

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 27 – luglio/settembre 2016

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Luglio/Settembre 2016

A cura di Carlo Frappi e Nicolò Rossetto
Approfondimento di Michele Delera

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

1. Contesto globale	1
1.1 Petrolio	2
1.2 Gas Naturale	12
1.3 Negoziati sulla lotta al cambiamento climatico	15
2. Analisi comparata degli Stati europei	19
2.1. Italia	24
2.2. Germania	27
2.3. Francia	29
2.4. Regno Unito	32
2.5. Spagna	34
2.6. Polonia	35
3. Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas	37
3.1 Russia e vicini orientali	37
3.2 Bacino del Caspio	45
3.3 Turchia e vicino oriente	49
4. Corridoi energetici europei del gas	55
4.1. Corridoio nord-orientale	55
4.2. Corridoio sud-orientale	58

Parte II - La sicurezza energetica italiana ed europea

Algeria: un importante partner commerciale in difficoltà	61
---	----

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

1. CONTESTO GLOBALE

L'estate del 2016 è stata caratterizzata da numerosi episodi che hanno aggravato l'instabilità nel panorama delle relazioni internazionali.

Il 23 giugno il popolo del **Regno Unito** ha votato a stretta maggioranza (52%) per l'uscita del paese dall'Unione Europea (UE). Il 14 luglio un attentatore ispirato all'ISIS ha travolto centinaia di persone con un camion sul lungo mare di **Nizza** in Francia. Il giorno seguente, ha avuto luogo in **Turchia** un tentativo di colpo di stato; fallito a causa della parziale adesione delle forze armate e dell'ampio sostegno al presidente Erdogan tra la polizia e la popolazione, il golpe è stato seguito da vaste epurazioni e dall'introduzione di ampie misure di emergenza (v. §§ 3.3). Proprio a seguito della dura reazione e del presunto ruolo giocato da espatriati turchi negli Stati Uniti, i rapporti tra la Turchia e i paesi occidentali si sono raffreddati, mentre ha avuto luogo un inaspettato e rapido riavvicinamento alla Russia, con la quale sono stati riaperti i rapporti commerciali. Sempre la Turchia ha deciso in agosto di intervenire direttamente nella **guerra civile siriana**, attaccando sia le milizie dell'ISIS sia i gruppi di ribelli curdi operanti nelle zone prossime al confine turco. In **Libia**, le forze governative hanno ridotto fortemente l'area sotto il controllo dell'ISIS dopo violenti scontri, ma la pacificazione del paese e il riconoscimento di un unico governo legittimo restano ancora lontani. Così come lontana rimane una definitiva soluzione del conflitto nell'Ucraina orientale, che di tanto in tanto torna a infiammarsi, o di quello tra Armenia e Azerbaigian (v. §§ 3.2).

Nonostante queste diffuse tensioni geopolitiche e l'incertezza legata alle prossime elezioni presidenziali americane, dove si sfideranno due candidati che propongono programmi di politica estera piuttosto diversi, **non si sono segnalate particolari criticità sui mercati internazionali dell'energia**.¹ La domanda mondiale, complice anche un rallentamento del tasso di crescita dell'economia, resta infatti abbondantemente soddisfatta dall'offerta, cresciuta molto negli anni passati.²

Nel contesto attuale, più che alla sicurezza dell'offerta, è dunque necessario guardare alla sicurezza della domanda, ossia della presenza di un livello della domanda di energia tale da consentire alle imprese energetiche e ai paesi esportatori di recuperare i costi di produzione e sostenere i bilanci pubblici e dei pagamenti con l'estero. Al momento questa condizione non è sempre rispettata, con effetti piuttosto negativi per le compagnie energetiche, i loro azionisti, i loro dipendenti e per quei paesi che dipendono in larga misura dai proventi di petrolio, gas o carbone.

¹ Anche in corrispondenza di episodi potenzialmente critici come il colpo di stato in Turchia, la reazione dei mercati è stata moderata.

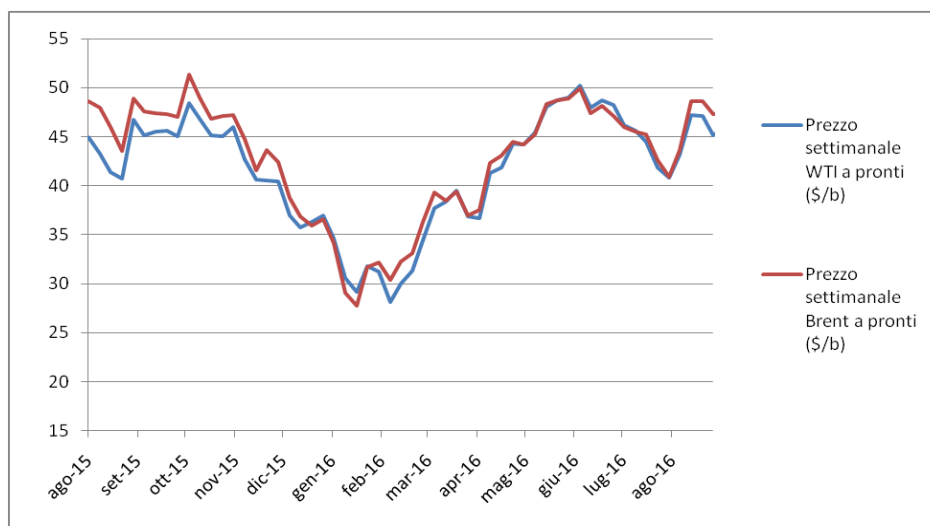
² A luglio il Fondo Monetario Internazionale (FMI) ha rivisto al ribasso le previsioni sulla crescita economica per il 2016 e il 2017, ponendole rispettivamente al 3,1% e al 3,4%. Tra i motivi principali il risultato referendario nel Regno Unito; tuttavia, in base ai primi dati macroeconomici di luglio e agosto, l'impatto non è stato ancora avvertito dall'economia reale.

In merito alla **struttura di questo Focus**, nel resto di questa sezione dedicata al **contesto globale** verranno descritti i recenti sviluppi sui mercati petroliferi e del gas. Saranno poi presentati gli aggiornamenti sui negoziati internazionali in materia di lotta al cambiamento climatico, con una lista degli obiettivi che i principali paesi del mondo si sono posti. Successivamente, il **terzo capitolo** riguarda le Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas. Il **quarto capitolo**, tratta i Corridoi energetici europei del gas. Infine, il *Focus* si conclude con un **approfondimento** di Michele Delera sulla situazione dell'**Algeria**, uno dei principali partner energetici dell'Italia. Il paese, rappresentativo della situazione di molti altri stati arabi, sta affrontando importanti sfide, che richiedono un cambiamento nelle politiche pubbliche per poter garantire nel lungo periodo la sostenibilità dell'industria degli idrocarburi e dell'economia nel suo complesso.

1.1 PETROLIO

I mercati petroliferi hanno registrato nell'estate del 2016 un'elevata volatilità, con le quotazioni dei principali greggi di riferimento, il Brent del Mare del Nord e il West Texas Intermediate (WTI), che hanno conosciuto un picco oltre i 50 \$/b a metà giugno, seguito da un forte calo fino a circa 40 \$/b a luglio e da un'altrettanto forte ripresa ad agosto, riportandosi intorno ai 50 \$/b. Da allora le quotazioni si sono di nuovo indebolite ripiegando tra i 45 e i 47 dollari (v. *Figura 1*).

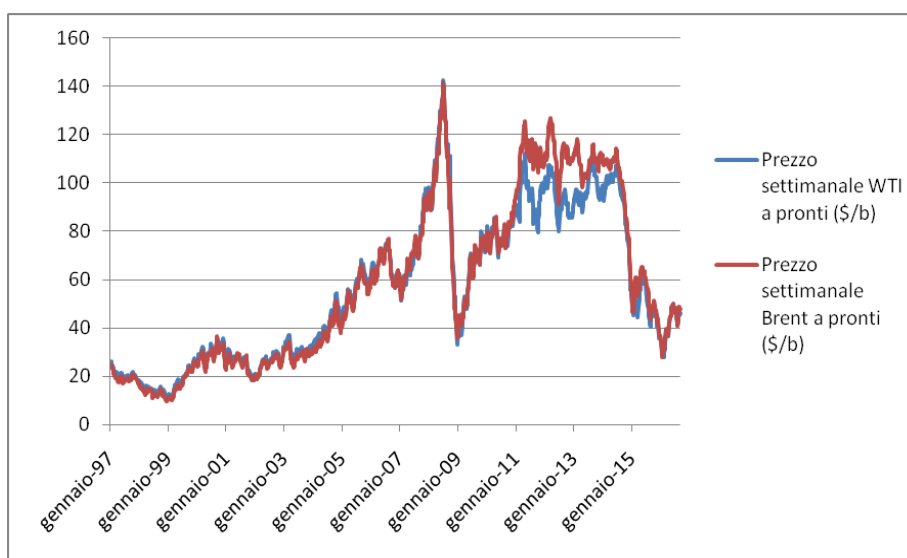
FIG. 1 – ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI A PRONTI DEL PETROLIO GREGGIO NELL'ULTIMO ANNO



Fonte: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA)

Queste **fluttuazioni sono molto significative in termini relativi**, ma in valore assoluto restano piuttosto contenute rispetto a quelle osservate tra la metà del 2014 e l'inizio del 2016 o, risalendo un po' più indietro nel tempo, tra il 2007 e il 2009 (v. *Figura 2*).

FIG. 2 – **ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI A PRONTI DEL PETROLIO GREGGIO NEL LUNGO PERIODO**



Fonte: EIA

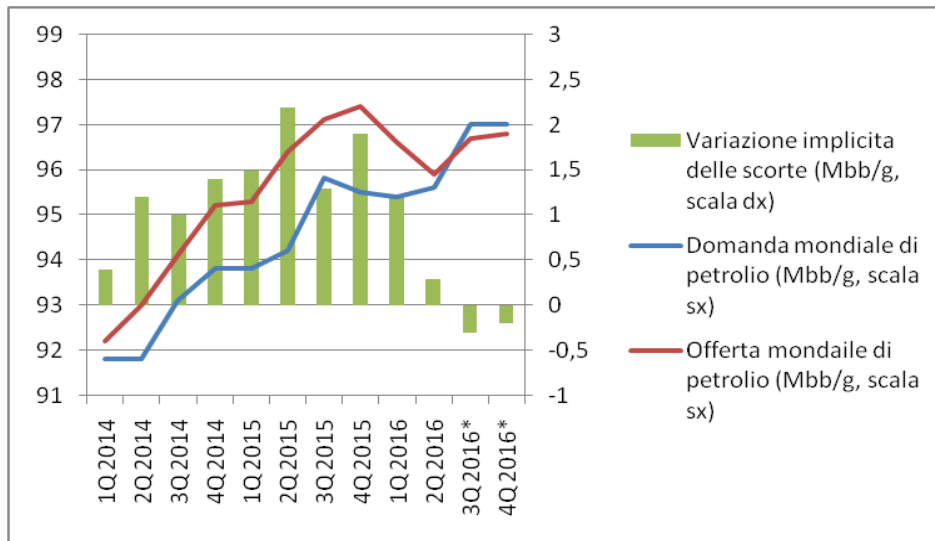
Quello che colpisce maggiormente sono piuttosto **gli intensi e in parte contraddittori cambi di direzione del mercato, che sembrano riflettere** non solo **variazioni nei fondamentali**, ma anche **modifiche nelle aspettative** degli operatori, in particolare di quelli finanziari.³

Per quanto riguarda i fondamentali, a giugno hanno progressivamente trovato soluzione alcune delle crisi che avevano coinvolto nel corso della primavera diverse aree di produzione di petrolio, con conseguente aumento della produzione (si pensi al caso dell'Alberta in Canada), ma soprattutto è emerso un **progressivo e inaspettato aumento delle scorte di derivati del petrolio**, benzina *in primis*. Dopo aver spinto molto la produzione nei trimestri precedenti, anche sulla base di dati che lasciavano supporre una sostenuta domanda di carburanti in diversi paesi del mondo (India, Stati Uniti e Regno Unito), le raffinerie si sono trovate con giacenze maggiori del previsto e prezzi di vendita inferiori, con conseguente riduzione dei margini (*crack spread*). Questo fatto ha indotto un rallentamento della domanda di petrolio per la raffinazione, spostando in avanti nel futuro un riequilibrio tra domanda e offerta che sembrava imminente (v. *Figura 3*).

La recente notizia che **il mega giacimento di Kashagan in Kazakhstan potrebbe tornare in produzione a partire da ottobre** rafforza la probabilità che il riequilibrio del mercato avverrà non prima dell'inizio del 2017. **La capacità estrattiva del sito**, chiuso nel 2013 per problemi tecnici e operato da Eni per conto del consorzio proprietario, dovrebbe passare da 0,075 Mbb/g a **0,36 Mbb/g nel giro di pochi mesi**.

³ I continui e contraddittori cambi di direzione del mercato non trasmettono buoni segnali agli investitori, alle imprese produttrici e ai consumatori, col rischio che nell'incertezza essi si paralizzino.

FIG. 3 – ANDAMENTO DELL’OFFERTA E DELLA DOMANDA MONDIALE DI PETROLIO

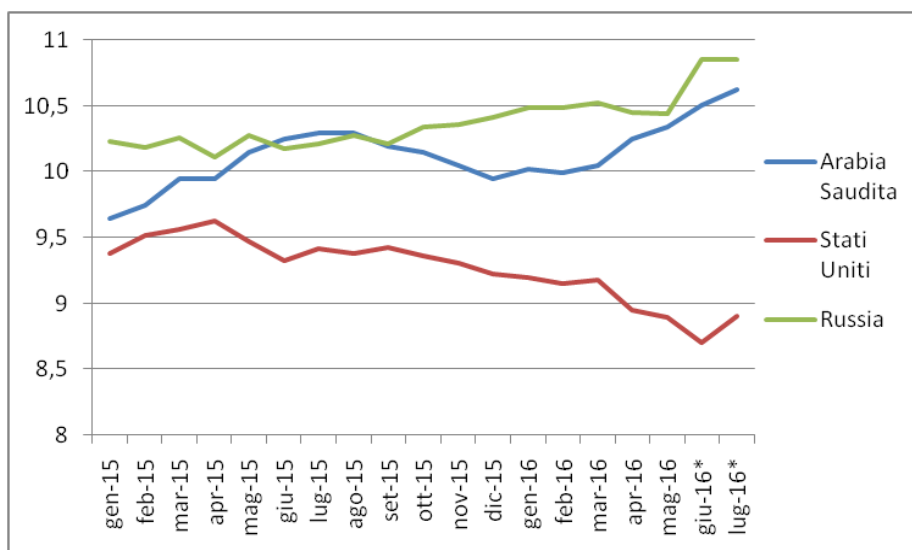


INCLUDE LA PRODUZIONE DI GREGGIO, CONDENSATI E BIOCARBURANTI. I DATI DAL TERZO TRIMESTRE 2016 IN POI SONO STIME

Fonte: ELABORAZIONE SU DATI IEA

Dal punto di vista della produzione di greggio si è poi osservato un **aumento delle attività estrattive soprattutto nei paesi dell’area del Medio Oriente**. Questa variazione, che in parte riflette un’oscillazione stagionale – in estate paesi come l’Arabia Saudita aumentano le estrazioni per soddisfare la maggiore domanda interna di elettricità, che viene in gran parte coperta bruciando petrolio – e in parte riflette l’obiettivo di difendere, se non di aumentare, le proprie quote di mercato, ha portato a livelli record la produzione in Iraq, Iran, Emirati Arabi Uniti (UAE), Kuwait e nella stessa Arabia Saudita. Pure la Russia, che non appartiene all’OPEC, ha superato stabilmente i precedenti picchi produttivi del periodo post sovietico (v. *Figura 4 e 5*). Questo ha permesso di compensare abbondantemente la minore produzione sia di alcuni paesi OPEC (Nigeria, Libia e Venezuela) che non OPEC (Stati Uniti).

FIG. 4 – **PRODUZIONE DI PETROLIO GREGGIO DEI MAGGIORI PRODUTTORI MONDIALI (MBB/G)**

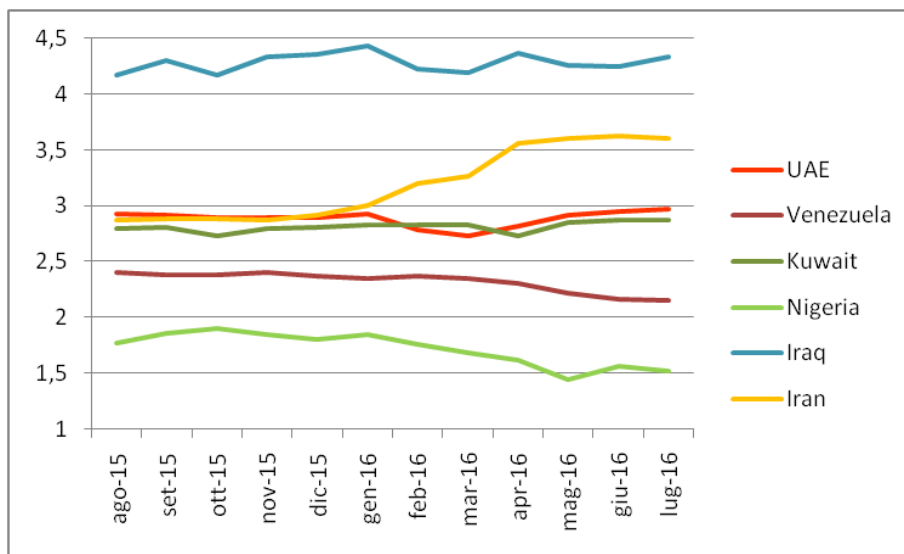


I DATI DI GIUGNO E LUGLIO POTREBBERO ESSERE SOGGETTI A REVISIONI

Fonte: ELABORAZIONE SU DATI IEA E EIA

Al di là dei fondamentali, l'estate ha mostrato l'importanza delle fluttuazioni nei mercati valutari e dei cambiamenti nelle aspettative degli operatori finanziari. Con la vittoria del sì nel referendum britannico, si è aperta infatti una fase di incertezza sulle borse valori, che ha spinto le banche centrali a rinviare le strette monetarie previste in primavera. **L'effetto sul dollaro è stato particolarmente visibile**, con la FED che ha rimandato a settembre un possibile aumento dei tassi d'interesse. La conseguenza è stata un indebolimento del dollaro, che ha contribuito alla discesa del prezzo del greggio in luglio. Lo stesso meccanismo ha poi operato al contrario ad agosto, quando una serie di dati macroeconomici positivi ha aumentato le probabilità di un aumento dei tassi a settembre, con il dollaro che ha riguadagnato il terreno perduto, favorendo il rally dei prezzi attorno a ferragosto.

FIG. 5 – PRODUZIONE DI PETROLIO GREGGIO IN ALCUNI PAESI OPEC (MBB/G)



Fonte: IEA

A un cambiamento nelle aspettative degli operatori ha poi contribuito la **ripresa dei negoziati e delle dichiarazioni da parte dei principali paesi produttori di greggio in favore di misure collettive per il contenimento dell'offerta**. A riproporre il tema dopo il fallimento dell'incontro di Doha dello scorso aprile è stata la Russia, subito sostenuta da vari paesi OPEC. Anche i sauditi, sicuramente poco contenti dei bassi prezzi correnti, hanno mostrato un certo grado di apertura ed è stato presto proposto di discutere attivamente di un possibile coordinamento della produzione a margine dell'incontro del Forum Internazionale dell'Energia, previsto il 26-28 settembre ad Algeri.

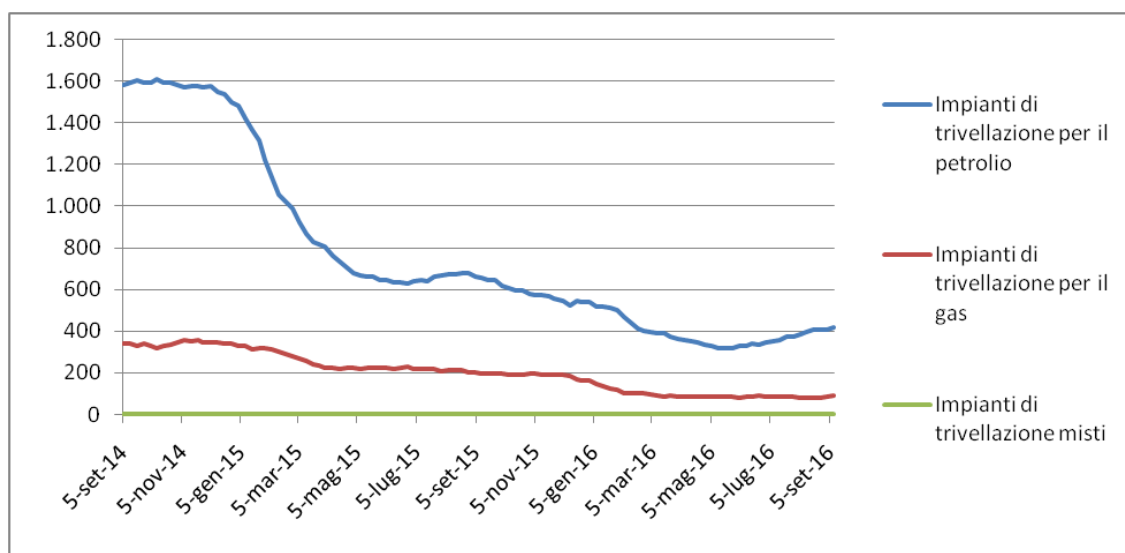
Benché queste dichiarazioni d'intenti e i numerosi *caveat* espressi dai vari attori non siano affatto nuovi, **il mercato ha reagito in maniera importante**, riducendo significativamente le posizioni corte e aumentando quelle lunghe sui *future* del petrolio. Queste operazioni di copertura hanno quindi dato avvio a una forte ripresa dei prezzi, che sono aumentati di oltre il 20% nelle settimane centrali di agosto.

