.

1.1 PETROLIO

Il 2015 si è chiuso con un prezzo medio del greggio attorno ai 52\$/b, il valore più basso registrato sui mercati internazionali dal 2005, e con un **ammontare di stoccaggi di greggio e derivati ai massimi storici**. Proprio il persistere dell'eccesso di offerta e la conferma avutasi all'incontro dei paesi OPEC di inizio dicembre 2015 circa l'assenza di volontà di tagliare la produzione di greggio sono tra le cause dell'ulteriore calo delle quotazioni osservato durante le prime settimane dell'anno, quando per alcune sedute sia il

Brent che il West Texas Intermediate (WTI) fluttuano tra i 25 e i 30\$/b, valori che non venivano toccati dal 2003 (v. *Figura 2*).

FIG. 2 – ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI A PRONTI DEL PETROLIO GREGGIO



Fonte: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA).

Il calo delle quotazioni del greggio non si arresta neppure di fronte al deterioramento delle relazioni diplomatiche tra Iran e Arabia Saudita, avvenuto ai primi di gennaio a seguito dell'incendio dell'ambasciata saudita a Teheran per mano di una folla che protestava contro la condanna a morte in Arabia dell'imam sciita Nimr al-Nimr e di altre decine di oppositori al potere degli al-Saud. La tensione tra i due paesi rispecchia d'altra parte le fratture esistenti da anni in seno al mondo islamico tra sciiti e sunniti, nonché una lotta sempre aperta per il predominio geopolitico nell'area del Golfo Persico (in quest'ottica devono essere letti i costosi interventi militari sauditi in Yemen e Siria, nonché l'appoggio economico offerto al governo egiziano del presidente al-Sisi). In questo contesto un coordinamento tra arabi e iraniani in materia di petrolio sembra assai poco probabile.¹

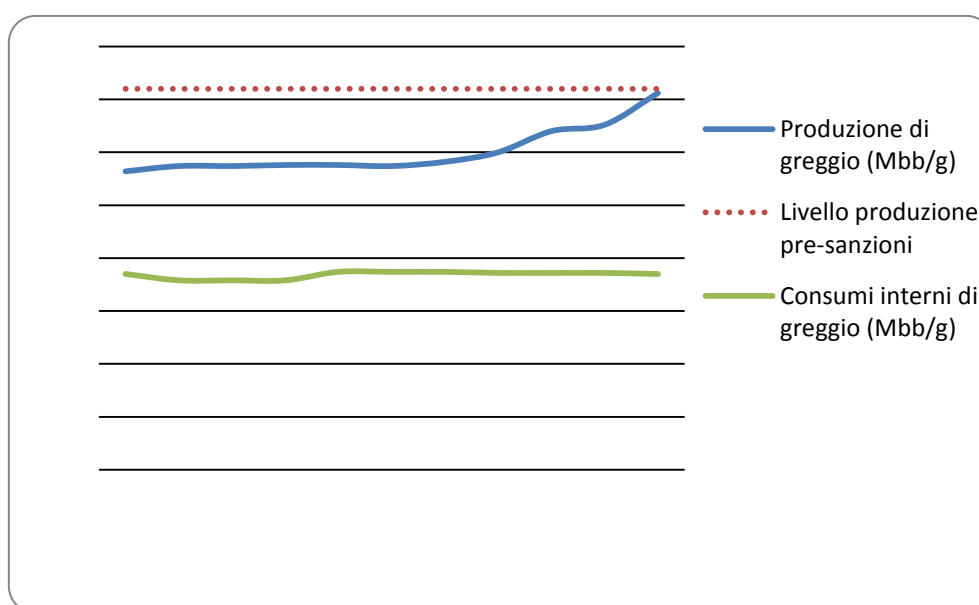
Il rafforzamento del dollaro statunitense,² la produzione russa ai massimi dall'epoca sovietica, i timori sul rallentamento dell'economia globale e l'incertezza delle borse azionarie contribuiscono ad appesantire le quotazioni del greggio (qualcuno arriva a temere lo sfondamento di quota 20\$/b), fatto a cui contribuisce anche la **fine ufficiale delle**

¹ I timori sauditi nei confronti dell'Iran sono aggravati dalla percezione che gli Stati Uniti stiano riducendo il loro impegno militare e politico nell'area del Golfo Persico e che l'amministrazione americana stia adottando un approccio troppo distensivo nei confronti dell'Iran.

² Essendo il greggio valutato abitualmente in dollari, a un apprezzamento di questa valuta nei confronti delle altre valute corrisponde, a parità di altre condizioni, una diminuzione del prezzo del greggio.

sanzioni economiche contro l'Iran. Il 16 gennaio, infatti, l'Agencia Internazionale per l'Energia Atomica (IAEA) dichiara che l'Iran sta dando seguito agli accordi siglati nel 2015 con la comunità internazionale, ponendo così le basi per la progressiva rimozione delle sanzioni da parte di Unione europea e Stati Uniti. Benché il processo si stia rivelando più complesso del previsto a causa del perdurare di alcune sanzioni americane e per il timore di molti istituti finanziari occidentali a fornire credito e garanzie, **la produzione iraniana di greggio riparte in tempi sorprendentemente rapidi, riportandosi ad aprile su valori prossimi a quelli registrati a fine 2011 (3,6 Mbb/g)**, ossia subito prima del rafforzamento delle sanzioni economiche (v. *Figura 3*).

FIG. 3 – ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE IRANIANA DI PETROLIO GREGGIO E DEL CONSUMO INTERNO



FONTE: AGENZIA INTERNAZIONALE DELL'ENERGIA (IEA).

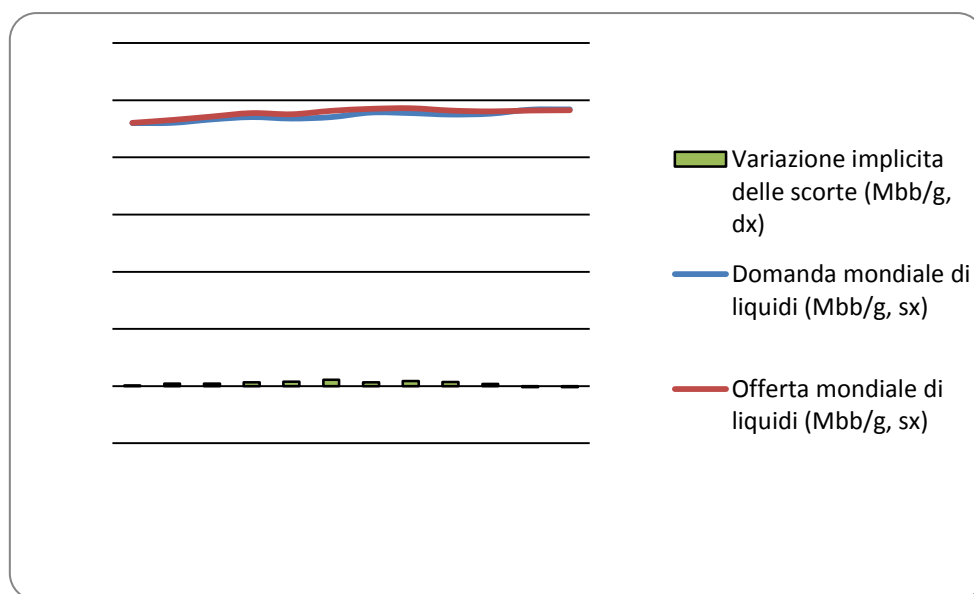
All'aumento della produzione di oltre 0,5 Mbb/g corrisponde un uguale **aumento delle esportazioni (arrivate a circa 2 Mbb/g)**, che si indirizzano non più, come negli anni precedenti, solamente verso oriente (Cina, India, Corea del Sud e Giappone), ma **anche verso occidente**, in particolare verso l'Europa (a marzo attracca in Spagna la prima petroliera con greggio iraniano destinato al mercato europeo).

Secondo l'Agencia internazionale dell'energia (IEA) e numerosi analisti del settore, la volontà dell'Iran di riconquistare le quote di mercato perdute a causa delle sanzioni si scontrerà tuttavia nel breve periodo contro la **necessità di accrescere la capacità di estrazione tramite investimenti sia in giacimenti maturi sia in nuove aree di produzione**, cosa che naturalmente richiede tempo, nonché risorse finanziarie e tecniche non immediatamente nelle disponibilità del paese. Da qui la previsione che nonostante gli ambiziosi progetti di Teheran la produzione e le esportazioni iraniane si stabilizzeranno nel

corso dei prossimi mesi, per poi crescere gradualmente nei prossimi 4-5 anni di altri 0,5 Mbb/g. Nel conseguire questo risultato molto dipenderà dalla capacità del paese di coinvolgere le compagnie straniere tramite nuove formule contrattuali (v. *Focus 23-24*) ed evitare il riacutizzarsi delle tensioni con la comunità internazionale in materia di programma nucleare.

La progressiva ripresa della produzione iraniana contribuisce a sostenere la crescita dell'offerta mondiale di greggio e altri liquidi tra il primo e il secondo trimestre del 2016 (v. *Figura 4*).

FIG. 4 – ANDAMENTO DELL'OFFERTA E DELLA DOMANDA MONDIALE DI LIQUIDI

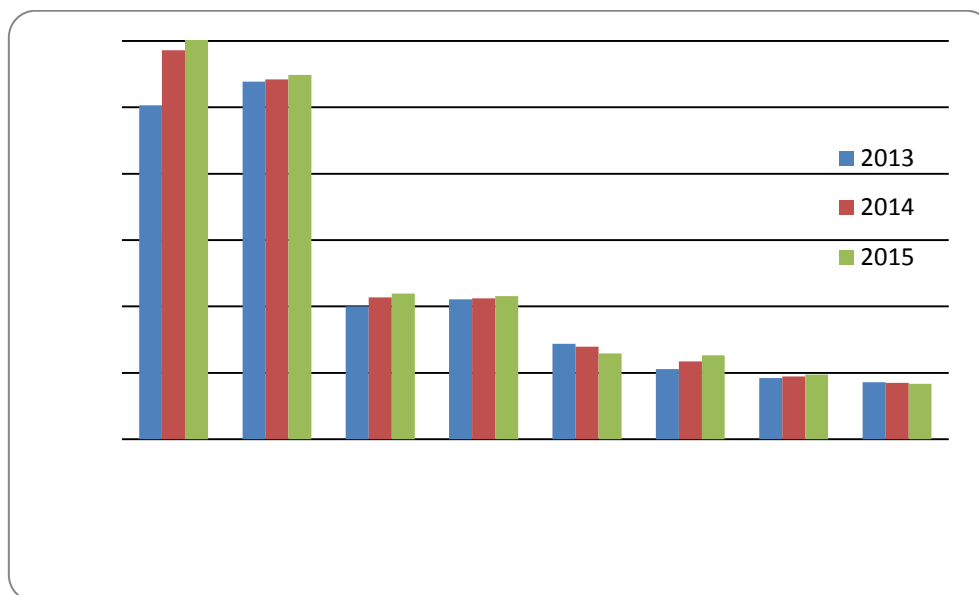


INCLUDE LA PRODUZIONE DI GREGGIO, CONDENSATI E BIOCARBURANTI. I DATI DAL SECONDO TRIMESTRE 2016 IN POI SONO STIME.

FONTE: IEA.

L'eccesso dell'offerta rispetto alla domanda continua a essere superiore a 1 Mbb/g e contribuisce a deprimere i mercati internazionali, i quali prevedono un rialzo dei prezzi molto lento (a gennaio 2016 i *futures* con consegna a inizio 2017 viaggiano attorno ai 40\$/b). La situazione diventa così grave per i paesi esportatori di petrolio che **a febbraio si rafforzano le proposte per un congelamento della produzione**, così da favorire un più rapido riequilibrio tra domanda e offerta. L'idea, presentata dalla Russia e accolta da Arabia Saudita, Venezuela e Qatar, trova il pieno sostegno dei paesi OPEC maggiormente in difficoltà – si pensi alla Nigeria e all'Algeria – ma si scontra contro le obiezioni iraniane e irachene. In particolare, il ministro del Petrolio iraniano Bijan Zanganeh sottolinea come sia illogico domandare all'Iran di partecipare al contenimento dell'offerta prima che il paese abbia recuperato la quota di mercato che deteneva prima del rafforzamento del regime sanzionatorio nel 2012.

FIG. 6 – **PRODUZIONE DI GREGGIO E CONDENSATI DEI PRINCIPALI PAESI NON OPEC (Mbb/G)**



SONO RICOMPRESI I PAESI NON OPEC CON PRODUZIONE SUPERIORE AI 2 MBB/G.

FONTE: BP.

A guidare il processo di aggiustamento alle nuove basse quotazioni del greggio è **l'Arabia Saudita**, che ha registrato nel solo 2015 un deficit di bilancio di quasi **98 miliardi di dollari**, pari a oltre il 14% del PIL. Il principe ereditario Muhammad bin Salman, figlio trentenne dell'ottuagenario re Salman, è particolarmente conscio della necessità di dare una scossa all'ingessata società saudita ed eliminare la sua dipendenza dal petrolio.

In questa direzione va la **Visione saudita per il 2030**, pubblicata a fine aprile dopo alcuni mesi di discussioni e interviste apparse sui media. L'idea dietro a questo progetto è quella di trasformare profondamente la società e l'economia saudita, così da ridimensionare la centralità dell'industria petrolifera e delle quotazioni del greggio sulla politica economica.

In particolare, il principe Muhammad prevede la **vendita di una quota (5%) di Saudi Aramco**, la più grande compagnia petrolifera del mondo, vendita che porterebbe in dotazione circa 100-200 miliardi di dollari da destinare a un fondo sovrano d'investimento con cui promuovere progetti di sviluppo sia in patria che all'estero. L'impresa petrolifera, trasformata in una società per azioni quotata in borsa, diventerebbe più trasparente e punterebbe all'ulteriore sviluppo dei segmenti della raffinazione, della distribuzione e della petrolchimica.

Il piano di Muhammad prevede poi la **promozione del settore privato interno**, sia con misure a favore delle piccole e medie imprese, sia con la privatizzazione di altre società pubbliche che gestiscono servizi come l'acqua e l'elettricità. L'economia saudita dovrà poi diversificarsi, puntando allo **sviluppo delle fonti rinnovabili, dell'industria mineraria non petrolifera, dei servizi finanziari, della manifattura tecnologicamente avanzata**

(ICT e componentistica) e **del turismo** (pellegrinaggi a La Mecca). Infine, la Visione al 2030 mira a **ridisegnare il patto sociale**, riducendo il ruolo dello stato quale datore di lavoro e fornitore di servizi, oltre che imponendo forme (minime) di tassazione (si parla di introdurre una tassa sul valore aggiunto al 5% in coordinamento con le altre economie del Golfo).

Il progetto è estremamente ambizioso perché: i) oggi l'industria petrolifera vale tra il 75 e l'85% delle entrate statali e la gran parte delle esportazioni del paese; ii) la popolazione è in forte crescita e ha una bassa età media, cosa che pone un grave problema di occupazione; iii) i sauditi sono abituati a scambiare benefici economici con la fedeltà alla famiglia regnante; iv) esistono resistenze culturali alla modernizzazione della società, in particolare nei confronti del ruolo della donna.³

Tuttavia, la carica innovativa e lo spazio di manovra politica del principe ereditario sono notevoli, come testimonia il peso delle sue dichiarazioni nel fallimento del vertice di Doha e la successiva **rimozione**, avvenuta ai primi di maggio, **del vecchio ministro del Petrolio Ali al-Naimi**, in carica dal 1995. **Al suo posto è stato chiamato Khalid al-Falih**, già amministratore delegato di Saudi Aramco e ministro della Salute dalla primavera del 2015. Significativamente, a cambiare non è stato solo il ministro ma anche il nome e dunque le competenze del ministero, che ora è **ministero dell'Energia, Industria e Risorse Minerarie**, coerentemente con l'intento del principe ereditario di andare oltre il petrolio. Al-Falih, dunque, si ritrova al centro delle iniziative che dovranno portare all'attuazione nei prossimi anni della Visione al 2030, a cominciare dall'offerta pubblica iniziale di acquisto del 5% di Aramco, che viene prevista tra la fine del 2017 e il 2018.

Tornando alla prospettiva globale dei mercati del petrolio, va segnalato che **nell'attesa del vertice di Doha il greggio vive un importante rally dei prezzi**. Un po' come era successo nella tarda primavera del 2015, l'idea che i maggiori produttori possano decidere di intervenire sui mercati, spinge le quotazioni, che dopo i minimi di gennaio-febbraio risalgono prontamente attorno ai 40-45\$/b. La situazione di forte contango dei prezzi registrata a partire dalla seconda metà del 2014 **si riduce significativamente**, tanto che il differenziale tra i contratti con consegna a un mese e quelli a 7 mesi si riduce a 1-3 dollari in favore dei secondi.⁴

Il fallimento di Doha non cambia questa tendenza alla ripresa dei prezzi, perché **negli stessi giorni** in cui i grandi produttori OPEC e non OPEC mostrano il loro disaccordo **inizia a verificarsi una serie di eventi che riducono sensibilmente l'offerta mondiale di petrolio in modo non pianificato**. Innanzitutto, proprio tra il 17 e il 20 aprile viene proclamato un **vasto sciopero da parte dei lavoratori del settore petrolifero in Kuwait**, che riduce la produzione di circa il 60% (1,7 Mbb/g). A questo rilevante, sebbene effimero

³ Tali resistenze rendono più difficile attrarre forza lavoro altamente qualificata dall'estero. Emblematico è il fallimento registrato nel creare un centro finanziario di rilievo internazionale.

⁴ Si ha una situazione di contango quando il prezzo per l'acquisto di un bene con consegna immediata (a pronti) è minore del prezzo per l'acquisto dello stesso bene con consegna differita nel tempo (a termine). Il suo contrario prende il nome di *backwardation*.

episodio, se ne affiancano altri in rapida successione. Ai primi di **maggio estesi incendi sconvolgono le foreste attorno a Fort McMurray nel nord dell'Alberta** (Canada), imponendo la sospensione delle attività di estrazione dalle sabbie bituminose. Oltre 90.000 persone sono evacuate e benché i danni alle infrastrutture sembrino ridotti, la produzione canadese cala in pochi giorni di oltre 0,6 Mbb/g e circa 1,2 Mbb/g di capacità restano in gran parte fermi per alcune settimane, fino a che all'inizio di giugno le fiamme vengono domate e la situazione torna alla normalità.

Più duraturi sembrano gli effetti di altre tre evoluzioni negative per l'offerta mondiale. **In Venezuela il crescente caos politico ed economico rende difficile** il reperimento dei macchinari, le forniture elettriche, il pagamento delle attività di manutenzione dei giacimenti e l'assicurazione dei contratti. La produzione è perciò in lento ma progressivo declino da alcuni mesi ed è poco probabile che i valori attuali di circa 2,3 Mbb/g siano sostenibili per i prossimi trimestri.

Analogamente, **in Libia il perdurare della discordia fra le varie regioni del paese, gli scontri fra le milizie**, in particolare nella zona di Sirte, e **la lentezza nella formazione di un governo di unità nazionale**, appoggiato dalle Nazioni Unite e guidato da Fayez Sarraj, **causano una riduzione della produzione**, che si attesta attorno ai 0,3-0,4 Mbb/g, un valore assai modesto se si pensa che prima della guerra civile del 2011 la Libia estraeva oltre 1,6 Mbb/g. In caso si raggiunga un accordo politico forte tra le parti in campo è possibile che la produzione riprenda rapidamente, riportandosi attorno a 0,7-0,8 Mbb/g in pochi mesi, ma ormai sono anni che la Libia si presenta come una variabile fortemente aleatoria e su cui è difficile fare previsioni. Infine, un ulteriore fronte caldo è rappresentato dalla **Nigeria**, dove **un nuovo gruppo di ribelli, i "vendicatori del delta del Niger"**, **lancia nel giro di poche settimane numerosi attacchi alle infrastrutture nel sud del paese**, riducendo la produzione di circa 0,5-0,6 Mbb/g e costringendo compagnie come Shell, Eni e Chevron a evacuare il personale e dichiarare la forza maggiore. Al centro del contendere, ancora una volta, la ripartizione dei benefici economici dell'estrazione di idrocarburi, da cui le popolazioni del delta si sentono escluse.

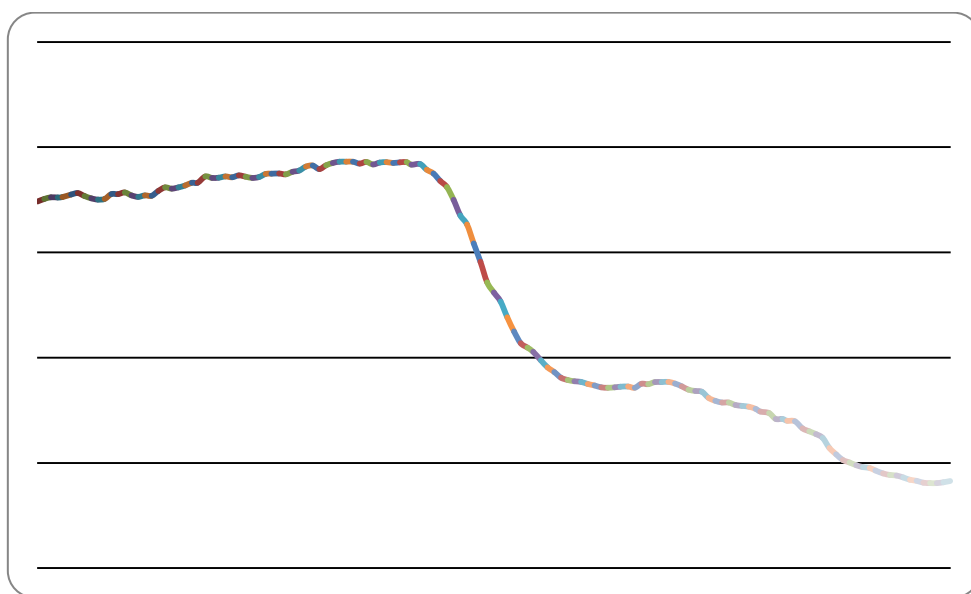
La combinazione di questi eventi (*unplanned outages*), alcuni più effimeri e altri più duraturi, **vale tra i 3 e i 4 Mbb/g di produzione, che viene posta fuori dal mercato**, annullando di fatto l'eccesso di offerta registrato nei primi mesi dell'anno e contribuendo a sostenere i prezzi, che tra maggio e giugno oscillano tra i 48 e i 52\$/b.

Il riequilibrio del mercato petrolifero non è tuttavia da attribuire solamente a questi eventi impreveduti, ma è legato anche alla graduale risposta di offerta e domanda ai nuovi prezzi. Sul lato dell'offerta, negli ultimi mesi si è accentuata la riduzione o il rinvio delle decisioni di investimento da parte delle società petrolifere in nuovi progetti. Dopo un calo del 24% tra il 2014 e il 2015, la spesa in conto capitale a livello mondiale dovrebbe ulteriormente diminuire di circa il 17% tra il 2015 e il 2016 (stime IEA).

In valore assoluto si parla di una riduzione rispetto agli investimenti pianificati di circa 380 miliardi di dollari tra la fine del 2014 e la fine del 2015 (fonte: Wood Mackenzie), una cifra enorme equivalente a una capacità produttiva di molti Mbb/g. Se nell'area del Medio

Oriente, le compagnie petrolifere nazionali hanno cambiato di poco i loro piani, nei paesi non OPEC la risposta dell'industria è stata impressionante, soprattutto da parte delle imprese di minori dimensioni. **Negli Stati Uniti**, ad esempio, **il numero di impianti di trivellazione attivi** (*rig count*) per la ricerca di petrolio e gas è **continuato a diminuire, raggiungendo a fine maggio un minimo di 404 unità**, poco più di un quinto del picco registrato durante lo *shale boom* del 2014 (v. *Figura 7*).

FIG. 7 – **IMPIANTI DI TRIVELLAZIONE ATTIVI NEGLI USA PER LA RICERCA E PRODUZIONE DI GAS E PETROLIO**



FONTE: BAKER HUGES.

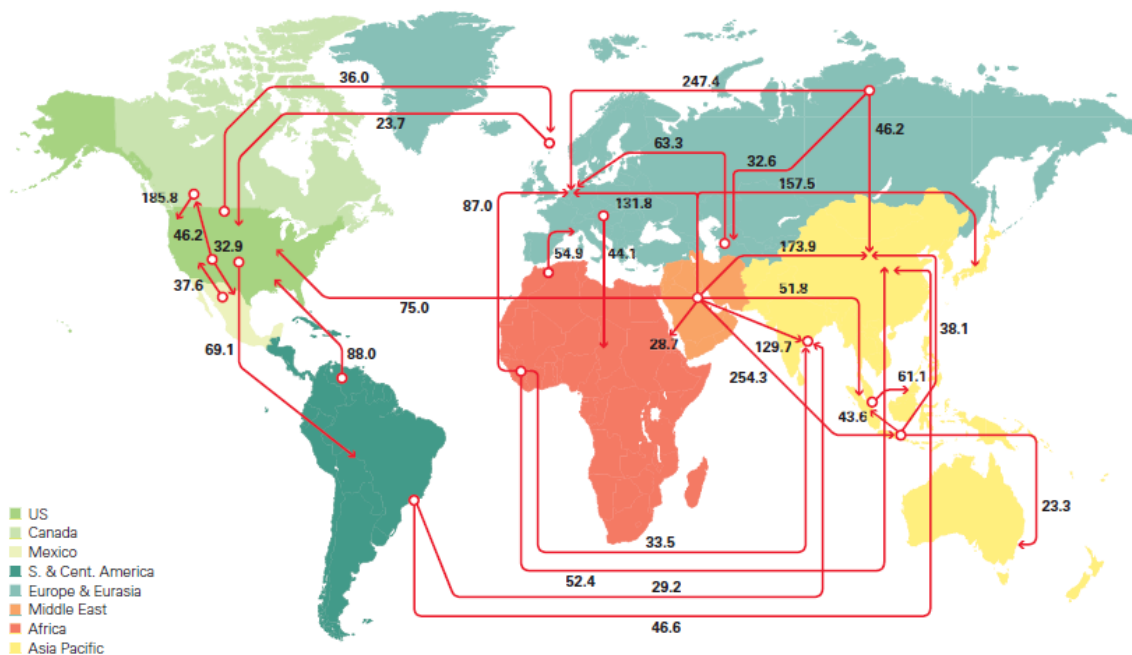
La forte diminuzione delle attività di ricerca e sviluppo si sta traducendo in una riduzione della produzione americana di petrolio greggio, che dopo aver toccato i massimi nella primavera del 2015 (9,5 Mbb/g), ha conosciuto un andamento piuttosto stabile nella seconda metà dell'anno grazie agli aumenti di produttività, che tuttavia non sono ora più sufficienti. Anche l'attivazione dei numerosi pozzi perforati ma non "completati" (*drilled but uncompleted* – DUC) nei mesi scorsi può aumentare i volumi estratti di 0,2-0,3 Mbb/g nella seconda metà del 2016, ma ragionevolmente non controbilancerà del tutto il tasso naturale di declino dei pozzi messi in produzione nel 2014 e 2015. Da inizio 2016 il calo della produzione di petrolio non convenzionale risulta infatti piuttosto marcato e si ipotizza che nel corso dell'anno l'ammancio rispetto al 2015 arriverà a 0,7-0,9 Mbb/g.

Le importazioni nette da parte degli Stati Uniti tornano nel frattempo ad aumentare, limitando nei fatti gli effetti dell'**abolizione votata dal Congresso americano nel dicembre 2015 del divieto all'esportazione di petrolio greggio**, divieto che era entrato in vigore durante le crisi petrolifere degli anni Settanta, con alcune piccole eccezioni relative principalmente alla produzione dell'Alaska e al commercio con il Canada (queste eccezioni

giustificano le esportazione di circa 0,5 Mbb/g di petrolio greggio registrate negli ultimi anni). **L'abolizione del divieto**, votata dopo un lungo dibattito politico e facente parte di un più ampio accordo tra repubblicani e democratici che comprende anche la prosecuzione degli incentivi fiscali per le fonti rinnovabili, **ha generato molto entusiasmo, ma non sta avendo un impatto significativo sui flussi di petrolio**. Diversi carichi sono partiti nel primo trimestre diretti verso l'Europa – Italia inclusa – e l'America Latina, ma i volumi complessivi sono per il momento modesti (0,2-0,3 Mbb/g). Al momento, infatti, il WTI e il Brent sono tornati a viaggiare su quotazioni molto vicine – in parte proprio in virtù della rimozione del divieto all'esportazione – e si è ridotto il profitto ottenibile dall'attività di arbitraggio.