Russia e Arabia Saudita hanno continuato il dialogo, promosso anche dal nuovo segretario generale dell'OPEC Mohammad Barkindo, **con un incontro tra il presidente Vladimir Putin e il principe saudita Mohammad bin Salman il 5 settembre a margine del G20 di Hangzhou in Cina**. La proposta russa è quella di un congelamento della produzione per sei mesi, da cui tuttavia sarebbe escluso l'Iran, che sta giustamente recuperando la sua posizione dopo la fine delle sanzioni occidentali. L'Arabia, che ritiene fondamentale la partecipazione di Teheran al contenimento dell'offerta, ha preso tempo, riconoscendo tuttavia la necessità di continuare a monitorare i mercati e cooperare per ridurne la volatilità. I mercati, scattati nei momenti immediatamente successivi alla notizia, si sono tuttavia raffreddati nei giorni seguenti.

Al di là di possibili, ma per nulla scontate, decisioni che potrebbero essere prese ad Algeri, va osservato che **il persistere di quotazioni relativamente basse sta spingendo l'industria petrolifera verso un nuovo equilibrio**. Tuttavia, contrariamente a quelle che erano le previsioni

accettate da numerosi analisti nel 2014 o nel 2015, il percorso è lungo e molto “doloroso” per le società energetiche, che hanno visto sensibilmente ridursi i ricavi e sono state costrette a cancellare o posticipare numerosi investimenti, non più considerati remunerativi e sostenibili finanziariamente. La contrazione dei nuovi investimenti ha riguardato sia le produzioni convenzionali, con appena 4-5 grandi progetti approvati in via definitiva sino a ora, sia le produzioni non convenzionali nordamericane, con il numero delle trivelle in azione di non molto superiore ai minimi dello scorso maggio (v. *Figura 6*). Secondo alcune stime preliminari della IEA, a un calo del 25% tra il 2014 e il 2015 dovrebbe così seguire **nel 2016 un ulteriore calo del 24% nel valore degli investimenti complessivi mondiali nell'estrazione di petrolio e gas**. Si tratta di riduzioni molto consistenti, solo in parte ascrivibili alla generale diminuzione dei costi unitari di macchinari e servizi, che tuttavia non ha ancora intaccato in modo considerevole la produzione convenzionale, che come detto sopra in vari paesi è persino aumentata, nell'intento perseguito da molte imprese e governi di ridurre le perdite aumentando i volumi venduti.

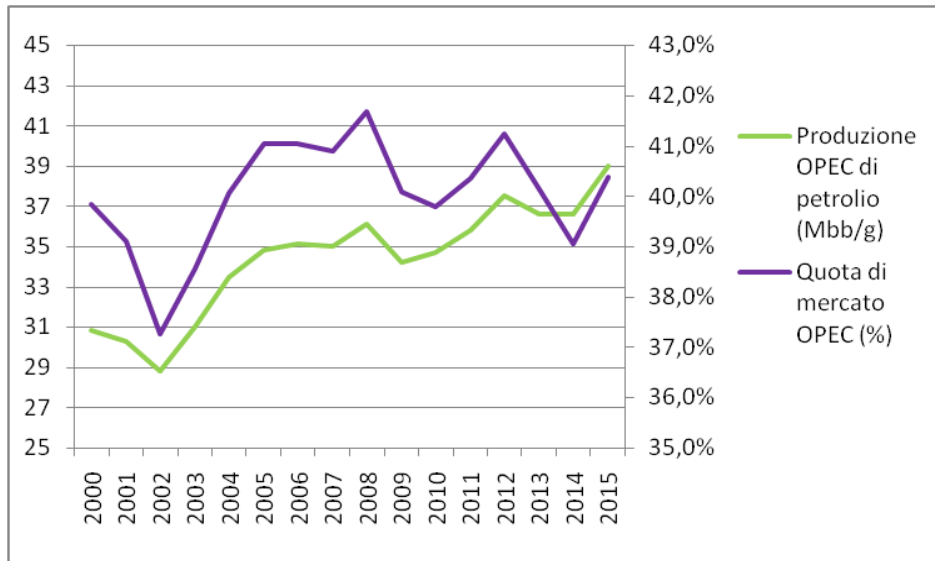
FIG. 6 – IMPIANTI DI TRIVELLAZIONE ATTIVI NEGLI USA PER LA RICERCA E LA PRODUZIONE DI IDROCARBURI



Fonte: BAKER HUGHES

Se l'ammontare complessivo del petrolio estratto quotidianamente nel mondo non è stato ancora particolarmente colpito dal calo delle quotazioni, di certo lo è stata la sua distribuzione geografica, con un **timido, ma progressivo spostamento dai paesi non OPEC a quelli OPEC**, dove generalmente sono collocati le riserve con costi di estrazione minori (v. *Figura 7*).

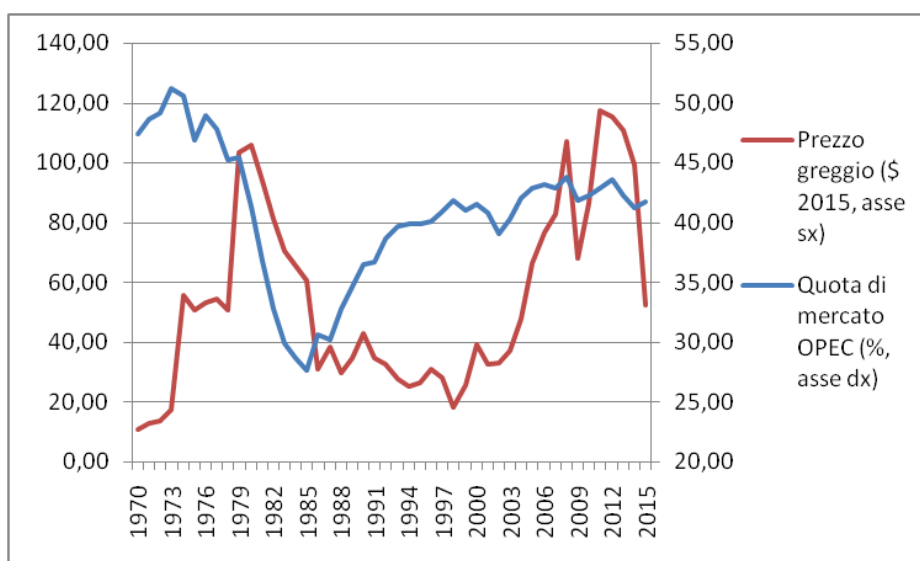
FIG. 7 – **PRODUZIONE DI PETROLIO DEI PAESI OPEC E QUOTA SUL MERCATO MONDIALE**



Fonte: ELABORAZIONE SU DATI IEA

Questo processo, che dovrebbe continuare nei prossimi mesi con il calo della produzione non convenzionale americana e di quella convenzionale localizzata in condizioni difficili, come i mari profondi antistanti il Brasile o le regioni artiche, o quella ottenuta da giacimenti maturi che richiedono tecniche avanzate di estrazione (*enhanced oil recovery techniques*), non è affatto nuovo nella storia dell'industria petrolifera, riflette dinamiche che si sono già verificate in passato (v. *Figura 8*). Negli anni Settanta, all'aumento del prezzo del greggio dovuto alla crescita della domanda e alle scelte dei paesi OPEC di aumentare i prezzi, seguì lo sviluppo di nuove province petrolifere – un esempio su tutti è il Mare del Nord – e la seguente perdita di quote di mercato, che raggiunse i minimi quando nei primi anni Ottanta l'Arabia cercò di difendere i prezzi, riducendo la propria produzione. Nel 1986 l'Arabia decise di rinunciare a difendere le quotazioni e tornò ad aumentare le estrazioni, col risultato che la quota di mercato OPEC ricominciò a salire.

FIG. 8 – VARIAZIONE DELLA QUOTA DI MERCATO OPEC
NELLA PRODUZIONE DI GREGGIO⁴



Fonte: ELABORAZIONE SU DATI BP

Guardando ad anni più recenti, la forte crescita della domanda di petrolio e dei prezzi a partire dai primi anni 2000 ha indotto la ricerca di greggio in nuove province petrolifere o di petrolio in forme diverse da quelle convenzionali (*tight oil*, *oil sands*, *extra heavy oil*, ecc.), col risultato che tra il 2012 e il 2014, la quota di mercato dell'OPEC nel mercato petrolifero è passata dal 41,3 al 39,1%, il minimo da oltre dieci anni. **Il contro-shock delle quotazioni in quell'anno e il persistere dei prezzi bassi nel 2015 ha permesso all'OPEC di riportare in un solo anno la propria quota di mercato al 40,4%**, con la prospettiva di un ulteriore aumento nel 2016.⁵

Questo andamento delle quote di mercato è d'altra parte inevitabile, se si pensa che **le società petrolifere internazionali (IOC) come BP, Eni, Shell, Statoil o BP hanno dovuto contenere i costi e rinviare i progetti di sviluppo, così da poter far fronte ai debiti e ai dividendi che non sono stati del tutto azzerati** nonostante si siano registrati cali notevoli nei profitti societari.⁶ Quest'ultima scelta, motivata anche dal desiderio di evitare svalutazioni eccessive nel valore dei titoli azionari, ha spesso indotto le major a procedere con la vendita di asset non strategici (si pensi ai proposti piani di dismissione di Eni nell'ambito della chimica, del retail gas e in Saipem da realizzare nei prossimi 3 o 4 anni), o di porzioni dei propri titoli minerari

⁴ Si noti che la *Figura 7* fa riferimento alla produzione di petrolio, mentre la *Figura 8* solamente a quella del greggio, che ne è un sottoinsieme (con petrolio si fa riferimento anche ai biocarburanti, alle sabbie bituminose ai liquidi da gas naturale, ecc.).

⁵ Questo risultato è ancora più sorprendente se si pensa che alcuni paesi OPEC come la Libia hanno sofferto molto per cause di ordine interno negli ultimi 5 anni e che l'Iran ha ottenuto la fine delle sanzioni occidentali solo all'inizio del 2016.

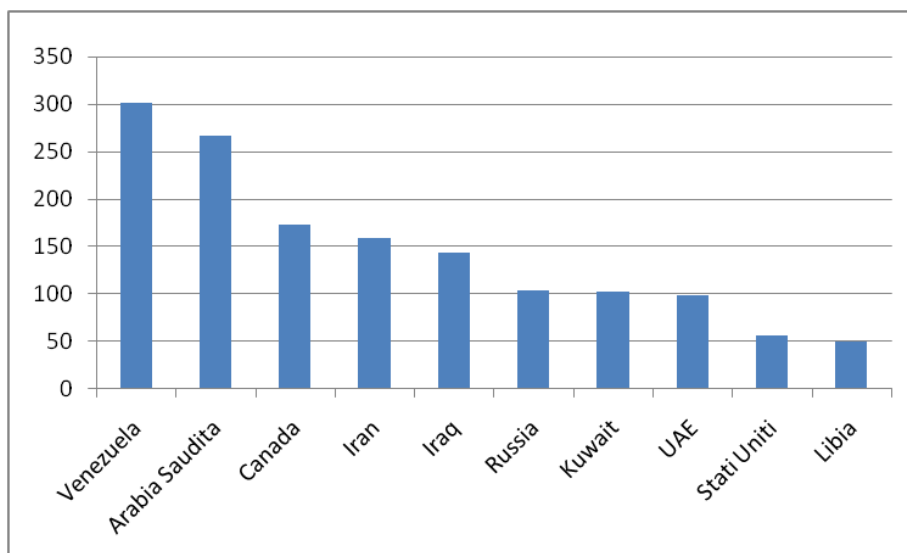
⁶ Le prospettive economiche per le major sono ulteriormente peggiorate nel 2016 perché ai bassi prezzi del petrolio si sono aggiunti i bassi margini di raffinazione, che negli ultimi mesi hanno ridotto i guadagni che nel 2015 le grandi compagnie avevano realizzato in quel segmento della catena del valore.

(si pensi di nuovo al desiderio di Eni di far partecipare altre società allo sfruttamento dei giacimenti marini in Mozambico ed Egitto).

Ancora peggiore la situazione delle piccole società indipendenti americane, che continuano a registrare numerosi casi di fallimenti e più in generale difficili condizioni economico-finanziarie, così che la loro attività di esplorazione e sviluppo rimane a livelli molto inferiori a quella di alcuni anni fa.

In questo scenario le uniche società a mantenere quasi inalterati i programmi di investimento sono le società petrolifere nazionali (NOC) dei paesi mediorientali e della Russia, che quindi sono destinate nei prossimi anni ad aumentare ulteriormente le proprie quote di mercato. Ciò d'altra parte è coerente con la distribuzione mondiale delle riserve provate di petrolio, che per oltre il 70% sono localizzate nei paesi OPEC. Al netto del Venezuela, le cui riserve ufficiali sono probabilmente sopravvalutate, gran parte delle riserve OPEC sono a loro volta collocate nel Medio Oriente e nel Nord Africa (v. *Figura 9*).

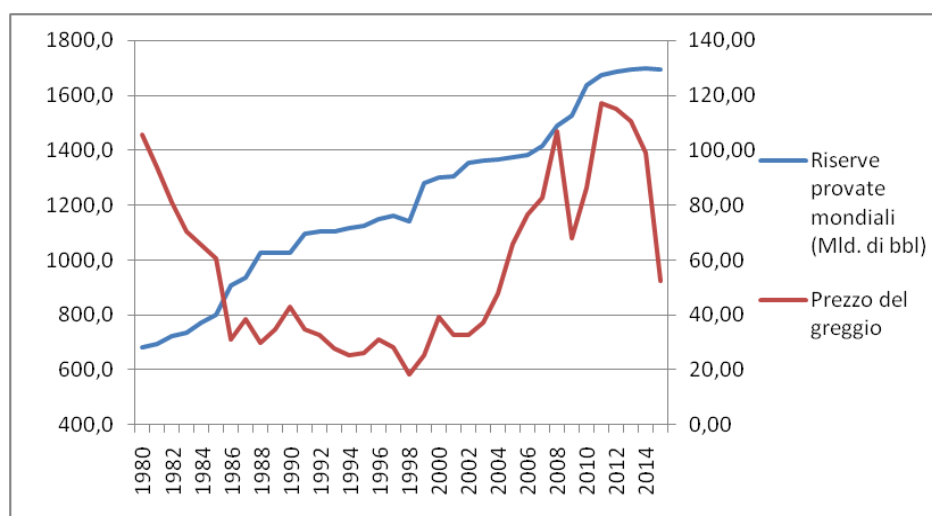
FIG. 9 – **RISERVE PROVATE DI PETROLIO DEI PRINCIPALI PAESI (MLD. DI BBL)**



Fonte: BP

La riduzione generalizzata e protratta dei prezzi del petrolio – che l'IEA ha emblematicamente identificato come scenario *low for longer* – non solo ha portato a moderare le attività di ricerca e sviluppo nel campo petrolifero, ma ha anche indotto una rivalutazione dell'effettiva possibilità di sfruttare economicamente alcune delle risorse scoperte negli anni passati. L'effetto già nel 2015 è stato quello di una **contrazione, seppur minima, della stima delle riserve provate a livello mondiale**, dopo un decennio di continua crescita (v. *Figura 10*). Presumibilmente, il 2016 non potrà che confermare questo andamento stagnante.

FIG. 10 – **ANDAMENTO STORICO DEI PREZZI E DELLE RISERVE PROVATE DI GREGGIO A LIVELLO MONDIALE**



Fonte: BP

La convinzione sempre più diffusa che il riequilibrio del mercato e la stabile ripresa delle quotazioni richiederanno molti mesi ha anche un **impatto crescente sui paesi produttori**, compresi quelli dotati di ampie riserve valutarie e di riserve di greggio a bassi costi di produzione. Al di là del caso ormai disperato del Venezuela,⁷ **molti governi delle monarchie arabe del Golfo hanno, chi in modo più rapido, chi meno, avviato numerose riforme**, a partire dalla riduzione dei sussidi pubblici al consumo di energia, acqua e cibo, una delle principali voci del bilancio pubblico (v. *Focus 25*).

Tuttavia, molto resta da fare e l'introduzione di un'imposta sul valore aggiunto nei prossimi mesi non sarà sufficiente. In particolare, risulta di primaria importanza l'aumento dell'occupazione e della produttività dei cittadini arabi, generalmente abituati a comodi posti nella pletorica pubblica amministrazione o, nel caso femminile, all'inattività fuori dalle mura domestiche. Per ottenere ciò è necessaria una serie di profondi **cambiamenti nelle leggi sul lavoro**, che in molti casi consentono alle imprese di assumere lavoratori stranieri a basso costo per numerose occupazioni umili o non particolarmente complesse (edilizia, autotrasporto, servizi di vendita e di pulizie, ecc.). Si tratta per lo più di lavoratori dell'Asia meridionale, che vengono retribuiti poco e devono sottostare a condizioni di lavoro molto difficili. Fino a quando ciò sarà permesso, è evidente che molti arabi del Golfo non saranno incentivati a trovare lavoro nel privato, rendendo una chimera la diversificazione dell'economia. Sui bilanci statali continuerà poi a gravare un ampio numero di stipendi, cosa che sarà sempre più difficile preservare, con i deficit

⁷ Il paese sta affrontando una difficile situazione con penuria di cibo e medicinali, tagli alla fornitura elettrica, emigrazione economica di massa e crescenti tensioni nelle piazze. In questo difficile contesto e a seguito anche della decisione di molte società di servizi occidentali di abbandonare il paese, la produzione di greggio sta gradualmente calando, con la prospettiva di attestarsi a 1,7 Mbb/g nei prossimi mesi.

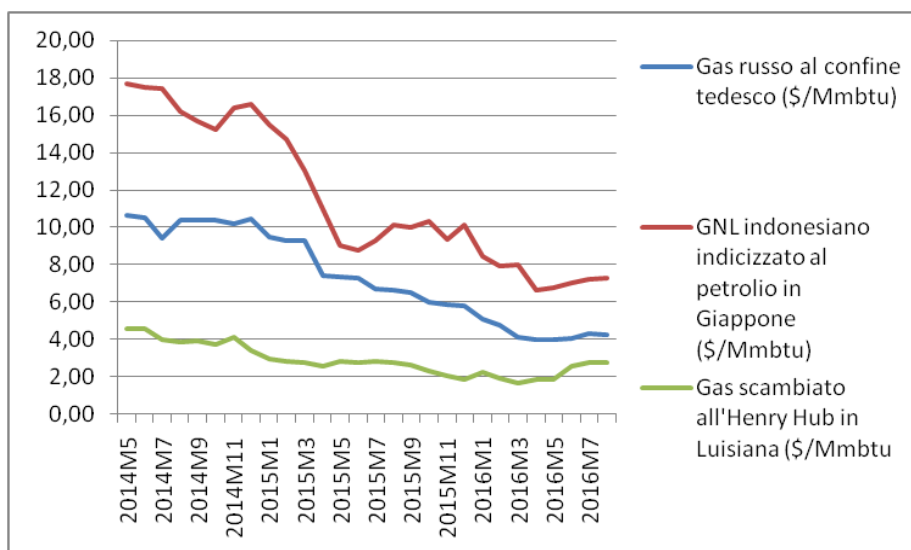
pubblici in doppia cifra e le riserve valutarie e dei fondi sovrani d'investimento in contrazione.⁸ La forte crescita demografica e la presenza di masse di giovani sottoccupate e spesso sovra-istruite rappresentano in molti casi un ulteriore elemento di criticità.

Naturalmente, **le riforme che sono oggetto di dibattito dovranno guadagnare un minimo di consenso tra le masse arabe, cosa per nulla scontata**, dopo anni in cui i sudditi delle varie monarchie si sono abituati a scambiare la loro fedeltà politica con tutta una serie di benefici economici, dalla benzina sottocosto al posto pubblico assicurato. In caso contrario potrebbero verificarsi ampi movimenti di protesta dagli effetti destabilizzanti, come già è accaduto con la Primavera araba del 2011, anch'essa nata in gran parte per motivi economici che sono andati a sommarsi al malcontento per la situazione politica.

1.2 GAS NATURALE

L'abbondanza osservata per il petrolio caratterizza anche i mercati regionali del gas naturale, con le quotazioni dei principali *benchmark* che continuano a registrare valori piuttosto bassi, compresi tra i 2,8 \$/Mmbtu dell'Henry hub negli Stati Uniti e i 7,3 \$/Mmbtu del GNL giapponese indicizzato al petrolio (v. *Figura 11*).

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



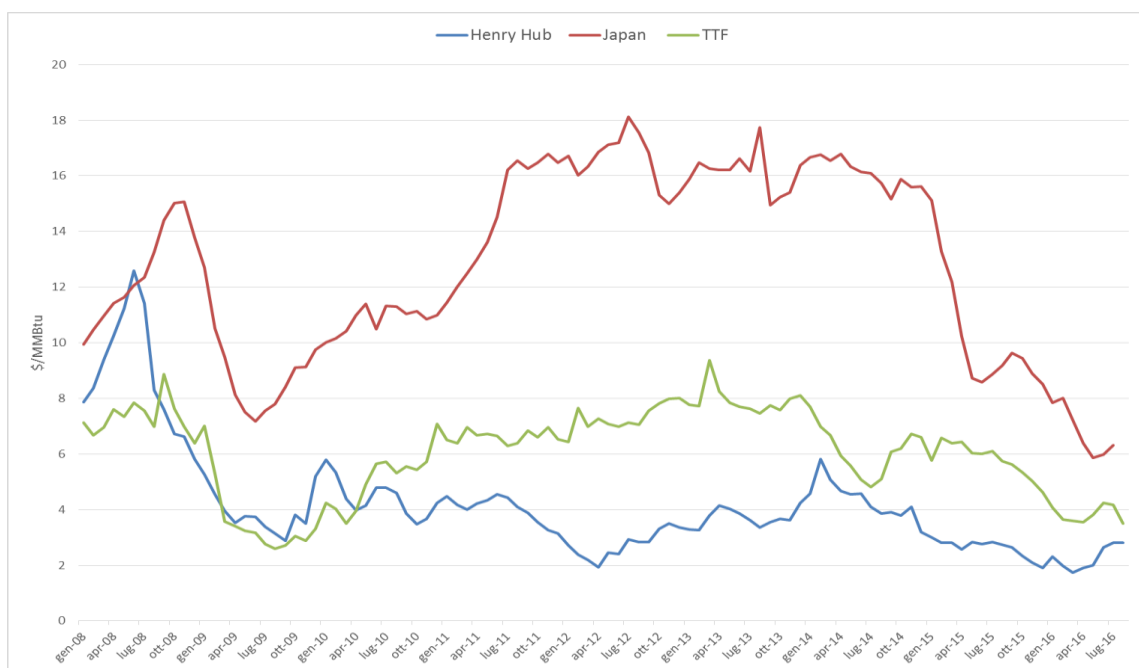
Fonte: FMI

⁸ Rispetto ad alcuni anni fa, molti fondi sovrani d'investimento si trovano oggi a dover vendere asset per sostenere le casse statali e sono diventati più cauti nei loro acquisti di titoli. Questo ha contribuito all'andamento non brillante dei mercati azionari dell'ultimo anno. In caso di una nuova crisi come quella del 2007-08 è improbabile che tali fondi decideranno di sostenere le quotazioni di imprese e governi occidentali, creando quindi un ulteriore elemento di rischio.

Queste quotazioni sono, soprattutto in Asia orientale e in Europa, abbondantemente inferiori a quelle di alcuni anni fa e mostrano tra di loro un grado di convergenza che non si registrava dai tempi della crisi economico finanziaria del 2008-09 (v. Figura 12). Il mercato asiatico conferma un premio rispetto a quello europeo e a quello americano, ma il divario, arrivato a 7-8 \$ tra il 2011 e il 2014, si è ridotto a 2-3 \$. Anche tra Europa e Nord America il differenziale è diminuito, assestandosi attorno ai 2 \$.

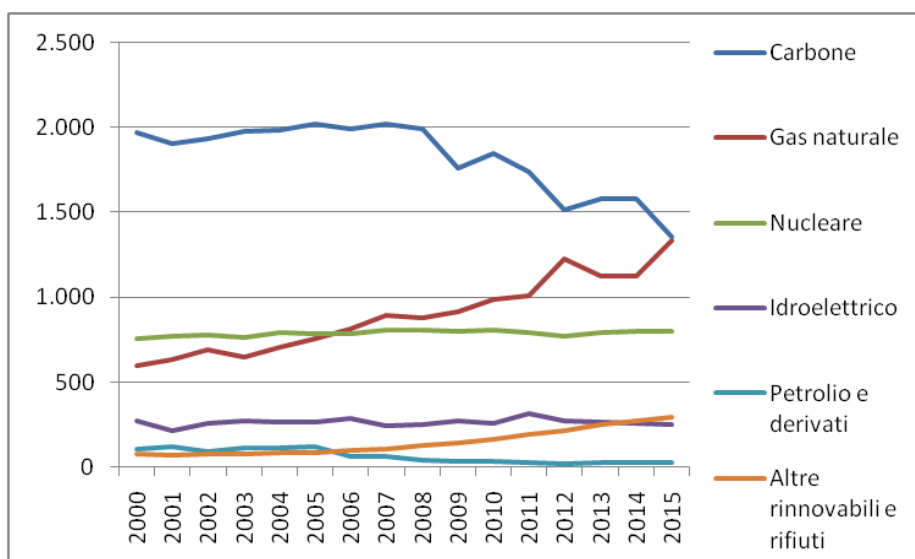
Le conseguenze di queste dinamiche di mercato **sono molteplici**. Innanzitutto, **il gas sta recuperando in parte la propria competitività nei confronti di altre fonti di energia, in particolare del carbone per la generazione elettrica** (le quotazioni del carbone hanno conosciuto negli ultimi mesi una sensibile ripresa in parte dovuta alle politiche di contenimento dell'offerta avviate dal governo cinese). Negli Stati Uniti il gas è così economico che è diventato la principale fonte per la generazione elettrica, superando il carbone nel corso del 2015 (v. Figura 13).

FIG. 12 – QUOTAZIONI DEL GAS NATURALE NEL LUNGO PERIODO (\$/MMBTU)



Fonte: EIA

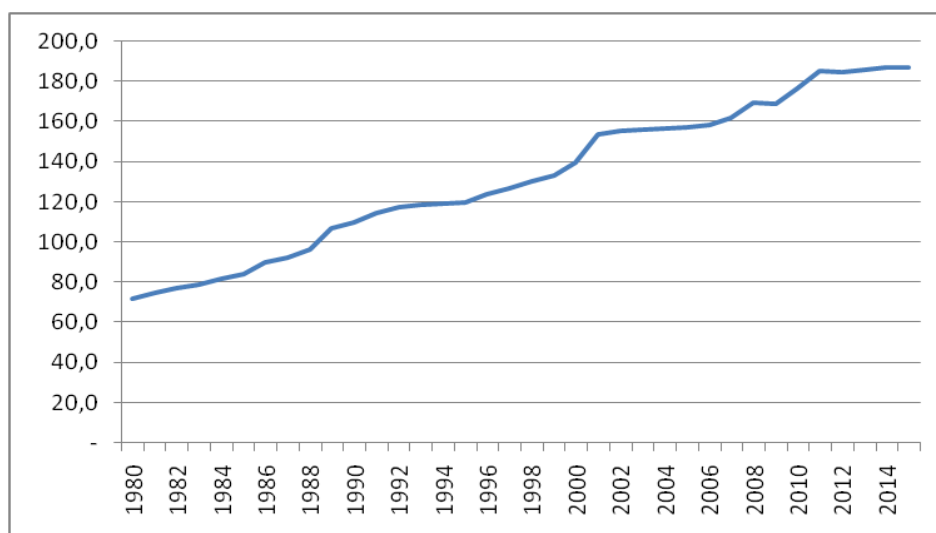
FIG. 13 – **PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ NEGLI USA CLASSIFICATA PER FONTE (TWH)**



Fonte: EIA

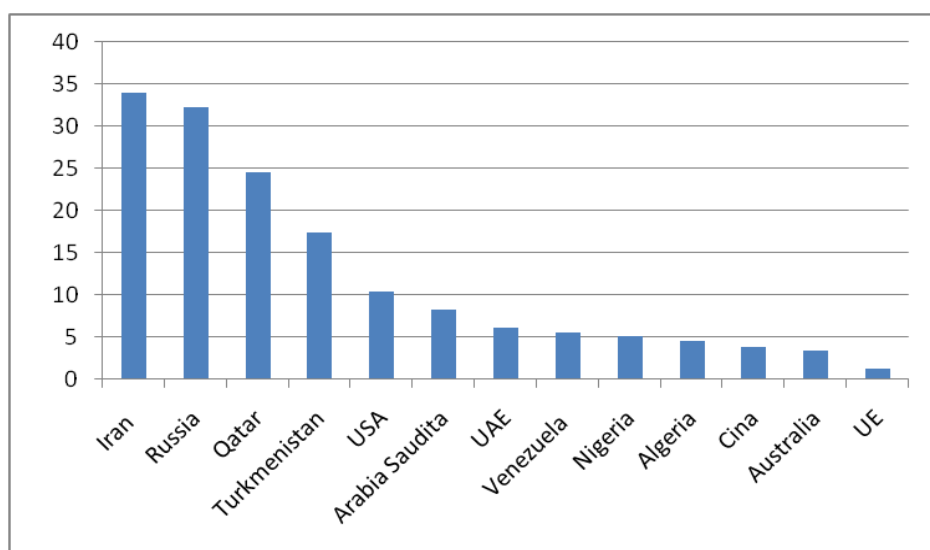
In secondo luogo, **le attività di ricerca e sviluppo di nuove risorse sono molto diminuite** (v. *Figura 6*) e **l'ammontare delle riserve provate a livello mondiale ha registrato nel 2015 un andamento stazionario** dopo che negli ultimi anni era quasi sempre aumentato (v. *Figura 14*). Nonostante la tanto citata rivoluzione del gas non convenzionale americano, le riserve mondiali sono attualmente concentrate in un numero ridotto di paesi. Iran, Russia, Qatar e Turkmenistan ne possiedono circa la metà, mentre l'Unione Europea ha un ruolo assolutamente secondario (v. *Figura 15*).

FIG. 14 – **RISERVE PROVATE DI GAS NATURALE A LIVELLO MONDIALE (TCM)**



Fonte: BP

FIG. 15 – **DISTRIBUZIONE DELLE PRINCIPALI RISERVE PROVATE DI GAS NATURALE (TCM)**



Fonte: BP

In terzo luogo, **la riduzione dei differenziali di prezzo incide sulle dinamiche concorrenziali e sui flussi commerciali di gas naturale liquefatto (GNL)**. Considerando i costi di liquefazione, trasporto e rigassificazione, i margini conseguibili dall'exportazione del gas americano verso l'Europa o l'Asia si sono infatti notevolmente ridotti e la copertura dei costi fissi non è più garantita. Gli operatori americani sono inoltre sempre più indifferenti tra le esportazioni verso l'Europa o verso l'Asia, sebbene **l'inaugurazione lo scorso giugno del nuovo canale di Panama** renda più agevole quest'ultima. Dopo molti anni, è stato infatti finalmente realizzato l'allargamento dell'infrastruttura, attraverso la quale può ora transitare la maggior parte delle navi in circolazione, comprese le metaniere dalle dimensioni maggiori. Possibilità confermata qualche settimana dopo, allorché **una nave della Shell proveniente dall'impianto di liquefazione di Sabine Pass (Louisiana) ha attraversato il canale in direzione dell'Asia**.⁹ La nuova rotta consente una significativa riduzione dei tempi di percorrenza e dei costi e potrebbe presto essere "affollata" di navi che esportano gas verso i mercati dell'Asia-Pacifico in concorrenza con le produzioni provenienti dall'Oceania (v. *Focus 25*). Tuttavia, al momento la capacità di liquefazione degli USA è piuttosto ridotta e il suo effetto a breve sui mercati non va sopravvalutato.

1.3 NEGOZIATI SULLA LOTTA AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

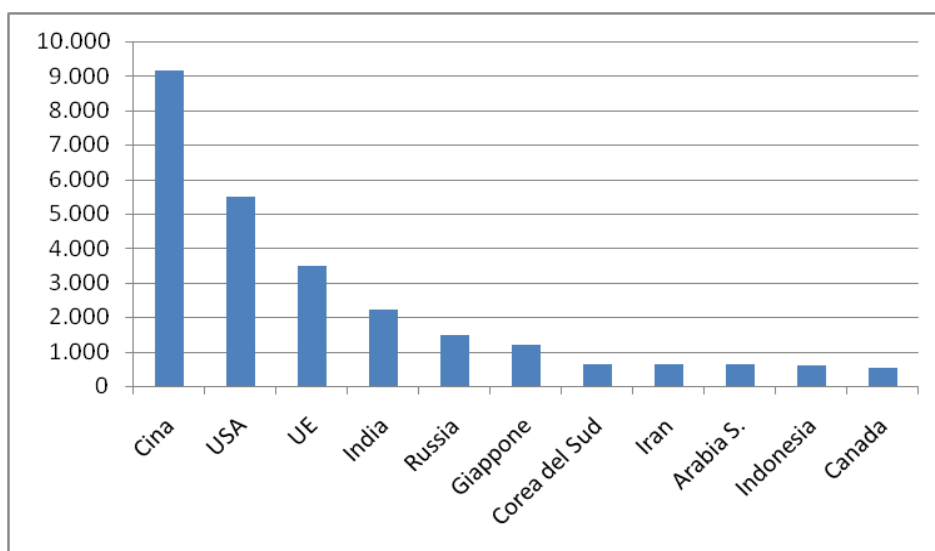
Il 22 aprile scorso si è aperta ufficialmente la fase della ratifica dell'Accordo di Parigi sul cambiamento climatico, approvato da oltre 190 paesi lo scorso dicembre (v. *Focus 25*). Affinché l'accordo entri in vigore, è infatti necessaria la ratifica o l'accettazione ufficiale di almeno 55 parti

⁹ La nave è arrivata in Cina attorno alla metà di agosto.

della Convenzione sul cambiamento climatico, rappresentanti almeno il 55% delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) mondiali.

Tra i primi ad accettare formalmente il testo dell'Accordo e a depositare l'atto di ratifica sono stati una serie di stati insulari particolarmente minacciati dai cambiamenti climatici, quali le Maldive, le isole Marshall e le Fiji. **Ai primi di settembre circa una trentina di paesi avevano completato la procedura. Tra di essi spicca la Cina**, che ha depositato l'atto di ratifica il 3 settembre. **Lo stesso giorno gli Stati Uniti hanno depositato il loro atto di accettazione**, segnalando l'intenzione dell'Amministrazione Obama di chiudere la questione prima della fine del mandato presidenziale.¹⁰ Grazie alla presenza di questi due paesi, che da soli sono responsabili per circa il 38% delle emissioni mondiali di GHG, anche il secondo criterio per l'entrata in vigore dell'Accordo sembra a portata di mano (v. *Figura 16 e 17*).

FIG. 16 – **EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA LEGATE AL SETTORE ENERGETICO DA PARTE DEI PRINCIPALI PAESI NEL 2015 (MILIONI DI TONNELLATE)**

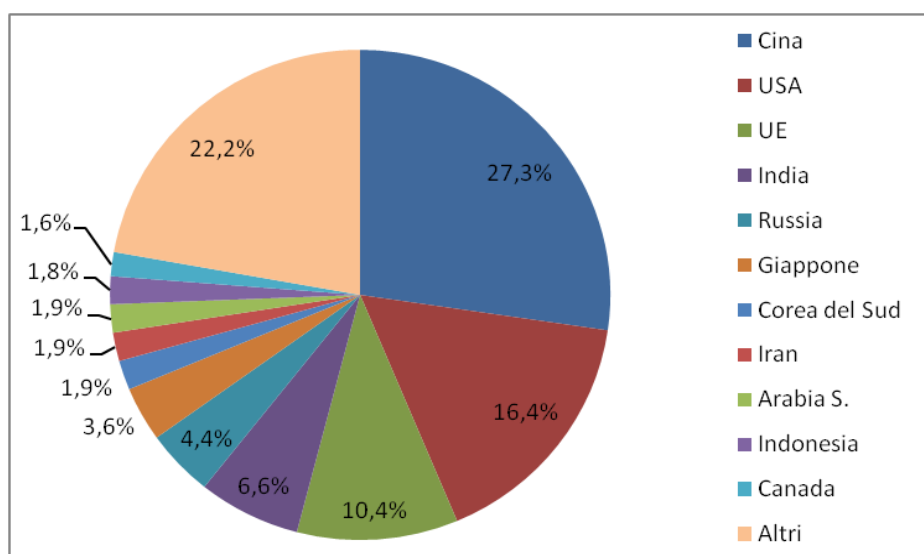


SONO INCLUSE SOLO LE EMISSIONI DI CO₂ LEGATE ALLA COMBUSTIONE DI FONTI FOSSILI

Fonte: BP

¹⁰ In caso di rapida entrata in vigore dell'Accordo, la prossima amministrazione americana sarà formalmente vincolata. La questione non è di secondaria importanza dato che l'esito delle elezioni di novembre è incerto e uno dei due candidati, il repubblicano Donald Trump, si è dichiarato molto scettico nei confronti del cambiamento climatico e della necessità di agire contro di esso. Una sua vittoria prima dell'entrata in vigore dell'accordo potrebbe portare a ridiscutere l'adesione degli Stati Uniti.

FIG. 17 – **RIPARTIZIONE DELLE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA LEGATE AL SETTORE ENERGETICO NEL 2015**



Fonte: BP

Molti altri paesi dovrebbero depositare i loro strumenti di ratifica in concomitanza dell'inizio della sessione autunnale delle Nazioni Unite (21-22 settembre). Paradossalmente, dopo aver sostenuto a lungo la necessità di un'azione collettiva a livello mondiale, l'Unione Europea e i suoi stati membri non hanno ancora formalmente agito, anche per via delle complicazioni che il doppio livello di coordinamento, nazionale ed europeo, impone (v. § 2).

Sebbene l'avvio del processo di ratifica stia dando segnali positivi e dimostri come per molti paesi gli impegni presi lo scorso dicembre a Parigi non siano parole vuote, **la struttura dell'accordo presenta più di un elemento critico**, a cominciare dai meccanismi di *governance* e dal fatto che gli impegni presentati dai vari paesi non sembrano essere sufficienti a raggiungere l'obiettivo comune di contenere l'aumento della temperatura media mondiale sotto i 2°C per la fine del secolo (v. *Focus 25*). A titolo indicativo sono riportati nella Tabella 1 gli impegni che i principali paesi si sono impegnati a rispettare in maniera incondizionata.¹¹

¹¹ Alcuni paesi come l'Iran si sono detti disposti a perseguire obiettivi più ambiziosi nel caso si verificano alcune condizioni come l'aiuto internazionale e il trasferimento tecnologico.

**TAB. 1 – IMPEGNI ASSUNTI DALLE PRINCIPALI PARTI ADERENTI ALLA
CONVENZIONE QUADRO SUL CAMBIAMENTO CLIMATICO (INDCs)**

Paese	INDC	Anno base	Anno obiettivo
Cina	Raggiungere il picco delle emissioni di CO2 e ridurre l'intensità carbonica del 60-65%	2005	2030
Stati Uniti	Riduzione del 26-28% delle emissioni GHG	2005	2025
Unione Europea	Riduzione del 40% delle emissioni GHG	1990	2030
India	Riduzione dell'intensità carbonica dell'economia del 33-35%	2005	2030
Russia	Riduzione del 25-30% delle emissioni GHG	1990	2030
Giappone	Riduzione del 25,4% delle emissioni GHG	2005	2030
Corea del Sud	Riduzione del 37% delle emissioni GHG rispetto allo scenario BAU	2014	2030
Iran	Riduzione del 4% delle emissioni GHG rispetto allo scenario BAU	2010	2030
Arabia Saudita	Riduzione delle emissioni GHG di 130 milioni di tonnellate di CO2 equivalenti all'anno		2030
Indonesia	Riduzione del 29% delle emissioni GHG rispetto allo scenario BAU	2010	2030
Canada	Riduzione del 30% delle emissioni GHG	2005	2030

BAU: BUSINESS AS USUAL; GHG: GREEN HOUSE GAS EMISSIONS; INTENSITÀ CARBONICA: IL RAPPORTO TRA L'AMMONTARE DELLE EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA EMESSE E IL REDDITO PRODOTTO DAL SISTEMA ECONOMICO.

Fonte: UNFCCC

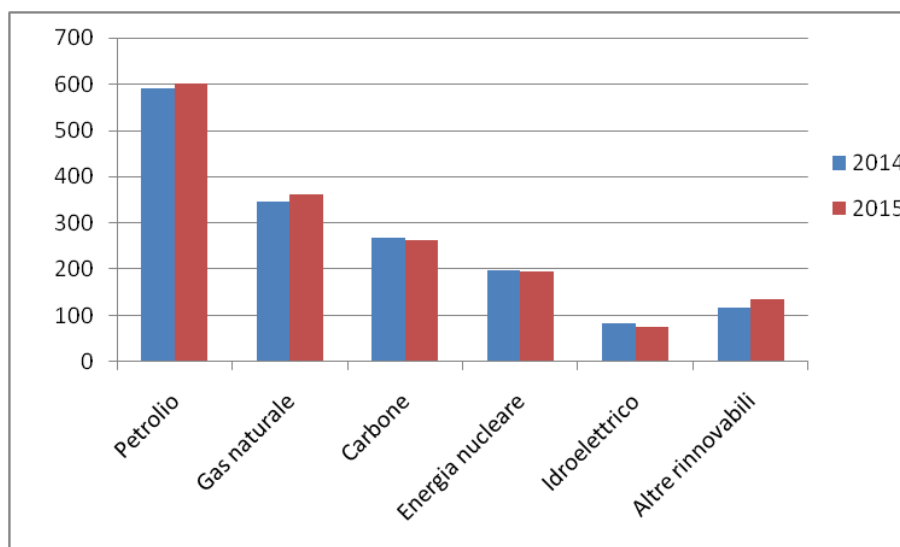
2. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

UNIONE EUROPEA			
Consumo di energia primaria	1630,9	Mtep	(2015) ¹²
Variazione annuale	1,6	%	(2015)
Dipendenza energetica dalle importazioni	53,4	%	(2014) ¹³
Consumo di gas naturale	402,1	Gmc	(2015)
Variazione annuale	4,6	%	(2015)
Gas sul totale dei consumi di energia	22,2	%	(2015)



Il 2015 ha segnato la ripresa dei consumi di energia da parte dell'Unione Europea, che è stata soddisfatta tramite un maggiore ricorso al petrolio, al gas naturale e alle fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico. Quest'ultimo, così come il carbone, ha infatti giocato un ruolo minore rispetto all'anno precedente, mentre più stabile è stato l'apporto della fonte nucleare (v. *Figura 18*).