Il principale beneficio attualmente consiste perciò nella possibilità di poter utilizzare meglio i greggi leggeri, di cui gli USA registrano un surplus rispetto alla propria capacità di raffinazione (si ricordi che gli USA sono invece già oggi un grande esportatore di prodotti raffinati – v. *Figura 8*).

FIG. 8 – PRINCIPALI FLUSSI DI PETROLIO E DERIVATI NEL 2015
(MILIONI DI TONNELLATE)



UNA TONNELLATA DI PETROLIO EQUIVALE A CIRCA 7 BARILI.

FONTE: BP.

Il sogno di un'America energeticamente indipendente dal resto del mondo sembra dunque poco compatibile con quotazioni del greggio sotto i 50\$/b. Solo una ripresa dei prezzi al di sopra di tale soglia pare infatti poter indurre le imprese a riavviare le

attività di esplorazione e produzione e gli istituti di credito a concedere nuovi finanziamenti, come peraltro confermerebbe l'aumento del *rig count* registrato proprio nelle prime settimane di giugno. Al momento però non bisogna farsi molte illusioni: il peso dei debiti accumulati negli anni passati, il progressivo esaurirsi dei siti migliori e lo sfruttamento di tutti i possibili risparmi di costo dovrebbero impedire alla produzione di petrolio non convenzionale americano di tornare, almeno nel breve-medio periodo, ai tassi di crescita osservati tra il 2010 e il 2014. Molte società petrolifere hanno del resto dovuto dichiarare il fallimento e molti lavoratori del settore hanno cercato occupazione in altri campi dopo essere stati licenziati in gran copia nei mesi scorsi. È probabile dunque che la produzione continui a calare leggermente fino al 2017 e che una parziale ripresa si abbia solo nel 2018-2019.

Il mercato del petrolio ha reagito al calo dei prezzi anche sul lato della domanda, che dopo la straordinaria crescita di 1,8 Mbb/g del 2015, sta sorprendendo ancora positivamente, con un aumento previsto per il 2016 di 1,2-1,3 Mbb/g. **Dal punto di vista geografico a trainare questo aumento vi sono l'India, la Cina, gli Stati Uniti e, in Europa, il Regno Unito, mentre in termini di prodotti sta salendo molto la domanda di benzina e cherosene,** mentre il diesel e i distillati pesanti (olio combustibile) conoscono una dinamica più limitata. Tra le cause, l'inverno mite dovuto a El Niño, che ha ridotto la domanda per riscaldamento, e il fatto che le famiglie stanno sfruttando i minori prezzi alla pompa per aumentare le percorrenze in auto, mentre gli usi di tipo più industriale legati al trasporto merci risentono della modesta crescita economica.

Per i prossimi 4-5 anni la IEA prevede una crescita annuale della domanda attorno a 1,2-1,3 Mbb/g (1,2% annuo), tanto che nel 2020 si dovrebbe superare quota 100 Mbb/g. **La nuova domanda, come già accade da alcuni anni, dovrebbe concentrarsi in larga parte nella zona Asia-Pacifico,** con discreti aumenti anche in Medio Oriente e Africa, mentre l'Europa dovrebbe registrare un calo; le America e l'area dell'ex-Unione Sovietica registrerebbero, infine, un andamento poco mosso secondo l'Agenzia di Parigi.

Proprio il combinato di questo continuo aumento dei consumi con il summenzionato calo degli investimenti pone dei dubbi circa la sicurezza futura degli approvvigionamenti di petrolio e derivati. Se le dinamiche previste dovessero effettivamente realizzarsi, **il mercato tornerebbe in effetti in equilibrio tra la fine del 2016 e l'inizio del 2017, per poi accorciarsi progressivamente. All'inizio si avrebbe ragionevolmente una riduzione delle notevoli scorte accumulate** negli scorsi anni, **ma a più lungo andare è ipotizzabile un rapido aumento dei prezzi,** con un ritorno a situazioni simili a quelle dello scorso decennio (2003-2014). Come sempre accade nel campo delle materie prime, l'abbondanza e i bassi prezzi di oggi sono i semi della scarsità e degli alti prezzi di domani.

L'OPEC sembra consapevole di questo graduale accorciamento e nell'incontro semestrale di Vienna del 2 giugno, nonostante qualche lamentela da parte dei paesi più deboli, **è stata confermata la scelta di non scegliere, lasciando inalterato il tetto alla produzione collettiva (30 Mbb/g).** In realtà, più che una comune visione delle cose,

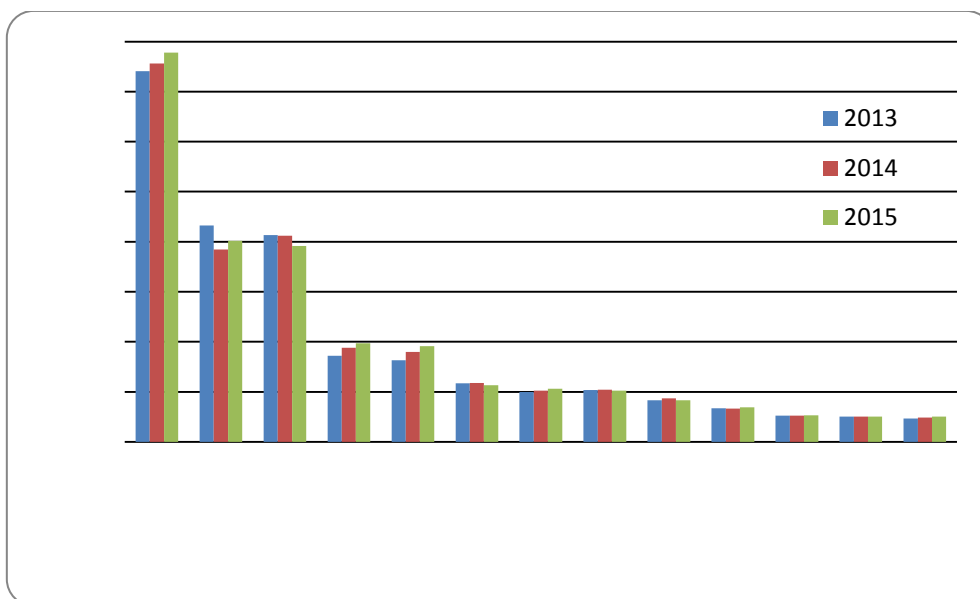
durante il vertice, che peraltro ha sancito la riammissione all'OPEC del Gabon a partire da luglio e la nomina – a partire da agosto – del nuovo segretario generale, il nigeriano Mohammed Barkindo, è emersa la constatazione che le interruzioni non programmate della produzione in varie parti del globo hanno nei fatti accelerato, almeno per il momento, il processo di riequilibrio del mercato e che la situazione non è più così disperata come durante l'inverno.

Per l'Arabia Saudita e le altre monarchie del Golfo, la strategia di difendere le quote di mercato e lasciare alla produzione non OPEC l'onere dell'aggiustamento sta dando i suoi frutti e quindi non è necessario ridurre la propria produzione. Per l'Iran, che ha chiesto la reintroduzione delle quote individuali, e gli altri paesi più deboli del gruppo la lettura è diversa, ma al momento non hanno la possibilità e la volontà di partecipare alla riduzione dell'offerta, così come richiesto da Riyadh. Da qui le affermazioni generiche del comunicato finale, tanto piene di ringraziamenti e riconoscimenti quanto vuote di sostanza.

1.2 GAS NATURALE

Il 2015 ha segnato anche per il gas naturale una buona annata, con i consumi che sono cresciuti a livello globale di circa l'1,7% (58 Gmc), assestandosi a quasi 3200 Gmc. Si tratta di una crescita superiore a quella registrata nel 2014 (0,6%), ma inferiore alla media degli ultimi anni (2,3%, fonte: BP). La maggiore domanda si è concentrata nell'Unione europea, che ha segnato una ripresa dopo il debole 2014 in cui si era avuto un inverno piuttosto mite, in America Latina, Africa e Medio Oriente. I mercati asiatici hanno conosciuto un brusco rallentamento nella loro espansione, mentre l'ex-Unione Sovietica ha registrato un calo, concentrato in Russia, Ucraina e Bielorussia (v. Figura 9).

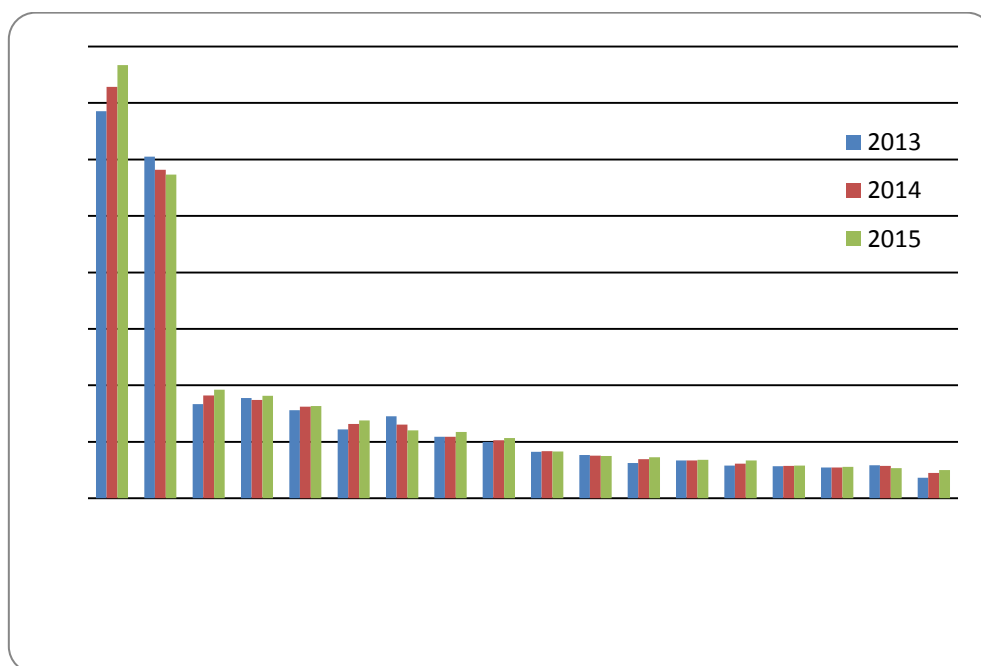
FIG. 9 – MAGGIORI CONSUMATORI AL MONDO DI GAS NATURALE (GMC/ANNO)



SONO RICOMPRESI I PAESI CON UN CONSUMO ANNUO SUPERIORE AI 50 GMC. FONTE: BP.

Nonostante il discreto aumento dei consumi, che ha permesso al gas di accrescere il suo peso nella bilancia delle fonti primarie (23,8%), **il 2015 ha registrato, analogamente a quanto successo per il petrolio, un crescita ancora maggiore dell'offerta (2,2%)**. La maggiore produzione ha avuto luogo soprattutto negli Stati Uniti (gas non convenzionale), Iran, Norvegia, Cina e Australia. La UE ha registrato un calo significativo delle estrazioni, così come la Russia. Lo Yemen ha praticamente visto collassare la sua produzione (v. *Figura 10*).

FIG. 10 – **MAGGIORI PRODUTTORI AL MONDO DI GAS NATURALE (GMC/ANNO)**



SONO RICOMPRESI I PAESI CON UNA PRODUZIONE ANNUA SUPERIORE AI 50 GMC.

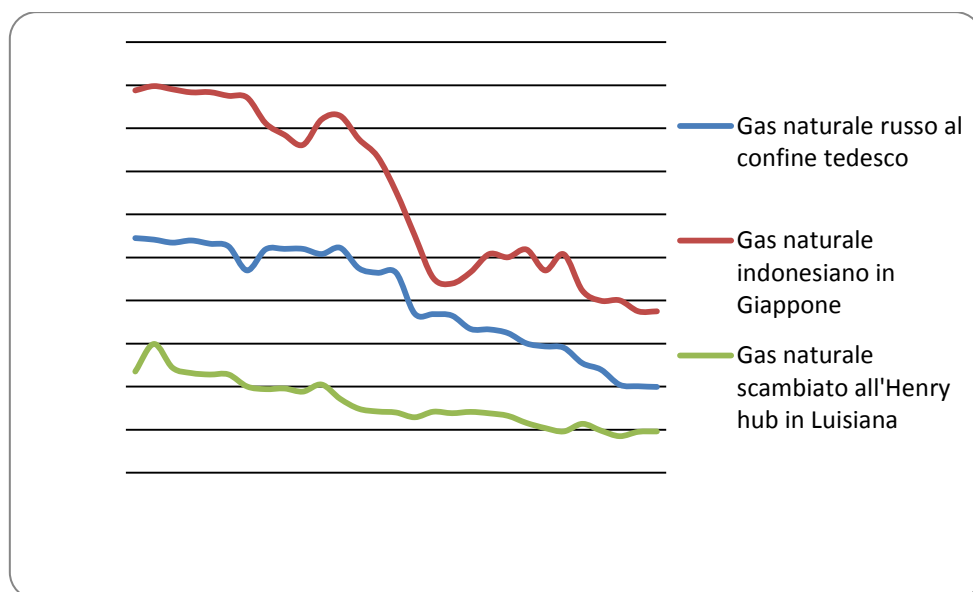
FONTE: BP.

Quindi, come per il petrolio, il 2015 si conferma anche per il gas naturale anno di abbondanza. A evidenziarlo sono gli stessi **prezzi**, che in ognuno dei tre mercati regionali in cui tipicamente si svolge il commercio internazionale del gas naturale (Nord America, Europa, Asia Pacifico) **registrano un andamento decrescente** (v. *Figura 11*). **Molte sono le cause, alcune comuni e altre specifiche delle singole regioni.**

Negli Stati Uniti il calo dell'Henry hub, scivolato spesso sotto i 2\$/Mmbtu (*British thermal units* in milioni), è **dovuto all'ulteriore aumento della produzione di gas non convenzionale, a un inverno mite e al debole andamento della domanda di elettricità**, per la cui generazione il gas naturale ha superato il carbone come principale fonte primaria. L'impossibilità, fino a inizio 2016, di esportare l'eccesso di produzione al di fuori del mercato nord-americano, ha contribuito alla depressione dei prezzi. **Nell'Asia Pacifico il calo delle quotazioni è invece dovuto da un lato all'indicizzazione di molti contratti al prezzo del greggio e, dall'altro lato, a un calo della domanda da**

parte di Giappone e Corea del Sud, due paesi che da soli valgono circa la metà del mercato mondiale del gas naturale liquefatto (GNL). La competitività del carbone nella generazione elettrica, il riavvio di alcune centrali nucleari, lo sviluppo delle fonti rinnovabili sussidiate e un rallentamento della produzione industriale sono all'origine di questa battuta d'arresto, che in parte ha riguardato anche la Cina, mentre altri mercati minori come l'India e Taiwan hanno registrato una buona crescita. In un contesto di significativo aumento dell'offerta proveniente dall'Australia e (in misura minore) dalla Papua Nuova Guinea, gli importatori si sono trovati in molti casi con volumi di gas sottoscritti eccessivi rispetto al bisogno e hanno, ove possibile, provveduto a scaricarli sui mercati a pronti, deprimendone le quotazioni. **Il premio pagato al gas venduto nell'area dell'Asia Pacifico rispetto a quello commerciato in Europa si è perciò ridotto sensibilmente ed è ora di 1-2 \$/Mmbtu.**

FIG. 11 – ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DEL GAS NATURALE SUI PRINCIPALI MERCATI REGIONALI (\$/MMBTU)



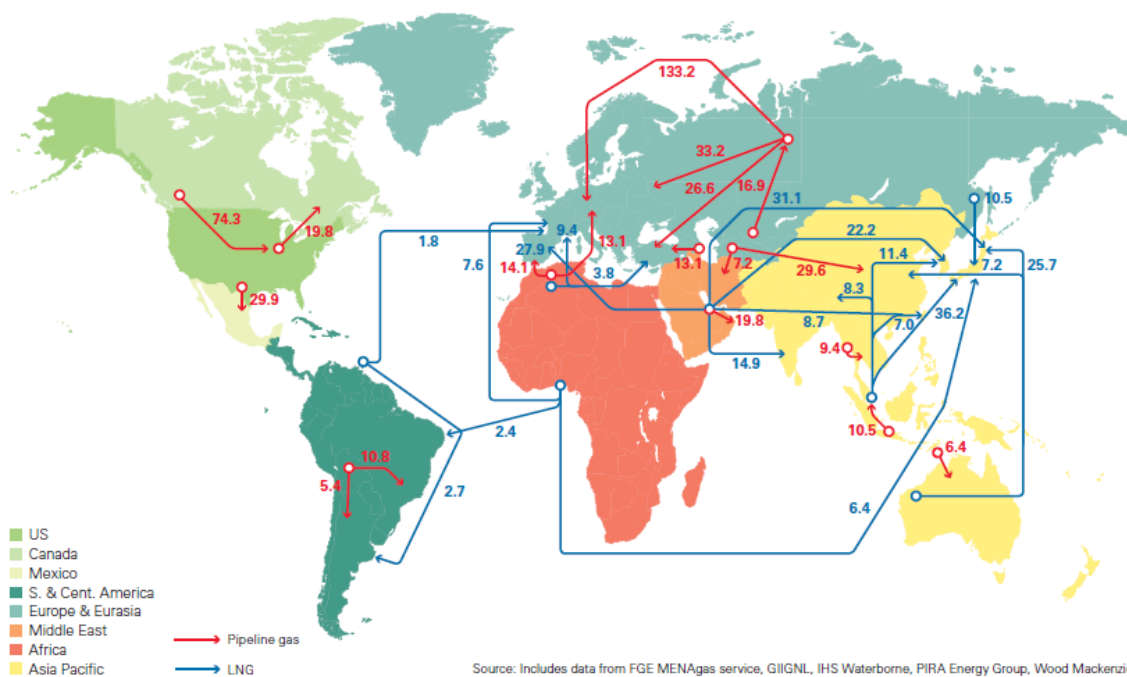
FONTE: FMI.

Questa convergenza dei prezzi trova riscontro nel dirottamento nel corso degli ultimi mesi di alcuni carichi di GNL del Qatar verso il mercato europeo e verso alcuni paesi del Medio Oriente, l'Egitto e il Pakistan. Le importazioni di gas da parte della UE, in particolare, sono aumentate nel 2015 a seguito di un inverno più freddo e di un calo della produzione interna, ma le forniture addizionali sono state per lo più coperte tramite gasdotti dalla Norvegia e dalla Russia (v. *Figura 12*).

Tuttavia, se è vero che nel 2015 il commercio internazionale di gas tramite gasdotto è cresciuto più di quello tramite GNL, le previsioni per i prossimi anni parlano di una forte espansione di quest'ultimo sulla spinta data dall'entrata in

servizio di numerosi impianti di liquefazione e di rigassificazione e dall'ulteriore ingrandimento della flotta di navi metaniere.⁵

FIG. 12 – PRINCIPALI FLUSSI DEL COMMERCIO INTERNAZIONALE DI GAS NATURALE NEL 2015 (GMC)



FONTE: BP.

Attratti dagli alti prezzi del GNL registrati sui mercati asiatici tra il 2011 e il 2014, **molti operatori hanno avviato poderosi investimenti che** – nel più classico dei cicli di *boom and bust* – **sono arrivati a completamente proprio nel momento in cui la domanda ha iniziato a rallentare** (v. *Tabella 1*). L'esito inevitabile è un eccesso di offerta che oltre a deprimere i prezzi sta riducendo il tasso di utilizzo degli impianti, nonostante a livello mondiale alcuni dei produttori di GNL registrino problemi di natura tecnica (Angola), insufficiente disponibilità di gas naturale (Algeria, Indonesia, Egitto) o gravi problemi di sicurezza (Yemen), per un totale di circa 55 Gmc/anno attualmente indisponibili.⁶

⁵ Dei circa 3200 Gmc di gas consumati nel 2015, solamente 1040 sono stati oggetto di transazioni a livello internazionale. Di questo ammontare, circa il 70% è stato trasportato via gasdotto, mentre il restante 30% sotto forma di GNL. Queste cifre stanno a indicare che il gas naturale, in buona parte, è spesso una questione interna ai vari paesi o, al limite, interna ai mercati regionali, diversamente da quanto accade per il petrolio che è già da anni scambiato su un mercato globale.

⁶ Il tasso di utilizzazione degli impianti di liquefazione, al netto della capacità non disponibile, è sceso dal 96% del 2011 al 93% del 2015. Dovrebbe ulteriormente calare all'89% nel 2018, prima di risalire gradualmente (fonte: IEA).

A fronte di queste indisponibilità, **negli ultimi trimestri sono entrati in funzione o hanno aumentato la produzione alcuni nuovi impianti di liquefazione, concentrati in Australia, Papua Nuova Guinea, Indonesia e Stati Uniti.** Tra questi si annovera l'impianto di Sabine Pass in Louisiana, il primo impianto per l'esportazione di GNL americano (escludendo l'impianto di Kenai in Alaska risalente agli anni Sessanta), da cui a febbraio è salpata una nave metaniera diretta in Brasile. Cheniere Energy ha investito massicciamente in questo impianto e in quello non lontano di Corpus Christi, sebbene recentemente stia valutando di ridimensionare i proprio progetti rinviando la decisione finale d'investimento (FID) su alcuni treni di liquefazione.⁷

TAB. 1 – IMPIANTI DI LIQUEFAZIONE ENTRATI IN FUNZIONE NELL'ULTIMO ANNO

| PAESE | PROGETTO | CAPACITÀ ANNUALE (Gmc/anno) | PRINCIPALI OPERATORI | ENTRATA IN FUNZIONE |
|-------------|-------------------|-----------------------------|--------------------------------------|---------------------|
| Indonesia | Donggi Senoro | 2,7 | Mitsubishi, Petramina, KOGAS, Medco | ago-15 |
| Australia | Gladstone | 10,6 | Santos, Petronas, Total, KOGAS | ott-15 |
| Australia | Australia Pacific | 12,2 | Origin Energy, ConocoPhilis, Sinopec | gen-16 |
| Stati Uniti | Sabine Pass 1-2 | 12,2 | Cheniere Energy | feb-16 |
| Australia | Gargon 1-2 | 14,1 | Chevron, ExxonMobil, Shell | mar-16 |

FONTE: IEA.

Gli investitori negli ultimi mesi hanno infatti preso consapevolezza dell'eccesso di offerta che si sta accumulando nel mercato del GNL e nei primi mesi del 2016 non hanno dato l'avvallo a nessun nuovo progetto di liquefazione. **L'inerzia del sistema è tuttavia notevole e sono numerosi gli impianti in via di ultimazione o i cui lavori sono già iniziati.** A livello mondiale si parla di oltre 150 Gmc/anno di capacità di liquefazione, concentrati per lo più in Australia e Stati Uniti (fonte: IEA). Sebbene in qualche caso sia possibile attendersi uno slittamento dei lavori, è probabile che molti di questi impianti diventino operativi da qui al 2018, aumentando la capacità installata a livello mondiale di quasi un terzo.

Considerazioni analoghe possono farsi per le navi metanifere, cresciute di oltre 60 unità negli ultimi due anni, raggiungendo la somma complessiva di quasi 450.

⁷ Se da un lato l'allargamento del Canale di Panama, in via di ultimazione, faciliterà il transito delle navi metaniere dal Golfo del Messico all'Oceano Pacifico e migliorerà il *business case* di Cheniere e di altri esportatori americani, dall'altro il significativo calo dei prezzi del GNL in Asia sta riducendo fortemente i margini di profitto conseguibili dalla produzione americana, che potrebbe essere reindirizzata verso l'America Latina e l'Europa.

L'ampia disponibilità di capacità di trasporto si è tradotta immediatamente in un calo del prezzo dei noli, che si è ridotto a meno di un quarto rispetto ai picchi registrati nel 2012.

Infine, **l'eccesso di capacità riguarda anche la rigassificazione a valle del trasporto marino**. Nel solo 2015 sono diventati operativi 12 progetti, alcuni espansione di precedenti impianti e altri totalmente nuovi, per una capacità di rigassificazione di circa 48 Gmc/anno. Un'altra trentina di progetti per oltre 107 Gmc/anno di capacità sono in via di sviluppo e se ne prevede il completamento per il 2018 (fonte: IEA). Nel complesso si tratta di progetti in grado di aumentare la capacità mondiale di rigassificazione di circa il 10%, spesso concentrati in regioni che già dispongono di un'abbondante capacità di ricezione dei flussi di GNL.

Infatti, se è vero che in questi anni il mercato del GNL si sta allargando a nuovi paesi (Giordania, Polonia, Pakistan, Colombia, Finlandia, Ghana, Uruguay, ecc.) o vede vecchi paesi esportatori divenire importatori (Egitto) – anche tramite il ricorso alle meno costose e più rapide da installare unità flottanti (*floating storage and regasification unit*, FSRU) – è altrettanto vero che molta capacità aggiuntiva di rigassificazione si sta realizzando in Cina, Giappone e Corea, paesi che dopo aver dominato il mercato lato consumo negli ultimi lustri presentano oggi e per il prossimo futuro una dinamica della domanda molto più contenuta, se non addirittura negativa.

In questi e altri paesi – si pensi all'Europa – la capacità d'importazione non sarà dunque un limite per la domanda di gas nei prossimi anni, ma conteranno di più la convenienza relativa delle fonti energetiche concorrenti (carbone e fonti rinnovabili), l'andamento dell'attività economica e le politiche ambientali ed energetiche (lotta all'inquinamento atmosferico e contenimento delle emissioni clima-alteranti, v. § 1.3).

Il mercato del GNL è dunque previsto rimanere piuttosto lungo almeno fino al 2019-20, ossia per un periodo di tempo superiore rispetto al mercato del petrolio. **Il protrarsi dell'eccesso di offerta e il disallineamento rispetto al mercato petrolifero che si manifesterà nei prossimi anni dovrebbero favorire la convergenza dei mercati regionali del gas**, tramite la pressione competitiva che carichi a pronti di GNL senza vincolo di destinazione eserciteranno anche sul commercio via gasdotto (v. § 4.1). In questo contesto che avvantaggia il compratore, **è probabile che vi sia un'ulteriore evoluzione delle prassi commerciali con il prevalere di condizioni più flessibili e riflessive dei fondamentali del mercato del gas** (rinegoziazione dei contratti di lungo periodo in essere, riduzione dell'indicizzazione al prezzo del petrolio, aumento dell'indicizzazione ai prezzi degli *hub*, eliminazione delle clausole di destinazione per il gas acquistato, accorciamento della durata dei contratti di acquisto, abbassamento delle soglie *take or pay*, etc.).⁸

⁸ Un esempio di pratiche commerciali a metà tra il vecchio e il nuovo è dato da Cheniere Energy che ha venduto una buona parte della capacità di liquefazione di Sabine Pass a major del calibro di Shell e Total per un periodo di 20 anni, lasciando la restante quota di capacità alle contrattazioni spot. I contratti di lungo periodo siglati prevedono un prezzo del GNL pari al 115% del prezzo definito all'Henry hub più una tariffa

I produttori dovranno inoltre cercare di stimolare nuova domanda, prendendo in considerazione anche potenziali sbocchi di minori dimensioni e maggiori rischi nei paesi in via di sviluppo. Una possibilità in questo senso è offerta dalle flessibili FSRU o dagli impianti di mini GNL, particolarmente utili se si vorrà promuovere l'uso del GNL nei trasporti terrestri e marittimi. I tradizionali mercati di vendita del GNL (Giappone, Corea ed Europa) dovrebbero invece essere incapaci di assorbire in maniera rilevante la nuova offerta, mentre maggiori aspettative sono riposte sulla Cina, l'India e sulle altre economie emergenti del sud-est asiatico.

Il mercato tendenzialmente globalizzato che sta emergendo nel campo del gas naturale liquefatto avvantaggia i consumatori e i paesi importatori come l'Italia, perché consente di mettere in concorrenza fra loro i fornitori e sostituire prontamente flussi di gas divenuti troppo costosi o non più disponibili per ragioni tecniche o politiche. Nell'attuale fase di abbondanza dell'offerta **ciò si traduce in una maggiore sicurezza energetica,** sia nel senso di una maggiore garanzia circa la disponibilità dell'energia che nel senso di una sua maggiore convenienza economica.