FIG. 18 – CONSUMI ENERGETICI DELL'UNIONE EUROPEA PER FONTE (MTEP)



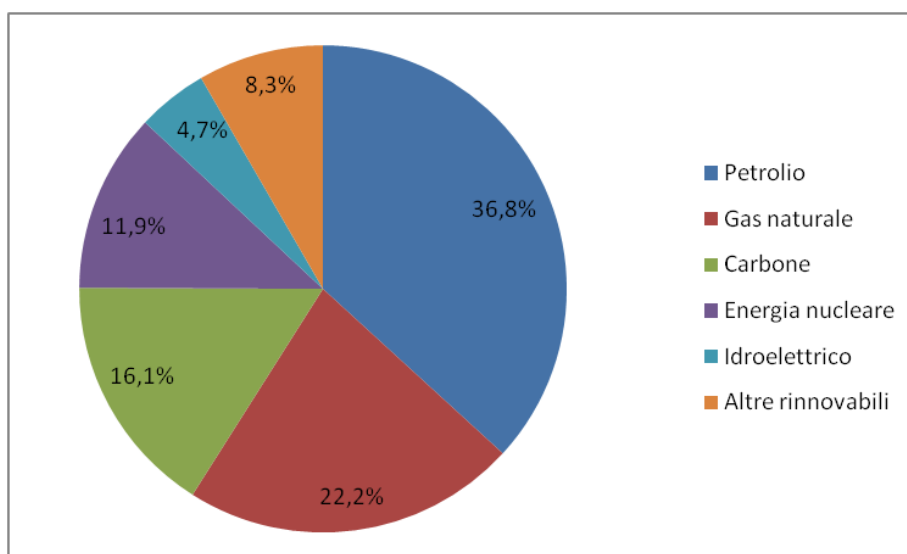
Fonte: BP

¹² 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 del *Focus* fino al 2015 e tratto da JODI.

¹³ 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).

A quasi dieci anni dal lancio di una politica energetica e climatica per l'Unione Europea (marzo 2007), il paniere energetico dell'Unione dunque rimane e rimarrà per il prossimo futuro fortemente dipendente dai combustibili fossili. Nel 2015 petrolio, gas e carbone hanno coperto oltre il 75% della domanda di energia primaria, lasciando a nucleare e fonti rinnovabili (idroelettrico, eolico, solare, biomasse e geotermia) un ruolo ancora ancillare (v. *Figura 19*). L'unica esclusione, come è noto, è rappresentata dal segmento della generazione elettrica, dove il ruolo del petrolio è ormai marginale, mentre il gas e il carbone stanno venendo ridimensionati dall'arrivo delle rinnovabili e il nucleare conosce da diversi anni un lento, ma progressivo calo.

FIG. 19 – PANIERE ENERGETICO DELLA UE NEL 2015



Fonte: BP

Dinnanzi alla lentezza della transizione energetica¹⁴ e ai nuovi impegni che la UE si è accollata nell'ambito dei negoziati internazionali sulla lotta al cambiamento climatico, **la Commissione europea ha rilanciato l'iniziativa pubblicando il 20 luglio una serie di comunicazioni al Parlamento e al Consiglio e un insieme di proposte legislative, che dovrebbero completare il quadro energetico e climatico per il 2030.** Tale quadro risulta al momento composto da: a) una proposta per la riforma del sistema europeo di scambio delle emissioni (ETS) presentata nel luglio 2015; b) una **proposta per un regolamento della condivisione degli sforzi (*effort sharing regulation - ESR*) in materia di riduzione delle emissioni nei settori non coperti dall'ETS;** c) una **strategia per la mobilità a basse emissioni;** d) una **proposta per l'integrazione delle emissioni da attività di uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura.** Entro la fine dell'anno è inoltre prevista la presentazione delle proposte sulla revisione della direttiva per

¹⁴ Anche in virtù della protratta stagnazione economica degli ultimi anni, la UE si trova in anticipo nel perseguimento dei suoi obiettivi per il 2020 in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e di utilizzo delle fonti rinnovabili. Tuttavia, l'obiettivo molto ambizioso fissato per il 2050 (riduzione delle emissioni dell'80-95% rispetto al 1990) impone per i prossimi anni un'ulteriore accelerazione.

la promozione delle fonti rinnovabili, della direttiva relativa all'efficienza energetica e della direttiva sul rendimento energetico degli edifici.

Punto di partenza di questi documenti sono le conclusioni adottate dal Consiglio europeo nell'ottobre 2014, dove si affermava l'impegno della UE a ridurre le proprie emissioni di gas a effetto serra del 40% entro il 2030 (v. *Focus 19-20*). In quell'occasione i capi di Stato e di Governo dei paesi membri avevano inoltre concordato la **necessità per tutti i paesi e tutti i settori dell'economia di contribuire allo sforzo collettivo di riduzione delle emissioni**. In particolare, si ribadiva da un lato la necessità di ripartire fra i vari stati la riduzione delle emissioni sulla base dei principi dell'equità, della solidarietà, della flessibilità, dell'efficienza rispetto ai costi e dell'integrità ambientale; dall'altro lato si riconosceva la necessità di inserire più accuratamente nel computo complessivo le emissioni derivanti dall'uso del suolo, dai cambiamenti nell'uso del suolo e dalla silvicoltura. Sempre in quella sede, l'organo politico di indirizzo della UE aveva deciso che **i settori sottoposti all'ETS** (industria elettrica e industria con grandi fonti di emissioni) **avrebbero dovuto ridurre le loro emissioni del 43% rispetto al 2005, mentre gli altri settori** (trasporti, edifici, agricoltura, rifiuti, uso del suolo e silvicoltura) **avrebbero dovuto farlo del 30%**.

Sulla base di queste linee guida, **la Commissione europea** ha elaborato la sua proposta, la quale **prevede obiettivi specifici per ogni stato membro**, calcolati sulla base delle rispettive possibilità economiche (reddito pro capite): per paesi ricchi come il Lussemburgo lo sforzo richiesto è massimo (-40%), mentre per i paesi più arretrati economicamente come la Bulgaria è semplicemente richiesto il non aumento delle emissioni. La Commissione vuole tuttavia consentire **forme di flessibilità** in grado di contenere i costi e prendere adeguatamente in considerazione la difficoltà di de-carbonizzare il settore agricolo, che in alcuni paesi come la Danimarca o l'Irlanda è particolarmente rilevante (v. *Tabella 2*). In ossequio al principio di sussidiarietà, viene poi riconosciuto **ai singoli stati membri il compito di definire nel dettaglio le politiche settoriali necessarie a ottenere la suddetta riduzione delle emissioni per i settori non sottoposti all'ETS**, riduzione che la Commissione avrà il compito di verificare, utilizzando un'accurata metodologia che è coerente con quella sviluppata nell'ambito delle Nazioni Unite.

La Commissione ha riconosciuto poi **l'importanza di agire nel settore dei trasporti**, che rappresenta la principale fonte di emissioni di GHG, emissioni che sono calate di poco negli ultimi anni e continuano a essere superiori al livello del 1990 (v. *Figura 20*). Oltre che ai fini della de-carbonizzazione, la Commissione ha sottolineato l'importanza di trasformare il settore in quanto questo è indispensabile per migliorare la vivibilità delle città e la competitività dell'industria europea, nonché soddisfare i crescenti bisogni di mobilità da parte dei cittadini europei.

I trasporti sono oggi il settore dove maggiore è la dipendenza dai derivati del petrolio, di cui l'Europa si deve approvvigionare sempre più tramite i mercati internazionali (v. *Figura 21*). La sfida della de-carbonizzazione è qui particolarmente difficile data la grande competitività degli attuali modelli basati sul trasporto privato alimentato a benzina o gasolio e dato l'enorme infrastruttura già disponibile. **La diffusione dei veicoli elettrici è ancora piuttosto limitata** e, nonostante le efficaci campagne di marketing, società come Tesla – che a luglio ha inaugurato la

sua Gigafactory in Nevada – faticano a registrare profitti. Qualcosa comunque si sta muovendo e sembra che anche le grandi case automobilistiche stiano spostando la loro attenzione sulla mobilità elettrica.

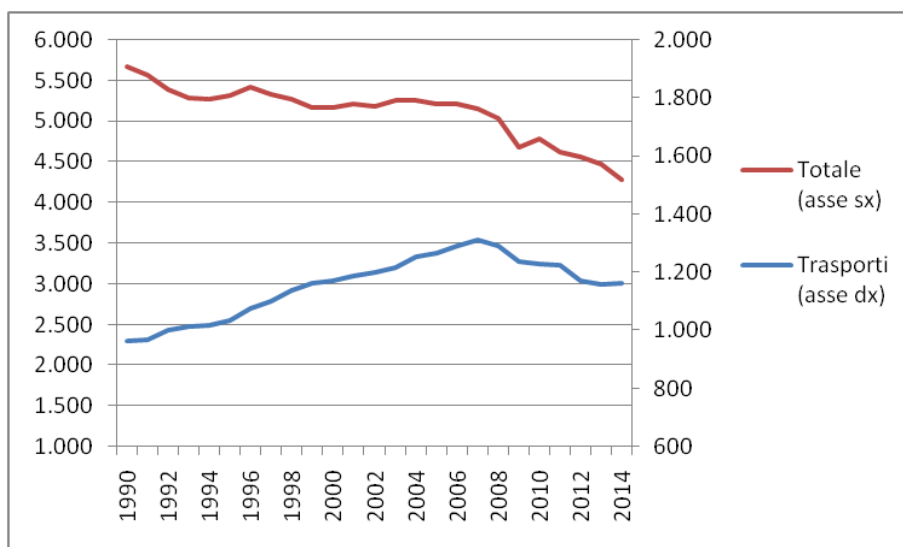
TAB. 2 – **OBIETTIVI NAZIONALI PROPOSTI E ACCESSO A MECCANISMI DI FLESSIBILITÀ**

	Obiettivo al 2030 rispetto al 2005	Massima flessibilità annuale in termini di % delle emissioni del 2005	
		Flessibilità una tantum dall'ETS al ESR	Flessibilità complessiva sui 10 anni dall'uso del suolo al ESR
Lussemburgo	-40%	4%	0,2%
Svezia	-40%	2%	1,1%
Danimarca	-39%	2%	4,0%
Finlandia	-39%	2%	1,3%
Germania	-38%	no	0,5%
Francia	-37%	no	1,5%
Regno Unito	-37%	no	0,4%
Paesi Bassi	-36%	2%	1,1%
Austria	-36%	2%	0,4%
Belgio	-35%	2%	0,5%
Italia	-33%	no	0,3%
Irlanda	-30%	4%	5,6%
Spagna	-26%	no	1,3%
Cipro	-24%	no	1,3%
Malta	-19%	2%	0,3%
Portogallo	-17%	no	1,0%
Grecia	-16%	no	1,1%
Slovenia	-15%	no	1,1%
Repubblica Ceca	-14%	no	0,4%
Estonia	-13%	no	1,7%
Slovacchia	-12%	no	0,5%
Lituania	-9%	no	5,0%
Polonia	-7%	no	1,2%
Croazia	-7%	no	0,5%
Ungheria	-7%	no	0,5%
Lettonia	-6%	no	3,8%
Romania	-2%	no	1,7%
Bulgaria	0%	no	1,5%

Fonte: COMMISSIONE EUROPEA

Fondamentale sarà la capacità dell'industria e delle istituzioni di promuovere **lo sviluppo tecnologico**, così da ridurre i costi delle batterie e delle soluzioni integranti le tecnologie digitali e le telecomunicazioni, **e la realizzazione di un'adeguata infrastruttura di rifornimento**, in assenza della quale la transizione da parte dei consumatori verso i nuovi modelli sarà inevitabilmente lenta.

FIG. 20 – ANDAMENTO DELLE EMISSIONI DI GHG NELLA UE
(MILIONI DI TONNELLATE EQUIVALENTI DI CO₂)



Fonte: EUROSTAT

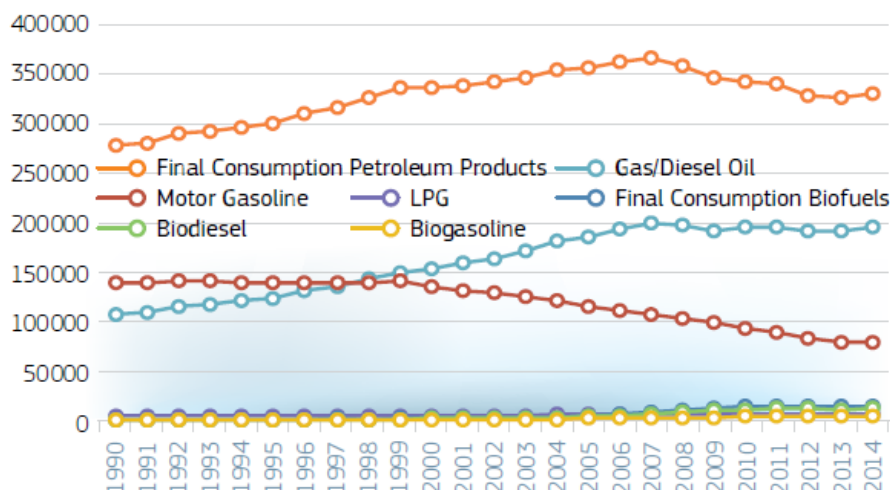
La Commissione europea ha espresso l'obiettivo di ridurre il peso del petrolio e derivati nel trasporto dal 94% all'85-83% entro il 2030, grazie alla diffusione delle auto elettriche, ibride e a idrogeno, nonché dei veicoli a combustione alimentati da biocarburanti, metano e biogas. L'espansione del trasporto pubblico e la diffusione del *car-sharing*, unitamente a un maggiore ricorso per le brevi distanze alla bicicletta, dovrebbero contribuire in una certa misura.

Se nel breve e medio termine l'impatto di questa strategia per una mobilità a basse emissioni sembrerebbe essere piuttosto limitato, è altrettanto vero che nel lungo periodo, ossia in un intervallo temporale sufficientemente lungo da consentire il naturale ricambio di una parte consistente dei mezzi di trasporto e delle infrastrutture ora in dotazione (10-20 anni) gli effetti potrebbero riuscire a sentirsi. In particolare il ridimensionamento del peso del petrolio nel settore dei trasporti dovrebbe aumentare, naturalmente non a costo zero, la sicurezza energetica dell'Unione, riducendo ulteriormente l'impatto di eventuali futuri shock di prezzo o di improvvise interruzioni delle forniture fisiche.

Va segnalato, infine, che queste proposte della Commissione dovranno essere discusse nei prossimi mesi dal Consiglio e dal Parlamento europeo. I negoziati che avranno luogo saranno probabilmente almeno in parte diversi da quelli svolti in passato sulle stesse materie o su materie affini a causa del differente ruolo che giocheranno la Gran Bretagna e i suoi rappresentanti. Il primo effetto del referendum di giugno è infatti quello di mutare il quadro politico a Bruxelles e Strasburgo, con riflessi non tanto sulle regole già in vigore,

quanto piuttosto sulle dinamiche dietro alla formulazione delle nuove politiche comunitarie.¹⁵


FIG. 21 – CONSUMO DI COMBUSTIBILI NELLA UE NEL SETTORE TRASPORTI (MIGLIAIA DI TEP)



Fonte: EUROSTAT

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)

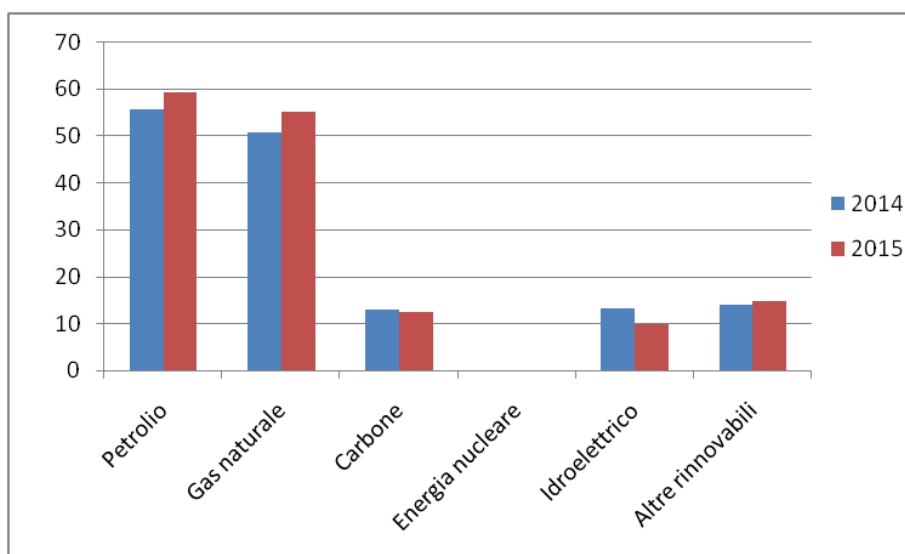


Il 2015 ha segnato per l'Italia un ritorno alla crescita economia e l'aumento della domanda di energia, il cui livello resta tuttavia inferiore a quello osservato alla fine degli anni Novanta (v. Figura 22). Inoltre, i dati provvisori sui primi mesi del 2016 suggeriscono un nuovo rallentamento, frutto di una dinamica del PIL molto moderata (0,7% su base annua), della

¹⁵ Il Regno Unito negli ultimi anni ha sostenuto con forza la lotta al cambiamento climatico e l'introduzione di un mercato dei diritti di emissione. Il paese è stato poi storicamente uno strenuo difensore della liberalizzazione dei mercati energetici, della tutela dei consumatori e di un'attiva politica estera volta ad assicurare gli approvvigionamenti europei. Più di recente, Londra ha espresso sostegno all'uso del nucleare e mostrato dubbi sulle rinnovabili e sull'introduzione di obiettivi vincolanti a livello nazionale sull'efficienza energetica. Il Regno Unito, dunque, in più di un'occasione è stato leader ed esempio nello sviluppo della politica energetica.

ripresa dei prezzi di alcuni prodotti energetici e di un clima più mite sia durante l'inverno che a inizio estate. La domanda di energia elettrica, quella su cui Terna offre informazioni piuttosto tempestive, dovrebbe essere addirittura diminuita del 2% nel primo semestre rispetto all'anno scorso. Analoga diminuzione avrebbe subito la produzione nazionale di elettricità. ENEA, sulla base di questi e altri dati, stima perciò un **calo della domanda di energia primaria di circa l'1% tra gennaio e giugno**.

FIG. 22 – CONSUMI ENERGETICI DELL'ITALIA PER FONTE (MTEP)



Fonte: BP

Per quanto riguarda il peso delle diverse fonti sul paniere energetico, i dati evidenziano come **l'Italia dipenda ancora in larga misura dai combustibili fossili**, tanto più che a differenza di molti altri paesi europei, la fonte nucleare è assente (v. *Figura 23*). I dati disponibili sui primi mesi del 2016 evidenziano in particolare, **l'andamento negativo dell'idroelettrico**, ancora affetto da scarsa piovosità, **e del carbone**, il cui uso è diminuito per via della **concorrenza giocata dal gas naturale**, avvantaggiatosi recentemente grazie ai minori prezzi all'ingrosso e al rincaro dei permessi di emissione.¹⁶ **Anche la domanda di greggio è scesa** nel secondo semestre in modo significativo a causa della ridotta domanda da parte delle raffinerie (v. § 1.1).

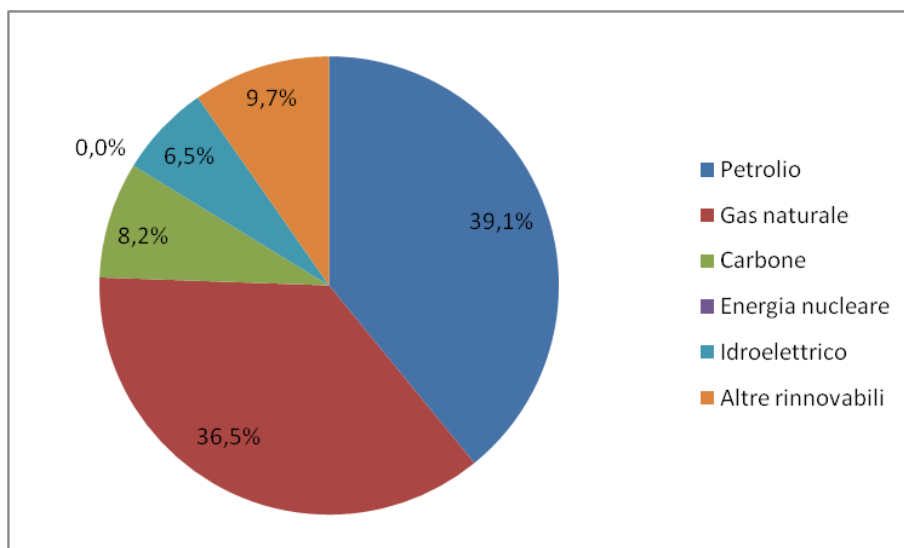
La domanda debole e il calo delle quotazioni delle materie prime energetiche sui mercati internazionali, in particolare per quanto riguarda il gas naturale, giustificano la **forte caduta del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica**, che si è attestato nei primi mesi dell'anno **ben al di sotto dei 40 euro/MWh**. Si tratta dei valori più bassi da quando è stata inaugurata la Borsa elettrica nel 2004, valori che lasciano margini positivi piuttosto ridotti ai produttori termoelettrici

¹⁶ Dal 2015 il prezzo del gas naturale sul mercato italiano ha conosciuto un sensibile calo, in linea tanto con le quotazioni sui principali *bub* europei quanto con la forte contrazione delle quotazioni del greggio (molti contratti di importazione in Italia sono ancora almeno in parte indicizzati al petrolio). I dati più recenti parlano di un prezzo del gas che oscilla tra i 15 e i 30 euro/MWh.

tradizionali. Al momento non sussistono perciò gli incentivi per le aziende a investire nel comparto, con la conseguenza che prosegue il processo di chiusura o di messa in *stand-by* di numerose centrali elettriche al momento non competitive.

Anche le fonti rinnovabili elettriche vivono un momento poco positivo, con appena 300 MW installati nel corso del primo semestre. Per loro, una piccola e parziale boccata d'ossigeno potrebbe tuttavia arrivare dall'**approvazione lo scorso giugno del tanto atteso e tante volte annunciato decreto ministeriale per le fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche**. Il decreto definisce le regole per l'assegnazione entro il 2017 di circa 400 milioni di euro di incentivi per impianti eolici, idroelettrici, geotermici, a solare termodinamico e a biomasse. Una volta esaurita questa somma, a meno di cambiamenti legislativi, sarà conclusa la stagione di incentivazione delle rinnovabili elettriche in Italia.

FIG. 23 – **PANIERE ENERGETICO DELL'ITALIA NEL 2015**

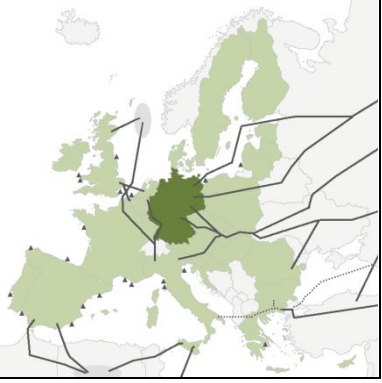


Fonte: BP

Per quanto riguarda il settore degli idrocarburi, due notizie meritano di essere menzionate. Innanzitutto, il **dissequestro lo scorso agosto del centro olii di Viggiano** (Basilicata). La struttura, di proprietà Eni, è di fondamentale importanza per la produzione del principale giacimento petrolifero italiano e dovrebbe tornare pienamente operativa nel corso dei prossimi mesi. In secondo luogo, va segnalato che durante l'estate **cinque navi gasiere hanno attraccato al terminale di rigassificazione OLT di Livorno**. Molteplici i paesi d'origine dei carichi, tra cui spicca il Perù, a segnalare come il mercato del GNL sia in una fase particolarmente competitiva, dove nuovi produttori si contendono l'accesso ai mercati finali. Sicuramente si tratta di una notizia positiva anche per l'operatore dell'infrastruttura, che per la prima volta dopo anni di inattività ha immesso gas nella rete nazionale.

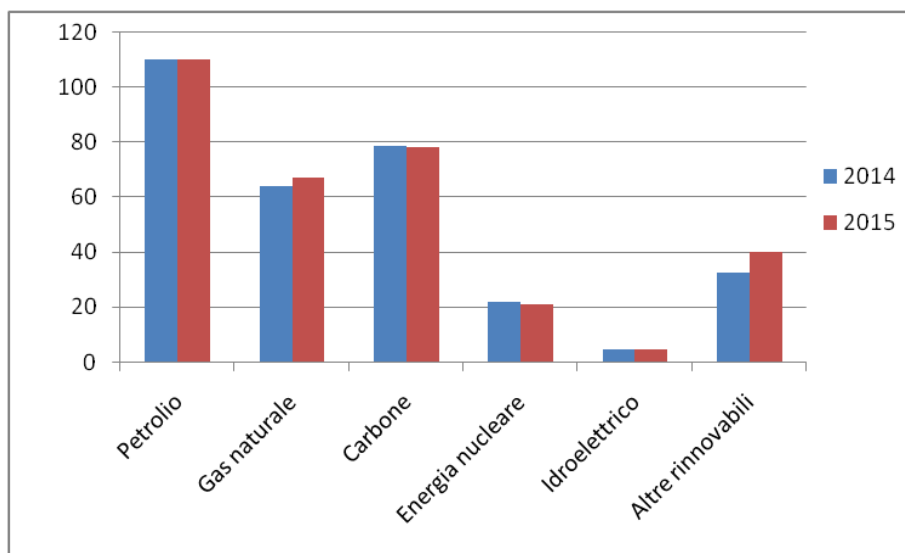
2.2 GERMANIA

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)



La Germania ha aumentato sensibilmente i propri consumi di energia primaria nel 2015, ricorrendo in misura maggiore al **gas naturale e alle fonti rinnovabili** (v. Figura 24). A differenza di quanto accaduto in Italia e in altri paesi europei, **la Germania sta procedendo senza esitazione sulla strada della de-carbonizzazione del settore energetico**, con sussidi che ancora favoriscono le installazioni di impianti fotovoltaici, a biomasse ed eolici. Sebbene in termini di riduzione delle emissioni complessive i risultati non siano particolarmente brillanti, l'ammontare di capacità elettrica a fonti rinnovabili installata ha superato gli 85 GW, un valore superiore alla domanda di picco della rete tedesca, e la produzione di elettricità "verde" è stata pari a circa un terzo del totale nel 2015.

FIG. 24 – CONSUMI ENERGETICI DELLA GERMANIA PER FONTE (MTEP)

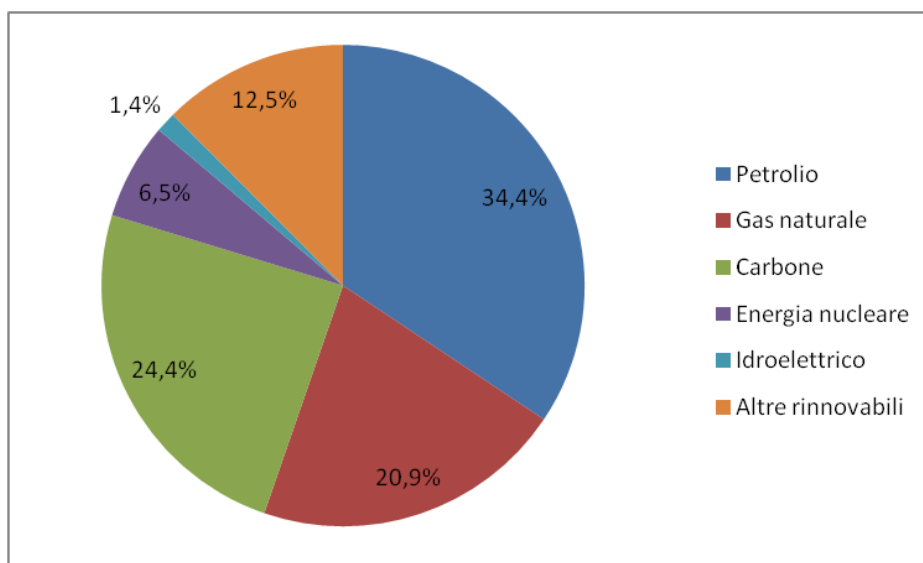


Fonte: BP

A seguito del notevole dispiegamento di impianti eolici negli ultimi 3 anni (circa 11 GW), il governo tedesco ha deciso di reagire, avviando la scorsa primavera una **riforma della Legge per le Energie Rinnovabili** (Erneubare Energien Gesetz - EEG), che entrerà in vigore all'inizio del

2017. Lo scopo è quello di contenere i costi per il sistema ed evitare che gli obiettivi sulle rinnovabili vengano raggiunti con eccessivo anticipo,¹⁷ mettendo a repentaglio la sicurezza della rete elettrica e sottoponendo i consumatori domestici a tariffe elettriche eccessive. Elemento centrale della riforma è **l'introduzione di meccanismi d'asta** per l'individuazione degli impianti che potranno beneficiare della tariffa di sostegno. Sono inoltre previsti contingenti stringenti per la capacità installabile ogni anno e limiti all'ammontare degli impianti che possono essere connessi nel nord del paese, dove l'eccesso di potenza eolica è maggiore.

FIG. 25 – PANIERE ENERGETICO DELLA GERMANIA NEL 2015



Fonte: BP

L'urgenza di questa riforma è evidente se si vanno a guardare i prezzi registrati sul mercato tedesco. Nei primi due trimestri dell'anno **il prezzo medio del MWh sulla Borsa di Lipsia è sceso ben al di sotto i 30 euro**, valore assolutamente non sostenibile per i produttori convenzionali. Non è dunque strano che **le utility tedesche**, un tempo considerate investimenti sicuri quasi quanto i titoli di stato, **si trovino in gravi difficoltà economico-finanziarie e abbiano avviato vasti piani di riorganizzazione**.

E.on ha scorporato la divisione di trading dell'energia e le proprie centrali elettriche convenzionali alimentate a combustibili fossili e nucleare, che sono confluite nella nuova società **Uniper**. Dopo una serie di svalutazioni contabili, Uniper è stata quotata in Borsa il 12 settembre e la maggioranza delle azioni cedute al mercato. A E.on rimangono, oltre al 47% di Uniper, le divisioni che si occupano di fonti rinnovabili, di efficienza energetica e le reti di distribuzione. **RWE**, l'altra grande impresa elettrica tedesca, ha fatto la scelta simmetrica, ossia spostare le rinnovabili e le reti in una nuova società, chiamata **Innogy**, la quale dovrebbe essere quotata entro la fine dell'anno a Francoforte (il controllo rimarrebbe in questo caso a RWE).

¹⁷ Il governo tedesco vuole arrivare nel 2025 a una quota del 40-45% per le fonti rinnovabili nel paniere elettrico.

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)



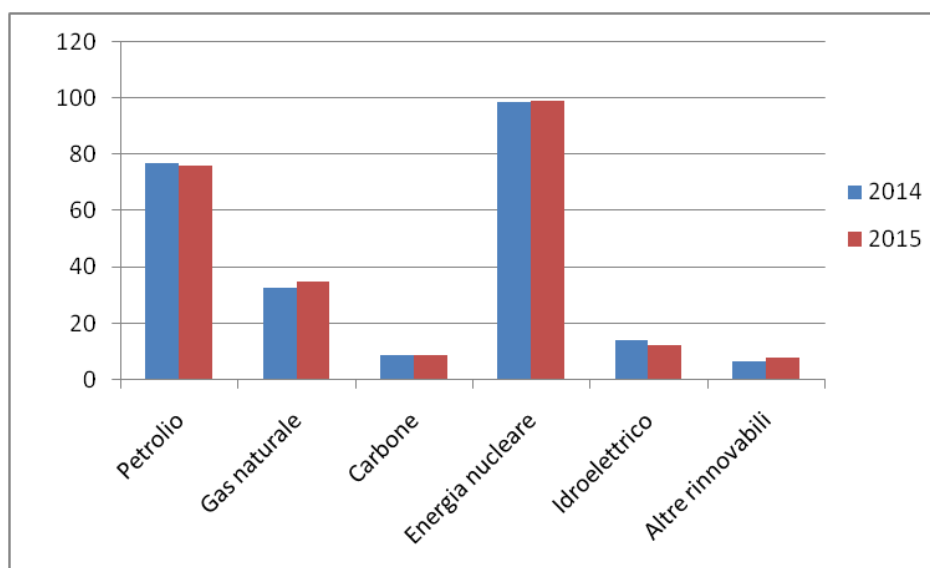
La domanda di energia in Francia è aumentata di poco nel **2015** rispetto al 2014, con **il gas naturale che ha compensato la minore produzione idroelettrica** (v. *Figura 26*).

Il nucleare resta saldamente la principale fonte di energia primaria del paese (v. *figura 27*), **sebbene il suo ruolo sia previsto ridimensionarsi** sulla base della Legge per la Transizione Verde approvata lo scorso anno (v. *Focus 23-24*). Il governo francese ha infatti pianificato di ridurre entro il 2025 la quota del nucleare nel paniere elettrico dal 75% al 50%, colmando lo spazio lasciato con le fonti rinnovabili. Dato che la domanda di energia elettrica non dovrebbe conoscere una dinamica particolarmente significativa, il raggiungimento di questo obiettivo implica necessariamente la chiusura di alcuni degli oltre 50 reattori attualmente in funzione (v. *Figura 28*).

La maggior parte dei reattori francesi è stata peraltro costruita tra gli anni Settanta e gli anni Ottanta e sta perciò raggiungendo la fine del periodo di tempo per il quale era stata progettata e inizialmente autorizzata (40 anni). **EdF è chiamata a scegliere se chiedere un'estensione delle autorizzazioni** per altri 20 anni e svolgere le necessarie operazioni di verifica della sicurezza e di ammodernamento **o se invece chiudere alcuni degli impianti**. Il costo della prima opzione non è trascurabile – si parla di circa 100 miliardi di euro entro il 2030 – anche a causa della cattiva situazione patrimoniale della società, che da alcuni anni non registra profitti e ha dovuto accollarsi i debiti di Areva, il produttore francese di reattori nucleari che lo stato francese ha acquistato tramite EdF per evitarne il fallimento.¹⁸

¹⁸ A inizio anno il governo francese ha conferito 4 miliardi di euro per la ristrutturazione di Areva. L'operazione è ora al vaglio della Commissione europea, che ha ipotizzato l'esistenza di un aiuto di stato illegittimo.

FIG. 26 – CONSUMI ENERGETICI DELLA FRANCIA PER FONTE (MTEP)



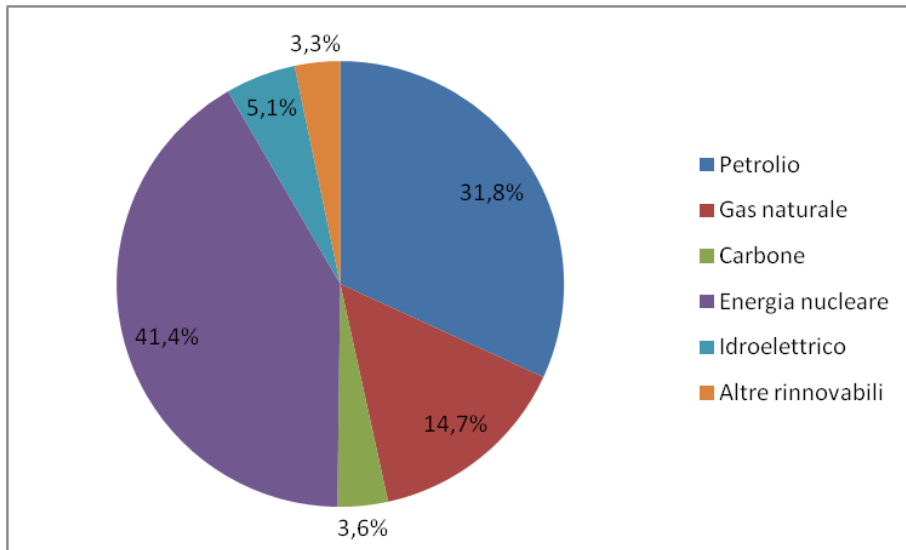
Fonte: BP

Al momento, l'unica centrale nucleare che sembra destinata alla **chiusura** è quella di **Fessenheim**, situata vicino al confine tedesco in prossimità di una faglia sismica che ne minaccia la sicurezza. La centrale è una delle più vecchie ancora attive in Francia e dovrebbe fermare la produzione tra il 2017 e il 2018. In cambio del suo smantellamento anticipato per motivi di sicurezza, EDF dovrebbe ricevere dallo stato una compensazione monetaria di 400 milioni di euro, che la società elettrica vorrebbe usare, unitamente ai proventi dalla cessione del 49% della rete di trasmissione francese, per finanziare il **progetto di Hinkley Point C** in Gran Bretagna. Il 28 luglio il board di EDF ne ha finalmente approvato l'investimento, nonostante il parere contrario di uno dei consiglieri che si è dimesso.

Tuttavia, il **governo britannico** del nuovo premier Theresa May **ha fatto sapere a sorpresa la sua intenzione di condurre una nuova e rapida valutazione** relativa ai costi per i consumatori britannici, alla qualità della soluzione tecnologica e alle possibili criticità per la sicurezza nazionale (il progetto da 18 miliardi di sterline prevede la partecipazione al 33% di una società nucleare cinese). Il risultato dell'indagine è stato comunicato **a metà settembre**, con **Londra che ha dato il suo assenso finale**, imponendo però a EDF il divieto di vendere quote ulteriori del progetto prima del suo completamento e dichiarando che da ora in poi il governo di sua Maestà introdurrà una sorta di *golden rule* sui nuovi progetti infrastrutturali di rilevanza strategica per il paese.

La notizia è stata naturalmente apprezzata da **EDF**, la quale **sta tuttavia assumendosi rischi significativi**. Qualora nei prossimi anni i lavori a Flamenville, Oilkiluoto e Hinkley Point non andassero secondo i piani, i debiti accumulati potrebbero portare all'insolvenza finanziaria, con ripercussioni non trascurabili per la Francia e il suo governo, che ne è il principale azionista.

FIG. 27 – PANIERE ENERGETICO DELLA FRANCIA NEL 2015



Fonte: BP

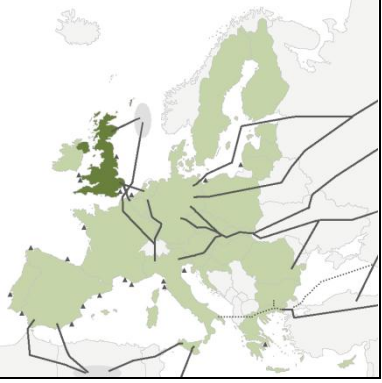
FIG. 28 – REATTORI NUCLEARI OPERATIVI IN FRANCIA



Fonte: WIKIPEDIA

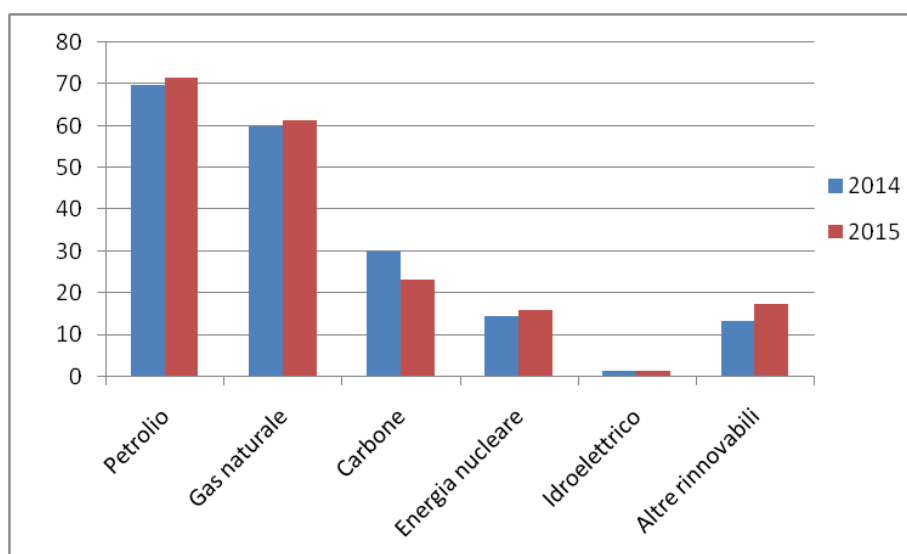
2.4 REGNO UNITO

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)



La domanda di energia del Regno Unito è cresciuta leggermente nel 2015. Tutte le varie fonti di energia hanno concorso al suo soddisfacimento, con l'esclusione del carbone, il cui uso si è ridotto sensibilmente a seguito del processo di chiusura delle vecchie e inefficienti centrali elettriche che lo usano e della ritrovata competitività del gas naturale nella generazione elettrica, grazie anche al prezzo minimo dei permessi di emissione introdotto alcuni anni fa nel Regno Unito e al momento ben superiore ai prezzi registrati sull'ETS (v. *Figura 29*).

Fig. 29 – CONSUMI ENERGETICI DELLA REGNO UNITO PER FONTE (MTEP)

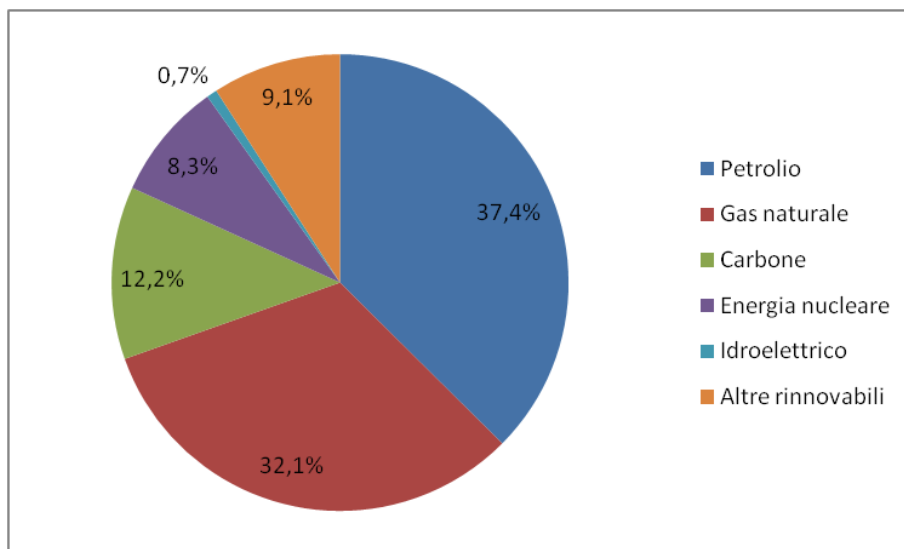


Fonte: BP

Nelle intenzioni del governo di Londra **lo spazio del carbone dovrebbe essere progressivamente occupato dalle rinnovabili e dal nucleare.** L'approvazione finale del progetto di Hinkley Point C (v. § 2.3) va in questa direzione, ma saranno necessari almeno dieci anni prima che il rilancio del nucleare possa concretizzarsi veramente (l'ottimistica valutazione di EDF è quella di realizzare il nuovo reattore entro il 2025). Nel frattempo il parco centrali

elettriche inglese continua a caratterizzarsi per i ridotti margini di riserva, che potrebbero non bastare in occasione di ondate di freddo particolarmente intense nel nord Europa.