Non va tuttavia dimenticato che, come la più lunga storia del mercato del petrolio insegna, **la globalizzazione degli scambi implica maggiore interdipendenza rispetto a eventi e sviluppi lontani.** Nel 2011 lo spegnimento del parco nucleare giapponese dopo l'incidente di Fukushima portò a un rapido e imprevisto aumento della domanda di GNL sui mercati asiatici, che si ripercosse anche in Europa, dove il tasso di utilizzo dei rigassificatori, complice anche la crisi economica, crollò. In qualche misura assistiamo oggi al fenomeno opposto, con il mercato asiatico depresso che cerca di scaricare altrove il gas in eccesso. In secondo luogo, così come per il greggio, **anche per il GNL l'abbondanza di oggi e del prossimo futuro potrebbe essere la causa della scarsità e dell'insicurezza in un orizzonte più lungo.** Sebbene non sussistano timori nell'immediato, la debolezza di profitti che l'industria registrerà nei prossimi 2-3 anni e le minori garanzie che le nuove pratiche commerciali offrono indurranno a cancellare o a posticipare fortemente investimenti e progetti, che potrebbero rivelarsi utili all'inizio del prossimo decennio, quando l'equilibrio tra domanda e offerta dovrebbe tornare sui mercati del gas.

1.3 NEGOZIATI SULLA LOTTA AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

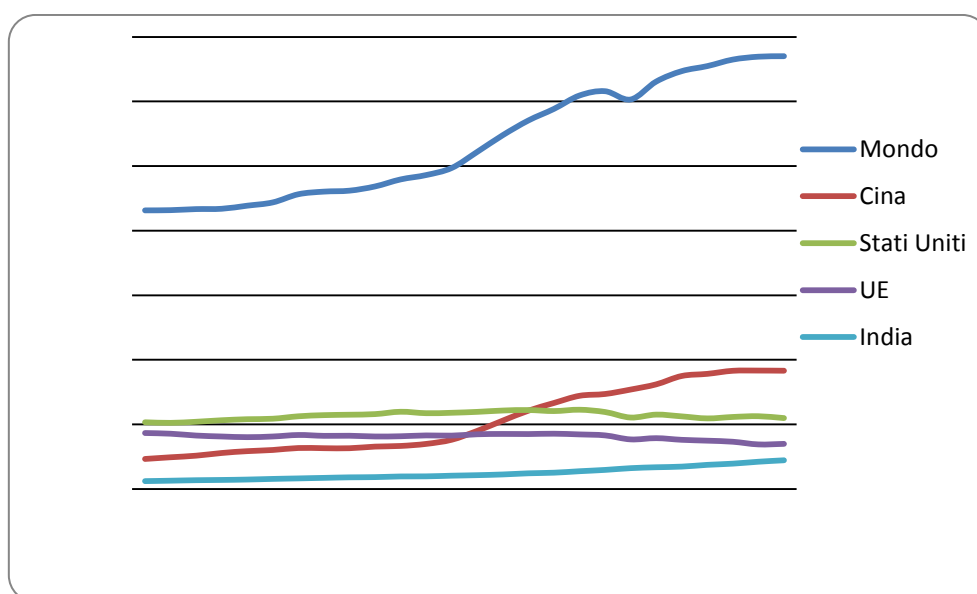
Il 12 dicembre 2015 a Parigi i paesi partecipanti alla Conferenza delle Parti (COP) della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico (UNFCCC) hanno sottoscritto uno storico accordo, che li impegna a contenere l'aumento della temperatura media del pianeta "ben al di sotto dei 2° C rispetto ai livelli dell'epoca pre-industriale", riconoscendo che questo "ridurrebbe significativamente i rischi e

per la liquefazione di circa 2-3 \$/Mmbtu. Sono previste anche clausole di *take or pay*, mentre non dovrebbero esserci obblighi circa la destinazione dei carichi.

l'impatto del cambiamento climatico". Sforzi per limitare l'aumento della temperatura a 1,5° C dovranno altresì essere tentati.

Nonostante i timori della vigilia, la comunità internazionale è riuscita dunque a trovare un minimo comune denominatore tra le posizioni espresse dai vari paesi e a sintetizzarle in un testo unico, che ha guadagnato il consenso di tutti. Si tratta indubbiamente di un passo in avanti rispetto alla Conferenza di Copenhagen del 2009, quando lo slancio dell'Unione europea non fu condiviso dalla Cina e dagli Stati Uniti e alla fine i negoziati fallirono. Questa volta, invece, **le delegazioni di ben 196 paesi hanno riconosciuto la minaccia posta dal cambiamento climatico e la necessità di agire urgentemente a livello internazionale**, con la partecipazione attiva non solo delle economie più avanzate ma anche di quelle in via di sviluppo (altro passo avanti rispetto al Protocollo di Kyoto del 1997). Al termine delle due settimane di negoziati parigini è stata infatti condivisa l'idea che il negazionismo climatico non è più accettabile e che l'obbligo di agire riguarda tutti e non solo i paesi che storicamente hanno prodotto più emissioni a effetto serra (v. *Figura 13*).

FIG. 13 – ANDAMENTO STORICO DELLE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA
(MILIARDI DI TONNELLATE)



SONO INCLUSE SOLO LE EMISSIONI DI CO₂ LEGATE ALLA COMBUSTIONE DI FONTI FOSSILI.

FONTE: BP.

Il successo è stato reso possibile dalla determinazione e preparazione della diplomazia francese, nonché dalla forte partecipazione delle associazioni non governative, che in questi mesi hanno mantenuto alta l'attenzione dell'opinione pubblica. **Vincente è poi risultata la scelta di adottare un approccio dal basso**, invitando ogni paese a specificare in anticipo i propri obiettivi di politica climatica (*intended nationally determined contributions*, INDCs).

La natura volontaria di queste promesse – e l’assenza di sanzioni per chi non le manterrà – **ha favorito l’estensione dell’accordo, ma ne ha d’altra parte ridotto il grado di dettaglio e di coerenza interna**, giustificando così in parte chi è rimasto deluso dall’esito dei negoziati. I paesi hanno infatti usato molta libertà nel definire questi impegni, spesso con riferimento non già a valori storici delle emissioni, quanto piuttosto a proiezioni *business as usual* (BAU). Alcuni poi sono riferiti alle emissioni, altri all’intensità carbonica. Analisi preliminari condotte da varie istituzioni suggeriscono che, **anche nel caso in cui tali impegni fossero pienamente mantenuti, l’aumento della temperatura media mondiale alla fine del secolo oscillerebbe tra i 2,7 e i 3,5 °C rispetto alla media dell’era pre-industriale**, ben al di sopra dunque dell’obiettivo collettivo accettato.

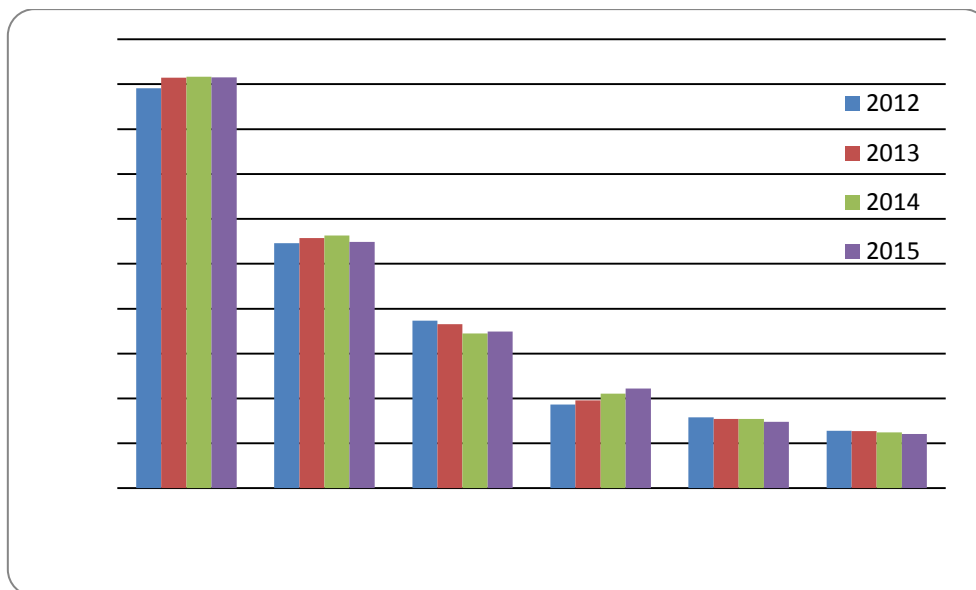
L’accordo di Parigi non fissa perciò degli obiettivi globali specifici sulle emissioni e neppure dettaglia i meccanismi di supporto finanziario che dovranno essere posti in essere per facilitare le azioni di mitigazione e adattamento nei paesi più poveri – si conferma comunque di 100 miliardi di dollari di aiuti all’anno. **Tuttavia, viene indicata la direzione e si istituisce una governance delle politiche internazionali in materia di clima**, con tanto di procedure per garantire un monitoraggio trasparente delle emissioni e una revisione quinquennale dei risultati e degli impegni presi dai vari paesi.

La strada da percorrere è sicuramente lunga, benché qualche timido segnale positivo sia arrivato negli ultimi mesi. Dall’analisi dei primi dati sembra infatti che **le emissioni di anidride carbonica (CO₂) derivanti dalla combustione delle fonti fossili** (carbone, petrolio e gas naturale) **siano rimaste stabili nel 2015 rispetto al dato riportato nel 2014, se non leggermente calate**. La notizia è molto importante perché sarebbe la prima volta che l’andamento delle emissioni non segue l’andamento positivo della crescita economica (*decoupling*).⁹

Dietro a questo risultato vi sono la minore crescita dei consumi energetici, l’uso più efficiente dell’energia e soprattutto uno spostamento verso fonti di energia a basso contenuto di carbonio (rinnovabili, nucleare e gas naturale). In Cina e negli Stati Uniti, i due maggiori emettitori di CO₂ al mondo (v. *Figura 14*), è proprio il minore ricorso al carbone ad aver consentito un calo delle emissioni nel 2015.

⁹ Le emissioni calarono anche nel 2009, in concomitanza però di una forte contrazione dell’economia mondiale.

FIG. 14 – ANDAMENTO DELLE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA
NEI PRINCIPALI PAESI EMETTITORI
(MILIARDI DI TONNELLATE)



SONO INCLUSE SOLO LE EMISSIONI DI CO₂ LEGATE ALLA COMBUSTIONE DI FONTI FOSSILI.


FONTE: BP.

Naturalmente **si tratta solo di un primo passo**. Per rispettare l'obiettivo fissato a Parigi le emissioni annuali di gas a effetto serra dovranno diminuire di circa la metà entro il 2050. Data l'esperienza storica, **la sfida si presenta assai ardua e certo non aiutano le basse quotazioni attuali delle materie prime energetiche**, che da un lato rendono le fonti rinnovabili meno competitive e, dall'altro, riducono la convenienza degli investimenti in efficienza energetica.

Urgono perciò politiche aggressive volte a decarbonizzare il paniere delle fonti energetiche e a promuovere l'efficienza, oltre che a favorire l'adattamento delle comunità ai cambiamenti umani climatici in corso.

2. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

| UNIONE EUROPEA | | | |
|---------------------------------------------|--------|------|----------------------|
| Consumo di energia primaria | 1630,9 | Mtep | (2015) ¹⁰ |
| Variazione annuale | 1,6 | % | (2015) |
| Dipendenza energetica dalle importazioni | 53,4 | % | (2014) ¹¹ |
| Consumo di gas naturale | 402,1 | Gmc | (2015) |
| Variazione annuale | 4,6 | % | (2015) |
| Gas sul totale dei consumi di energia | 22,2 | % | (2015) |



Il consumo di energia primaria nell'Unione europea è tornato a crescere nel 2015 per la prima volta dal 2010. **Tra le cause vanno annoverati il forte calo del prezzo delle materie prime energetiche e il rafforzamento della ripresa economica (1,9%),** che è prevista continuare a tassi analoghi per il 2016 e il 2017.

La domanda di gas naturale è cresciuta in maniera particolarmente significativa (4,6%), sebbene siano ancora lontani i livelli registrati prima della crisi economica e il boom delle fonti rinnovabili. Tra i motivi della ripresa vi sono le temperature invernali inferiori a quelle registrate nel 2014 – anno particolarmente mite – e la siccità che ha colpito soprattutto l'area mediterranea, con la produzione idroelettrica che è molto calata in Italia, Portogallo e Spagna ed è stata in parte sostituita da una maggiore produzione termoelettrica.¹²

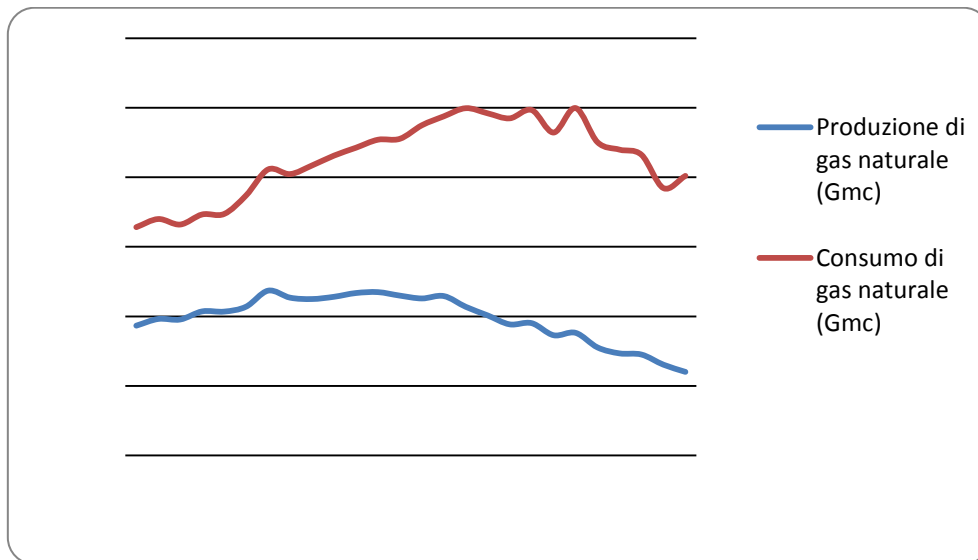
La produzione di gas ha invece continuato il suo andamento decrescente, attestandosi attorno ai 120 Gmc (v. *Figura 15*). Il motivo principale di questo calo è da attribuire alle limitazioni sull'attività estrattiva nel mega-giacimento di Groninga nei Paesi Bassi (v. *Focus 23-24*) e al progressivo esaurimento di giacimenti ormai maturi in paesi come l'Italia, dove la sostituzione delle riserve è solamente parziale, se non del tutto mancante (v. *Figura 16*).

¹⁰ Ove non specificato i dati sono tratti da BP (2016) e sono espressi in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), salvo quando si fa riferimento al gas naturale, dove i dati sono riportati in miliardi di metri cubi (Gmc). Si noti che il dato sul gas naturale non coincide perfettamente con quello presentato nei numeri precedenti del *Focus* e tratto da JODI (Joint Organisation Data Initiative).

¹¹ Qui e per gli altri paesi l'informazione sulla dipendenza dalle importazioni dell'intero consumo di energia primaria (non solo di gas) è tratta da Eurostat (2016).

¹² Nel 2015 la produzione idroelettrica è invece cresciuta sensibilmente nella penisola scandinava.

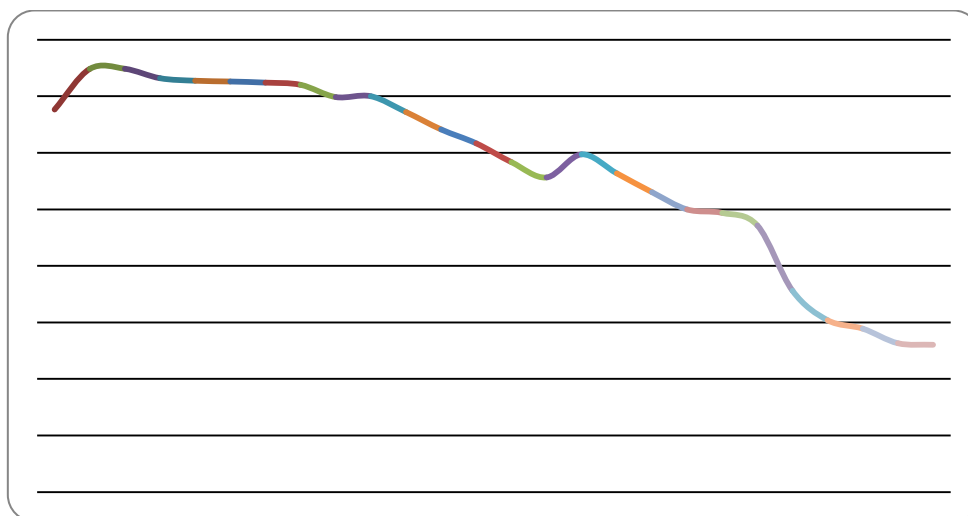
FIG. 15 – ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE E DEL CONSUMO DI GAS NATURALE NELL'UE



Fonte: BP.

Il crescente divario tra produzione interna e consumi è stato colmato con un maggior ricorso alle importazioni, sia tramite gasdotto dalla Norvegia e dalla Russia sia tramite il GNL. Nel 2015 la riduzione del differenziale di prezzo tra l'Europa e i mercati asiatici ha fatto sì che molti operatori non trovassero più particolarmente conveniente ri-esportare il gas liquefatto importato nell'ambito di contratti di lunga durata verso i mercati a pronti asiatici, ma piuttosto cercassero di scaricare maggiori volumi sui mercati europei.

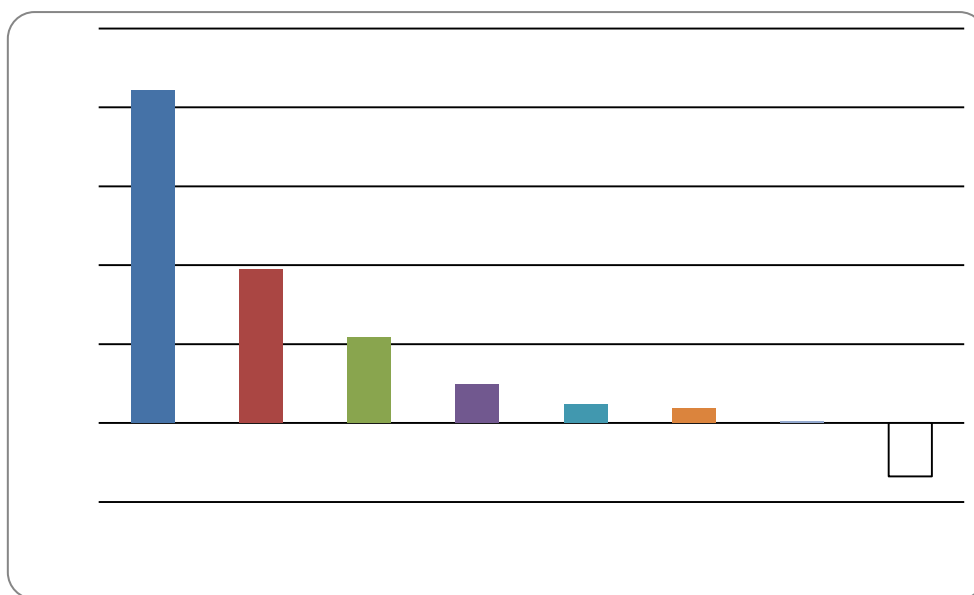
FIG. 16 – ANDAMENTO DELLE RISERVE DI GAS NATURALE IN EUROPA (TRILIARDI DI METRI CUBI)



Fonte: BP.

Grazie alle minori ri-esportazioni e alle maggiori consegne nel Regno Unito di gas dal Qatar, le importazioni nette europee di GNL sono aumentate del 15,8% (v. Figura 17). Le 37,6 Mt importate – circa 47 Gmc – implicano tuttavia un livello di utilizzo degli impianti di rigassificazione in Europa ancora piuttosto basso (fonte: GIIGNL). La capacità nominale installata in Europa è infatti di circa 195 Gmc/anno ed è prevista crescere ulteriormente nei prossimi anni con il completamento di alcuni progetti in Francia, Finlandia e altrove.

FIG. 17 – IMPORTAZIONI DI GNL NEL 2015
(MILIONI DI TONNELLATE)



FONTE: THE INTERNATIONAL GROUP OF LIQUEFIED NATURAL GAS IMPORTERS (GIIGNL).

Il 2016 dovrebbe registrare un ulteriore aumento delle importazioni di GNL a seguito dei bassi prezzi sul mercato asiatico e dell'entrata in funzione dei primi impianti di liquefazione negli Stati Uniti (v. § 1.2). L'eccesso di offerta sui mercati internazionali, che è previsto aggravarsi ulteriormente nei prossimi 2-3 anni, dovrebbe indurre gli operatori a offrire gas liquefatto a prezzi scontati sul mercato europeo, così da favorire la sostituzione del carbone con il gas nella generazione termoelettrica e aumentare la domanda nel breve periodo.

La maggiore offerta di GNL dovrebbe esercitare una certa pressione competitiva anche nei confronti di Gazprom, il maggiore fornitore di gas europeo. La società russa sembra infatti intenzionata a difendere, dove esposta alla concorrenza, le proprie quote di mercato, offrendo ai propri clienti una riduzione del prezzo pagato per il gas e/o una maggiore flessibilità contrattuale. In quest'ottica vanno interpretate anche le due aste organizzate da Gazprom negli scorsi mesi per la vendita di volumi di gas in aggiunta a quelli previsti dai contratti di lunga durata.

Consapevole di questi sviluppi, lo scorso febbraio la Commissione europea ha pubblicato il *Winter Package* contenente: *i)* una comunicazione per la definizione di una strategia europea in materia di gas naturale liquefatto e di stoccaggi, *ii)* una comunicazione sul riscaldamento e il raffrescamento, *iii)* un rapporto sull'attuazione della direttiva 994/2012 sul meccanismo di scambio delle informazioni sugli accordi intergovernativi tra paesi membri e stati terzi nel campo dell'energia, e *iv)* una proposta legislativa sulla sicurezza delle forniture di gas che abroga il regolamento 994/2010.

In questi documenti l'esecutivo di Bruxelles si dice conscio del fatto che sfide geopolitiche aventi un impatto sulla sicurezza e la resilienza delle forniture di combustibili fossili restano significative e non scompariranno nel prossimo futuro, tanto più che la UE dipenderà in misura crescente dalle importazioni a causa della produzione domestica declinante. È perciò fondamentale mitigare la vulnerabilità dovuta alla dipendenza dalle importazioni tramite la creazione di un sistema flessibile e capace di reagire a cambiamenti imprevisti nei flussi delle forniture. In questa ottica **il GNL e gli stoccaggi offrono un grande potenziale, che può essere sfruttato dalla UE per conseguire uno degli obiettivi dell'Unione per l'energia, quello cioè di una fornitura di gas sicura, resiliente e competitiva.**

Secondo la Commissione, **con riferimento al GNL l'Unione europea dovrebbe:**

- 1. garantire la realizzazione delle infrastrutture necessarie ad assicurare a ogni stato membro l'accesso diretto o indiretto ai mercati del GNL**, risolvendo allo stesso tempo i problemi di chi non ha oggi questo accesso e di chi invece è dotato di una capacità di importazione sovrabbondante;
- 2. completare il mercato interno del gas**, tramite la creazione di *hnb* regionali sufficientemente liquidi ed efficienti;
- 3. promuovere a livello internazionale mercati del GNL liberi, liquidi e trasparenti.**

Quanto al primo punto, **la Commissione invita a utilizzare il bilancio europeo per favorire la realizzazione di un ridotto numero di Progetti di interesse comune (PCI)**, quali il gasdotto tra Portogallo, quello tra Spagna e Francia e quello tra Lituania e Polonia (v. *Focus 23-24*).

La Commissione riconosce altresì il ruolo che il GNL su piccola scala può giocare nel favorire una maggiore sostenibilità ambientale dei trasporti marittimi e terrestri. Il mini GNL può infatti sostituire i derivati del petrolio quale carburante per le navi e il trasporto pesante su strada, contenendo sia le emissioni di gas a effetto serra che di inquinanti locali. In tal senso la Commissione auspica la rapida attuazione della direttiva 2014/94/UE sui carburanti alternativi, che prevede che gli stati membri installino un numero minimo di stazioni di rifornimento con carburanti alternativi sul loro territorio.

Con riferimento agli stoccaggi, la UE dovrebbe invece:


- 1. definire regole adeguate** sulle interconnessioni e l'allocazione della capacità degli stoccaggi, **in modo da garantirne un utilizzo efficiente e sostenibile economicamente;**

2. **rimuovere le barriere legali all'utilizzo della capacità come riserva per alimentare le reti dei paesi confinanti;**
3. **sviluppare piani di emergenza a livello regionale** per gestire le interruzioni in maniera integrata.

Per quanto riguarda le altre fonti di energia, va segnalato come il 2015 abbia registrato un **notevole, ma probabilmente solo temporaneo, aumento della produzione inglese di petrolio nel Mare del Nord** (13,4%), dovuto ai forti investimenti condotti negli anni passati. Le basse quotazioni attuali del greggio e il progressivo esaurimento dei giacimenti esistenti lasciano tuttavia pensare che nei prossimi anni la produzione tornerà rapidamente a diminuire, accrescendo la dipendenza della UE dalle importazioni.

2.1 ITALIA

| ITALIA | | | |
|---------------------------------------------|-------|------|--------|
| Consumo di energia primaria | 151,7 | Mtep | (2015) |
| Variazione annuale | 3,4 | % | (2015) |
| Dipendenza energetica dalle importazioni | 75,9 | % | (2014) |
| Consumo di gas naturale | 61,4 | Gmc | (2015) |
| Variazione annuale | 9,1 | % | (2015) |
| Gas sul totale dei consumi di energia | 36,4 | % | (2015) |



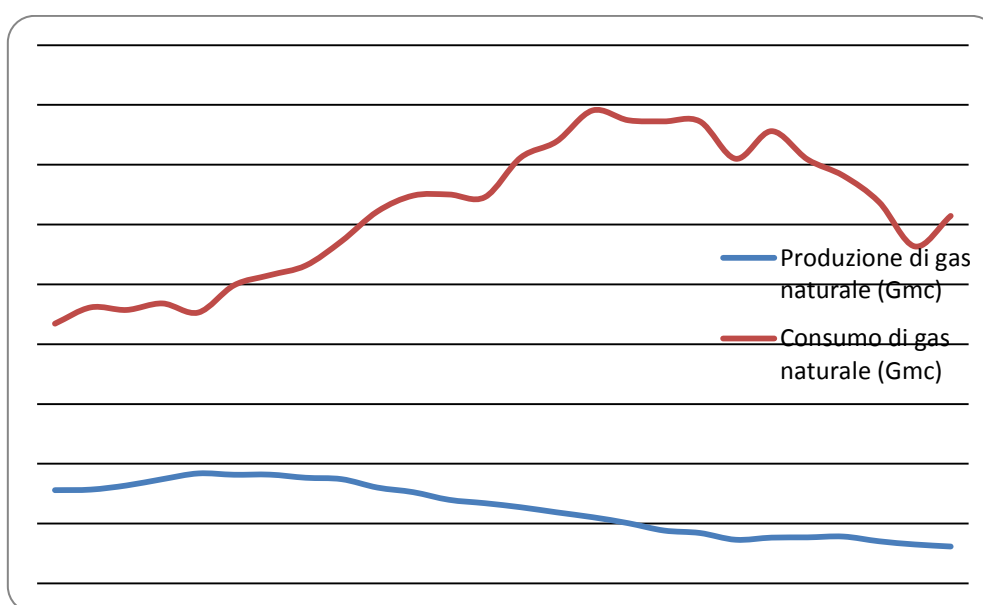
Il 2015 ha segnato per l'Italia la fine della più lunga recessione economica dal secondo dopo guerra. L'economia è tornata a espandersi, seppur timidamente (0,8%), e il 2016 dovrebbe registrare una leggera accelerazione della crescita. L'andamento macroeconomico moderatamente positivo, la forte riduzione dei prezzi del petrolio, così come l'inverno più rigido rispetto a quello del 2014, un'estate molto calda e un'annata piuttosto secca giustificano un **significativo aumento della domanda di energia e di gas naturale in particolar modo** (v. *Figura 18*).