FIG. 30 – PANIERE ENERGETICO DEL REGNO UNITO NEL 2015

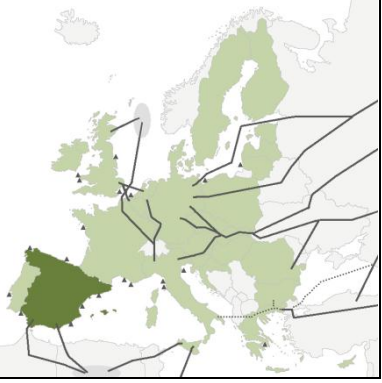


Fonte: BP

Per quanto riguarda il **settore degli idrocarburi**, vanno segnalati i tentativi del governo britannico di rendere più attraenti gli investimenti nel Mare del Nord tramite una fiscalità particolarmente vantaggiosa e nuove formule contrattuali. Non è tuttavia chiaro se questo potrà bastare nell'attuale quadro di prezzi costantemente bassi per il greggio. **Le basse quotazioni potrebbero peraltro avere un effetto positivo sull'unità del paese.** Dopo l'esito del referendum di giugno, che ha visto una buona maggioranza a favore del *leave* in Inghilterra ma una schiacciante vittoria del *remain* in Scozia, il governo di Edimburgo ha manifestato la sua intenzione di chiedere un secondo referendum per l'indipendenza. Nei fatti tuttavia, l'uscita della Scozia dal Regno Unito è al momento poco probabile per motivi economici. Con i prezzi degli idrocarburi così bassi, le entrate scozzesi sono assolutamente insufficienti a finanziare la spesa (il deficit viaggia oltre il 10%) e un eventuale governo indipendente dovrebbe inevitabilmente fare scelte difficili.

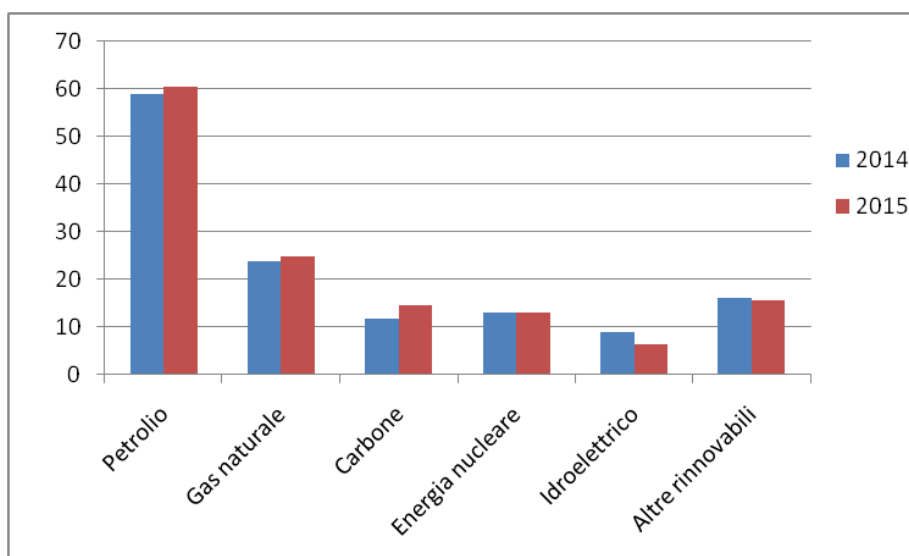
2.5 SPAGNA

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)



Nel 2015 il discreto aumento della domanda di energia è stato soddisfatto in Spagna tramite un **maggiore ricorso ai combustibili fossili** (petrolio, gas e carbone). Il paese continua a fare un affidamento particolarmente significativo sul petrolio e i suoi derivati, sebbene per il resto il suo paniere energetico sia piuttosto differenziato, potendo contare anche sull'energia nucleare (v. *Figura 32*).

Fig. 31 – **CONSUMI ENERGETICI DELLA SPAGNA PER FONTE (MTEP)**

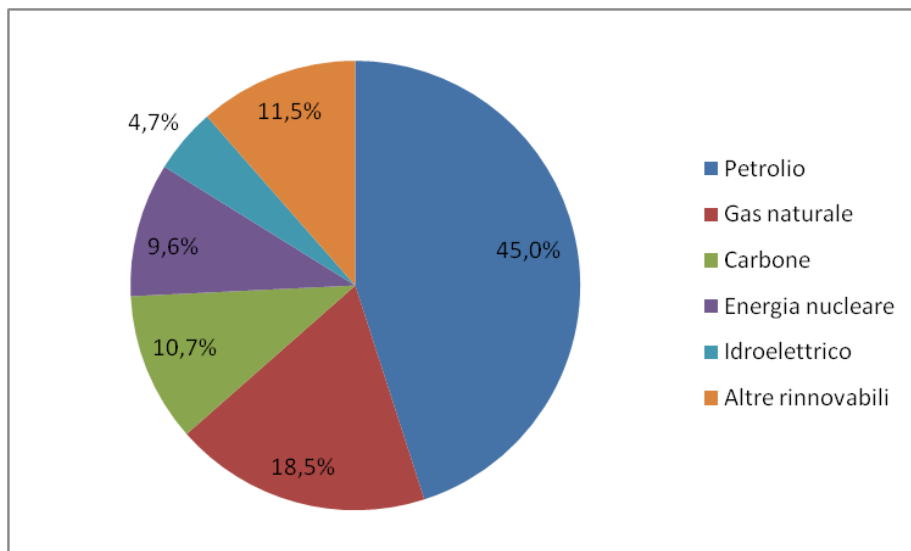


Fonte: BP

Con riferimento alla Spagna va segnalata la continua difficoltà a procedere con l'integrazione della penisola iberica nel mercato interno della UE. La problematicità delle interconnessioni con la Francia, che dura ormai da diversi anni, è infatti riemersa con la pubblicazione da parte del **regolatore francese dell'energia** (CRE) di un **rapporto** in cui si esprime parere **negativo sulla realizzazione del gasdotto MidCat** tra Catalogna e Francia meridionale (v. *Focus 23-24*). Secondo i commissari di Parigi l'opera non è infatti utile ai consumatori francesi nell'attuale contesto di eccesso di capacità di importazione (per la Francia). Ne consegue che non è corretto

procedere con un'opera che, se realizzata, dovrebbe essere pagata in parte tramite le bollette di famiglie e imprese francesi.

Fig. 32 – PANIERE ENERGETICO DELLA SPAGNA NEL 2015



Fonte: BP

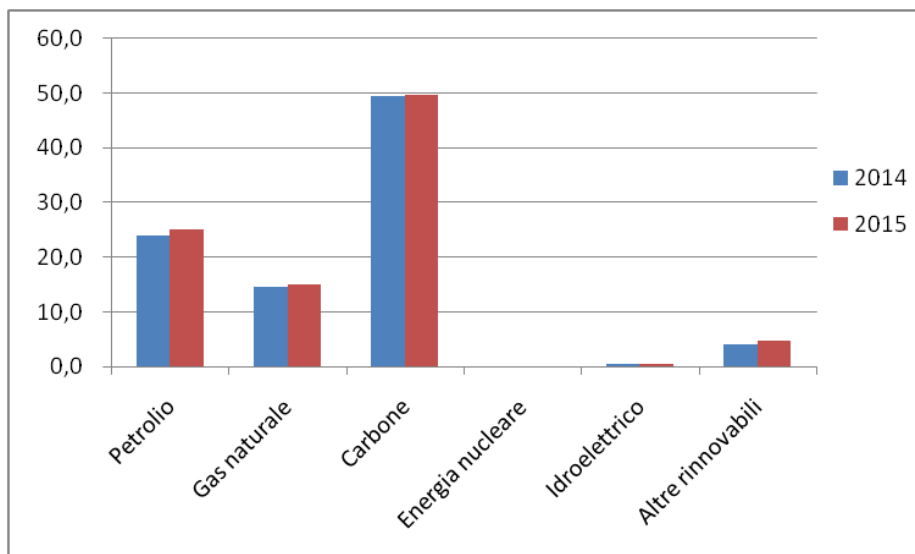
2.6 POLONIA

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 a ricorrere massicciamente al carbone per il soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico (v. *Figura 34*). In questa fase di prezzi bassi sui mercati internazionali, il governo polacco si è mosso inoltre per sostenere le miniere domestiche tramite le utility elettriche, che ne sono i principali clienti.

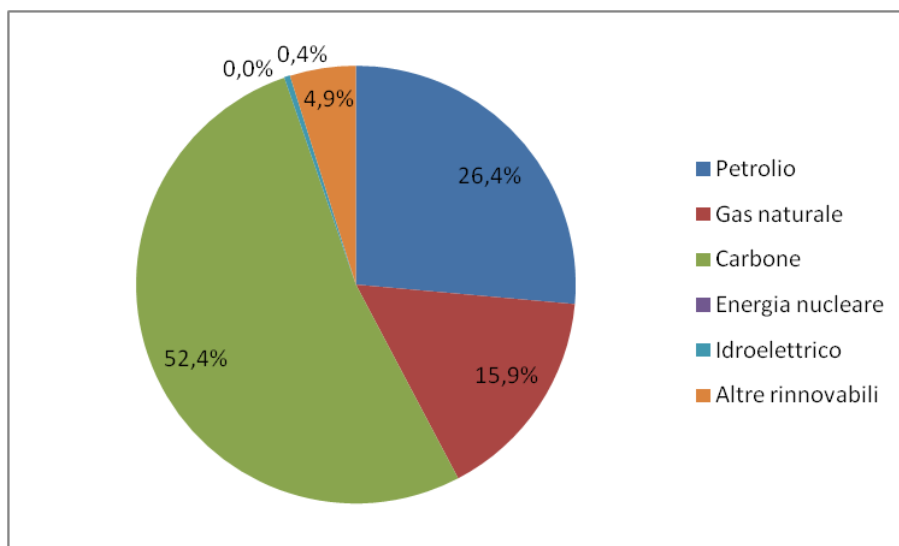
Fig. 33 – CONSUMI ENERGETICI DELLA POLONIA PER FONTE (MTEP)



Fonte: BP

Inevitabilmente questa scelta porta la Polonia ad avere **interessi nazionali in parte configgenti con l'obiettivo della UE di procedere a una rapida de-carbonizzazione** del settore elettrico.

Fig. 34 – PANIERE ENERGETICO DELLA POLONIA NEL 2015



Fonte: BP

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

3.1 RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Paese	Riserve provate	Consumo	Varaz. annua	Produzione	Variaz. annua
Russia	32300 Gmc	391,5 Gmc	-5,00%	573,3 Gmc	-1,50%
Ucraina	600 Gmc	28,8 Gmc	-21,80%	17,4 Gmc	-2,80%

L'Eastern Economic Forum, tenutosi a inizio settembre a Vladivostok ha offerto l'occasione all'amministratore delegato di Gazprom, Alexei Miller, per tracciare un primo bilancio sulle attività del 2016 di Gazprom. La nota più positiva del discorso di Miller ha riguardato senza dubbio la crescita dei volumi di gas esportati nei mercati europei, incrementatisi del 10% su base annua. L'aumento delle esportazioni ha fatto inoltre toccare a Gazprom la quota record di mercato del 31%, circa un terzo di più del secondo fornitore di gas all'Europa, la Norvegia. Vero è, d'altra parte, che a fronte del sostanziale aumento su base annua dei volumi di gas commercializzati in Europa i profitti di Gazprom hanno fatto al contrario segnare una contrazione. Nel primo semestre dell'anno, a causa dei maggiori costi di produzione e del più basso prezzo di commercializzazione del gas, i profitti sono passati da 10,6 a 9,6 miliardi di dollari. Nel corso dell'intervento, Miller ha anche voluto rimarcare come le importazioni attraverso gasdotto restino l'elemento cardine dell'approvvigionamento europeo, nella misura in cui i paesi esportatori di GNL continuano a mostrare una naturale preferenza per i più lucrativi mercati asiatici.

Note positive sullo stato di salute della compagnia russa sono giunte anche dalla riunione del Consiglio di amministrazione tenutasi a fine agosto e incentrasi sulle ricadute per Gazprom delle sanzioni statunitensi ed europee varate a seguito della crisi ucraina – e recentemente prolungate da Bruxelles per un ulteriore semestre. Il CdA ha sottolineato come le attività di Gazprom, e in particolare l'esecuzione ed estensione dei contratti esistenti e la conclusione di nuovi contratti di fornitura di gas con partner esteri, siano risultate «in larga misura non compromesse» dalle sanzioni, né d'altra parte queste avrebbero inficiato significativamente le attività di sviluppo del comparto energetico nazionale in corso. Da quest'ultima angolatura, il Cda ha al contrario voluto sottolineare come le sanzioni siano servite da incentivo per il coerente sviluppo di tecnologia nazionale in grado di sostituire quella straniera e di garantire indipendenza tecnologica. Lo sforzo di sostituzione delle importazioni – fondato su un Piano d'azione sottoscritto da Gazprom con 20 regioni della federazione – ha consentito di incrementare significativamente la quota nazionale dell'equipaggiamento utilizzato da Gazprom nelle attività di produzione, riducendo la quota estera al 5% del totale degli acquisti. Il maggior ricorso a tecnologia nazionale è non secondariamente in linea con il tentativo della compagnia di abbattere i costi di produzione, mitigando gli effetti negativi della corrente debolezza del rublo rispetto alle monete estere. Dinamiche non dissimili si sono peraltro verificate anche nel comparto petrolifero, dove la debolezza del rublo ha permesso alle compagnie di mantenere livelli elevati di spese in conto capitale e di concentrare gli investimenti all'interno piuttosto che all'esterno del paese – permettendo il raggiungimento, nel primo semestre del 2016 di un nuovo record di produzione per la fase post-sovietica.

Nonostante l'andamento positivo delle esportazioni di gas verso i mercati europei, l'eccessivo peso di questi ultimi sul totale delle esportazioni annue di Gazprom resta un elemento di criticità rispetto alla tutela della sicurezza energetica russa, tanto più in ragione dei rapporti tradizionalmente difficili con le autorità di Bruxelles e con alcuni dei paesi membri dell'Unione

Europea. In questo contesto, la crisi ucraina e il conseguente peggioramento dei rapporti con i partner europei è stato di sicuro incentivo all'accelerazione dei piani di approfondimento della cooperazione energetica con gli interlocutori asiatico-orientali, Cina *in primis*, anche nella prospettiva di reperire qui quelle tecnologie e quei crediti non più ottenibili a Occidente.

Formalizzata con una serie di accordi bilaterali siglati tra il 2014 e il 2015, la cooperazione con il gigante asiatico – in prospettiva il mercato di sbocco più profittevole per il gas russo – ha fatto registrare un significativo balzo in avanti a inizio settembre. A margine del Summit del G20 di Hangzhou, Gazprom e China National Petroleum Corporation (CNPC) hanno infatti siglato un accordo per la costruzione del tratto sottomarino lungo il fiume di confine Amur – nella Siberia occidentale – del gasdotto Power of Siberia. Del gasdotto, cioè, che consentirà l'importazione in Cina di 38 Gmc/a di gas russo in linea con l'accordo di fornitura trentennale siglato tra le parti due anni or sono. Le parti hanno inoltre fatto sapere che la costruzione dell'infrastruttura procede su entrambi i versanti del confine secondo programma e che di conseguenza il Power of Siberia potrà essere operativo già sul finire del 2019.

FIGURA 35 – IL SISTEMA DI GASDOTTI SINO-RUSSO



Fonte: GAZPROM

Restano invece ancora da definire gli accordi bilaterali sino-russi necessari all'attuazione del secondo pilastro della nascente cooperazione energetica sino-russa, dato dall'incremento dei volumi di gas da esportare in Cina attraverso la "rotta occidentale". Nel 2015 Gazprom e CNPC hanno infatti siglato un accordo per la costruzione di un secondo gasdotto – il "Power of Siberia 2" – deputato al trasporto verso la Cina di ulteriori 30 Gmc/a di gas, potenzialmente incrementabili nel tempo fino a 100 Gmc/a.

Nonostante la finalizzazione delle intese fosse attesa entro l'anno in corso, le parti sembrano ancora essere lontane dalla finalizzazione dello stesso. A ostacolare l'accordo sembrano essere le differenti posizioni sui volumi da commercializzare e, soprattutto, sui prezzi di acquisto del gas, che CNPC vorrebbe inferiori a quelli fissati lungo la rotta orientale. Secondo la compagnia cinese, infatti, le due rotte non sono paragonabili in termini di investimenti richiesti a Pechino per raggiungere le aree di consumo del paese. Mentre, infatti, il punto di ingresso della rotta orientale consente un più agevole collegamento con le aree di consumo del gas (principalmente l'area di Pechino, Tientsin ed Hebei) quello della rotta occidentale richiederebbe un dispendioso adeguamento della rete nazionale. Nell'ottica cinese, le due compagnie partner dell'operazione dovrebbero dunque dividerne i costi, oltre ai benefici.

La crescente strategicità per Gazprom del rapporto con Pechino è comunque testimoniata anche dall'allargamento della cooperazione bilaterale anche a progetti di stoccaggio e di generazione di elettricità da gas in Cina. A fine giugno alla presenza del presidente russo Vladimir Putin e dell'omologo cinese Xi Jinping, i vertici della compagnia energetica russa e di CNPC hanno siglato un Memorandum di intesa per lo sviluppo di questa tipologia di progetti nelle province di Heilongjiang, Jiangsu e Zhejiang – lungo la fascia costiera centro e nord-occidentale del paese. Sulla base dell'accordo, le parti formeranno una *joint venture* deputata allo studio delle condizioni geologiche, tecnologiche ed economiche necessarie alla costruzione congiunta degli impianti.

Nella duplice prospettiva di diversificazione dei mercati di sbocco e delle modalità di commercializzazione del gas rientra appieno anche lo sviluppo di tecnologia GNL, portata avanti dalle compagnie russe nei giacimenti siberiani. Anche rispetto a questo vettore dello sviluppo del comparto energetico nazionale, la cooperazione con la Cina risulta di centrale importanza. A dimostrarlo una volta di più è stato, a fine giugno, l'annuncio da parte di Novatek – la maggior compagnia energetica privata russa – dello schema di finanziamento dello sviluppo del progetto GNL di Yamal, destinato a mettere in operazione il secondo più importante sito di produzione di GNL del paese. Il progetto Yamal prevede infatti la costruzione di un impianto di liquefazione del gas della portata di 16,5 milioni di tonnellate l'anno con la partecipazione della stessa Novatek (50,1%), della China National Petroleum Corporation (20%), di Total (20%), e del China's Silk Road Fund (9,9%). Secondo quanto reso noto dalla compagnia russa, accordi di prestito per un valore di 19 miliardi di dollari sono stati siglati, oltre che con istituti creditizi russi, con la Banca di sviluppo e con la Export-Import Bank cinesi. Gli accordi risultano tanto più rilevanti in ragione delle limitazioni imposte a Novatek nell'accesso a linee di credito occidentali in ragione delle sanzioni varate da Stati Uniti e Unione Europea in conseguenza della crisi ucraina. Le nuove linee di credito aperte da Novatek – che ha beneficiato della legge nazionale del dicembre 2013 sulla concessione dei diritti di esportazioni di GNL anche a privati – permetteranno, secondo quanto dichiarato dal suo Ad, di rispettare la tempistica di entrata in funzione del primo treno di GNL, prevista per il prossimo anno.

Accanto ai piani di diversificazione dei mercati di sbocco del gas restano quelli, non meno importanti nell'ottica di salvaguardare la sicurezza energetica russa, di diversificazione dei canali di esportazione di gas verso i mercati europei. È questo l'obiettivo prioritario di Gazprom, nell'ottica di ridimensionare i rischi legati al passaggio attraverso stati di transito ritenuti poco affidabili – in primo luogo l'Ucraina. In questo contesto, i progetti di diversificazione infrastrutturale hanno fatto registrare, nel corso dell'ultimo trimestre, una battuta d'arresto sul versante settentrionale attraverso il Baltico (Cfr. § 4.1) e, al contrario, un balzo in avanti su quello meridionale attraverso il Mar Nero (Cfr. § 3.3). Ad accomunare i due sviluppi è la circostanza che in entrambi i casi le ragioni della politica sembrano presiedere su quelle dell'economia, ostacolando o dando via libera a progetti infrastrutturali

le cui fondamenta economiche sono di per sé solide. Per questa via, mentre il progetto di raddoppio del Nord Stream ha riproposto senza troppe sorprese la spaccatura intra-europea e intra-atlantica sulla concezione delle relazioni con Mosca e sul rischio a esse associato, il progetto Turkish Stream ha invece beneficiato del ritorno a una più pragmatica e mutuamente profittevole fase nelle relazioni bilaterali turco-russe.

Il governo ucraino è, non inaspettatamente, in prima linea tra le cancellerie che hanno criticato i piani di diversificazione infrastrutturale russi come strumento di *divide et impera* rispetto agli interlocutori europei e come chiave per approfondire la dipendenza del continente dagli approvvigionamenti russi. La posizione ucraina, oltre a essere la naturale conseguenza dello stato di conflitto che contrappone Kiev ai separatisti russi sostenuti da Mosca, deriva anche da un altrettanto comprensibile calcolo economico. Il paese sarebbe infatti il più esposto alla perdita di profitti derivanti dal transito del gas russo attraverso la rete nazionale, in misura pari a circa 2 miliardi di euro annui – come di recente ribadito da Andrey Kobolev, amministratore delegato della compagnia energetica nazionale Naftogaz. La stessa stima è stata richiamata, con toni allarmistici, dall’inviato speciale della Casa Bianca per l’Energia Amos Hochstein, che ha rimarcato come il reindirizzamento dei flussi di esportazione di gas russo porterebbero al collasso l’economia ucraina, proprio in una fase in cui la comunità internazionale è impegnata nel tentativo di sostenere economicamente Kiev e di favorire la riforma del sistema economico – ed energetico – nazionale. Ad aggiungere pressione alla non facile posizione di Kiev – schiacciata tra la volontà di liberarsi della dipendenza dal gas russo, da una parte, e la volontà di non perdere i profitti derivanti dal suo transito verso l’Europa, dall’altra – è oltre la recente ripresa dei piani di realizzazione del TurkStream (Cfr. § 3.3), che potrebbe sottrarre al paese le tasse di transito del gas russo diretto in Turchia attraverso la Bulgaria.