La produzione idroelettrica segna il passo (-24%), portando a un calo della quota delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica. **Il fotovoltaico continua la sua ascesa.** Nel complesso proprio le fonti rinnovabili sono la principale ragione del calo della dipendenza energetica del paese dalle esportazioni, che nel 2014 scende sotto il 76% (aveva oscillato tra l'83 e l'86% nei primi anni del secolo). **Tale calo della dipendenza ha luogo nonostante continui il riduzione delle estrazioni di gas dai giacimenti del paese,** in particolare di quelli marini, e la produzione petrolifera rimanga grosso modo su livelli costanti.

Il mancato raggiungimento del quorum da parte del referendum abrogativo del 17 aprile 2016 lascia intatte le prospettive produttive delle attuali concessioni minerarie marine di idrocarburi, ma non può nulla contro la crescente percezione che l'Italia sia un

paese difficile per l'industria estrattiva e che quindi sia meglio evitarlo per nuove iniziative di esplorazione e sviluppo. Questo sentimento diffuso sembra confermato dalla rinuncia di numerose imprese energetiche a continuare i progetti avviati nel recente passato e per lo più ancora alle fasi iniziali. **In prospettiva è dunque probabile che la produzione domestica di idrocarburi**, al netto dell'incerto avvio del progetto Tempa Rossa di Total in Basilicata e la ripresa delle attività di Eni nella Val d'Agri dopo il blocco da parte della magistratura, **vada continuando il trend decrescente degli ultimi lustri, costringendo il paese a maggiori importazioni dall'estero** (la domanda di petrolio è prevista calare, mentre quella di gas mantenersi su livelli simili agli attuali).

FIG. 18 – **ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE E DEL CONSUMO DI GAS NATURALE IN ITALIA**



FONTE: BP.

Fortunatamente la riduzione dei prezzi delle materie prime ha fatto in modo che la fattura energetica pagata dal paese per le importazioni nette di energia sia scesa dai 56 miliardi di euro del 2013 – ultimo anno con prezzi stabilmente elevati – a 44,6 miliardi di euro nel 2014, per finire a circa 34,7 miliardi nel 2015 (fonte: Unione Petrolifera). Tale cifra rappresenta circa il 2,1% de PIL italiano (era il 3,5% nel 2013).

Infine, va segnalata un'importante novità con riguardo al sistema elettrico italiano. **Il 28 maggio è entrato finalmente in funzione il cavo Sorgente-Rizziconi che aggiunge 1.100 MW di capacità di trasmissione tra la Sicilia e la Calabria.** Lungo oltre cento km, l'elettrodotto realizzato da Terna è costato oltre 700 milioni di euro e dovrebbe permettere un più efficiente dispacciamento degli impianti di generazione del sud Italia e della Sicilia, con conseguente contrazione del differenziale di prezzo tra le zone di mercato e del prezzo medio nazionale all'ingrosso dell'energia elettrica. Eliminando le

congestioni fra la rete insulare e quella continentale, l'opera dovrebbe anche aumentare la sicurezza del sistema elettrico, con risparmi per la società italiana previsti nell'ordine dei 600 milioni di euro all'anno.


Sempre con riferimento al sistema elettrico desta invece qualche preoccupazione la conferma che il processo di dismissione degli impianti termoelettrici più inefficienti o localizzati in aree poco felici del paese continua. **L'Autorità per l'energia ha infatti osservato che nel 2014** – ma dalla pubblicistica si intuisce che il trend è proseguito nel 2015 – **una trentina di impianti di generazione con potenza superiore a 10 MVA sono stati dismessi**. Si tratta in molti casi di impianti termoelettrici abilitati a operare nel mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), che sono stati solo in parte sostituiti da una quindicina di impianti, molti dei quali eolici e dunque non abilitati a fornire gli stessi servizi per garantire il funzionamento continuo e sicuro del sistema. Nel complesso la potenza termoelettrica installata e disponibile nel paese è scesa di circa 1,5 GW, assestandosi a 93,2 GW.

Si tratta di un valore ancora importante che garantisce margini di sicurezza sia rispetto alla domanda di picco espressa dal sistema, che si è assestata poco sopra i 59 GW nel 2015, sia rispetto al fabbisogno di capacità per la regolazione della frequenza. **Tuttavia, questi dati segnalano, assieme al maxi piano di dismissioni di Enel, il protrarsi delle difficoltà economiche per il comparto elettrico e i rischi nel medio – lungo termine** relativamente all'adeguatezza e affidabilità del parco di generazione.

Urge dunque procedere con la riforma del mercato elettrico, avviata alcuni anni fa e su cui a giugno è uscito un ulteriore documento di consultazione dell'Autorità per l'Energia, in modo da rendere possibile la partecipazione delle fonti rinnovabili e della domanda al bilanciamento del sistema e quindi al suo funzionamento in sicurezza.

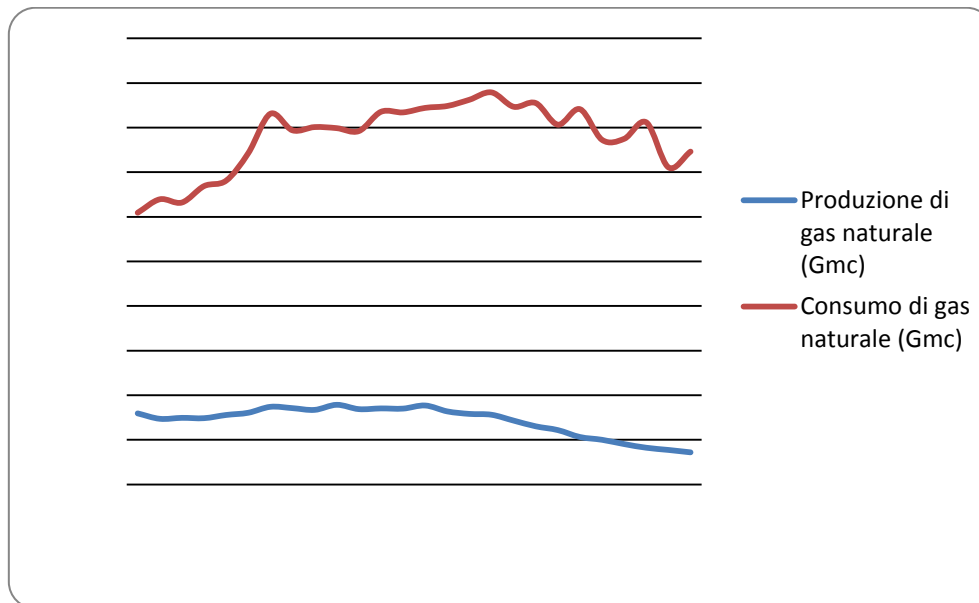
2.2 GERMANIA

| GERMANIA | | | |
|---------------------------------------------|-------|------|--------|
| Consumo di energia primaria | 320,6 | Mtep | (2015) |
| Variazione annuale | 2,8 | % | (2015) |
| Dipendenza energetica dalle importazioni | 61,4 | % | (2014) |
| Consumo di gas naturale | 74,6 | Gmc | (2015) |
| Variazione annuale | 5 | % | (2015) |
| Gas sul totale dei consumi di energia | 21 | % | (2015) |



Nel 2015 l'economia tedesca è cresciuta a un buon tasso e ha visto aumentare la sua domanda di energia. La produzione domestica di gas naturale è tuttavia in declino e il divario rispetto alla domanda è stato colmato da un aumento delle importazioni via gasdotto, non avendo il paese alcun impianto per la rigassificazione del GNL.

FIG. 19 – ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE E DEL CONSUMO DI GAS NATURALE IN GERMANIA



Fonte: BP.

2.3 FRANCIA

| FRANCIA | | | |
|---------------------------------------------|------|------|--------|
| Consumo di energia primaria | 239 | Mtep | (2015) |
| Variazione annuale | 0,6 | % | (2015) |
| Dipendenza energetica dalle importazioni | 46,1 | % | (2014) |
| Consumo di gas naturale | 39,1 | Gmc | (2015) |
| Variazione annuale | 7,8 | % | (2015) |
| Gas sul totale dei consumi di energia | 14,7 | % | (2015) |

The map shows the European continent with a network of gas pipelines. France is highlighted in a darker shade of green, indicating its position within the European energy infrastructure.

La Francia ha registrato nel 2015 un moderato aumento dei consumi di energia primaria, imputabili quasi totalmente a un maggiore ricorso al gas naturale, che viene importato sia via gasdotto che via GNL, tanto più che la produzione nazionale è molto limitata.

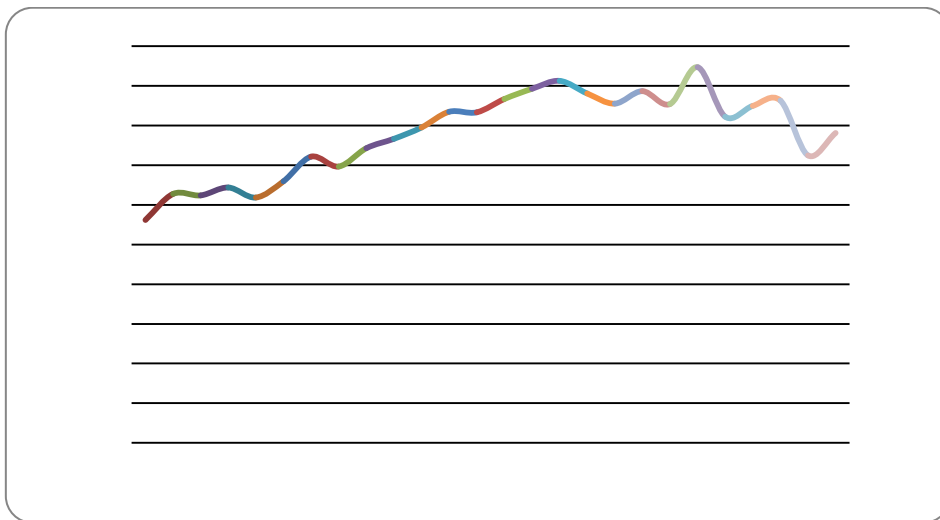
Tra gli eventi da segnalare il protrarsi nel mese di maggio di uno sciopero da parte dei sindacati contro la nuova legge del lavoro in discussione al Parlamento francese. Per diversi giorni la produzione delle raffinerie è stata fortemente ridotta e i trasporti resi difficoltosi, con i carburanti che hanno scarseggiato presso molte stazioni di distribuzione.

Per quanto riguarda il comparto elettrico francese, si segnala **la discussione circa la possibile cessione da parte di EDF di una quota (50%) di RTE**, la società ora interamente posseduta da EDF che detiene e gestisce la rete di trasmissione francese.

L'obiettivo del colosso francese sarebbe quello di vendere alcuni *asset* allo scopo di raccogliere capitale e ridurre il debito, così da preservare il merito di credito e coprire una parte delle spese previste per i prossimi anni. In particolare, **nel prossimo decennio EDF è chiamata non solo a gestire un periodo di bassi prezzi dell'energia all'ingrosso, ma anche a investire in nuove centrali nucleari nel Regno Unito e ad ammodernare quelle in Francia**, così da ottenere il prolungamento delle licenze da parte del regolatore nazionale.

La stessa EDF continua peraltro a rinviare la decisione finale d'investimento per l'impianto britannico di Hinckley e a essere in ritardo nel completamento degli impianti di Flamanville in Francia e di Olkiluoto in Finlandia, con perdite economiche non trascurabili (v. *Focus* 23-24).

FIG. 20 – ANDAMENTO DEI CONSUMI DI GAS IN FRANCIA
(GMC)



FONTE: BP.

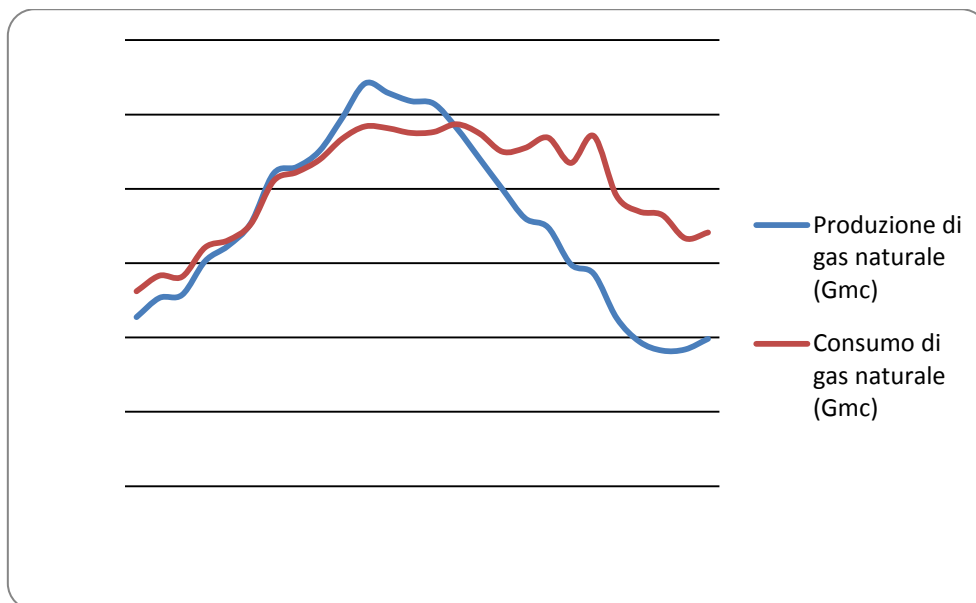
2.4 REGNO UNITO

| REGNO UNITO | | | |
|---------------------------------------------|-------|------|--------|
| Consumo di energia primaria | 191,2 | Mtep | (2015) |
| Variazione annuale | 1,2 | % | (2015) |
| Dipendenza energetica dalle importazioni | 45,5 | % | (2014) |
| Consumo di gas naturale | 68,3 | Gmc | (2015) |
| Variazione annuale | 2,4 | % | (2015) |
| Gas sul totale dei consumi di energia | 32,1 | % | (2015) |

The map shows the European continent with the United Kingdom highlighted in a darker shade of green. A network of black lines represents energy infrastructure, including pipelines and power lines, extending across Europe and connecting to the UK.

Il settore estrattivo del Regno Unito ha riportato nel 2015 un'ottima annata, con la produzione del gas naturale aumentata di quasi l'8% e quella di petrolio di oltre il 13%. Gli investimenti effettuati negli ultimi anni nel Mare del Nord hanno dunque portato frutto, sebbene si preveda che questa inversione di tendenza sia solo temporanea, anche a seguito del taglio degli investimenti che ha avuto luogo negli ultimi trimestri.

Fig. 21 – **ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE E DEL CONSUMO DI GAS NATURALE NEL REGNO UNITO**



FONTE: BP.

Nel breve-medio termine è peraltro poco probabile che possano contribuire in modo significativo la ripresa delle attività di fratturazione idraulica o la recente scoperta di petrolio nel sud dell'Inghilterra da parte della UK Oil&Gas, la quale ha avviato le operazioni in prossimità dell'aeroporto di Gatwick (Surrey).

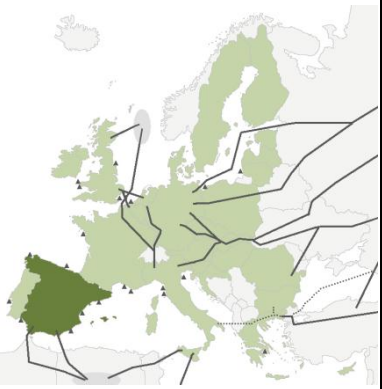
Da ciò si può concludere che nei prossimi anni il Regno Unito dovrebbe fare un maggiore ricorso alle importazioni, in particolare di GNL data l'ampia disponibilità di capacità di rigassificazione.

Per quanto riguarda il settore elettrico, **gli investitori continuano a essere molto cauti circa la realizzazione di nuove centrali non sussidiate** e dato che molti impianti a carbone sono al termine della loro vita utile, il margine di riserva tra potenza disponibile e domanda di picco si è ridotto e continuerà a ridursi considerevolmente. Se nel medio termine una parziale soluzione è stata trovata con l'introduzione di mercati della capacità, nell'immediato National Grid Company, l'operatore di rete britannico, è dovuto intervenire a maggio prenotando per l'estate circa 1,5 GW di potenza, per lo più nella forma di piccoli e inquinanti generatori diesel.

Il ritardo nell'avvio dei lavori a Hinkley Point contribuisce a rendere ancora più fosche le previsioni per il futuro, in particolare nell'ipotesi che l'economia britannica continui a crescere a un buon ritmo e i consumi di elettricità aumentino in maniera significativa.

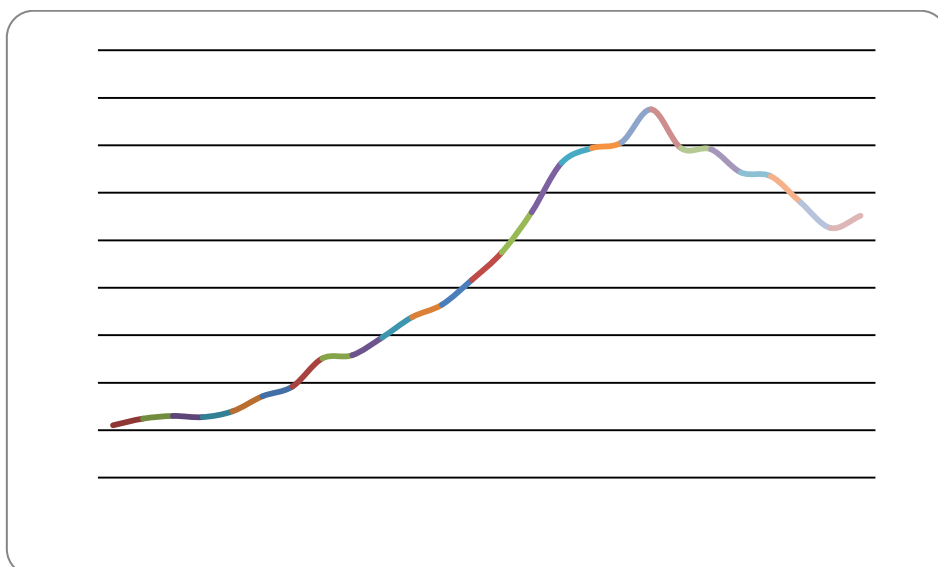
2.5 SPAGNA

| SPAGNA | | |
|---------------------------------------------|------------|--------|
| Consumo di energia primaria | 134,4 Mtep | (2015) |
| Variazione annuale | 1,7 % | (2015) |
| Dipendenza energetica dalle importazioni | 72,9 % | (2014) |
| Consumo di gas naturale | 27,6 Gmc | (2015) |
| Variazione annuale | 4,9 % | (2015) |
| Gas sul totale dei consumi di energia | 18,5 % | (2015) |



La Spagna ha visto crescere nel 2015 la propria domanda di energia sulla scia di una buona ripresa economica. Il consumo di gas è aumentato, benché sia ancora molto lontano dai livelli registrati prima della crisi economico-finanziaria del 2008-09 e di quella del debito sovrano del 2011-13. Il sistema infrastrutturale resta perciò assai abbondante, sia per quanto riguarda i gasdotti sia per gli impianti di rigassificazione.


FIG. 22 - **ANDAMENTO DEL CONSUMO DI GAS NATURALE IN SPAGNA**



FONTE: BP.

2.6 POLONIA

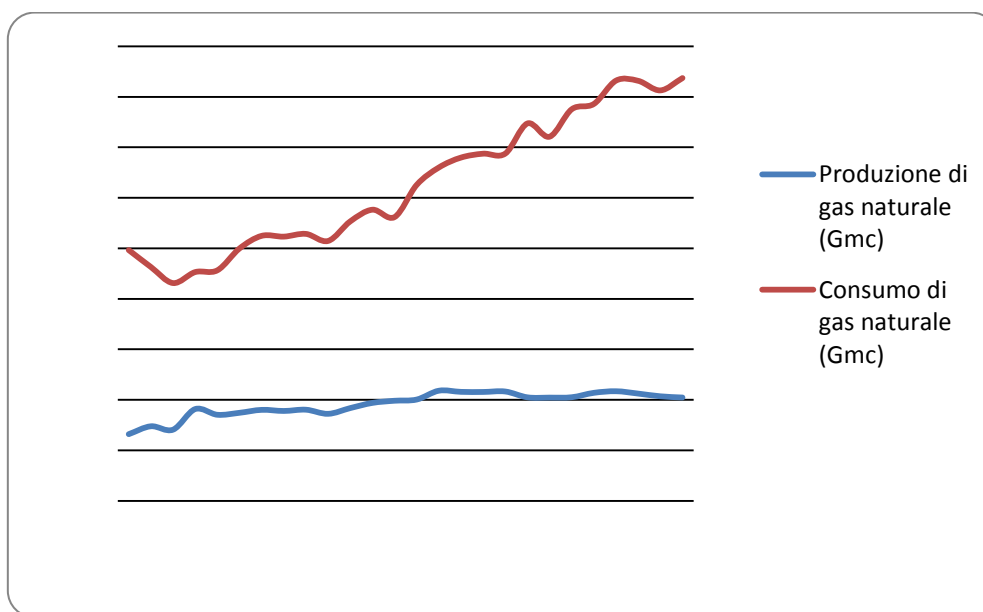
| POLONIA | | |
|---------------------------------------------|----------|--------|
| Consumo di energia primaria | 95 Mtep | (2015) |
| Variazione annuale | 2,7 % | (2015) |
| Dipendenza energetica dalle importazioni | 28,6 % | (2014) |
| Consumo di gas naturale | 16,7 Gmc | (2015) |
| Variazione annuale | 3 % | (2015) |
| Gas sul totale dei consumi di energia | 15,9 % | (2015) |



La Polonia continua il suo cammino di sviluppo economico, che la sta portando a convergere con le economie più avanzate della UE. Il consumo di energia nel 2015 ha perciò segnato un aumento rilevante, che ha coinvolto anche il gas naturale, la cui quota sul bilancio energetico polacco è in crescita.

La Polonia produce tuttavia volumi contenuti di gas naturale ed è poco probabile che l'industria della fatturazione idraulica emerga rapidamente nei prossimi anni. Questo, assieme al progressivo ridimensionamento dell'uso del carbone, si è tradotto in un tasso di dipendenza dall'estero piuttosto erratico ma tendenzialmente in crescita (è passato dai pochi punti percentuali nei primi anni 2000, fino al 33% nel 2011, per poi calare e risalire ancora negli anni più recenti).

FIG. 23 – **ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE E DEL CONSUMO DI GAS NATURALE IN POLONIA**



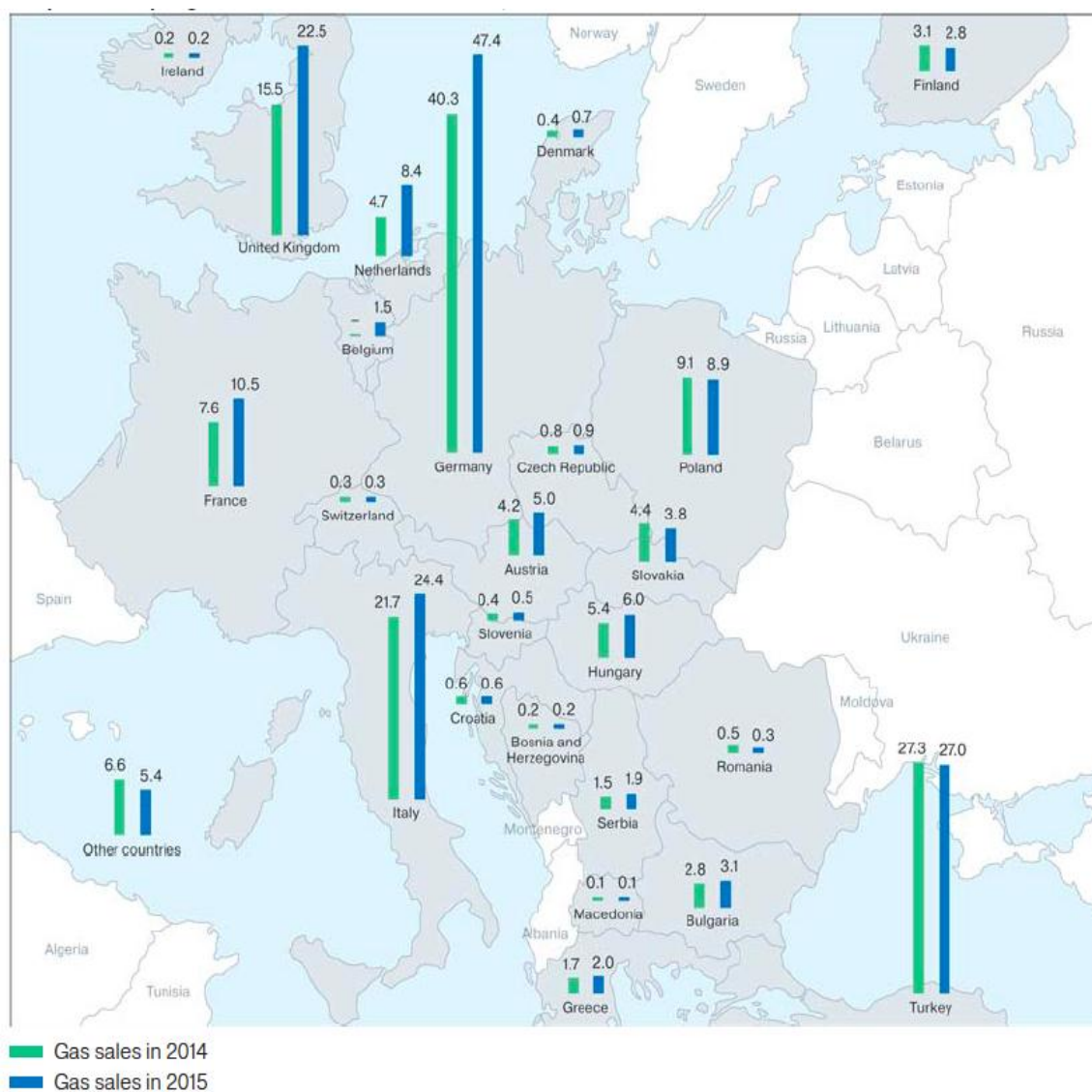
FONTE: BP.

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

3.1 RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Nonostante le perduranti difficoltà nelle relazioni russo-europee determinate dalla crisi ucraina, **la commercializzazione di gas sui mercati continentali da parte di Gazprom ha fatto segnare nel 2015 una crescita su base annua del 12%**. A renderlo noto sono i dati riportati nel rapporto annuale sulle attività del 2015 pubblicato dalla compagnia russa, secondo il quale le esportazioni di gas verso l'Europa (Turchia compresa) si sarebbero attestate a un volume pari a 158,6 Gmc, su un totale annuo di esportazione via gasdotto pari a 193 Gmc.

FIG. 24 – LE ESPORTAZIONI DI GAS RUSSO VERSO I MERCATI EUROPEI (2014-2015)



FONTE: GAZPROM.

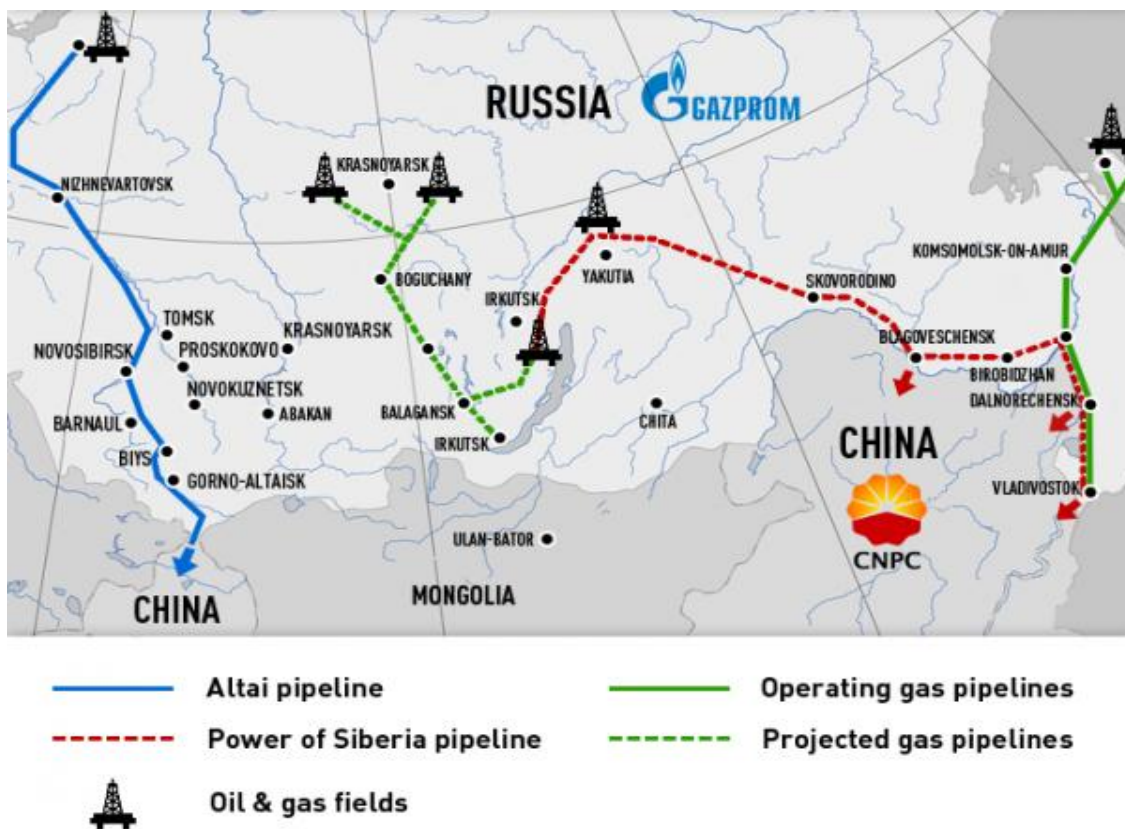
Dal computo delle esportazioni verso i mercati europei sono esclusi i paesi europei della ex-Unione sovietica, tradizionalmente accorpati da Gazprom in un'apposita sezione dedicata. Le esportazioni verso l'area hanno invece fatto segnare nel 2015 una contrazione su base annua, determinata principalmente dalla costante riduzione delle importazioni dell'Ucraina, acquirente di centrale importanza di gas russo nello spazio già sovietico (v. *infra*).

Secondo le previsioni della compagnia russa, questa duplice tendenza – all'aumento dei volumi esportati verso l'Europa e alla diminuzione di quelli diretti nello spazio post-sovietico – dovrebbe confermarsi anche nel 2016. Previsione, questa, confermata peraltro dai primi dati relativi all'andamento delle esportazioni nel primo trimestre dell'anno. Rispetto allo stesso periodo dell'anno passato, le esportazioni verso l'Europa (compresa la Turchia) sarebbero infatti incrementate del 30% circa per un volume totale di circa 40,4 Gmc, mentre quelle verso lo spazio già sovietico si sarebbero contratte del 18%. Nonostante la crescita delle esportazioni nel primo trimestre – passate da 43,3 a 51,1 Gmc – il basso livello dei prezzi correnti ha fatto segnare una rilevante contrazione dei guadagni. A fronte di un prezzo medio di vendita pari a \$265/mc nel 2015, il primo trimestre del 2016 ha infatti visto il prezzo medio attestarsi a \$166/mc, con il conseguente calo delle entrate totali.

Se dunque Gazprom sembra mantenere salde le proprie quote di mercato nei paesi dell'Europa centrale e orientale, e temere poco la concorrenza del gas non convenzionale statunitense, la contrazione delle entrate mette pressione ai piani di investimento predisposti dalla compagnia russa per l'anno in corso – pari a circa 22 miliardi di dollari.

Le congiunturali ristrettezze finanziarie fronteggiate da Gazprom non mettono in pericolo gli investimenti programmati lungo la direttrice orientale della strategia di ampliamento dei mercati di sbocco di Gazprom. In occasione della tredicesima riunione della Commissione sino-russa per la Cooperazione energetica, l'AD della compagnia russa Alexei Miller ha rassicurato il proprio omologo della China National Petroleum Corporation (CNPC), Wang Yilin, che i progetti in cantiere non subiranno ritardi.

FIG. 25 – IL SISTEMA DI GASDOTTI SINO-RUSSO



FONTE: GAZPROM.

Miller ha in particolare ribadito che la tratta del Power of Siberia ricadente in territorio russo sarà ultimata contemporaneamente al completamento dei lavori in territorio cinese, alla fine del 2018, in modo da consentire l'entrata in funzione del gasdotto nel maggio 2019. La costruzione del gasdotto Power of Siberia per l'esportazione di gas lungo la "rotta orientale", della capacità di 38 Gmc/a, è stata concordata dalle parti nel maggio 2014 (v. *Focus 18*) congiuntamente alla firma di un accordo trentennale di commercializzazione di gas. Ancora da definire, invece, i contorni della possibile costruzione di una "rotta occidentale" di esportazione – a partire dai giacimenti della Siberia occidentale – per la definizione della quale restano tra le parti non secondarie divergenze negoziali. Alla preferenza russa per la vendita del gas al confine, fa infatti da contraltare la richiesta cinese di una soluzione "verticalmente integrata", che implichi la gestione congiunta delle attività estrattive e di costruzione e operazione del gasdotto.

Lungi dall'indebolire la cooperazione bilaterale sino-russa, le difficoltà finanziarie attraversate dalla Federazione russa sembrano, piuttosto, offrire al partner cinese nuove opportunità di rafforzamento della stessa, in linea con una tendenza che ha visto Pechino pragmaticamente cogliere tutte le opportunità offerte dalla volontà russa di diversificare il proprio portafoglio clienti all'indomani delle tensioni con gli interlocutori europei generata dalla crisi ucraina. Pechino potrebbe beneficiare, nello

specifico, della decisione del governo russo – annunciata dal Presidente Vladimir Putin in gennaio – di cedere una parte delle azioni della compagnia energetica Rosneft, di cui la CNPC possiede già una piccola partecipazione. Le difficoltà finanziarie della Rosneft – protrattesi per un triennio a seguito dell’acquisizione nel 2013 di TNK-BP – hanno infatti indotto il governo a includere la compagnia nel piano di privatizzazioni del 2016 e ad annunciare la cessione del 19,5% delle quote azionarie. Alla cessione, che lascerebbe al governo russo il controllo del 50% della compagnia, si è dunque detto interessato Wang Yilin, a patto che la partecipazione all’azionariato si traduca in effettivo coinvolgimento nella gestione della compagnia.

La crisi bilaterale tra Russia e Turchia, determinata dall’abbattimento del caccia russo a opera dell’aviazione turca nel novembre 2015, ha segnato il definitivo congelamento del progetto Turkish Stream, nato sulle ceneri del South Stream circa un anno prima, ma invero mai definitivamente decollato anche prima che il raffreddamento delle relazioni tra Mosca e Ankara ne decretasse la (almeno momentanea) fine. **In risposta alle difficoltà di addivenire a un’intesa con la Turchia per la realizzazione del gasdotto – e ferme restando le motivazioni che spingono Mosca a realizzarne almeno una parte (v. *Focus 21*) – Gazprom a inizio anno ha nuovamente rilanciato l’idea di un gasdotto sottomarino nel Mar Nero, questa volta d’intesa con la compagnia greca DEPA e con Edison.**

In febbraio, **in occasione di una visita a Roma**, l’Amministratore Delegato di Gazprom, Alexey Miller, ha siglato un *Memorandum* d’intesa con gli omologhi Theodoros Kitsakos e Marc Benayoun relativo “all’approvvigionamento di gas dalla Russia attraverso il Mar Nero e via paesi terzi alla Grecia e dalla Grecia all’Italia”. Il progetto, stando anche alla lettera del Memorandum, sembra mettere insieme la logica che aveva presieduto alla ideazione del South Stream con quella che, all’inizio degli anni 2000, aveva determinato il progetto di Interconnettore Grecia-Italia (cd. Poseidon), sviluppato congiuntamente da Edison e DEPA e pensato essenzialmente per il trasporto del gas di provenienza caspica – prima che a Baku si decretasse la preferenza per il progetto Nabucco o Trans-Adriatic Pipeline, poi risultato vincente.

L’intesa sottoscritta a Roma, tuttavia, sembra poggiare su basi apparentemente deboli sotto due punti di vista paralleli. Anzitutto, reindirizzare il South Stream verso la Turchia acquisiva significato soprattutto nell’ottica di guadagnare nuove quote di mercato nello stesso paese anatolico. Era cioè il ruolo di consumatore della Turchia più che quello di snodo di transito verso i mercati dell’Europa sud-orientale a dar senso al progetto infrastrutturale – che, non a caso, nella sua versione più ridotta (2 linee parallele in luogo di 4), finiva per coprire essenzialmente la maggior domanda di gas turca attesa nel prossimo decennio.

Aggirare, assieme alla costa, anche il mercato turco, significa tuttavia fare nuovamente i conti con una domanda regionale di gas che in Europa sud-orientale non sembra sufficiente a giustificare la costruzione dell’infrastruttura – tanto più qualora nel prossimo quadriennio dovesse effettivamente vedere la luce il sistema di gasdotti tra il Caspio e l’Adriatico (v. § 3.2 e 4.2). In secondo luogo, anche a voler

mantenere separate le due infrastrutture che potrebbero dar sostanza al Memorandum di Roma – ovvero una tra il Mar Nero e la Grecia, l'altra tra Grecia e Italia – la prima di esse, dovendo necessariamente approdare in territorio bulgaro (escludendo per il momento quello turco), riproporrebbe quelle stesse obiezioni normative da parte della Commissione europea che hanno decretato la fine del progetto South Stream (v. *Focus* 19-20). Il che, come peraltro sottolineato dallo stesso portavoce della Presidenza russa, Dmitry Peskov, riporta l'esito della partita infrastrutturale alle decisioni dell'UE e, più in generale, alla più datata e ampia vertenza tra Mosca e Bruxelles in materia energetica.

Diversa la posizione della riproposizione del progetto Poseidon da parte di DEPA ed Edison. Già circolata nel corso degli ultimi mesi, essa potrebbe in ultima analisi dipendere dalle decisioni di esportazione di gas dal Bacino di Levante, e in particolare da Cipro (v. § 3.2). Pur tuttavia, stime sulle riserve ancora incerte, la maggior attrattività di altre rotte di esportazione – in primo luogo attraverso l'Egitto o la Turchia – e, non secondariamente la possibilità che possa essere una versione scalata del Trans-Adriatic Pipeline a convogliare tra Italia e Grecia le medesime risorse, sembrano rendere le possibilità di rilancio del gasdotto Poseidon piuttosto flebili.

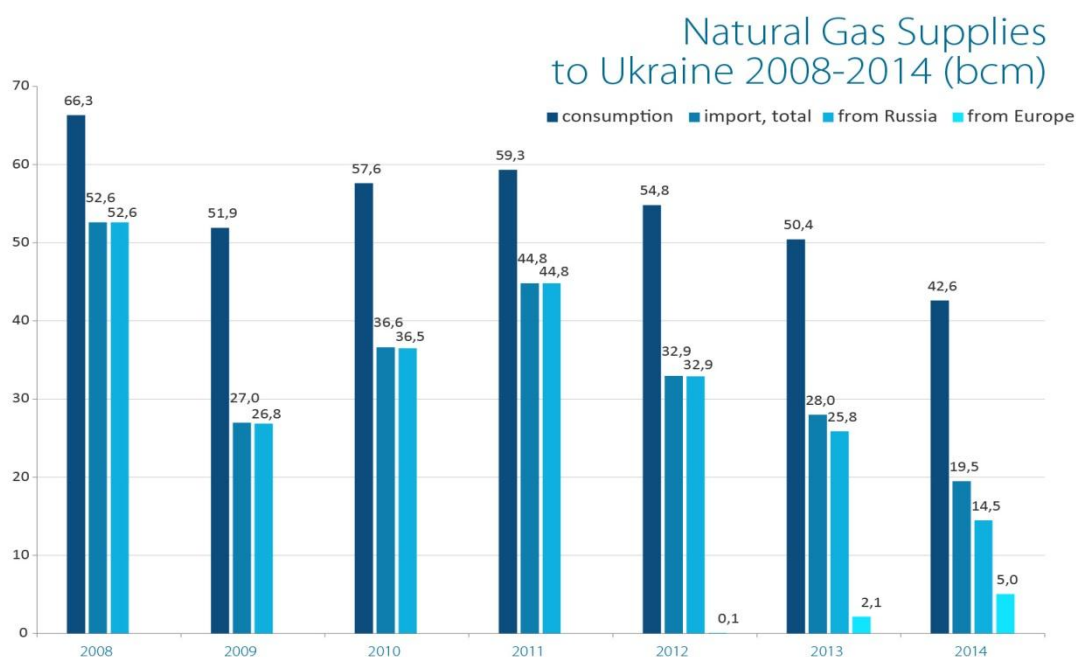
Il rilancio, sotto nuove vesti, del progetto South Stream resta per la Federazione russa un elemento centrale per la sicurezza dei flussi di esportazione verso i mercati finali. Allo stesso modo e parallelamente al rafforzamento della direttrice baltica di esportazione attraverso il Nord Stream 2 (v. § 4.1), il progetto infrastrutturale lungo il Mar Nero risponde alla volontà di ridurre i rischi legati al transito e, di conseguenza, alla necessità – di recente ribadita dal Consigliere di Gazprom, Andrei Konoplyanik – di aggirare territori considerati a rischio: Ucraina *in primis* e, dopo i fatti di novembre, la stessa Turchia.

D'altra parte, la prossima scadenza degli accordi di transito attraverso l'Ucraina (2019) e le difficoltà di addivenire a un accordo con Kiev circa il livello di tasse di transito soddisfacente per Gazprom, impone alla compagnia russa di valutare quanto prima le rotte alternative attraverso le quali assicurare ai clienti dell'Europa centro-occidentale un adeguato flusso di gas – in molti casi contrattualizzato ben oltre il 2019. Ciò, va segnalato, nonostante l'Ucraina sia riuscita efficacemente a separare la vertenza bilaterale sull'acquisto di gas dalla Russia con la questione del passaggio del gas russo verso i mercati europei, assicurato anche nei momenti di più dura crisi tra Kiev e Mosca. Per Kiev, d'altra parte, il transito di gas russo verso l'Europa rappresenta, al contempo, uno strumento di rilevanza geopolitica per i paesi consumatori a occidente e una significativa fonte di guadagno.

Su questo sfondo, **se la strategia infrastrutturale di Gazprom ruota attorno alla volontà di aggiramento delle rotte ucraine – dimostratesi in ottica russa troppo rischiose ed esposte a un'eccessiva politicizzazione – è vero, d'altra parte, che per Kiev liberarsi dalla dipendenza dagli approvvigionamenti russi e dalla percezione di vulnerabilità politica a essi connessa comporta un costo economico non indifferente.** Liberarsi dalla dipendenza e dal legame con Gazprom significa cioè, per l'Ucraina, rinunciare agli sconti sull'acquisto di gas tradizionalmente concessi da Mosca (che per lungo tempo hanno permesso la concessione di prezzi di vendita del gas contenuti) e alle entrate assicurate dalle tasse di transito – stimate attorno ai 2 miliardi di dollari annui.

Dalla prima angolatura, i dati delle importazioni di gas dalla Russia resi noti dalla compagnia energetica nazionale Naftogaz sembrano dar ragione al tentativo del governo di Kiev di ridurre la dipendenza dalle importazioni dall'ingombrante vicino. Nel corso del 2015 le importazioni di gas si sarebbero infatti ridotte fino a 6,1 Gmc (7,0 secondo BP) rispetto ai 14,5 dell'anno precedente, confermando una tendenza di più lungo periodo che ha visto una netta contrazione nel corso dell'ultimo decennio.

FIG. 26 – ANDAMENTO DELLE IMPORTAZIONI UCRAINE DI GAS DALLA RUSSIA (2008-2014)



FONTE: NAFTOGAZ.

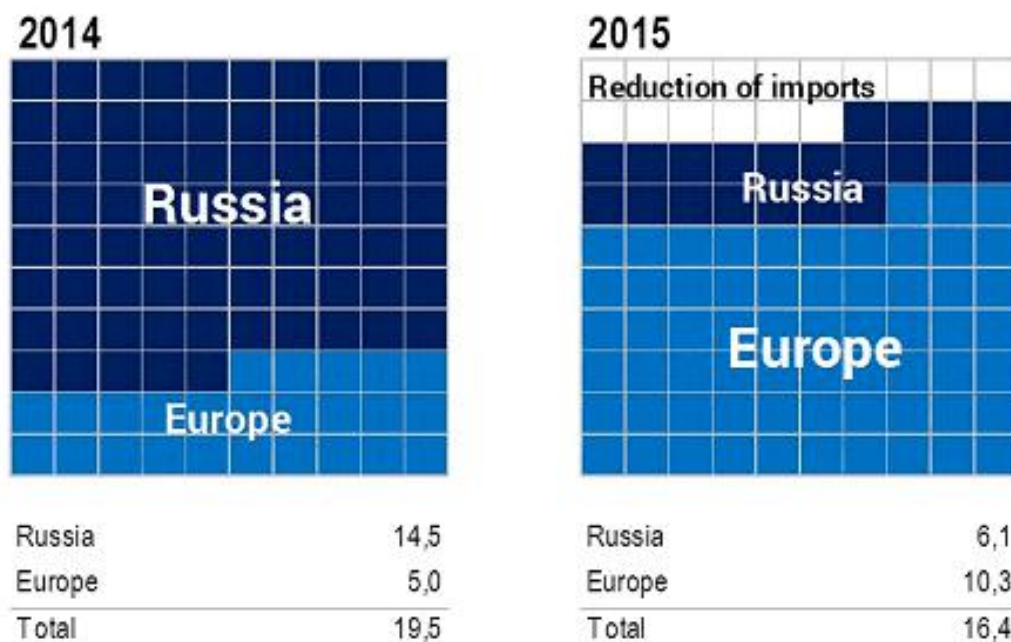
Tale riduzione è anzitutto frutto della diminuzione della domanda interna – passata dai 42,6 Gmc del 2014 ai 37,5 del 2015 – almeno in parte conseguenza delle politiche governative di razionalizzazione dei consumi e di adeguamento dei prezzi a quelli di mercato. In linea con gli accordi sottoscritti con il Fondo Monetario Internazionale (FMI), a partire dallo scorso anno sono stati infatti elevati i prezzi di vendita del gas tanto per il settore domestico che per quello industriale (v. *Infra*).

Inoltre, le politiche governative rivolte all'efficienza energetica e quelle dei prezzi – previsti innalzarsi gradualmente ancora fino al 2018 – dovrebbero, secondo gli analisti internazionali, confermare nel prossimo quinquennio la tendenza a una progressiva seppur lenta diminuzione dei consumi – previsti dunque rialzarsi solo nella seconda metà degli anni Venti.

La riduzione delle importazioni dalla Russia non è tuttavia conseguenza solo del calo del

consumi. La progressiva crescita dal 2013 delle importazioni dall'Europa – Slovacchia (9,7 Gmc, nel 2015), Ungheria (0,5 Gmc) e Polonia (0,1 Gmc) – permessa dall'inversione dei flussi ha infatti notevolmente ridotto la stessa quota di Gazprom sul totale delle importazioni (v. *Figura 27*) e, conseguentemente, la quota di mercato nel paese, passata dal 34% del 2014 al 18% del 2015.

FIG. 27 – ANDAMENTO E PROVENIENZA GEOGRAFICA DELLE IMPORTAZIONI DI GAS IN UCRAINA (2014-2015)



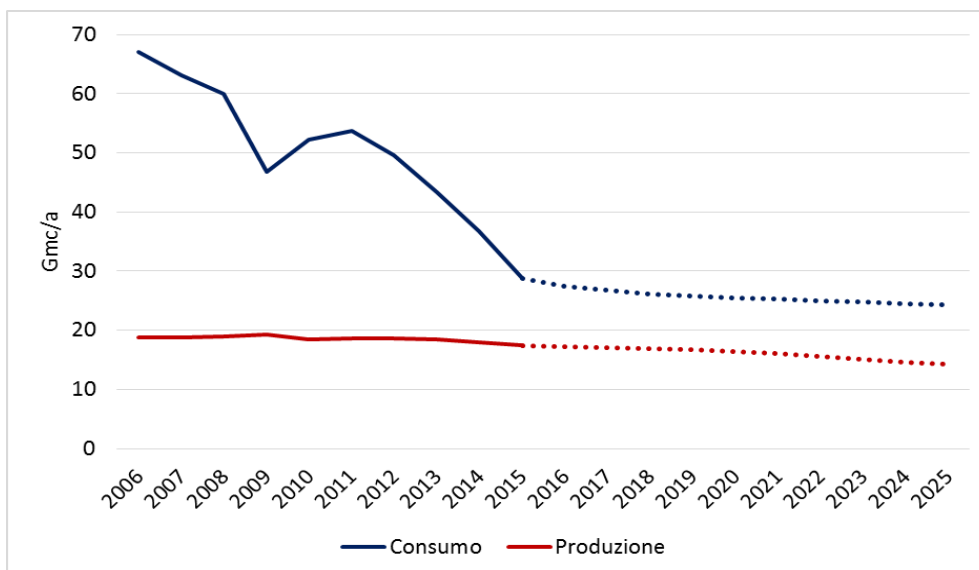
Fonte: NAFTOGAZ

La politica di riduzione della dipendenza da Mosca si è accompagnata a una strategia di valorizzazione del potenziale estrattivo interno, fondata anzitutto sulle risorse di gas non convenzionale. Da questa angolatura, tuttavia, l'Ucraina ha scontato, da un lato, la profonda instabilità del paese e la decisione di Chevron e Shell, giunte a cavallo tra il 2014 e il 2015, di terminare le attività di esplorazione portate avanti nelle rispettive concessioni e, dall'altro, l'imposizione di un livello più elevato di tassazione imposto sulle attività estrattive nel 2014 come misura d'urgenza innanzi alla crisi economica.

Per correggere la seconda delle due problematiche – che aveva portato le royalties fino al 55%, con un aumento in alcuni casi del 200% – nel gennaio 2016 è entrata in vigore una legge che riporta il livello di tassazione sulla produzione di gas e condensati a quello precedente al 2014. Secondo gli analisti di settore, tuttavia, la misura correttiva nasconde un clima regolatorio tutt'altro che stabile o prevedibile, che difficilmente favorirà l'afflusso di nuovi investimenti nel comparto, almeno nel breve periodo. Le stime sulla crescita della produzione di gas restano dunque piuttosto caute, prevedendo un sostanziale decremento nel corso del prossimo decennio (v. *Figura 28*). Ciò anche e non secondariamente in

relazione a una situazione di sicurezza ancora profondamente incerta, che tocca direttamente le prospettive di esplorazione e sfruttamento dei giacimenti non convenzionali nelle aree (Crimea e Mar Nero) al centro della corrente instabilità.

FIG. 28 – **ANDAMENTO ATTESO DELLA PRODUZIONE E CONSUMO DI GAS IN UCRAINA (2015-2025)**



VALORI ESPRESSI IN GMC/A.

FONTE: BMI

Le difficoltà ucraine di natura normativa nel promuovere un sostanziale aumento di produzione dimostrano appieno come la riduzione della dipendenza dagli approvvigionamenti russi sia solo uno degli aspetti – sebbene il più dibattuto pubblicamente e mediaticamente – di debolezza di un comparto energetico che sconta più profonde contraddizioni.

Le debolezze strutturali del comparto energetico ucraino sono state efficacemente enumerate da un rapporto presentato lo scorso maggio in occasione dell'incontro ministeriale dedicato all'energia tenutosi nel quadro del summit del G7 di Ise-Shima. Il progress report ha infatti segnalato cinque aree prioritarie di riforma accanto alla riduzione della dipendenza da Mosca: (1) garanzia di efficienza dei sistemi energetici; (2) sviluppo del potenziale produttivo interno; (3) riduzione dei rischi politici all'interno e all'esterno del paese; (4) riforma del mercato energetico; (5) ristrutturazione e, ove necessario, sostituzione delle infrastrutture energetiche.

In questa prospettiva, elementi centrali per la riforma del comparto energetico e la liberalizzazione del mercato sembrano essere **la piena recezione contenuta nel Terzo Pacchetto sull'Energia dell'UE in tema di unbundling e la prosecuzione di una rigorosa politica sulle tariffe del gas**. L'ultimo punto è di centrale importanza, nella misura in cui impatta sia sull'offerta che sulla domanda di gas. Sul versante dell'offerta, il

superamento della politica di sussidi e il raggiungimento della piena liberalizzazione potrà consentire ai privati di avere un quadro di riferimento più sicuro all'interno del quale programmare investimenti in infrastrutture o estrazione.

Sul lato della domanda, il raggiungimento di prezzi di mercato consentirebbe di migliorare l'efficienza energetica e ridimensionare i problemi finanziari della compagnia energetica nazionale ucraina, Naftogaz, aprendo la strada alla sua ristrutturazione. Centrale sarà dunque la piena attuazione delle già menzionate riforme sui prezzi concordate dal Governo con il FMI. Gran parte delle problematiche finanziarie e della inefficienza della compagnia di stato sono infatti tradizionalmente dipese dal mantenimento di tariffe di vendita del gas – specialmente per uso residenziale – di gran lunga inferiori ai prezzi di acquisto dello stesso, determinando il progressivo indebitamento della compagnia verso Gazprom o la necessità per il governo di distrarre risorse finanziarie per pareggiare i conti di Naftogaz.

uesta condizione era ancora evidente a inizio 2015 quando le tariffe residenziali pagate alla compagnia (\$55/mmc) erano pari a circa un sesto del prezzo allora corrisposto a Gazprom (\$329/mmc). Con le riforme introdotte gradualmente a partire dall'aprile dello scorso anno e con la sensibile diminuzione dei prezzi di acquisto del gas russo concordati con la mediazione UE, **la forbice tra il prezzo di acquisto e quello di vendita del gas si è notevolmente ridotta**, pur non essendo stata ancora del tutto chiusa. Stando alla tempistica resa nota dalle autorità di Kiev, è solo con il 2017 che si potrà arrivare alla piena liberalizzazione delle tariffe, con l'ingresso di nuovi operatori nel mercato.

Per far ciò è tuttavia determinante che il governo di Kiev assicuri la piena trasparenza del settore energetico e, soprattutto, che recepisca la normativa in materia di *unbundling* posta dal Terzo Pacchetto per l'Energia dell'UE. È determinante, cioè, che esso proceda alla ristrutturazione di Naftogaz e alla separazione e privatizzazione delle sue diverse componenti. La compagnia ha infatti tre sussidiarie – Ukgasproduction, Ukrtransgaz e Gas of Ukraine – responsabili rispettivamente per la produzione, il trasporto e la commercializzazione di gas.

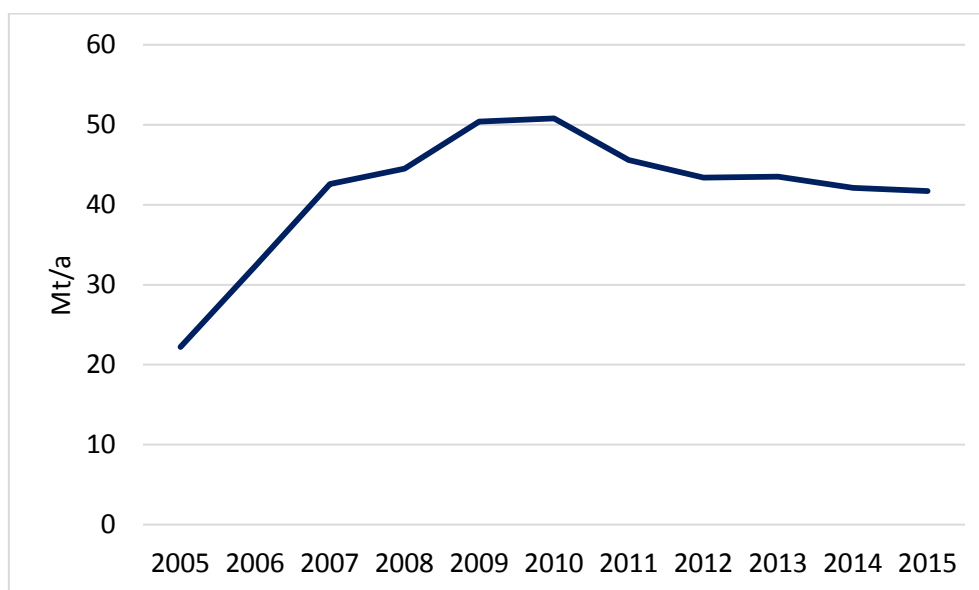
La liberalizzazione delle reti e del mercato unitamente a un più generale miglioramento del clima per gli investimenti sono d'altra parte necessari per conseguire un altro e rilevante obiettivo di Kiev, perseguito già alla vigilia dello scoppio della crisi del novembre 2013. Il riferimento va al tentativo ucraino di assurgere ad hub della distribuzione regionale di gas, facendo leva sia sulla peculiare posizione geografica del paese che sulla elevata capacità di stoccaggio di gas (32 Gmc espandibili fino a 50 Gmc), compensando così anche le perdite che potrebbero derivare dalla cessazione del transito di gas russo verso l'Europa dopo il 2019. Il valore aggiunto che l'Ucraina potrebbe garantire all'approvvigionamento europeo fungendo da hub regionale della distribuzione del gas – e il ruolo centrale in questa prospettiva della capacità di stoccaggio nazionale – è stato sottolineato dallo stesso Maros Sefcovic, vicepresidente della Commissione europea, a margine di un incontro con il ministro ucraino per l'Energia, Volodymyr Demchyshyn, tenutosi a Bruxelles lo scorso marzo.