In questo contesto **sembrano proseguire con ragionevole celerità i piani di riforma dell’inefficiente comparto energetico nazionale** nella prospettiva di uniformazione alla normativa europea e di attrazione di investimenti esteri nel settore. Pilastro del piano di riforma è il processo di *unbundling* della compagnia energetica nazionale, Naftogaz, ovvero la separazione delle attività di produzione e trasporto del gas che allinei l’intera filiera produttiva e di distribuzione alla normativa comunitaria contenuta nel Terzo pacchetto sull’energia. Lo scorso 1° luglio il governo di Kiev, a seguito di consultazioni con il segretariato della Comunità Energetica, ha approvato una risoluzione che dà via al piano di *unbundling*. In base a esso, Ukrtransgaz sussidiaria di Naftogaz, oggi responsabile della rete di trasporto nazionale e dei siti di stoccaggio di gas, sarà separata da quest’ultima e posta sotto il controllo del Ministero dell’Energia. Naftogaz, che rimarrà sotto il controllo del Ministero dell’Economia, conserverà invece le attuali attività nella produzione e nell’approvvigionamento finale di gas ai consumatori. Nella prospettiva di attuazione del piano, il Ministero dell’Energia ucraino e la Comunità energetica stabiliranno un gruppo di lavoro congiunto che presieda nei prossimi mesi all’intero processo di separazione.

L’avanzamento del processo di riforma del comparto energetico potrebbe presto essere al contempo coronato e ulteriormente sostenuto dalla conclusione di un memorandum per la cooperazione energetica tra Ucraina e Unione Europea che, già da tempo sul tavolo negoziale bilaterale, potrebbe essere concluso già entro il 2017 – secondo quanto dichiarato dal primo ministro Volodymyr Groysman. D’altra parte, la decisione di avviare il processo di *unbundling* di Naftogaz è stato ben accolto dalla Commissione europea che, attraverso il vicepresidente Sefcovic ha voluto rimarcare come l’adeguamento del comparto energetico ucraino agli standard di efficienza europei potrebbe permettere al paese di risolvere la gran parte delle problematiche del settore, al punto da poter rendere l’Ucraina esportatore netto di energia. La conclusione di un memorandum bilaterale per

L'approfondimento della cooperazione energetica potrebbe dunque risultare decisivo per assicurare a Kiev il sostegno politico, tecnico e finanziario per completare la riforma del comparto.

La riforma del comparto energetico è funzionale a un ulteriore obiettivo strategico del governo ucraino. Difatti, uno dei versanti sul quale l'esecutivo ucraino ha concentrato maggiori sforzi all'indomani della crisi di Crimea è stato il tentativo di garantire al paese maggior indipendenza energetica nello strategico settore del gas. Tentativo, quest'ultimo, perseguito principalmente ampliando il ventaglio dei partner per le importazioni nella prospettiva di ridimensionare il grado di dipendenza dalla Russia, da un lato, e incrementando la produzione interna di metano. Da entrambe queste prospettive, la possibilità di attirare capitali esteri è evidentemente strettamente legata alla garanzia di un clima per gli investimenti favorevole. Mentre il secondo vettore della strategia energetica governativa – l'aumento della produzione interna – è proceduto finora in maniera altalenante e non sembra ancora in grado di assicurare nel medio periodo il raggiungimento dell'autosufficienza (Cfr. *Focus 25*), risultati più evidenti sono stati conseguiti sul primo dei due vettori, l'apertura cioè di nuovi canali di importazione. Da quest'ultima prospettiva, complice una domanda di gas che continua a contrarsi (-21,8% nel 2015 rispetto al 2014) in conseguenza della crisi economica attraversata dal paese, nel primo semestre dell'anno in corso le importazioni di gas sono crollate di oltre il 60%, passando dai 7,8 Gmc del 2015 ai 3 Gmc del 2016. Fermo restando l'interruzione delle importazioni dalla Russia a seguito del mancato accordo sui pagamenti a partire dal novembre 2015, il volume di gas importato dall'estero è giunto esclusivamente attraverso l'Europa centrale – da Slovacchia, Ungheria e Polonia in ordine di importanza.

Inversione dei flussi di gas lungo le arterie di trasporto e sviluppo delle interconnessioni trans-frontaliere sono state e restano la chiave di volta per assicurare l'aumento dei fornitori di energia e, più in generale, la sicurezza energetica ucraina e regionale. In ciò Kiev, al pari degli altri attori della regione, ha potuto beneficiare della maggior attenzione rivolta ai due ambiti di cooperazione da parte della Commissione europea. Nel corso del 2015, infatti, la Commissione ha avviato una nuova iniziativa – la *Initiative on Central and South-Eastern European Gas Connectivity* (CESEC) – finalizzata all'integrazione dei mercati e alla diversificazione dell'approvvigionamento di gas dell'Europa sud-orientale, con il coinvolgimento degli stati membri dell'area (Austria, Bulgaria, Croazia, Grecia, Italia, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria) e dei partner regionali membri della Energy Community, tra cui l'Ucraina – assieme ad Albania, FYROM, Bosnia Erzegovina e Serbia. Nel quadro delle attività delineate dal Piano d'Azione della CESEC rientra il sostegno alla realizzazione dei Progetti di Interesse Comune (PIC) selezionati dalle autorità europee, ovvero di quei progetti infrastrutturali rilevanti nella prospettiva di garantire l'efficienza e la sicurezza energetica dello spazio comunitario, cui la Commissione assicura il proprio sostegno tanto in termini politici – facilitando gli accordi intergovernativi tra i paesi coinvolti – quanto in termini tecnici e finanziari. Nella fattispecie, le attività della CESEC sono portate avanti da tre sotto-gruppi tecnici, responsabili dell'identificazione dei progetti infrastrutturali prioritari per garantire lo sviluppo delle interconnessioni e delle problematiche che ne impediscono la realizzazione o il pieno sfruttamento lungo altrettanti “corridoi” energetici. Due di questi corridoi riguardano direttamente il territorio ucraino: il corridoio sud-est, tra Ucraina e mari Ionio ed Egeo, e il corridoio adriatico, tra l'Ucraina e l'omonimo mare. Il terzo corridoio – tra il Mar Nero e l'Europa centrale – pur non coinvolgendo direttamente l'Ucraina, risulta nondimeno fondamentale per la strategia energetica di Kiev, mirando al rafforzamento delle interconnessioni tra quei paesi – dalla Slovacchia alla Bulgaria passando per Ungheria e Romania – che risultano determinanti nella prospettiva di assicurare a essa un approvvigionamento di gas stabile e sicuro. Sviluppare le interconnessioni o nuovi progetti di gasdotto come l'Eastring (v. *Figura 36*) lungo gli assi

nord-sud ed est-ovest nella regione dell'Europa sud-orientale, aumenta cioè le possibilità di approvvigionamento alternativo per l'Ucraina, che dunque beneficia indirettamente dell'inserimento tra i progetti prioritari CESEC di infrastrutture quali l'interconnettore Grecia-Bulgaria o il rafforzamento dei sistemi bulgaro e rumeno in vista del pieno utilizzo o dello sviluppo delle interconnessioni.

A legare assieme lo sviluppo delle reti nei paesi limitrofi all'Ucraina e la diversificazione dell'approvvigionamento nazionale di gas è d'altra parte una serie di progetti che rientra tra le linee d'azione della CESEC, tra cui l'aumento della capacità dell'interconnettore che collega il paese all'Ungheria o l'inversione dei flussi oggi in transito verso la Romania. Quest'ultimo progetto risulta di centrale importanza, in ottica ucraina, nella prospettiva di collegamento al cd. Corridoio Verticale del gas, promosso da Sofia lungo un asse energetico che dalla Grecia raggiunge la Romania attraverso il territorio bulgaro – in senso inverso rispetto a quello tradizionalmente deputato al trasporto di gas russo verso i mercati regionali. Non è un caso, in questo senso, che a stretto giro rispetto alla conclusione di accordi per l'accesso a terze parti e per l'inversione dei flussi tra gli operatori dei sistemi di trasmissione (OST) greco e bulgaro prima e bulgaro e rumeno successivamente, gli OST ucraino e rumeno abbiamo sottoscritto, in luglio, un accordo analogo – accordo salutato dalla Commissione europea, assieme ai due precedenti, come un «passo cruciale verso l'apertura del sistema di gasdotti trans-balcanico [...] in linea con le norme dell'UE». Analogamente, l'aumento di capacità dell'interconnettore ucraino-ungherese potrebbe permettere all'Ucraina di beneficiare del rapido sviluppo del corridoio di trasmissione Bulgaria-Romania-Ungheria-Austria (BRUA).

Per quanto l'Ucraina abbia fatto segnare importanti passi in avanti nella direzione di ridimensionare la dipendenza dagli approvvigionamenti di gas russi, questi ultimi – almeno nel breve periodo – restano determinanti per assicurare al paese il pieno soddisfacimento della domanda di gas. Al contempo, fino a che Gazprom non dovesse conseguire l'obiettivo strategico di aggirare la strozzatura del transito attraverso il territorio ucraino delle proprie esportazioni verso i mercati europei, il triangolo e l'interdipendenza tra Unione Europea, Ucraina e Russia resterà centrale nel determinare le strategie di politica energetica dei tre attori appena menzionati. Non è un caso che a inizio settembre Sefcovic abbia auspicato il rilancio del formato trilaterale di negoziato sul gas tra Bruxelles, Kiev e Mosca. Un formato che in passato ha già dato frutti nei negoziati sui cd. *Winter packages* e che sarebbe utile ricreare anche in vista della prossima stagione di riscaldamento, sulla base del comune interesse alla sicurezza e alla stabilità dei flussi.

FIGURA 36 – IL SISTEMA DI GASDOTTI CESEC



Fonte: COMMISSIONE EUROPEA

Lo stretto legame che salda interessi e politiche energetiche di UE, Ucraina e Russia emerge in tutta evidenza rispetto a una problematica che torna annualmente sul tavolo negoziale tra le parti. Difatti, **con l'approssimarsi della stagione invernale, torna a riproporsi per l'Ucraina il problema degli stoccaggi di gas, determinanti per mettere in sicurezza tanto l'approvvigionamento energetico stagionale quanto il transito verso i mercati europei.** Nonostante il campanello d'allarme suonato dai vertici di Gazprom – secondo i quali il ritmo di ripristino degli stoccaggi non sarebbe sufficiente a garantire il raggiungimento di un livello adeguato entro l'inizio della stagione di riscaldamento (15 ottobre) – i dati resi noti da Ukrtransgaz sembrano andare in direzione opposta. Secondo quanto reso noto dalla compagnia operatrice del sistema di trasporto nazionale, infatti, dalla fine della stagione di riscaldamento (aprile 2016) al 1° settembre circa 4,1 Gmc di gas sarebbero stati pompati negli stoccaggi sotterranei portando il totale del gas in essi conservato a 12,5 Gmc. Il ritmo di accumulazione

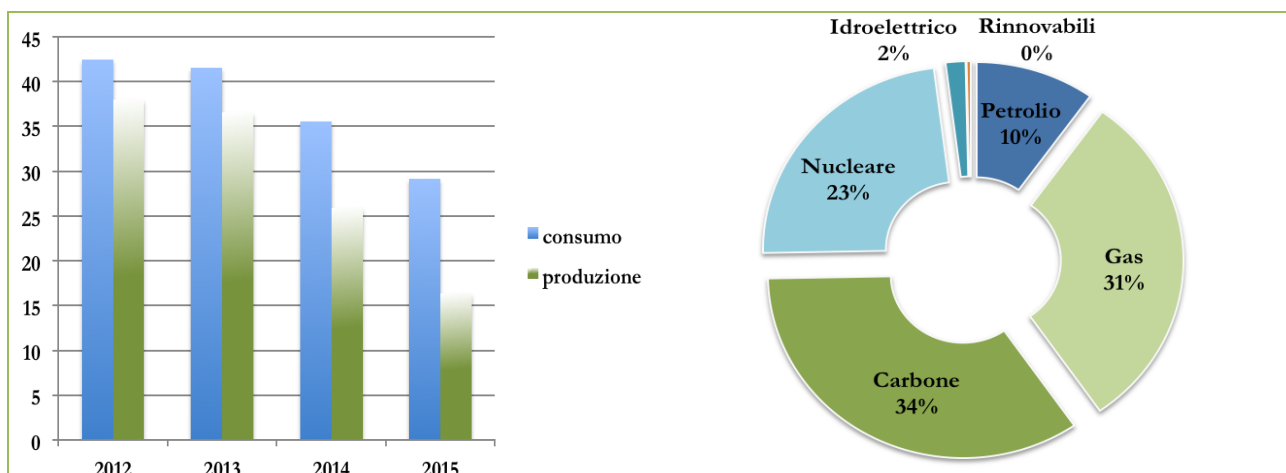
permetterebbe dunque di raggiungere il livello di 14,5 Gmc fissato da Naftogaz come soglia di sicurezza per la stagione di riscaldamento 2016/2017.

La fissazione di questa soglia ha tuttavia dato adito a qualche malumore sul versante europeo. Essa risulta infatti inferiore a quella stabilita per le precedenti stagioni di riscaldamento (17 Gmc), in considerazione di una contrazione dei consumi nazionali e di un aumento della capacità di importazione dall'Europa centrale che ha indotto Naftogaz ad abbassare il volume di stoccaggi ritenuti necessari per il semestre ottobre 2016/aprile 2017. Ciò detto, per venire incontro alle richieste europee – e ottenere il sostegno di Bruxelles per la concessione di un prestito dalla Banca mondiale di 500 milioni di dollari per il settore energetico – a fine agosto il governo ucraino ha approvato un decreto che riporta a 17 Gmc il livello di stoccaggi necessari per garantire la sicurezza degli approvvigionamento di gas nel prossimo inverno. Tuttavia, non essendo scontato che Kiev possa raggiungere la soglia di 17 Gmc entro il 15 ottobre servendosi solo delle importazioni da Slovacchia, Polonia e Ungheria, le alternative restano sostanzialmente due. La prima è che la data di riferimento per il conseguimento del livello minimo di stoccaggio di gas venga rimandata. Questa sembra essere la direzione intrapresa dal governo di Kiev, che nello stesso decreto del 31 agosto ha fissato al 1° novembre la data entro la quale pompare i 17 Gmc nei siti di stoccaggio. La seconda, più sicura ma più difficilmente perseguibile per questioni politiche, è che sia la Russia ad assicurare all'Ucraina quei 2,3 Gmc di cui apparentemente Kiev avrebbe bisogno per ripristinare i volumi di gas. Tuttavia, dopo la sospensione delle importazioni dalla Russia lo scorso novembre e prima che i ricorsi incrociati a tribunali arbitrari internazionali tra Gazprom e Naftogaz abbiano avuto corso (Cfr. *Focus* 23-24), appare improbabile che Mosca e Kiev possano addivenire a un accordo utile a far riprendere la commercializzazione di gas. Secondo quanto dichiarato dalle autorità governative ucraine, le prime audizioni per i due procedimenti potrebbero tenersi tra settembre e novembre, mentre il pronunciamento della Corte di arbitrato è attesa per l'inizio del 2017.

Ripristinare gli stoccaggi di gas non è peraltro l'unica necessità di accumulo di riserve energetiche per le autorità ucraine. Stessa necessità riguarda il carbone, comparto sul quale la crisi nella parte orientale del paese ha avuto ripercussioni importanti, pari se non superiori a quelle che hanno interessato il comparto del gas. Il carbone ha tradizionalmente rivestito un'importanza determinante per l'apparato produttivo nazionale, prima fonte energetica nel paniere dei consumi di energia primaria ucraina e responsabile per circa la metà della capacità della generazione elettrica. D'altra parte, il paese possiede riserve della risorsa seconde su scala europea alla sola Germania (33,9 miliardi di tonnellate al 2015) e alla vigilia della crisi istituzionale del novembre 2013 l'Ucraina era il secondo produttore del continente (45,9 Mtep), dietro alla stessa Germania e alla Polonia. Da allora la produzione è andata tuttavia progressivamente calando, in ragione della concentrazione dei bacini carboniferi nella parte orientale del paese – le sole regioni di Luhansk e Donetsk erano responsabili di circa il 70% della produzione annua ucraina – scivolata in una condizione di conflitto a bassa intensità. La produzione di carbone è stata così sospesa in circa la metà delle miniere attive, mentre le interruzioni lungo la rete ferroviaria – l'ultima delle quali per tutto il mese di giugno – hanno reso problematico l'approvvigionamento stabile dalle miniere ancora attive.

FIG. 37A – ANDAMENTO DI CONSUMO E PRODUZIONE DI CARBONE IN UCRAINA (IN MTEP)

FIG. 37B – IL MIX ENERGETICO UCRAINO (2015)



Fonte: BP, 2016

Al netto calo della produzione carbonifera ha d'altra parte corrisposto una contrazione dei consumi non sufficiente a colmare il primo, determinando la necessità crescente di importazione della risorsa o, in alternativa, di elettricità. Nel corso dell'estate la carenza di carbone ha, ad esempio, determinato la limitazione dell'offerta di energia elettrica durante le ore di picco di domanda.

In questo contesto, il ministro competente in materia energetica, Ihor Nasalyk, ha reso noto nel corso dell'estate che il governo provvederà a stanziare i fondi necessari all'importazione di antracite da Sud Africa e Australia per far ripristinare il livello minimo di stoccaggi – dagli 1,2 milioni di tonnellate ai 3 necessari entro metà ottobre.

3.2 BACINO DEL CASPIO

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

L'area del Mar Caspio continua a caratterizzarsi per il progressivo avanzamento dei progetti di esplorazione ed estrazione di gas. Questi ultimi, secondo stime accreditate, potrebbero consentire alla regione di assicurare una crescita dell'output di gas nel corso del prossimo decennio del 27% circa.

A guidare la crescita di produzione nell'area caspica è il Turkmenistan – le cui riserve provate di gas sono seconde, su scala mondiale, solamente a quelle di Federazione russa, Iran e Qatar – che nel corso degli ultimi anni ha avviato più coerenti ed efficaci politiche di sfruttamento delle risorse. A facilitare i piani di crescita del comparto di Ashgabat è stata principalmente la strategia di approvvigionamento

estero di gas della Repubblica popolare cinese. Individuando nei giacimenti gassiferi dell'Asia centrale una fonte privilegiata di approvvigionamento – la prima via terra in grado di ridimensionare la dipendenza dalle importazioni attraverso le rotte marittime – Pechino ha avviato una risoluta politica di investimenti nell'area, tanto partecipando alle attività di estrazione quanto e soprattutto creando infrastrutture di importazione. Spina dorsale della strategia di approvvigionamento centro-asiatico è stata la costruzione del Central Asia-China Gas Pipeline (CACGP), sistema di gasdotti della capacità totale di 85 Gmc/a formato da quattro linee che raggiungono le regioni della Cina nord-occidentale e che hanno nel Turkmenistan la propria principale fonte di approvvigionamento (v. *Tabella 3*).

TAB. 3 – IL CENTRAL ASIA-CHINA GAS PIPELINE

Segmento	Entrata in funzione	Capacità	Fonti di approvvigionamento
Linea A	2009	15 Gmc/a	Turkmenistan (15 Gmc/a)
Linea B	2010	15 Gmc/a	Turkmenistan (15 Gmc/a)
			Turkmenistan (10 Gmc/a)
Linea C	2014	25 Gmc/a	Kazakhstan (10 Gmc/a)
			Uzbekistan (5 Gmc/a)
Linea D	2020	30 Gmc/a	Turkmenistan (30 Gmc/a)

La costruzione del CACGP ha permesso alla Cina di diventare il primo mercato di sbocco del gas turkmeno, rompendo il monopsonio di fatto fino ad allora goduto da Gazprom sull'acquisto della risorsa dai produttori centro-asiatici. Nel corso del 2015, dei 38,1 Gmc totali di gas esportati dal paese, ben 27,7 Gmc sono stati instradati verso la Cina – mentre i restanti 10,6 sono stati esportati in Iran (7,2) Russia (2,8) e Kazakhstan (0,3) – per la quale, d'altra parte, il gas turkmeno ha coperto una quota di poco inferiore al 90% delle importazioni via terra e al 50% di quelle totali.

Per un paese senza sbocco al mare quale il Turkmenistan, l'aumento della produzione è strettamente collegato alla domanda di gas e agli accordi di lungo periodo per la commercializzazione e il trasporto della risorsa. In questa prospettiva, il rallentamento della crescita cinese e la possibile riduzione della domanda rivolta ai mercati centro-asiatici – anche in ragione dei nuovi canali di approvvigionamento via terra in fase di realizzazione e progettazione (Cfr. § 3.1) – ha indotto molti operatori di settore a ritenere che il ritmo di crescita della produzione turkmena possa rallentare significativamente nel medio periodo. La crescita dell'offerta regionale di gas – e, nella fattispecie la concorrenza iraniana e del GNL – rappresenta d'altra parte una delle maggiori incognite in vista della realizzazione del gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India (TAPI), progetto infrastrutturale della portata di 33 Gmc/a e vettore di centrale importanza per l'ampliamento dei mercati di riferimento turkmeni.

Su questo sfondo, nell'ottica di diversificare i propri canali di esportazione e in quella, connessa, di evitare che la crescita della produzione sia dipendente dalla sola domanda cinese e interna, **il Turkmenistan continua a perseguire l'obiettivo di approntare un canale di esportazione trans-caspico in grado di convogliare il proprio gas verso i mercati europei attraverso lo snodo azerbaigiano**. Inserito dalla Commissione europea tra i Progetti d'Interesse Comune, il cd. Trans-Caspian Gas Pipeline (TCGP) è recentemente tornato a catalizzare l'interesse delle cancellerie e delle compagnie energetiche potenzialmente interessate al suo sviluppo, nonostante le difficoltà – anzitutto di natura politica – che continuano a circondare il progetto (Cfr. *Focus 25*).