3.2 BACINO DEL CASPIO

| Paese | Riserve provate | Consumo | Varaz. annua | Produzione | Variaz. annua |
|--------------|-----------------|---------|--------------|------------|---------------|
| Azerbaijan | 1100 | 9,8 | 4,10% | 18,2 | 3,40% |
| Kazakistan | 900 | 8,6 | 12,90% | 12,4 | 1,70% |
| Turkmenistan | 17500 | 34,3 | 23,90% | 72,4 | 4,50% |
| Uzbekistan | 1100 | 50,3 | 3,10% | 57,7 | 0,80% |

Le difficoltà congiunturali legate alla contrazione delle entrate energetiche statali in conseguenza delle basse quotazioni internazionali del petrolio hanno fatto registrare rilevanti ricadute negative nei paesi produttori dell'area del Caspio, le cui economie risultano ancora scarsamente diversificate e, dunque, troppo legate al comparto energetico. Ciò è tanto più vero per l'Azerbaijan, che alle difficoltà congiunturali somma il superamento del picco di produzione petrolifera (2010) e la conseguente progressiva diminuzione dell'*output* (v. Figura 29).

FIG. 29 – ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE DI PETROLIO IN AZERBAIGIAN (2005-2015)



VALORI ESPRESSI IN MILIONI DI TONNELLATE.

FONTE BP (2016)

I dati relativi alle esportazioni petrolifere nel primo trimestre del 2016 hanno confermato la tendenza a una “doppia contrazione” già manifestatasi nel 2015. Rispetto al 2014, il 2015 ha segnato infatti una parziale contrazione dei flussi di esportazione petrolifera (32,5 milioni di tonnellate di petrolio contro i 33 del 2014) e una più marcata contrazione dei guadagni associati (8,7 miliardi di dollari contro i 17,1 del 2014). Nel primo trimestre del 2016, le esportazioni sono calate del 3,6% rispetto allo stesso arco temporale

del 2015 (8,1 milioni di tonnellate rispetto a 8,4) mentre i prezzi di vendita medi sono stati di 33,4 dollari al barile contro i 54,2 dell'anno precedente. Prima ancora che la maggior rilevanza del comparto azerbaigiano del gas per i paesi di transito e consumo lungo il Corridoio meridionale dell'UE, è dunque la stessa sostenibilità della strategia energetica nazionale a spingere le autorità di Baku verso una politica energetica sempre più incentrata sul metano. Tale politica si basa su tre piani paralleli: aumento della capacità produttiva all'interno, finalizzazione delle infrastrutture di trasporto all'esterno, valorizzazione delle potenzialità di transito lungo l'asse Est-Ovest.

Rispetto alla fase di *upstream*, la strategia di sviluppo del comparto del gas sembra poter assicurare a Baku l'aumento di produzione atteso e preconizzato lungo il prossimo quindicennio. L'atteso aumento di *output* di gas si basa anzitutto sull'avvio della seconda fase di sfruttamento del giacimento di Shah Deniz, la cui prima fase sostiene oggi la capacità di produzione ed esportazione azerbaigiana. Secondo quanto reso noto da BP – compagnia operatrice del giacimento e azionista delle infrastrutture di esportazione da Baku – i lavori per la seconda fase sarebbero completi al 71%, ovvero sarebbero in fase significativamente più avanzata rispetto alla tempistica di sviluppo originariamente immaginata (60% al maggio 2016). Ciò consentirebbe di produrre la prima molecola di gas della seconda fase di Shah Deniz già nella prima metà del 2018, in linea con la tempistica di realizzazione del Trans-Anatolian Pipeline (TANAP), deputato a collegare il gasdotto tra la costa azerbaigiana e l'Anatolia orientale (South Caucasus Pipeline, SCP) con il confine turco-greco e con il Trans-Adriatic Pipeline (TAP) (v. § 4.2). La seconda fase di sfruttamento di Shah Deniz garantirà circa 16 Gmc/a, in aggiunta a quelli attualmente in produzione dalla prima fase.

| Composizione del Consorzio Shah Deniz | |
|---------------------------------------|----------|
| BP (GB) | 28,80% |
| Tpao (Tur) | 19,00% |
| Socar (Azb) | 16,70% |
| Petronas (Mal) | 15,50% |
| Nico (Iran) | 10,00% |
| Lukoil (Ru) | 10,00% |
| Il giacimento di Shah Deniz in cifre | |
| Riserve stimate | 1,2 Tmc |
| Produzione attuale | 9 Gmc/a |
| Produzione fase II | 16 Gmc/a |
| Avvio produzione SDII | 2018 |
| Avvio esportazione verso UE | 2020 |

Accanto a Shah Deniz, tre sono i giacimenti *off-shore* maggiormente promettenti tra quelli attualmente in fase di sviluppo: Absheron, Umid e le strutture di gas non associato di Azeri-Chirag-Guneshli, oggi il principale sito di produzione di petrolio nel paese. Secondo stime accreditate, i tre giacimenti potrebbero assicurare all'Azerbaigian un incremento di produzione di gas entro il 2030 di circa 15 Gmc/a. Accanto a questi, la terza fase di sviluppo di Shah Deniz e una serie di giacimenti minori potrebbero

inoltre assicurare un aumento di produzione, nello stesso arco temporale, fino a un massimo di 20 Gmc/a. In questa prospettiva, SOCAR ha reso nota la volontà di approvare un nuovo piano di investimenti diretto ai giacimenti caspici sviluppati autonomamente. In base a esso, la compagnia di stato azerbaigiana starebbe programmando la costruzione di 9

nuove piattaforme, in grado di perforare 81 pozzi due di queste, nei giacimenti di Guneshli e Bolla Deniz, sono state già commissionate nel corso del 2015 e potrebbero entrare in funzione già nel corso del 2016.

L'incremento di *output* di gas assicurato dai giacimenti “di prossima generazione” potrà essere instradato verso i mercati turco ed europei attraverso le medesime infrastrutture deputate al trasporto del gas di Shah Deniz II. Tanto la capacità di trasporto del TANAP quanto quella del TAP è prevista infatti poter essere all'occorrenza raddoppiata: da 16 a 31 Gmc/a nel primo caso, da 10 a 20 Gmc/a nel secondo.

Sul versante del *midstream*, l'avanzamento dei progetti infrastrutturali lungo l'asse tra Mar Caspio e Anatolia non sembra aver risentito della diminuita capacità di investimento azera legata ai minori introiti della vendita di idrocarburi. La compagnia statale azera, SOCAR, oltre a una partecipazione del 10% in Shah Deniz, ha infatti elevate partecipazioni azionarie in tutti i consorzi deputati alla costruzione delle infrastrutture lungo il Corridoio meridionale dell'UE: 10% nel SCP, 57% nel TANAP e 20% nel TAP. Notevole è dunque il contributo in capo a SOCAR – stimato in circa 14 miliardi di dollari – nonostante la contrazione dei prezzi degli idrocarburi abbia avuto un'indiretta ricaduta positiva sui prezzi dei materiali di costruzione e, dunque, sul costo totale di realizzazione delle infrastrutture. Difatti, come di recente sottolineato dal ministro per l'Energia azera Natig Aliyev, il costo totale di sviluppo di Shah Deniz II e di realizzazione dell'intera catena di gasdotti lungo il corridoio meridionale sarebbe diminuito di circa 5 miliardi di dollari, a partire dai circa 45 inizialmente stimati.

| Trans-Anatolian Pipeline (TANAP) | |
|----------------------------------|-----------------------------------------|
| Capacità annua | 16 Gmc/a (scalabile a 31 Gmc/a) |
| A partire dal | 2018 |
| Provenienza gas | Azerbaijani |
| Paesi attraversati | Turchia |
| Società coinvolte | SOCAR (58%) BOTAŞ (30%); BP (12%) |

A fronte della diminuita capacità di spesa del Fondo petrolifero statale azera (SOFAZ), previsto finanziare la quota nazionale dei lavori di realizzazione del sistema di gasdotti, la compagnia statale Southern Gas Corridor Company in marzo ha emesso *bond* decennali per un controvalore di circa un

miliardo di dollari – emissione che potrebbe essere replicata già entro la fine dell'anno in corso.

Inoltre, secondo quanto dichiarato dalla divisione investimenti di SOCAR, circa metà della quota di spesa azera sarà coperta da prestiti provenienti da istituzioni finanziarie internazionali e da banche commerciali. In questo quadro, nel corso dell'estate è atteso un pronunciamento della Banca Asiatica di Sviluppo per un prestito di 2 miliardi di dollari, mentre negoziati sarebbero attualmente in corso con la Banca Mondiale per una richiesta di prestito di 500 milioni e con la Banca Europea di Ricostruzione e Sviluppo (BERS). La stessa Banca Mondiale, d'altra parte, già il 7 luglio potrebbe ufficializzare la concessione di prestiti a favore di BOTAŞ, la compagnia energetica statale turca, titolare del 30% del consorzio deputato alla costruzione del TANAP. Dal canto suo, nel corso della

partecipazione a una conferenza internazionale tenutasi a Baku a fine maggio, il Presidente della BERS, Suma Chakrabarti, ha dichiarato che la Banca sta valutando la concessione di un prestito per la realizzazione tanto del TANAP quanto del TAP.

Su questo sfondo, i lavori per la costruzione del Trans-Anatolian Pipeline sembrano procedere secondo programmi e poter consentire il rispetto della nuova tempistica di realizzazione resa nota dalle autorità turche (v. § 2.2). Le attività di realizzazione procedono infatti speditamente in tutte e tre le fasi di costruzione del gasdotto. Degli oltre 1.800 chilometri di condutture di cui esso si comporrà, circa 500 sarebbero già state posate mentre altri 600 sarebbero già stati allineati lungo la sua rotta, secondo BP. I 16 Gmc/a di gas di provenienza azerbaigiana – 6 dei quali saranno consumati localmente mentre i restanti 10 saranno instradati lungo il TAP – potranno essere dunque instradati attraverso il TANAP già a partire dal 2018.

Oltre che sull'aumento della produzione interna, la strategia energetica di Baku continua a basarsi anche sulla datata quanto difficile possibilità di fungere da snodo di transito per il gas centro-asiatico prodotto in Turkmenistan. Le difficoltà tecniche e gli ostacoli politico-diplomatici che generano notevoli perplessità circa la realizzabilità di un'infrastruttura sottomarina tra Turkmenistan e Azerbaigian non sembrano infatti scoraggiare né i diretti interessati, né tantomeno gli attori interessati a trarne vantaggio in termini di transito (Georgia e Turchia) e di consumo finale (Unione europea). La possibilità di costruzione del Trans-Caspian Gas Pipeline (TCGP), gasdotto della portata di circa 30 Gmc/a tra la costa turkmena e quella azerbaigiana del Caspio, resta infatti al centro degli scambi bilaterali e multilaterali tra gli attori menzionati.

La possibilità di convogliare il gas turkmeno oltre Caspio e verso i mercati europei è stata di recente rilanciata a seguito dell'ultimazione dei lavori di costruzione del c.d. Gasdotto Est-Ovest, che taglia longitudinalmente il territorio del Turkmenistan per circa 800 chilometri. Inaugurato a fine dicembre 2015, il gasdotto consente di muovere dalla provincia di Mary, nella parte orientale del paese – dove sono localizzati i più ingenti giacimenti gassiferi – circa 30 Gmc/a di gas verso il suo versante occidentale. Oltre a permettere la gassificazione delle aree del Turkmenistan che ancora non avevano accesso a sufficienti risorse energetiche e a sostenere i piani di sviluppo industriale dell'area costiera, il gasdotto di fatto collega tutti i giacimenti turkmeni in un unico sistema di trasmissione, rendendo potenzialmente disponibili alle esportazioni verso occidente le risorse estratte nelle aree centrali e orientali del paese.

Pur tuttavia, ai datati ostacoli di natura politico-diplomatica che rendono improbabile la realizzazione nel breve periodo del TCGP si aggiungono tuttavia le difficoltà dettate dai costi di realizzazione dell'infrastruttura, il cui ammortamento risulta oggi ancor più lungo in ragione della penalizzante congiuntura dei prezzi degli idrocarburi. D'altra parte, le priorità di investimento dell'Azerbaigian sembrano oggi rivolte verso occidente e la disponibilità – più volte enunciata in passato da Baku – ad assumere l'onere della realizzazione del gasdotto sembra oggi essere, almeno temporaneamente, tramontata.

Nel corso delle ultime settimane è andata tuttavia circolando con insistenza in

Azerbaijan **una più credibile alternativa alla costruzione di un gasdotto sottomarino nel Caspio**, meno dispendiosa dal punto di vista finanziario e meno complessa in un'ottica strettamente politico-diplomatica. Il ministro per l'Energia Aliev ha infatti sottolineato come oltre all'opzione TCGP, il Corridoio meridionale dell'UE potrebbe beneficiare del gas turkmeno – sebbene in quantità più ridotte – anche collegando direttamente le piattaforme *off-shore* del Caspio già in fase di sviluppo con i terminali costieri di Baku. Nella porzione turkmena del Caspio, a breve distanza dalle acque azerbaigiane, è attiva in particolar modo Petronas, che lo scorso anno ha rilevato da Statoil una quota del 15,5% del consorzio titolare dei diritti di sfruttamento di Shah Deniz e del gasdotto SCP (v. *Focus 19-20*).

Dai giacimenti turkmeni operati da Petronas – che ha dunque già un interesse diretto nella realizzazione del Corridoio meridionale dell'UE – potrebbero giungere in Azerbaijan volumi non inferiori ai 5 Gmc/a, accomodabili nelle infrastrutture di trasporto verso l'Europa grazie alla loro menzionata scalabilità. Ferma restando la tradizionale volontà delle autorità di Ashgabat di vendere i propri idrocarburi al confine, evitando di entrare nella partita del *midstream* e *downstream*, l'unico elemento che concretamente servirebbe a dar forma al progetto in questione sarebbe la sottoscrizione di accordi di commercializzazione del gas tra il Turkmenistan e acquirenti europei. Accordi che porrebbero le basi per gli investimenti necessari al collegamento sottomarino dei giacimenti con i terminali sulla costa azerbaigiana.

FIG 30 – IL TRANS-CASPIAN GAS PIPELINE (TCGP)



FONTE: GAZETE BILKENT.

Che la Commissione europea – che lo scorso anno aveva lanciato un meccanismo di lavoro quadripartito con Baku, Ankara e Ashgabat per la realizzazione del TCGP (v. *Focus 22*) – continui a guardare all'area di produzione centro-asiatica con particolare interesse

nell'ottica di diversificazione dei propri canali di approvvigionamento di gas è testimoniato anche dalla partecipazione di Maroš Šefčovič, suo Vicepresidente e Commissario europeo per l'Unione energetica, alla esibizione internazionale dedicata all'energia organizzata dall'Uzbekistan a Tashkent, in maggio.

Nell'occasione Šefčovič – che ha incontrato il ministro degli Esteri uzbeko Abdulaziz Kamilov – ha ribadito **l'elevato interesse dell'UE per la cooperazione in materia energetica con l'Uzbekistan e i partner centro-asiatici**, coerentemente con gli obiettivi posti già nel 2007 con l'approvazione della “Strategy for a New Partnership” tra l'Unione e i paesi dell'Asia centrale. Il rilancio della cooperazione energetica con l'Uzbekistan sarebbe peraltro pienamente in linea con il Memorandum di cooperazione siglato tra le due parti nel gennaio 2011 e fondato sulla partecipazione di compagnie europee alla modernizzazione e allo sviluppo del comparto energetico nazionale, anche nell'ottica di apertura di corridoi di transito.

Oltre a presentare indubbi vantaggi da un punto di vista politico-diplomatico, collegare semplicemente le piattaforme di estrazione *off-shore* turkmene con Baku sarebbe anche pienamente compatibile con la direttrice sud-orientale della strategia turkmena di diversificazione delle esportazioni. Nonostante tutte le difficoltà del caso (v. *Focus* 23-24), proseguono infatti i negoziati per la posa del gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India (TAPI), nel quadro di una strategia di diversificazione delle esportazioni resa più urgente dalla decisione russa di interrompere, a partire dal gennaio dell'anno in corso, le importazioni di gas dal Turkmenistan – già ridottesi nel 2015 a soli 4 Gmc.

Il Turkmenistan, d'altra parte, prosegue incessantemente nel *trend* di crescita della produzione di gas. Secondo i dati di BP, nel 2015 il paese centro-asiatico, che conserva il 9,4% delle riserve provate sul scala globale, ha fatto segnare un incremento della produzione del 4,5%, passando dai 69,3 Gmc del 2014 ai 72,4 Gmc del 2015. A sostenere l'aumento di output è stato principalmente il maxi-giacimento di Galkynysh, con riserve stimate dalle autorità turkmene a 27,4 Tmc.

Sarà Galkynysh, peraltro, a garantire l'aumento di output di gas turkmeno anche nel breve e medio periodo. Secondo Ashgabat, entro il 2016 nove nuovi pozzi entreranno in funzione nel giacimento, portando la produzione dagli attuali 10 Gmc/a sino a 95 Gmc/a entro il 2020. Nei programmi governativi, l'aumento della produzione da Galkynysh permetterà l'inaugurazione di nuovi canali di esportazione – verso il Caspio e/o verso sud-est – affianco a quelli già operativi verso Iran e soprattutto verso la Cina. Verso quest'ultima si indirizza il grosso delle esportazioni turkmene (27,7 Gmc su un totale di 38,1 Gmc di gas esportati nel 2015) sulla base di contratti che delineano un incremento delle esportazioni verso la Cina, da qui al 2020, fino a 98 Gmc/a. Tale aumento sarà tuttavia garantito principalmente attraverso le risorse gassifere del bacino di Amu-Darya, lasciando le risorse di Galkynysh disponibili per altri canali di esportazione.

Tra le perplessità degli addetti e della stampa di settore, Ashgabat, con l'intento di accelerare i negoziati per la costruzione dell'infrastruttura, aveva comunicato lo

scorso dicembre l'avvio dei lavori in territorio nazionale per la costruzione del **gasdotto TAPI** – il cui primo chilometro di condutture sarebbe stato posato a inizio aprile – deputato al trasporto di 33 Gmc/a di gas a partire dal 2019. Piuttosto inaspettatamente, le prospettive di realizzazione dell'infrastruttura hanno ricevuto un rilevante sostegno dalla BERS.

In visita ad Ashgabat, **il suo Presidente lo scorso maggio ha infatti reso noto l'interesse della Banca a finanziare direttamente parte di un progetto** cui fino a oggi aveva offerto solo sostegno indiretto – in qualità di mediatore tra le locali autorità governative e investitori privati. Secondo quanto dichiarato da Chakrabarti, tuttavia, la BERS sarebbe invece adesso disponibile a finanziare parte degli oltre 10 miliardi di dollari necessari per la posa di una condotta della lunghezza superiore ai 1.800 chilometri. Inoltre, secondo le autorità turkmene, oltre al sostegno della Banca asiatica di sviluppo, il TAPI potrebbe ottenere sostegno finanziario anche dalla Banca islamica di sviluppo e dal Fondo saudita per lo sviluppo.

È in questo quadro che, a inizio aprile, si è inserita la firma, tra gli azionisti della Tapi Pipeline Company e innanzi a rappresentanti della Banca asiatica di sviluppo, di un accordo sugli investimenti. L'accordo prevede lo stanziamento di una prima tranche di 200 milioni di dollari destinati alla conduzione di studi ingegneristici e di tutela ambientale sulla rotta e alle attività di appalto e finanziamento. Gli studi commissionati rappresentano uno snodo necessario in vista della decisione finale sugli investimenti e della costruzione del gasdotto – che, secondo i partner della compagnia, richiederebbe tre anni.

Nessuno degli attori interessati ai progetti infrastrutturali lungo l'asse caspico-anatolico sembra aver guardato con particolare allarme al rischio di ripresa su vasta scala delle ostilità tra Azerbaigian e separatisti armeni per il controllo dell'area del Nagorno-Karabakh, da oltre un ventennio *de facto* sottratta da questi ultimi alla sovranità internazionalmente riconosciuta *de jure* a Baku. Il breve conflitto verificatosi a inizio aprile, e costato la vita a oltre 100 militari da entrambe le parti, secondo le stime ufficiali, potrebbe però essere ben più che un episodio isolato e segnalare piuttosto la preferenza azerbaigiana per un'azione di forza in mancanza di capacità di giungere a un accordo negoziale mediato dal cd. "Gruppo di Minsk" dell'OSCE. D'altra parte non è mancato chi, tra gli analisti maggiormente interessati all'area, abbia rimarcato come la prova di forza azerbaigiana possa essere frutto di un'assunzione di rischio calcolata, ovvero della consapevolezza che un'eventuale interruzione dei flussi di esportazione sarebbe oggi – in ragione dei bassi prezzi dell'energia – meno penalizzante che in un possibile futuro con prezzi più elevati e flussi di esportazione più ingenti. In ogni caso, benché le rotte di esportazione degli idrocarburi dall'Azerbaigian aggirino l'area contesa, la prossimità alla linea di contatto (meno di 30 chilometri nel punto più prossimo) le rende vulnerabili ad attacchi di artiglieria e, dunque, difficilmente le condutture potrebbero essere al sicuro in caso di riapertura del conflitto.

3.3 TURCHIA E VICINO ORIENTE

| Paese | Riserve provate | Consumo | Varaz. annua | Produzione | Variatz. annua |
|---------|-----------------|---------|--------------|------------|----------------|
| Turchia | - | 43,6 | -2,4% | - | - |
| Israele | 286 | 8,4 | 11% | 6,4 (2014) | 181% |
| Iran | 19.400 | 191,2 | 6,2% | 192,5 | 5,7% |
| Iraq | 3.400 | n.d. | n.d. | 1 | 13,5% |

Sul versante delle prospettive di sfruttamento ed esportazione delle risorse gassifere del Bacino di Levante, il più rilevante sviluppo registratosi nel corso del passato semestre è dato dal riavvicinamento diplomatico tra Israele e Turchia, passibile di modificare i parametri della competizione infrastrutturale regionale. Nonostante, infatti, la Turchia offrisse lo sbocco più naturale alle risorse del Bacino – tanto come mercato finale quanto come snodo di transito verso mercati terzi – l’atteggiamento tenuto nel corso degli ultimi anni dalle autorità governative di Ankara sembrava aver di fatto tagliato fuori il paese dal giro d’affari legato allo sfruttamento delle risorse del bacino.

La partita energetica si era infatti sovrapposta, per Ankara, a più datati e intricati nodi di politica regionale e, in particolare, alla perdurante divisione dell’isola di Cipro e alla crisi nei rapporti bilaterali con Israele verificatasi a cavallo dell’incidente della *Mavi Marmara* del maggio 2010. Con un atteggiamento marcatamente muscolare, Ankara aveva dunque contestato il diritto di Nicosia a sviluppare piani “unilaterali” di esplorazione e sfruttamento delle risorse – lesivi dei diritti dei turco-ciprioti – e sostenuto l’opposizione ai piani israeliani provenienti principalmente da Beirut (e appoggiati da Teheran).

Tuttavia, nella mutata congiuntura regionale determinata dal crescente isolamento turco nello scacchiere mediorientale, si sono aperti spazi di riavvicinamento diplomatico tra Ankara e Tel Aviv, sostenuti apertamente dall’amministrazione statunitense e venuti alla ribalta alla fine del 2015 con la notizia, filtrata nei media israeliani e turchi, di un negoziato segreto per la normalizzazione delle relazioni bilaterali.

Attesa già in maggio, la finalizzazione dell’accordo di normalizzazione della relazioni è slittata in ragione delle problematiche di politica interna dei due paesi. In questo contesto, la cooperazione energetica e infrastrutturale è emersa come banco di prova e ambito privilegiato di rilancio delle relazioni. Hanno cioè ripreso slancio i progetti infrastrutturali già proposti – e congelati – dal settore privato turco, per la costruzione di un gasdotto sottomarino tra la Zona economica esclusiva israeliana e la costa della Turchia. Lo stesso Yuval Steinitz, ministro dell’Energia israeliano, sottolineando come l’accordo di normalizzazione sia oramai in dirittura d’arrivo, ha ribadito che il mercato turco resta uno degli sbocchi privilegiati per le future esportazioni di gas da Israele.

Il riavvicinamento alla Turchia e la ripresa dei piani di esportazione verso la sua costa mediterranea non sottraggono tuttavia interesse e realizzabilità all’opzione di trasporto verso l’Egitto, anche in questo caso sostenuta dal recente, positivo andamento delle relazioni tra i due paesi. Restando sul piano della cooperazione energetica, sembra in particolare che Tel Aviv possa rinunciare a metà della compensazione (pari a 1,7 miliardi di

dollari) dovuta dall'Egitto, sulla base del pronunciamento di un arbitrato internazionale, per la cessazione delle esportazioni di gas verso Israele nel 2012 – spalmando l'altra metà in 14 rate annuali. Compensazione che aveva indotto il governo egiziano, lo scorso dicembre, a decretare il congelamento dei negoziati con le compagnie nazionali egiziane. Maggiore ostacolo all'esportazione del gas israeliano verso l'Egitto resta tuttavia un livello di prezzi più basso di quello che potrebbe essere assicurato dalla Turchia, nella misura in cui esso non raggiungerebbe direttamente il mercato nazionale ma piuttosto le piattaforme off-shore nella Zona economica esclusiva.

In attesa che di delineino più chiaramente le opzioni di esportazione nel quadro delle relazioni regionali e innanzi alle difficoltà economiche congiunturali fronteggiate da Israele, **il governo ha approvato una nuova legge quadro di regolamentazione del comparto del gas e dato il via libera allo sviluppo del giacimento di Leviatano.** Al contempo, tuttavia, il ministero dell'Energia ha reso note stime sulle riserve contenute nel giacimento più limitate rispetto a quelle stimate dal consorzio titolare dei diritti di sfruttamento dello stesso. Mentre le stime di quest'ultimo indicavano la presenza di 620 Gmc di gas, la valutazione indipendente richiesta dal governo stima le riserve di Leviatano a 498 Gmc.

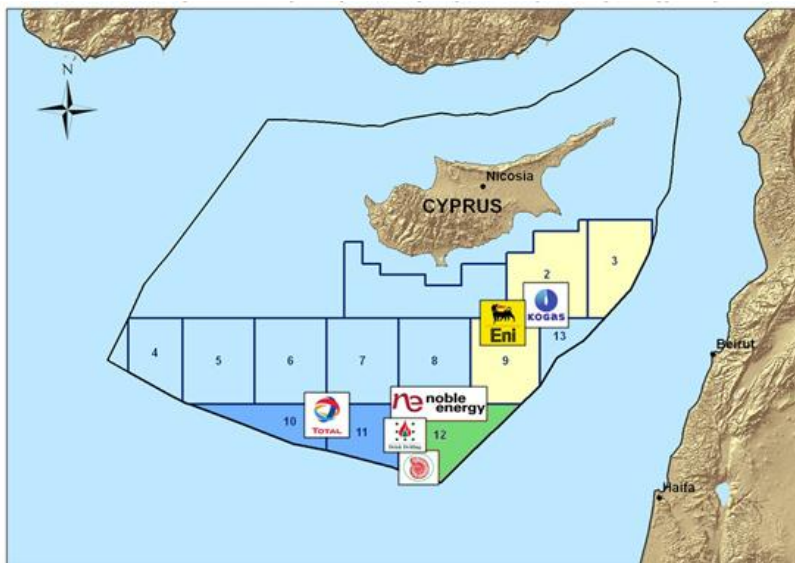
La minore entità delle risorse disponibili avrebbe effetto anche sui piani di esportazione, nella misura in cui la percentuale sulla produzione destinata alla esportazione sulla base della normativa approvata da Israele (il 40%) ridurrebbe i margini di profitto delle compagnie e, dunque, sottrarrebbe realizzabilità anche alle infrastrutture di esportazione più esose.

A più di un quinquennio dall'inizio delle attività di esplorazione nella propria Zona economica esclusiva, anche a Cipro emerge pressante la necessità di monetizzare le scoperte di giacimenti sin qui effettuate. Nelle perduranti difficoltà di cooperazione con la Turchia e a seguito del netto ridimensionamento delle aspettative sulle riserve – che non giustificano ingenti investimenti infrastrutturali (v. *Focus 22*) – la più semplice opzione di esportazione resta l'Egitto.

D'altra parte, proprio **le recenti scoperte nell'off-shore egiziano da parte di ENI,** oltre a conferire maggiori probabilità di successo alle operazioni di esplorazione condotte da Total nel blocco 11 (di fatto contigua al giacimento egiziano di Zohr), hanno indotto le autorità cipriote a lanciare un terzo round di licenze di esplorazione, sui blocchi 6, 8 e 10. Secondo il ministro cipriota competente in materia energetica, Yiorgos Lakkotrypis, notevole sarebbe stato l'interesse di compagnie internazionali di prima caratura verso l'esplorazione dei tre blocchi – le proposte per la quale dovranno essere presentate entro la seconda metà di luglio in vista della concessione delle licenze a inizio 2017.

In gennaio, inoltre, **il ministro ha concesso a Eni e Kogas un'estensione di due anni alle licenze di esplorazione sui blocchi 2, 3 e 9** a essi concesse nel corso del secondo round di attribuzione (v. *Figura 31*).

FIG. 31 – LE CONCESSIONI NELLA ZONA ECONOMICA ESCLUSIVA DI CIPRO



FONTE: CYPRUS OBSERVER

L'abbattimento del caccia russo da parte dell'aviazione turca nel novembre 2015 e la conseguente crisi nelle relazioni bilaterali turco-russe aveva indotto diversi analisti internazionali a sottolineare il rischio che le tensioni bilaterali potessero rifrangersi e approfondirsi sul piano della cooperazione energetica. La Federazione russa resta infatti la principale – e insostituibile – fonte di approvvigionamento di gas per la Turchia. Nel 2015, u un totale delle importazioni via gasdotto pari a 39,7 Gmc, ben 26,6 Gmc sono giunti dalla Russia – mentre i restanti da Iran (7,8 Gmc) e Azerbaigian (5,3 Gmc).

Nonostante le previsioni contrarie, la perdurante crisi tra Ankara e Mosca non ha tuttavia intaccato i flussi di esportazione di Gazprom verso la Turchia, che resta per il momento il secondo mercato di sbocco del gas russo dietro la Germania, per un valore annuo di esportazioni pari a circa 6,5 miliardi di dollari. Russia e Turchia sembrano, cioè, essere riuscite a “compartimentalizzare” la cooperazione energetica rispetto agli altri piani delle relazioni bilaterali, dimostrando come l'interdipendenza tra i due paesi generi un interesse all'importazione da parte turca tanto rilevante quanto l'interesse alla commercializzazione da parte russa. Un interesse alla commercializzazione tanto più profondo in ragione delle difficoltà che l'economia nazionale russa sconta in ragione delle perduranti sanzioni votate da Stati Uniti e Unione europea in risposta alla crisi ucraina.

Ciò non significa, tuttavia, che la cooperazione energetica turco-russa sia rimasta del tutto al riparo dalla crisi nelle relazioni bilaterali. **Due sono infatti i piani sui quali la crisi ha avuto ricadute.**

Il primo di essi riguarda la costruzione del cd. Turkish Stream, il gasdotto off-shore nel Mar Nero messo allo studio dalle parti in sostituzione del South Stream. Nel dicembre dello scorso anno, il ministro russo per l'Energia Aleksandr Novak ha difatti annunciato la definitiva sospensione del progetto facendo riferimento alle crescenti tensioni tra i due

attori. In realtà, tuttavia, anche prima dell'abbattimento del caccia russo, l'attuazione del progetto aveva incontrato diversi ostacoli, frutto essenzialmente della incapacità delle parti di trovare una soluzione di compromesso sui diversi aspetti chiamati in gioco dal negoziato (v. *Focus* 23-24). Significativo, in questo senso, che il recente rapporto annuale sulle attività del 2015 pubblicato da Gazprom abbia citato, tra le cause di sospensione del progetto «l'apparentemente scarso interesse dimostrato dalla controparte turca per tutto il corso dell'anno [2015]».

Il secondo piano sul quale si sono riflesse le tensioni turco-russe è stato quello del prezzo di vendita del gas da parte di Gazprom. Come per il caso del Turkish Stream, anche in questo ambito la distanza negoziale tra le parti era emersa già prima dell'abbattimento del caccia e con il primo elemento si era andato peraltro strettamente intrecciando.

L'importatore pubblico turco – la compagnia BOTAŞ – già a fine ottobre era infatti ricorso a un arbitrato internazionale per la mancata applicazione di un accordo con Gazprom del febbraio 2015 incentrato sulla concessione di uno sconto del 10,25% sul prezzo del gas. Mai effettivamente implementato da parte russa – apparentemente anche e non secondariamente in risposta alla lentezza del parallelo negoziato sul Turkish Stream – l'accordo è stato congelato da Mosca all'indomani della crisi di novembre.

D'altra parte, tuttavia, il perdurante interesse di Gazprom al mantenimento di solide relazioni commerciali con le controparti turche ha indotto la compagnia russa a finalizzare, lo scorso aprile, un accordo con gli importatori privati del paese. A queste – che sono responsabili dell'importazione di circa 10 Gmc/a di gas sulla base di accordi sottoscritti nel 2013 – Gazprom ha concesso lo sconto richiesto. Rimane invece ancora aperta la vertenza con BOTAŞ, responsabile invece per l'importazione di 20 Gmc/a.

Che la cooperazione bilaterale in materia energetica tra Turchia e Russia non abbia risentito significativamente della crisi nei rapporti bilaterali non significa, tuttavia, che Ankara non abbia oggi – come e più che in passato – un interesse concreto alla diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas. Tale interesse si è manifestato anzitutto lungo la direttrice d'importazione caspica, che già rappresenta un rilevante canale di diversificazione delle importazioni e che, soprattutto, offre le più concrete, e in parte contrattualizzate, possibilità di incremento dei flussi di gas nel breve e medio periodo.

Lo scorso anno sono infatti iniziati i lavori di costruzione del TANAP in linea con una tempistica che prevedeva la realizzazione dell'opera entro la fine del 2018. A fine 2015, tuttavia, in occasione di una visita condotta in Azerbaigian dall'allora primo ministro turco Ahmet Davutoğlu, i due governi hanno reso nota l'intenzione di accelerare la costruzione del gasdotto trans-anatolico, assicurandone l'ultimazione entro l'inizio del 2018.

Inoltre, mentre si è registrato il menzionato ritorno dell'interesse governativo alla costruzione di un gasdotto dal Bacino di Levante, più **problematica resta la possibilità di incrementare i flussi di importazione da sud, in ragione della perdurante conflittualità che caratterizza le aree a maggioranza curda, all'interno come all'esterno del territorio nazionale.** La “doppia guerra al terrore” condotta da Ankara nel

sud-est del paese e in territorio siriano e nord-iracheno genera infatti un cortocircuito di sicurezza che minaccia la stabilità dei flussi di idrocarburi.

Il **recente atto di sabotaggio** che in febbraio ha colpito l'oleodotto di provenienza curdo-irachena (Fishkabur-Ceyhan) interrompendone le operazioni, è infatti solo l'ultimo degli esempi di quanto le infrastrutture energetiche siano divenute bersaglio privilegiato degli attacchi del Partito dei Lavoratori del Kurdistan (PKK). Bersaglio che consente al contempo di colpire il comparto economico turco e quello del Governo Regionale Curdo di Erbil (GRC) (Cfr. infra).

A dimostrazione della rilevanza assunta per la Turchia dalla strategia di riduzione della dipendenza – e potenziale vulnerabilità – dagli approvvigionamenti di gas, **l'energia è stato uno dei primi campi di intervento del nuovo governo**, guidato dal 22 maggio 2016 dal primo ministro Binali Yildirim. In giugno il parlamento turco ha infatti approvato una legge presentata dal governo per il riassetto del mercato energetico nazionale.

Tra le iniziative più significative introdotte con la nuova legge, figura la facilitazione delle procedure per l'influsso di investimenti nel comparto energetico, la decisione di estendere all'estero le attività del Directorate generale per la ricerca e sfruttamento minerali (Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, MTA) e, infine, la regolamentazione delle licenze per la produzione di "gas illuminante".

Inoltre, il livello contenuto di prezzo del petrolio ha favorito, nel corso del primo trimestre del 2016, il maggior utilizzo di olio combustibile a basso contenuto di zolfo per la generazione di elettricità in luogo del gas e, in particolare, del gas importato in forma liquefatta e acquistato sul mercato spot. Il maggior ricorso al petrolio segnala anche una più profonda criticità del comparto energetico turco: la crescente domanda di gas ha ormai raggiunto la capacità totale della rete metanifera turca.

Nel 2015, infatti, a fronte di un consumo di gas pari a 47,6 Gmc, le importazioni si sono attestate a 48,2 Gmc, segnalando con ciò il prossimo raggiungimento della soglia oltre la quale la rete nazionale – nello stato attuale – non potrà garantire il soddisfacimento della domanda interna. Accanto, dunque, alla razionalizzazione dei consumi di gas e all'utilizzo di fonti alternative al gas per la generazione elettrica (ove possibile), è necessario per la Turchia di dotarsi di nuova capacità di importazione.

Nonostante l'Iraq abbia fatto segnare, ad aprile, un record nelle esportazioni di petrolio dai terminali sul Golfo Persico, il comparto energetico resta uno dei campi di maggior attrito tra le autorità federali di Baghdad e quelle regionali curde di Erbil. Per queste ultime, non a caso, l'energia resta il pilastro sul quale fondare tanto la rilevanza regionale quanto l'assetto produttivo interno – secondo una logica che, tuttavia, conferisce sempre più alla Regione del Kurdistan iracheno le caratteristiche tipiche di un *rentier state*. Nell'ultimo quadrimestre dello scorso anno è infatti definitivamente collassato l'accordo temporaneo raggiunto tra Baghdad ed Erbil per l'esportazione di petrolio da parte del GRC – che controlla oggi anche buona parte delle attività estrattive e la totalità delle esportazioni dell'area di Kirkuk, strappata dalle truppe *peshmerga* allo Stato islamico nel 2014. Aggirando la commercializzazione di petrolio attraverso la State Oil Marketing

Organization, il GRC ha ripreso a esportare direttamente la risorsa verso la Turchia, rinunciando alla quota parte dei proventi energetici nazionali concordata con Baghdad e immettendo direttamente nelle casse regionali il controvalore delle esportazioni ricevuto dalla Turchia. La vertenza intra-irachena continua a dipanarsi nella perdurante e ormai decennale incapacità delle parti costituenti del paese di giungere a un accordo definitivo per la regolamentazione del comparto energetico attraverso una legge nazionale.

Assieme alla richiesta di Erbil di escludere dai trasferimenti dal budget statale (già fissati al 17% delle entrate) i fondi necessari al sostentamento delle truppe peshmerga curde, elemento di criticità nel negoziato riguarda i pagamenti dovuti alle compagnie internazionali per le attività di estrazione condotte nella Regione del Kurdistan iracheno – che il GRC vorrebbe ricadessero nel budget federale.

L'interruzione dei trasferimenti da Baghdad, uniti alle difficoltà economiche congiunturali determinate dall'avanzata dello Stato islamico in Iraq e alla caduta dei prezzi del petrolio, si sono tradotte per Erbil in una “tempesta perfetta” – secondo la definizione data dagli analisti della Banca Mondiale – che ha impedito alle autorità curdo-irachene di far fronte ai pagamenti dovuti alle compagnie energetiche, accumulando al contempo un debito pubblico che, dopo interventi correttivi del governo, corre a circa 100 milioni di dollari mensili.

L'accumulo del debito tra l'inizio del 2014 e l'ultimo trimestre del 2015 ha, a sua volta, spinto queste ultime – in gran parte imprese medio-piccole – a rivedere i propri piani di investimento, mettendo a rischio i più ampi piani di sviluppo del settore curdo-iracheni. L'urgenza di corrispondere i pagamenti alle compagnie petrolifere ha dunque indotto il GRC a ricorrere a prestiti internazionali che gli hanno consentito di ripianare parte dei debiti, a partire dalle compagnie impegnate **nei principali giacimenti della Regione del Kurdistan iracheno**.

Tra queste, un ruolo di primo piano compete alla DNO, operatrice del giacimento di Tawke, dove è attiva in partnership con la turca Genel Energy (25%) e con lo stesso GRC (20%). Tra l'ultimo quadrimestre del 2015 e il primo del 2016, il consorzio avrebbe ricevuto 175 milioni di dollari da Erbil, riprendendo così i piani di sviluppo del giacimento – che assicura a oggi circa un quarto (120.000 barili al giorno) del totale della produzione regionale.

D'altra parte, **nello stallo negoziale tra GRC e autorità federali, Erbil continua a perseguire autonomamente – e, nella prospettiva di Baghdad in maniera illegittima – la propria strategia energetica, incentrata anzitutto sulla costruzione di infrastrutture di esportazione** degli idrocarburi verso i paesi confinanti. Tra questi, la Turchia resta un interlocutore privilegiato, anche in ragione del sostegno garantito da Ankara all'egemone Partito democratico del Kurdistan (KDP) di Barzani rispetto all'opposizione interna alla Regione del Kurdistan iracheno e, in particolare, a quella Unione patriottica del Kurdistan (PUK) accusata dal governo turco di contiguità sia con il PKK che con i curdo-siriani del PYD (Partito dell'Unione democratica).

Parallelamente, il primo semestre del 2016 ha fatto segnare un rilevante passo in avanti

sulla strada che conduce alla realizzazione di un oleodotto tra la Regione del Kurdistan iracheno e l'Iran. Secondo quanto dichiarato da Taha Zangana, viceministro per l'Energia del GRC, le parti avrebbero definito in maggior dettaglio le caratteristiche di un progetto infrastrutturale destinato all'esportazione di 500.000 barili al giorno (equivalenti all'incirca a quanto produce oggi l'area curdo-irachena) verso le raffinerie del nord dell'Iran – Tabriz, Tehran, Kermanshah e Arak – sulla base di un accordo di *smop* che possa consentire al petrolio proveniente dalla Regione del Kurdistan iracheno di essere esportato dai terminali iraniani sul Golfo Persico. Tuttavia, oltre alle difficoltà legate all'aumento della produzione petrolifera regionale, resta l'ostacolo della necessità di coinvolgimento nel processo decisionale e realizzativo del PUK, che controlla le aree della Regione del Kurdistan iracheno da cui è prevista transitare l'infrastruttura.

Nella incerta congiuntura regionale appaiono ancora difficili, se non altro nel breve periodo, i piani di sviluppo del comparto del gas, che richiedono tanto un adeguamento delle infrastrutture interne, quanto la posa di condutture di trasporto verso i mercati esteri. Dalla prima angolatura resta infatti la necessità per il GRC di favorire il passaggio dalla generazione elettrica da petrolio a gas – lungo un percorso che ha già portato la quota da petrolio a ridursi in un anno dal 50% al 25%.

Sul piano transfrontaliero il delicato scenario di sicurezza rende invece difficile la posa di nuove infrastrutture, nonostante tanto le autorità curdo-irachene quanto quelle turche abbiano anche di recente ribadito la volontà di collegare i giacimenti gassiferi della Regione del Kurdistan iracheno al gasdotto TANAP a partire dal 2018. Va ricordato, in questo senso, che le autorità di Erbil e Ankara avevano concluso nel novembre 2013 un accordo finalizzato all'avvio di flussi di importazione di gas in Turchia per un volume iniziale di 10 Gmc/a (circa un quinto del consumo annuo turco) entro il 2017.

4. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI DEL GAS

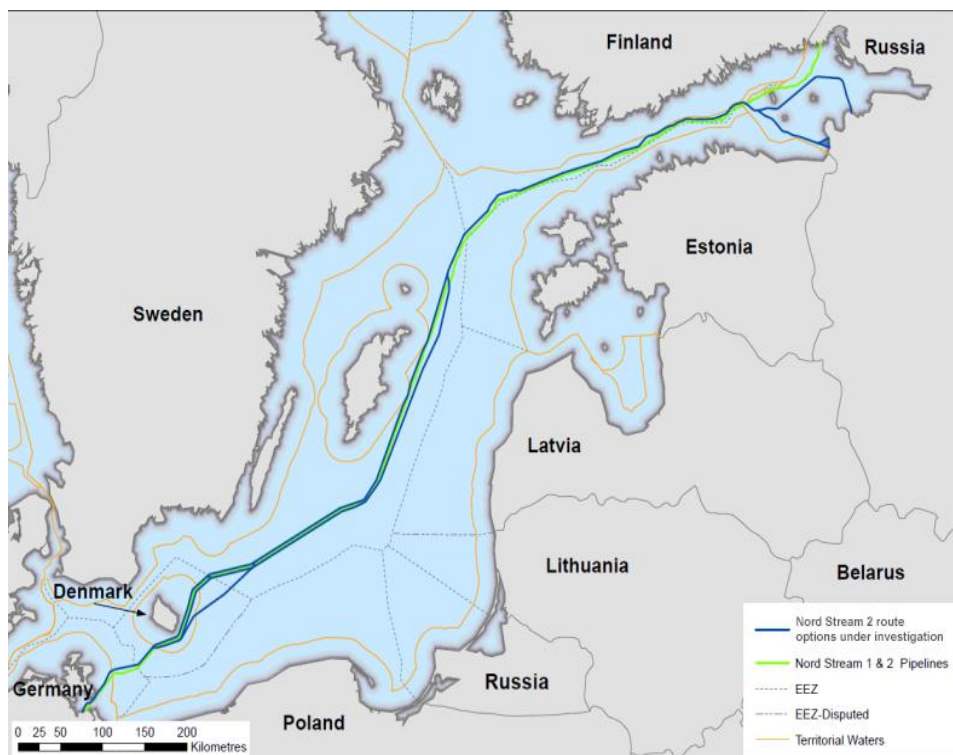
4.1 CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

| Nord Stream 2 | |
|-------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Capacità annua | 55 Gmc/a |
| A partire dal | 2019 |
| Provenienza gas | Russia |
| Zee attraversate | Finlandia, Svezia, Danimarca |
| Paese di arrivo | Germania |
| Società coinvolte | Gazprom (50%); Uniper (10%); OMV (10%); Shell (10%); Wintershall (10%); ENGIE (10%). |

Le difficoltà di realizzazione dei progetti infrastrutturali di Gazprom attraverso il Mar Nero – dal South Stream fino, più di recente, al Turkish Stream – approfondiscono la valenza per Mosca del rilancio della direttrice baltica di esportazione. Già forte dei 55 Gmc/a esportabili attraverso il Nord Stream, la direttrice potrebbe, nei piani di Gazprom, raddoppiare la propria capacità di trasporto entro il 2019 con la costruzione del “Nord Stream 2”.

Ufficializzato da un accordo siglato nel settembre 2015 da Gazprom con cinque compagnie di primo piano del mercato energetico europeo – BASF, E.ON, Engie, OMV and Shell – il Nord Stream 2 vedrebbe la compagnia russa operare in qualità di primo azionista, con il 50% delle quote della compagnia creata *ad hoc* in Svizzera dai suoi partecipanti.

FIG. 32 – IL POSSIBILE TRACCIATO DEL NORD STREAM 2



FONTE: GAZPROM.

Il Nord Stream 2 consoliderebbe notevolmente l'asse energetico russo-tedesco, rafforzatosi nel corso degli ultimi anni anche in conseguenza della crisi ucraina, che ha fatto reindirizzare verso la Germania – e transitare attraverso di essa – una parte del gas prima instradato attraverso la rete ucraina. Nel 2015 il volume di gas russo importato dalla Germania – già tradizionalmente primo mercato di esportazione di Gazprom – ha fatto registrare un incremento su base annua del 17%, confermato dal 19% di incremento registrato nel primo quadrimestre del 2016 rispetto allo stesso arco temporale del 2015. La destinazione di una parte significativa del maggior volume di gas importato dalla Russia è chiara laddove si consideri che, a fronte dell'aumento del gas in ingresso, si è verificato un balzo del 35% nel gas in uscita, ri-esportato dalla Germania verso mercati terzi.

Come già accaduto al momento della presentazione del primo Nord Stream – quando dalla Polonia il gasdotto venne bollato come una riedizione del Patto Molotov-Ribbentrop – l'annuncio di settembre ha generato un acceso dibattito in seno all'UE, rimarcando una volta di più la spaccatura generata al suo interno dalle opposte visioni del rapporto con la Federazione russa. Così, come già in relazione ad altri dossier della complessa relazione tra

Federazione russa e UE, quest'ultima vede contrapporsi stati propensi a valorizzare l'interdipendenza funzionale con Mosca e stati naturalmente inclini a politiche di contenimento del vicino russo. Tra i primi spicca evidentemente la Germania, i cui più alti esponenti governativi hanno sostenuto la piena conformità alle esigenze europee del progetto di raddoppio del Nord Stream.

Dopo l'appoggio al progetto enunciato dal cancelliere tedesco Angela Merkel in seno al Consiglio europeo dello scorso dicembre, è stato anche il ministro per l'Economia e l'Energia tedesco, Sigmar Gabriel, a pronunciarsi più di recente a sostegno del gasdotto. Gasdotto che – secondo quanto dichiarato dal ministro a seguito di un incontro con l'AD di Gazprom Alexei Miller – non soltanto incrementerebbe l'affidabilità delle forniture, ma contribuirebbe anche a favorire lo sviluppo del mercato europeo del gas. All'opposto, ci sono le posizioni – rievocate anche in seno al Parlamento europeo in maggio – di chi vede nel progetto infrastrutturale uno strumento di divisione della compattezza e della solidarietà intra-europea e, in ultima analisi, un elemento in grado di minare le fondamenta della nascente Unione energetica europea, nata anche e non secondariamente in risposta al tentativo di diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas europee. Questa la logica dell'opposizione al progetto manifestata ufficialmente peraltro dai membri UE dell'Europa centro-orientale attraverso una lettera inviata dai capi di governo di otto paesi – i tre baltici, Polonia, Ungheria, Romania, Repubblica ceca, Slovacchia e Ungheria – al presidente della Commissione europea Jean-Claude Juncker.

Più solide sembrano, invece, le obiezioni al progetto su un piano strettamente normativo nella misura in cui, come già accaduto in passato per il South Stream e per lo stesso Nord Stream, il raddoppio di quest'ultimo potrebbe confliggere con le norme contenute nel Terzo Pacchetto sull'Energia – questione sulla quale si attende un pronunciamento ufficiale della Commissione europea, mentre prosegue l'azione giudiziaria da questa avviata contro Gazprom per azioni contrarie alla libera competizione in Europa centro-orientale.

Una possibile soluzione a questo tipo di problematica potrebbe d'altra parte derivare dalla possibile cessazione del monopolio sulle esportazioni via gasdotto di cui oggi beneficia Gazprom – già messo in discussione nel corso degli ultimi mesi dopo l'analoga decisione presa dalle autorità russe rispetto alle esportazioni di GNL a favore della compagnia Novatek.

4.2 CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

| Trans-Adriatic Pipeline (TAP) | |
|-------------------------------|-------------------------|
| Capacità annua | 10 Gmc (scalabili a 20) |
| A partire dal | 2020 |
| Provenienza gas | Azerbaijan |
| Paesi attraversati | Grecia, Albania |
| Paese di arrivo | Italia |
| Società coinvolte | BP (20%) |
| | Socar (20%) |
| | Snam (20%) |
| | Fluxys (19%) |
| | Enagas (16%) |
| | Axpo (5%) |

Lo scorso 17 maggio si è tenuta a Salonicco, in Grecia, la cerimonia di inaugurazione dei lavori di costruzione del TAP. Alla cerimonia hanno preso parte rappresentanti istituzionali dei paesi interessati dal transito del più ampio sistema di gasdotti – dall’Azerbaijan alla Georgia e alla Turchia, dalla Grecia all’Albania e all’Italia – che, nell’arco dei prossimi quattro anni, dovrebbe dar sostanza al nuovo Corridoio meridionale di approvvigionamento di gas dell’Unione europea. Alla cerimonia era non a caso

presente Maros Sefcovic, a sottolineare il ruolo decisivo svolto per l’inaugurazione del TAP – nel quadro del Corridoio meridionale dell’UE – dal sostegno della Commissione europea. Presente inoltre una rappresentanza della Bulgaria, deputata a ricevere parte del gas azerbaijano attraverso l’Interconnettore Grecia-Bulgaria, diramazione settentrionale del TAP che dalla Tracia permetterà l’esportazione verso nord di 1 Gmc/a.

FIG. 33 – IL TRANS-ADRIATIC PIPELINE



FONTE: TAP.

Nel corso del 2016 è inoltre atteso l’avvio dei lavori per la posa sotterranea del gasdotto in territorio greco, albanese e italiano – che, secondo previsioni, dovrebbe richiedere circa tre anni e mezzo. La posa dei 105 chilometri della parte sottomarina del TAP sarà invece effettuata da Saipem tra il 2017 e il 2018. L’attribuzione della commessa sul tratto off-shore a Saipem ha di fatto concluso l’individuazione delle società cui è stata demandata la costruzione dell’infrastruttura. Due delle tre sezioni in cui è suddiviso il segmento greco del

TAP – ovvero tra Kavala, in Tracia, e il confine albanese a ovest – verranno posate da una *joint venture* tra l'italiana Bonatti e la greca J&P Avax. La restante parte del territorio greco (Kipoi-Kavala) e le due sezioni del tratto albanese verranno invece posate dalla compagnia francese Spiecapag. A fine scorso dicembre, infine, il Consorzio TAP aveva assegnato a una *joint venture* composta da Enereco e Max Streicher il contratto per la costruzione del tratto che in territorio italiano conetterà la rete nazionale con il terminale di approdo del gasdotto sulla costa, assegnato invece alla Renco.

La conclusione dei lavori è prevista per l'inizio del 2020.

PARTE II - APPROFONDIMENTI

LE RELAZIONI COMMERCIALI ITALIA-IRAN

DOPO LE FINE DELLE SANZIONI INTERNAZIONALI

*a cura di Federico Franchina**

Il ritorno sulla scena internazionale dell'Iran in seguito alla firma dell'accordo sul nucleare nel luglio del 2015 apre importanti scenari geopolitici ed economici. La ricerca di una possibile soluzione di alcuni dei problemi che affliggono il Medio Oriente non può prescindere dal coinvolgimento dell'Iran. Al di là, tuttavia, degli aspetti strettamente politici, è certo che la svolta storica rappresentata dall'accordo sul nucleare iraniano reca con sé l'immediata conseguenza di riaprire un mercato, quello iraniano, che conta circa 80 milioni di abitanti e un valore dell'economia stimato sui 400 miliardi di dollari.

Tuttavia, andando oltre gli annunci e le dichiarazioni della "riscoperta" persiana, sono diverse le incognite e le incertezze, legate per lo più all'instabilità del quadro geopolitico generale dell'area mediorientale.

Se da un lato è corretto individuare le opportunità che la ripresa delle relazioni commerciali con l'Iran presenta, dall'altro lato solo un approccio olistico da parte del nostro paese potrà, forse, consentire di raggiungere apprezzabili risultati sia sotto il profilo delle relazioni internazionali sia sotto l'aspetto economico.

Le aziende italiane dovranno, infatti, battere la notevole e organizzata concorrenza cinese, che negli anni delle sanzioni ha accumulato un cospicuo vantaggio, poiché la Cina non ha mai imposto alcun limite commerciale nei confronti dell'Iran. Si è dell'opinione che solo l'azione del sistema Italia e, dunque, di un adeguato coordinamento tra la struttura politica e quella imprenditoriale, potrebbe forse far emergere il valore aggiunto del riavvio delle relazioni commerciali con un paese storicamente vicino.

L'occasione che si presenta è importante. Vi è infatti la possibilità per le imprese italiane di riprendersi le quote di mercato che le sanzioni internazionali avevano *ipso jure* eliminato, consentendo di recuperare competitività, attraverso l'incremento dell'export e della connessa produzione industriale.

1. I RAPPORTI TRA ITALIA E IRAN

È trascorso più di mezzo secolo da quando, nel 1957, l'Eni di Enrico Mattei siglò con l'omologa società iraniana, la National Iranian Oil Company (NIOC), un'intesa di enorme portata che prevedeva una ripartizione degli utili (75% e 25% - secondo la cosiddetta "formula ENI") che, oltre a destabilizzare gli allora equilibri del settore petrolifero, fece "scoprire" alle imprese italiane le potenzialità del grande paese mediorientale. Da allora i rapporti commerciali tra i due paesi si sono fortemente intensificati, acquisendo particolare

* Federico Franchina, Università di Messina.

solidità e affidabilità al punto da rimanere stabili anche nei momenti di massima crisi internazionale.

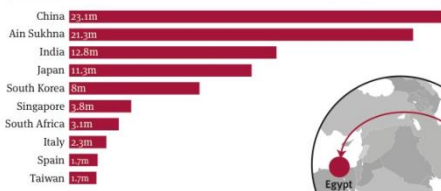
A partire dagli anni 2000, si è registrata una crescita costante nell'interscambio commerciale. Nel 2011 si è, infatti, toccato il massimo storico del valore, più di 7 miliardi di euro, mentre nel 2012 la crisi economico-finanziaria e le misure restrittive imposte dall'UE all'importazione di prodotti dall'Iran, hanno compromesso l'aumento dei volumi, attestando l'entità dell'interscambio a circa 3 miliardi di euro, con una contrazione, rispetto al 2011, pari a circa il 50%.

I rapporti economici tra Italia e Iran si sono sempre concentrati su alcuni specifici settori. Storicamente, infatti, le esportazioni del nostro paese hanno privilegiato il comparto della meccanica che da solo assorbe più del 50% del volume: le esportazioni di metalli e apparecchiature chimiche ed elettriche seguono con circa il 35% dell'export totale. Tale specializzazione ha fatto dell'Italia il secondo partner commerciale, dopo la Germania, dell'Iran a livello di Unione europea.

Più nel dettaglio la composizione dell'export nazionale verso l'Iran è rappresentata principalmente da turbine idrauliche e termiche e, più in genere, da macchine che producono energia meccanica, a cui si aggiungono strumenti per la lavorazione delle materie plastiche e della gomma, nonché macchine da miniera, cava e cantiere. Si tratta, tuttavia, di prodotti il cui export già da anni presenta un discreto calo rispetto, invece, all'interscambio di pompe, compressori, sistemi idraulici e macchine per la metallurgia. Le importazioni sono rappresentate quasi esclusivamente da idrocarburi (soprattutto greggio), raggiungendo la quasi totalità degli scambi in entrata (circa il 95%) e facendo dell'Italia il primo paese di destinazione europea dei combustibili fossili iraniani.

Come mostrano i dati, però, l'Italia non è l'unico paese ad avere tessuto nel corso degli anni buone relazioni con Teheran. Vi sono altre realtà – che si collocano sia nel Golfo Persico sia nel Nord Europa, nonché in Estremo Oriente con Cina e Corea del Sud in testa – che sono entrate nell'importante mercato iraniano.

TOP 10 IRANIAN SEABORNE OIL EXPORT DESTINATIONS (tonnes)

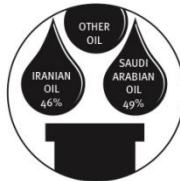


96m
tonnes
Total Iranian seaborne exports

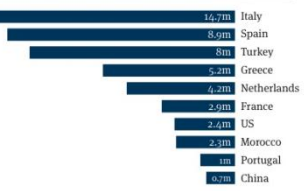


TRACKING THE IRANIAN OIL FLOW

All figures are from January 2011 to October 2011



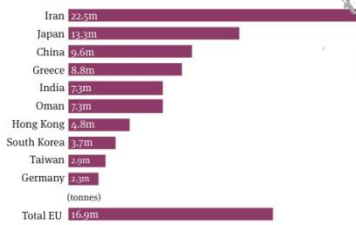
TOP 10 SIDI KERIR SEABORNE OIL EXPORT DESTINATIONS (tonnes)



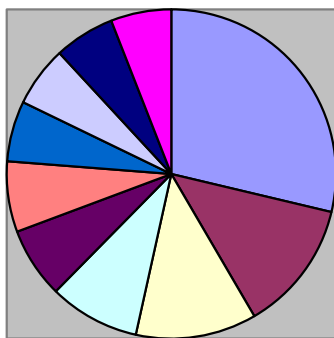
51m
tonnes
Total Sidi Kerir seaborne exports

393.4m
Total global oil exports to EU27
1.6% - From Iranian ports
9.6% - From Sidi Kerir

TOP 10 COUNTRIES SHIPPING IRANIAN OIL – BENEFICIAL OWNERSHIP OF TANKER COMPANIES

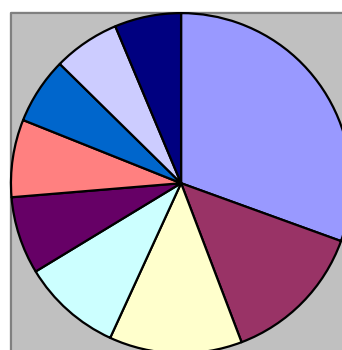


EXPORT PARTNER IRAN (ANNO 2000)



- Giappone 29%
- Corea del Sud 13%
- Italia 12%
- Cina 9%
- Singapore 7%
- Sud Africa 7%
- Grecia 6%
- Olanda 6%
- Francia 6%
- Taiwan 5%

IMPORT PARTNER IRAN (ANNO 2000)



- Germania 20%
- UAE 15%
- Russia 12%
- Italia 12%
- Corea del Sud 10%
- Giappone 10%
- Francia 9%
- Brasile 7%
- Regno Unito 6%

DISCLAIMER
Due to limited reporting of vessel activity in or around Iran, vessel tracking data is derived from various sources. Although we believe this data to be correct to our knowledge, we cannot guarantee 100% accuracy.

Source: Lloyd's List Intelligence

FONTE: FMI - DIRECTION OF TRADE AND STATISTICS

La possibilità per le imprese italiane di beneficiare di un mercato “sicuro”, con una domanda costante e ben precisa, ha iniziato a subire significative difficoltà in conseguenza della prima implementazione delle sanzioni del 2007, unitamente alla crisi finanziaria che ha afflitto in modo significativo le economie del vecchio continente. Nel 2012 l’intensificarsi dell’entità delle sanzioni internazionali, unita all’adozione di misure restrittive di natura finanziaria, ha ulteriormente accentuato la riduzione dell’interscambio tra Italia e Iran.

In termini generali, infatti, nel 2012 l’export italiano in Iran ha iniziato a registrare un calo significativo, divenuto poi trend costante negli anni successivi e stazionando, nel biennio 2014-2015, a circa 1,18 miliardi di Euro.

TAB. 1 – INTERSCAMBIO ITALIA - IRAN

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---------------------|--------|-------|--------|--------|--------|---------|-------|
| Esportazioni | 2.013 | 2.059 | 1.863 | 1.407 | 1.065 | 1.156 | 1.210 |
| Variazione % | -5.3 | +2.3 | - 9.5 | - 24.5 | - 24.3 | + 8.6 | +4.2 |
| Importazioni | 1.968 | 4.745 | 5.327 | 2.239 | 137 | 438 | 468 |
| Variazione % | - 49.8 | 141.1 | - 12.3 | -58 | - 93.9 | + 219.4 | +7.1 |

DATI IN MIL/€ - FONTE ISTAT/ICE

La possibilità di recuperare la quota di mercato che sanzioni e crisi economica hanno fatto perdere non si presenta di facile portata.

Di recente e in occasione della visita del presidente Rouhani in Italia lo scorso gennaio, le delegazioni dei due governi hanno ritenuto possibile un ritorno ai valori dell’interscambio del 2011 (7 mld di euro) solo nel 2020 e sempre che il delicato equilibrio internazionale non subisca significativi scossoni. È però altamente rilevante il fatto che, nello stesso periodo, l’Iran abbia concordato con la Cina di voler raggiungere un interscambio per 600 mld di euro, sempre entro il 2020.

Dinnanzi a un simile scenario le relazioni tra Italia e Iran necessiterebbero di un salto di qualità, che permetta di uscire dallo storico limite dei rapporti “materiali” espressi con la formula “greggio in cambio di macchinari”, evolvendo verso un sistema più maturo di relazioni che consenta di mettere a disposizione le nostre capacità intellettuali per un paese bisognoso di progetti e idee. L’Iran è, infatti, un paese che gode di una notevole liquidità e di enormi riserve di idrocarburi e gas per le quali sono necessarie tecnologie occidentali tali da permettere l’estrazione e l’esportazione verso i mercati primari (Europa e Cina), bisognose delle materie prime oltre che per necessità pratiche, anche per esigenze di diversificazione delle fonti di approvvigionamento in un’ottica strategica e geopolitica.

2. LE SANZIONI INTERNAZIONALI

Negli ultimi dieci anni ogni discorso che riguarda l'Iran ha finito con il coinvolgere il delicato e controverso tema delle sanzioni economiche e finanziarie. A partire dal 2006 gli USA, l'ONU e, successivamente, l'UE hanno adottato una serie di misure restrittive nei confronti dell'Iran, volte a contrastare il suo programma nucleare. Le prime sanzioni adottate includevano il congelamento degli asset di alcune aziende iraniane e restrizioni su determinate transazioni finanziarie e commerciali principalmente legate al settore *oil&gas*.

In Europa le sanzioni sono state attuate in modo progressivo già a partire dal 2007 con diverse misure quali il Regolamento CE n. 423/2007, e i successivi regolamenti UE n. 961/2010 e n. 267/2012. L'Unione europea ha così imposto il divieto sul trasferimento di fondi tra banche dell'UE e istituti di credito e finanziari iraniani, mentre gli USA hanno esteso le restrizioni commerciali al settore automobilistico (che costituisce il principale settore di impiego locale dopo l'*oil&gas*) e al settore marittimo, ampliando al contempo le restrizioni finanziarie anche alle banche che effettuano transazioni in rial iraniani.

Il regime sanzionatorio nei confronti di Teheran è stato modificato in seguito alla firma, il 14 luglio 2015, del *Joint Comprehensive Plan of Action (JCPOA)* tra Iran, il gruppo P5+1 (composto dai paesi facenti del consiglio di sicurezza ONU, e Germania) e l'UE che riconosce al paese il diritto di sviluppare un programma nucleare a esclusiva finalità civile.

A dicembre del 2015 la IAEA (International Atomic Energy Agency) ha, poi, confermato la piena attuazione dei principali impegni assunti dall'Iran. In virtù di ciò il 16 gennaio 2016 è stato raggiunto l'“Implementation Day” che ha dato esecutività al JCPOA del luglio 2015 e, perciò, come previsto, l'ONU, l'UE e gli USA hanno tolto gran parte delle sanzioni.

In base alla disciplina vigente è possibile affermare che quasi tutte le attività commerciali sono oggi permesse, rimanendo in vigore, invece, le restrizioni imposte dall'Unione europea con il Regolamento (UE) n. 267/2012 come modificato dal Regolamento (UE) n. 1861/2015. Più nello specifico, in seguito all'Implementation Day è oggi consentito il trasferimento di fondi da o verso l'Iran e verso soggetti iraniani.

È consentito, inoltre, l'esercizio di attività bancarie, la costituzione di società controllate o di *joint venture* in territorio iraniano o con istituti iraniani e l'apertura di conti correnti in Iran. È ammessa l'attività di import/export di prodotti petroliferi, petrolchimici e gassosi, nonché le attività e i servizi accessori. Sarebbero anche consentiti gli investimenti nel settore *oil&gas* iraniano e la possibile acquisizione di partecipazioni in società o enti iraniani. Infine, è possibile esportare attrezzature e tecnologie funzionali alla costruzione e manutenzione di navi e petroliere. Da ultimo è consentito anche l'accesso agli aeroporti europei per i voli cargo operati da compagnie iraniane, e il connesso trasporto di beni e prodotti non più soggetti a restrizioni.

Rimangono invece operative alcune restrizioni aventi carattere soggettivo (per i soggetti ancora presenti nella *black list* di cui all'allegato del Regolamento UE n.

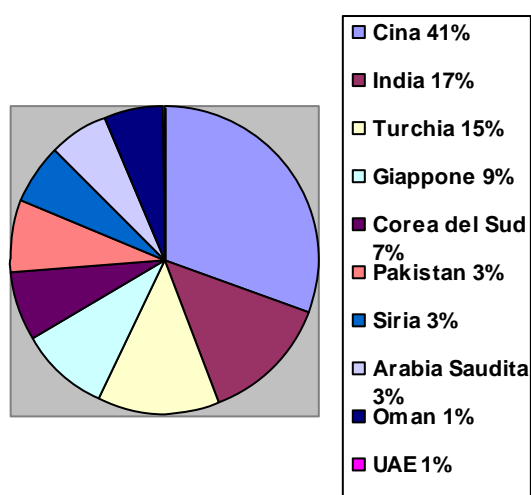
267/2012) e di carattere oggettivo. In particolar modo permane il divieto di svolgere attività che vedono coinvolti i soggetti inseriti nella lista nera, di cui rimangono congelati beni e attività. Sono proibite le esportazioni in Iran di armi, armamenti, munizioni, veicoli militari, nonché di tecnologie e prodotti che possono in qualche misura contribuire allo sviluppo di sistemi di lancio per armi nucleari. Per quanto attiene i beni a utilizzo duale (*dual use*), rimane necessaria la procedura di preventiva autorizzazione da parte dello stato di partenza della merce.

Se a livello di Unione europea l'accordo del luglio 2015 ha provocato una quasi totale eliminazione delle sanzioni applicate all'Iran, lo stesso non può dirsi per gli Stati Uniti, i quali hanno mantenuto alcune restrizioni capaci di riverberare effetti anche nelle relazioni commerciali a essi estranee. Gli USA hanno, infatti, proceduto a eliminare solo le cosiddette *secondary sanctions*, che hanno sanzionato fino a oggi le condotte di *non-US persons* che, operando con l'Iran, violavano la normativa americana. Gli Stati Uniti hanno lasciato inalterate le sanzioni di livello primario che sanzionano, invece, le operazioni con l'Iran da parte di soggetti statunitensi e mantenuto fermo, infine, il divieto di transazioni in dollari implicante il ricorso a valute diverse da quella americana per lo svolgimento delle transazioni commerciali.

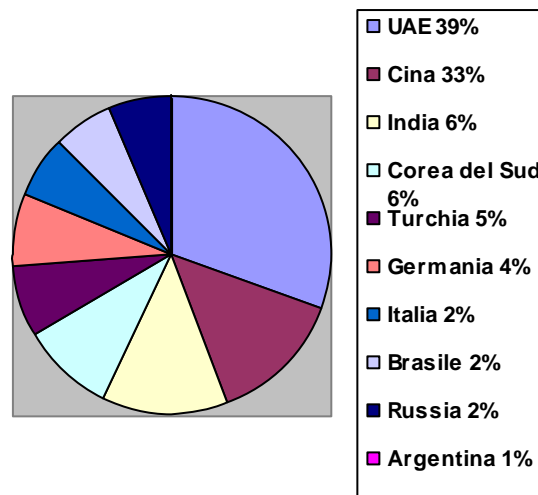
Per completezza va poi evidenziato il fatto che l'Accordo del luglio 2015 (JPCOA) prevede la possibilità di reintrodurre le misure restrittive (cosiddetto "*snap back*") nel caso in cui l'Iran si discosti dai termini dell'Accordo stesso.

Gli effetti del vasto ventaglio di sanzioni hanno prodotto conseguenze significative sull'economia iraniana ma, soprattutto, sulle quote di mercato che i paesi occidentali avevano acquisito prima dell'azione restrittiva della comunità internazionale.

EXPORT PARTNER IRAN (2014)



IMPORT PARTNER



IRAN (2014)

FONTE: FMI - DIRECTION OF TRADE AND STATISTICS

Vi è da dire, tuttavia, che il vuoto venutosi a creare è stato adeguatamente colmato dalla presenza di altri stati che non si sono uniti a UE e USA nell'applicazione delle sanzioni. Come si constata dai rilevamenti statistici, non è stato difficile per alcuni paesi (Cina in testa) andare a ricoprire il ruolo di partner commerciale privilegiato della Repubblica iraniana.

A causa delle sanzioni l'export italiano ha così subito un rallentamento pari al 24,3% nel 2013 e un ulteriore calo del 22,6% nel 2014. Anche le esportazioni italiane che vengono triangolate attraverso paesi terzi come la Turchia, e che sono prevalentemente composte da beni di consumo, hanno registrato una notevole flessione.

Secondo lo studio SACE "Focus on Iran: sanzioni, export italiano e prospettive" del 4 agosto 2014, *"Le sanzioni applicate a partire dal 2006 all'Iran da Stati Uniti, ONU e Unione europea hanno avuto inevitabili conseguenze sull'attività commerciale del paese. L'impatto per l'Italia, in termini di export, e senza considerare gli investimenti in Iran, è stato consistente: a partire dal 2006 si è infatti registrata una perdita di oltre 15 miliardi di euro di esportazioni, di cui oltre il 60% in corrispondenza della seconda ondata sanzionatoria. Il settore più colpito è stato quello della meccanica strumentale, che rappresenta oltre la metà dell'export italiano verso l'Iran e che ha subito perdite per oltre 11 miliardi dall'inizio delle sanzioni (oltre il 70% della perdita complessiva). Si prevede che nel triennio 2014-2016 l'Italia possa esportare nel paese beni per appena 3 miliardi di euro, a fronte dei 19 che avrebbe potuto registrare in assenza di provvedimenti restrittivi"*.

L'analisi delle evidenze statistiche, come sopra riportato, testimonia tuttavia che le previsioni di interscambio tra Italia e Iran, quanto meno nel biennio 2014-2015, registrano un dato ben al di sotto delle previsioni di SACE, attestandosi il valore delle esportazioni a poco più di 1 miliardo di Euro.

L'effetto delle sanzioni internazionali sul commercio italo – iraniano sarebbe, poi, stato amplificato dalla presenza di un approccio particolarmente cauto del nostro sistema bancario, dalla mancata copertura assicurativa dei crediti da parte di SACE, nonché dal venir meno dell'importante quota di finanziamento dell'export legato alle importazioni di petrolio iraniano. Simili condizioni di particolare prudenza non sono state rintracciate in altri paesi europei, come la Germania, che hanno operato, durante le sanzioni, senza utilizzare i precisi accorgimenti cui, invece, hanno fatto ricorso gli operatori italiani.

3. LE RELAZIONI COMMERCIALI DELL'EPOCA POST-SANZIONI

La rimozione delle sanzioni avviata lo scorso 16 gennaio produrrà importanti cambiamenti, consentendo all'Iran un progressivo ritorno agli scambi commerciali e all'attrazione degli investimenti esteri che si stima possano raggiungere una cifra che oscilla tra i 30 e 50 miliardi di dollari su base annua, così da poter raggiungere gli obiettivi di crescita macroeconomica prefissati dal governo. La reazione delle imprese e del governo italiano è stata, da questo punto di vista, tempestiva e molto risoluta, puntando sui settori che hanno da sempre costituito lo zoccolo duro delle relazioni commerciali tra i due paesi.

La visita del presidente iraniano Rouhani in Italia lo scorso gennaio e il ricambio di cortesia da parte del primo ministro Renzi ha consentito il raggiungimento di importanti accordi. Il primo settore a beneficiare di questo nuovo clima è quello delle logistica e dei trasporti. In generale sono stati firmati diversi accordi tra imprese e istituzioni italiane e iraniane per un valore di circa 17 miliardi di euro e molti di questi hanno riguardato il business dei trasporti.

Si segnalano gli accordi tra l'Islamic Republic of Iran Shipping (IRISL) e il gruppo armatoriale Messina che in passato serviva regolarmente l'Iran e che ora è pronto a collaborare in modo stretto con la compagnia pubblica iraniana. I porti italiani interessati dai servizi di linea che IRISL riattiverà sono Genova, Trieste e Venezia cui si aggiungeranno, in un secondo momento, anche Napoli, Livorno e forse Cagliari. A Genova dovrebbe anche essere creata un'agenzia marittima in *joint venture* tra l'italiana Cosulich e IRISL.

Il settore della cantieristica navale vede assoluta protagonista Fincantieri che, sempre in occasione dei recenti incontri bilaterali, ha provveduto a siglare una serie di accordi quadro del valore di qualche centinaia di milioni di euro con alcune primarie società iraniane. Nello specifico il gruppo cantieristico italiano ha stipulato un importante accordo di cooperazione e sviluppo con Azim Gostaresh Hormoz Shipbuilding Industry Co (AGH) che prevede la cooperazione tra le due società sia nella costruzione di nuove navi mercantili e unità offshore, sia nel settore delle riparazioni e conversioni navali, nonché nella riqualificazione e nella rigenerazione (*refitting*) di unità già in esercizio.

Sempre Fincantieri, attraverso **la sua controllata Isotta Fraschini Motori**, ha altresì raggiunto un'intesa con Arka Tejarat Qeshm (ATQ), una delle più solide trading company iraniane, per la predisposizione di una proposta congiunta per la fornitura di 600 propulsori marini per unità navali minori destinati all'Iranian Governmental User (IGU), mentre un ulteriore accordo è stato raggiunto con la Wagon Pars Co. (WPC), società iraniana che opera nella costruzione di veicoli ferroviari, per la predisposizione di una proposta congiunta per la fornitura di 70 motori per locomotori di manovra per l'Iranian Railway (RAI). Inoltre la compagnia italo-svizzera MSC si è già mossa effettuando, lo scorso 31 dicembre, il primo scalo della nave MSC Domitille nel porto di Bandar Abbas, riattivando la relazione commerciale interrotta nel 2012 per via delle sanzioni internazionali.

Sempre nel settore dei trasporti si evidenzia anche il fatto che Itinera, società del gruppo Gavio, ha siglato intese con Kayson per lo sviluppo congiunto di grandi progetti infrastrutturali e in particolare nel settore ferroviario per un valore complessivo fino a 4 miliardi di euro.

Per quanto riguarda il settore *oil&gas*, il Direttore della National Iranian Oil Company (NIOC), Roknodin Javadi, di recente ha dato notizia della firma di un contratto tra NIOC e l'italiana Saras SpA sulla fornitura di greggio per un volume di vendita giornaliera pari a circa 65 mila barili. Lo stesso rappresentante della major petrolifera iraniana ha anche dichiarato che sono in corso trattative di vendita di greggio (circa 100 mila barili/giorno) con Eni e con possibile sigla dell'accordo a breve termine. A ciò si aggiunge che durante

la visita del premier Renzi lo scorso aprile, si è avuta notizia della sottoscrizione di un Memorandum of Understanding tra Enel e la National Iranian Gas Export a mezzo del quale la compagnia elettrica italiana diverrebbe il primo destinatario delle forniture di gas in Europa dall'Iran.

Simile traguardo, oltre all'evidente valore economico e strategico, sottende anche un intrinseco dato d'analisi. L'export di gas dall'Iran implica anche l'imminente avvio dei programmi di costruzione e completamento degli impianti di gassificazione (più precisamente le stazioni di "Persian", "Iran" e "Pars") che erano stati bloccati a causa delle sanzioni.

Recenti analisi indicano anche che l'Iran ridurrà la propria dipendenza dalle importazioni, specie per i prodotti petroliferi raffinati. In tale ottica, gli investimenti pubblici dovrebbero essere prioritariamente indirizzati al settore *oil&gas* e petrolchimico (estrazione e raffinazione). È chiaro che ciò potrebbe rappresentare un significativo stimolo per le molte imprese italiane da lungo tempo specializzate nel settore petrolifero e del gas, sia a livello di forniture di macchine e sistemi di produzione che di know how.

In questo nuovo scenario di relazioni con l'Iran si è inserita anche SACE che ha proceduto a garantire la piena copertura assicurativa per i carichi di greggio verso l'Italia già a partire dalla fine del 2015.

Oltre, dunque, alle storiche relazioni commerciali nei settori sopra delineati e che verranno confermate e ampliate sia in termini di portata degli investimenti sia per l'intensità degli scambi, auspicando un celere ritorno ai livelli precedenti alle sanzioni, **altri ambiti industriali risultano meritevoli di attenzione.** Ci si riferisce in particolar modo a settori quali l'agroalimentare, il farmaceutico e il biomedicale in cui l'Italia è un'eccellenza a livello mondiale.

I prodotti alimentari incidono per il 19% circa sul totale delle importazioni iraniane dall'Italia e i nostri marchi di prestigio sono ben presenti nella grande distribuzione, accanto all'olio d'oliva prodotto in Italia. Sebbene si riscontri l'evidente limite derivante dalla "certificazione Halal" (norma che codifica i prodotti alimentari secondo i dettami della religione islamica) che non permette un'apertura più ampia del mercato alimentare, vi è comunque la possibilità di un incremento degli scambi commerciali in tale settore.

Negli ultimi anni, poi, gli indicatori sanitari sono notevolmente migliorati e quindi anche la disponibilità e l'accesso ai medicinali che, unita a una possibile stima d'incremento della domanda annua pari al 30%, fa emergere l'esistenza di un mercato interessante dal punto di vista delle imprese farmaceutiche. E infatti, nonostante i notevoli investimenti, la Repubblica iraniana importa ancora grossi quantitativi di medicinali, lasciando, dunque, ampi margini per aumentare la quota di import di farmaci dall'Italia. Da ultimo, anche il settore degli apparecchi elettromedicali e diagnostici è un segmento in crescita, stimandosi un fabbisogno per tale tipologia di spesa attorno agli 800 milioni di dollari annui.

Il ritorno sulla scena internazionale di un paese come l'Iran non può che rappresentare una notevole opportunità in termini sia economici sia politici. Con

l'accordo sul nucleare l'economia iraniana, tra le più grandi dell'area mediorientale e con notevoli riserve di idrocarburi, ha bisogno di ammodernarsi e di uscire dall'isolamento.

In questo contesto, il “made in Italy” può avere un ruolo importante, non solo facendo leva sulle relazioni esistenti, ma anche provando, con un'operazione più di “sistema”, a inserirsi in nuovi spazi. Tuttavia l'approccio deve indurre cautela, tenendo presente la necessità di testare la “stabilità” delle relazioni con gli USA – per quanto riguarda sia il lato persiano (facendo attenzione alla fronda conservatrice) quanto quello americano (in relazione alle imminenti elezioni presidenziali) – e con le monarchie del Golfo con riferimento ai tesi rapporti tra Iran e Arabia Saudita.

A ciò si aggiunga, come sopra ricordato, che proprio gli USA hanno mantenuto le cosiddette “sanzioni primarie” che indirettamente producono effetti negativi sulle imprese europee in generale. Specie per quanto riguarda il trasporto di greggio, infatti, nonostante l'allentamento delle sanzioni da parte dell'Unione europea, si riscontrano enormi difficoltà nel riassicurare i predetti carichi di materia prima, stante il fatto che le principali imprese di riassicurazione hanno sede negli Stati Uniti e, dunque, sono tutt'ora sottoposte al divieto di interazione con soggetti iraniani. Una simile situazione crea non poche difficoltà agli armatori europei che, in assenza di una precisa indicazione normativa di derivazione unionista, soffrono dell'evidente timore di soggiacere alle pesanti ammende americane.

FONTI

Baker Hughes

Bloomberg

BP – British Petroleum

EIA – Energy Information Administration

Energia Rie

FMI – Fondo Monetario Internazionale

FT – Financial Times

GIIGNL – Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié

GME – Gestore Mercati Energetici

IEA – International Energy Agency

La Stampa

MEES – Middle East Energy Survey

Platts

Reuters

Sole 24 Ore

SQ – Staffetta Quotidiana

Terna

The Economist

The Guardian

The Oil Price.com

Timera Energy

UP – Unione Petrolifera

WSJ – Wall Street Journal

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>