FIG. 38 – IL TRANS-CASPIAN GAS PIPELINE (TCGP)



Fonte: GAZETE BILKENT

Il tema del potenziale valore aggiunto del gas turkmeno per la politica europea di diversificazione degli approvvigionamenti è riecheggiato a fine agosto anche nei colloqui – e nella successiva conferenza stampa – tenuti a Berlino tra il presidente Gurbanguly Berdimuhamedov e il cancelliere tedesco Angela Merkel, che ha espresso il proprio sostegno al progetto trans-caspico. È peraltro proprio una compagnia energetica tedesca, la Wintershall a poter svolgere un ruolo decisivo per sciogliere i nodi che ancora impediscono al progetto di muovere decisivi passi in avanti. Uno di questi deriva infatti dalla mai risolta vertenza bilaterale tra Turkmenistan e Azerbaijan per la delimitazione dei rispettivi confini marittimi nel Caspio, resa più complicata dalla presenza nell'area contesa di un promettente giacimento energetico – Serdar/Kyapaz, a seconda che si utilizzi la dicitura azerbaigiana o turkmena. Potrebbe dunque essere proprio un piano di sviluppo congiunto del giacimento – rispetto al quale tanto Wintershall quanto Chevron e Petronas hanno manifestato interesse – a sbloccare un impasse che rischia di aggiungere ostacoli a un progetto infrastrutturale che già sconta le difficilmente sottovalutabili obiezioni russa e iraniana. Un coerente e comune progetto di sviluppo del giacimento potrebbe inoltre facilitare il coinvolgimento del Turkmenistan anche nella partita del trasporto delle risorse verso occidente, dalla quale Ashgabat si è tradizionalmente chiamata fuori mantenendo ferma l'adesione al principio della vendita del gas al confine. Secondo la stampa turkmena, il ministro degli Esteri Rashid Meredov avrebbe tenuto colloqui sul nodo del TCGP anche con l'ambasciatore francese in Turkmenistan, a partire dall'interesse manifestato tanto da Total quanto da Engie nello sviluppo del potenziale energetico nazionale e nell'esportazione verso occidente del gas.

Sostenuti dalla stessa Commissione europea, i negoziati in vista della realizzazione del TCGP sembrano infine poter beneficiare dei sempre più fitti colloqui tra Turchia, Azerbaijan e Turkmenistan per l'apertura di un più ampio corridoio di trasporto trans-caspico, che oltre al gas possa consentire il passaggio delle merci, assurgendo così a snodo fondamentale della rete stradale e infrastrutturale in via di predisposizione tra la Cina e l'Europa.

In linea di massima, il gas di provenienza turkmena potrebbe essere consumato direttamente in Azerbaijan o essere instradato attraverso il sistema di gasdotti che da qui al 2020 dovrebbero consentire l'esportazione del metano azerbaigiano da Baku fino alle coste pugliesi lungo il Corridoio

meridionale dell'UE – il South Caucasus Pipeline, tra Azerbaijan e Anatolia orientale, il Trans-Anatolian Pipeline (TANAP) fino al confine con la Grecia e, infine, il Trans-Adriatic Pipeline (TAP) tra la Tracia e l'Italia. Sul versante dell'*upstream* nelle acque azerbaigiane del Caspio, prosegue secondo programmi la seconda fase di sviluppo del giacimento di Shah Deniz, che assicurerà il gas necessario all'inaugurazione del Corridoio energetico. Stando a quanto dichiarato da Gordon Birrell, il più alto rappresentante di BP in Azerbaijan, il 77% dei lavori programmati per la messa in opera di Shah Deniz 2 sarebbe infatti stato ultimato. Al contempo, le autorità azerbaigiane sono attivamente impegnate nella ricerca dei finanziamenti necessari a coprire gli investimenti programmati per la realizzazione del Corridoio (Cfr. §§ 4.2)

In questo contesto, tuttavia, **la contrazione della domanda di gas in Grecia e l'attesa di un trend di diminuzione del consumo anche nel breve e medio periodo ha avuto un effetto più immediato sul coerente sviluppo delle infrastrutture lungo il Corridoio meridionale del gas.** In luglio, infatti, le autorità di Atene hanno rivisto la formula per la fissazione delle tariffe sul gas a beneficio dell'operatore nazionale, DESFA, innalzandole in misura più limitata rispetto alle proiezioni effettuate nella prima metà del 2013, alla vigilia cioè della cessione del pacchetto di maggioranza della compagnia in linea con il piano di privatizzazioni varato dal governo. La revisione della formula sulle tariffe, giunta a conclusione di un processo di pubbliche audizioni tenute dall'autorità nazionale per l'energia, risponde alla volontà di non penalizzare i consumatori greci – e in particolar modo il consumo industriale – in una difficile fase di rilancio dell'economia nazionale.

Ad acquisire nel 2013 il 66% delle quote di DESFA, per un valore di 400 milioni di euro, era stata la compagnia statale azerbaigiana SOCAR, per la quale il controllo della rete del gas greca rappresentava un pilastro determinate della strategia di investimenti esteri lungo la catena di distribuzione europea del gas estratto dai propri giacimenti *off-shore* nel Mar Caspio. Non a caso, l'acquisizione del pacchetto di maggioranza di DESFA finì per rappresentare il logico presupposto alla scelta della rotta meridionale per l'esportazione del gas verso i mercati europei in luogo di quella danubiano-balcanica: del Trans-Adriatic Pipeline (TAP) piuttosto che del Nabucco West (Cfr. *Focus 14*).

Il processo di acquisizione dell'operatore greco da parte di SOCAR si è tuttavia rivelato più ostico del previsto. Il primo ostacolo in questa prospettiva è infatti stato posto dalla Commissione europea che, coerentemente con la normativa *anti-trust* introdotta con il Terzo Pacchetto sull'Energia del 2008, ha aperto nel novembre 2014 una procedura di inchiesta sulla regolarità dell'acquisizione di DESFA. Nella prospettiva di adeguamento alla normativa europea, SOCAR ha dunque aperto negoziati con i propri partner certificati europei nello sviluppo del Corridoio meridionale con l'obiettivo di cedere il 17% delle quote azionarie dell'operatore greco – portando così la propria quota al 49% e rinunciando a detenerne il pacchetto di maggioranza. In questa prospettiva, a fine 2015, il Fondo per lo sviluppo degli asset nazionali greco dichiarava di aver ricevuto la manifestazione di interesse all'acquisto del 17% da parte di Fluxys-Enagas e di SNAM – quest'ultima entrata nel consorzio TAP, che già includeva le prime due, nel dicembre 2015. A seguito della successiva rinuncia all'acquisizione da parte delle prime due compagnie, a partire da maggio si erano intensificati i contatti tra SOCAR e SNAM per la finalizzazione dell'accordo, che le autorità azerbaigiane davano per imminente a inizio estate.

Pur tuttavia, diminuendo la profittabilità dell'investimento, la nuova regolamentazione varata in luglio ad Atene mette oggi in questione non soltanto l'acquisizione da parte di SNAM del 17% delle quote di DESFA, ma più in generale l'intera operazione di privatizzazione dell'operatore greco. Secondo quanto dichiarato a inizio settembre dall'amministratore delegato di SOCAR-Grecia, Anar Mammadov, nelle attuali circostanze il valore di DESFA si sarebbe contratto del 50% circa, rendendo l'acquisizione, nei termini concordati tre anni or sono, non più «logica da un punto di vista

commerciale». Alle dichiarazioni di Mammadov hanno fatto eco quelle di Rovnag Abdullayev, Ad della compagnia azerbaigiana, che, pur manifestando il perdurante interesse della compagnia all'acquisizione, ha sottolineato come le condizioni di acquisto vadano oggi rinegoziate alla luce di una normativa che di fatto viola la procedura d'asta tenuta nel 2013.

Sullo sfondo del rapido avanzamento del processo di apertura del Corridoio meridionale del gas dell'UE – dalla fase di *upstream* nel Caspio sino a quella di *midstream* dall'Anatolia all'Adriatico – la *querelle* su DESFA sebbene non appaia in grado di mettere a rischio l'esito finale del progetto, genera tuttavia incomprensioni che potrebbero tradursi in ulteriori ritardi della sua finalizzazione.

3.3 TURCHIA E VICINO ORIENTE

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

Politica energetica e politica estera sono tornate a sovrapporsi strettamente in Turchia nel corso dell'ultimo trimestre, con rilevanti ricadute non solo per il paese ma più in generale per l'evoluzione della cooperazione nell'area vicino orientale. La disponibilità manifestata dalle autorità di Ankara a normalizzare le relazioni con Israele e Russia rinunciando di fatto a porre pre-condizioni per il dialogo dimostra, da un lato, la volontà dell'esecutivo turco di spezzare il crescente isolamento regionale nel quale era progressivamente scivolato nel corso degli ultimi anni e, dall'altro, il ritorno a un più pragmatico corso di politica estera – tratto distintivo della prima parte dell'esperienza del Partito per la Giustizia e lo Sviluppo al governo e ragione prima dei successi allora conseguiti. L'apparente ritorno a un più pragmatico corso di politica estera fondato sui mutui benefici economici della cooperazione tra la Turchia e i propri interlocutori regionali risulta inoltre tanto più rilevante nella misura in cui contribuisce a fugare i dubbi, ampiamente circolati nella stampa di settore, circa l'affidabilità della Turchia come partner energetico all'indomani del fallimentare tentativo di colpo di stato verificatosi nel paese il 15 luglio e delle successive, ampie epurazioni che hanno colpito il settore privato e quello pubblico.

In questo senso, sul versante della cooperazione energetica nell'area vicino orientale **il più rilevante sviluppo verificatosi nel corso dell'ultimo trimestre è certamente costituito dalla normalizzazione dei rapporti tra Turchia e Russia**, che rilancia la cooperazione energetica tra i due paesi. Benché la crisi nelle relazioni bilaterali seguita all'abbattimento del caccia russo da parte dell'aviazione turca nel novembre 2015 avesse lasciato sostanzialmente immutato i flussi di commercio di gas – a dimostrazione della valenza dell'interdipendenza funzionale tra le due parti (Cfr. *Focus 25*) – il riavvicinamento tra Ankara e Mosca segna la ripresa della più ampia cooperazione in materia energetica tra i due partner. A beneficiarne è stato anzitutto il progetto di gasdotto TurkStream, i colloqui sul cui rilancio dopo la decisione di congelarne l'avanzamento, hanno seguito a stretto giro la lettera con la quale il presidente turco Tayyip Erdogan ha comunicato al proprio omologo russo Putin la volontà del proprio paese di normalizzare le relazioni bilaterali.

Resta tuttavia da verificare come Ankara e Mosca risolveranno quelle problematiche del negoziato

bilaterale che, già prima del congelamento del progetto successivo alla crisi del caccia, ne avevano di fatto rallentato l'avanzamento. Alla firma del Memorandum di Intesa del dicembre 2014 non era infatti seguita la conclusione di un accordo intergovernativo per la realizzazione del gasdotto né la concessione da parte turca dei permessi preliminari per effettuare gli studi di natura geologica lungo il tracciato dell'infrastruttura nelle proprie acque territoriali. Le lungaggini nel processo autorizzativo turco sono dipese dalla difficoltà ad addivenire a un accordo su due punti cardine del negoziato. Il primo di essi riguarda i prezzi di acquisto del gas da parte turca, tanto in relazione al gas già contrattualizzato che in relazione a quello aggiuntivo da importare attraverso il TurkStream.

Forte di un potere negoziale accresciuto dalla sostanziale mancanza di alternative per l'esportazione di gas russo attraverso il Mar Nero – in previsione della quale Gazprom aveva già effettuato ingenti investimenti infrastrutturali (Cfr. *infra*) – Ankara ha tenuto una posizione intransigente nella prospettiva di ottenere uno sconto significativo sull'acquisto, cui la compagnia russa ha replicato congelando la concessione di uno sconto del 10,25% già concordata con la compagnia turca BOTAS. Da Mosca, d'altra parte, si richiedeva un negoziato contemporaneo sulla questione dei prezzi e sulla realizzazione del gasdotto, mentre Ankara insisteva nel mantenere separati i due vettori del negoziato. La distanza tra le parti sulla questione dei prezzi si è sommata inoltre alla richiesta turca di ottenere da Gazprom il diritto di ri-esportazione del gas importato, la possibilità cioè di avviare flussi di esportazione di gas, instradando verso l'Europa l'eventuale surplus di metano – dando così sostanza al ruolo di *hub* energetico. Entrambi i versanti del negoziato – ancora irrisolti – saranno verosimilmente al centro dei colloqui bilaterali nel corso del prossimo trimestre.

Per il momento, preso atto della volontà turca – espressa direttamente da Erdogan al proprio omologo russo in occasione del Vertice di San Pietroburgo, in agosto – di riprendere e accelerare il percorso che conduce alla realizzazione del TurkStream, il ministro dell'Energia russo Alexander Novak ha reso noto di aver predisposto e inviato alla controparte una *roadmap* tecnica che definisce i passi necessari alla finalizzazione del progetto infrastrutturale. Novak si è inoltre detto fiducioso che l'accordo intergovernativo necessario alla costruzione del gasdotto possa essere siglato entro il prossimo mese di ottobre.

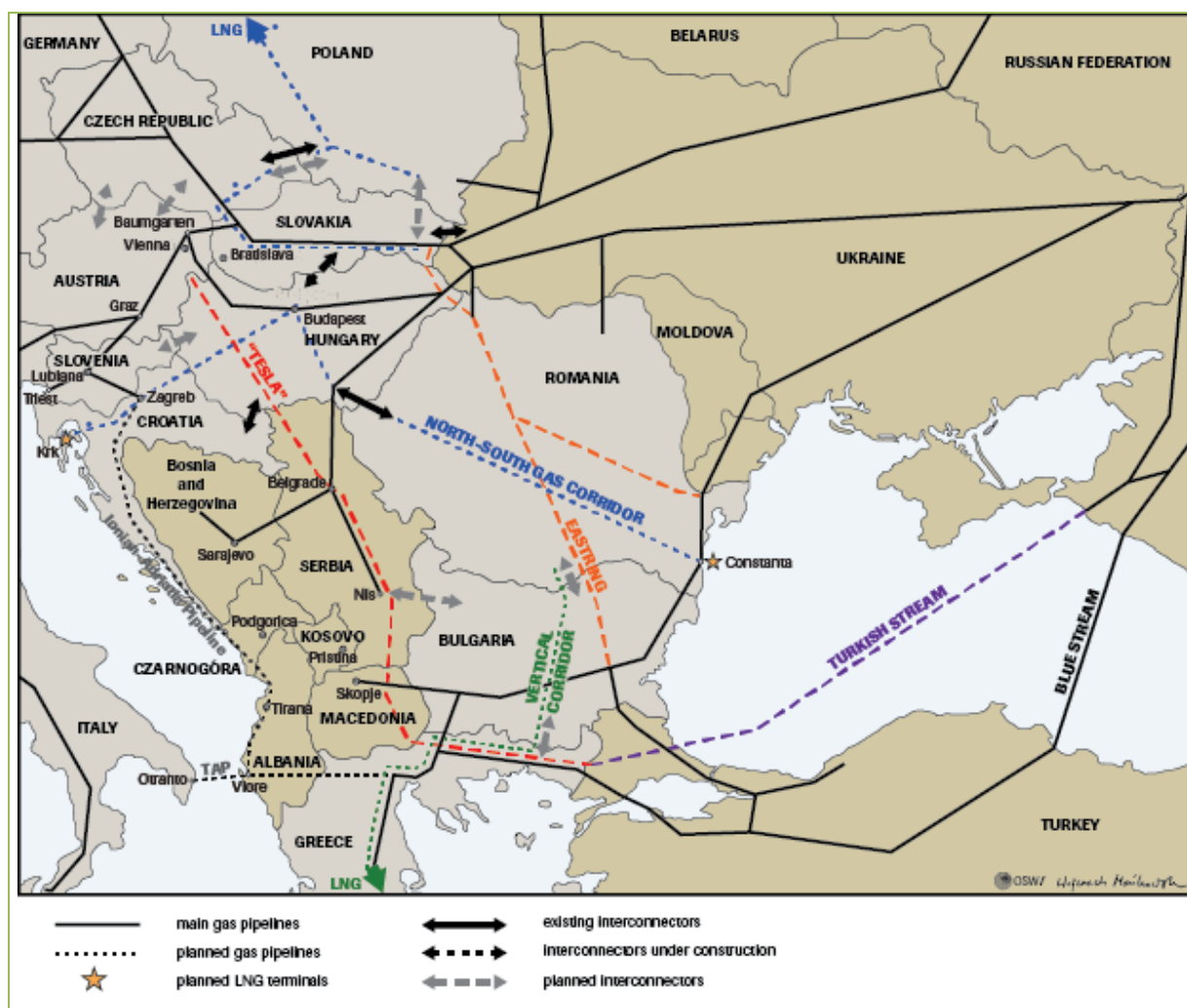
Al di là della necessità di trovare un compromesso sulle questioni ancora aperte, le fondamenta economiche del progetto Turkish Stream appaiono tuttavia molto solide, tanto sul versante russo quanto su quello turco. Per la Russia il Turkish Stream è strumento privilegiato attraverso il quale salvaguardare l'obiettivo di aggiramento della strozzatura ucraina attraverso il Mar Nero dopo il fallimento del progetto South Stream in conseguenza dell'incompatibilità con la normativa comunitaria e prima della scadenza degli accordi di transito con Kiev (2019). Oltre a consentire a Gazprom di realizzare tale obiettivo, la costruzione del gasdotto consentirebbe alla compagnia di salvaguardare gli investimenti effettuati sulla rete nazionale per garantire il collegamento tra i siti di produzione e la costa del Mar Nero – così come inizialmente programmato per lo stesso South Stream. Non secondariamente, inoltre, la costruzione del gasdotto consentirebbe a Gazprom non soltanto di mantenere ferma la propria quota del profittevole mercato turco – tradizionalmente secondo mercato di riferimento di Gazprom in Europa, dopo la Germania – ma anche di aumentare la quota medesima, facendo fronte alla crescita della domanda di gas prevista in Turchia nel prossimo decennio. In una congiuntura internazionale caratterizzata da bassi consumi di gas e da un'offerta crescente, confermare e rafforzare la propria posizione nel mercato turco è dunque, per la compagnia russa, obiettivo strategico difficilmente sottovalutabile. **La realizzazione del progetto TurkStream potrebbe anche consentire a Gazprom di chiudere il contenzioso aperto con Saipem all'indomani dell'abbandono del progetto South Stream**, che aveva comportato la cancellazione del contratto per

la posa delle condutture sottomarine del gasdotto siglato con la compagnia italiana nel marzo 2014 – del valore di 1,2 miliardi di euro. A fine 2015, Saipem era conseguentemente ricorsa alla Corte di arbitrato della Camera di commercio internazionale di Parigi, per richiedere il riconoscimento del diritto a una compensazione del valore di 760 milioni di euro da parte della South Stream Transport – calcolato sulla base della remunerazione del lavoro già svolto, del rimborso delle spese già effettuate e della penale per la rescissione del contratto. Lo scorso febbraio Gazprom aveva reagito per conto della propria sussidiaria respingendo le richieste di Saipem e minacciando a sua volta di adire la Corte con una contro-richiesta – contro-richiesta basata su accuse puntualmente rigettate dalla compagnia italiana attraverso replica inviata alla corte in aprile. A seguito della formazione del Tribunale di arbitrato e della fissazione del calendario d'arbitrato, la prossima tappa della vertenza è fissata per il 30 settembre, data entro la quale Saipem è attesa presentare tutta la documentazione a sostegno della propria richiesta. Al di là di quest'ultima scadenza, vi è dunque spazio sufficiente perché un accordo sulla realizzazione del tratto *off-shore* del TurkStream, di fatto analogo a quello del suo predecessore, possa far rientrare la vertenza bilaterale, rafforzando una relazione che – come aveva dimostrato la ventilata scelta di Saipem per la posa del Nord Stream 2 – è tutt'altro che compromessa.

Parallelamente, e in ottica turca, la ripresa del progetto TurkStream risulta non meno rilevante. Anzitutto, per la Turchia la Russia è e resta, da un lato, un partner imprescindibile per garantire il soddisfacimento della domanda interna di gas e, dall'altro, un interlocutore dimostratosi affidabile – come confermato dalla non interruzione dei flussi nel corso della recente crisi bilaterale tra i due paesi. D'altra parte, a fronte delle stime di crescita della domanda di gas nel prossimo decennio, la Russia – assieme all'Azerbaijan – resta al momento l'unico interlocutore in grado di assicurare la fornitura dei maggior volumi da importare. In prospettiva, infine, l'aumento dei volumi importati dalla Russia potrebbe dare sostanza all'obiettivo delle autorità governative di Ankara di fare del paese un hub di distribuzione del gas.

In questa prospettiva, il rilancio della partnership energetica tra Turchia e Russia potrebbe potenzialmente beneficiare della realizzazione, entro il 2019, del TANAP. Frutto di un'iniziativa congiunta turco-azerbaigiana, il gasdotto è stato infatti progettato per avere una capacità scalabile nel tempo, dagli iniziali 16 Gmc/a fino a 31 Gmc/a. Alla base della scalabilità del progetto era la comune volontà dei suoi promotori di consentire il trasporto, da un lato, dei volumi aggiuntivi di gas passibili di essere estratti dai giacimenti azerbaigiani di terza generazione e, dall'altro, di gas proveniente da uno dei paesi limitrofi alla Turchia. Se, dunque, ancora di recente le autorità azerbaigiane hanno ribadito la possibilità di trasportare attraverso il TANAP il gas estratto nei giacimenti iracheni e/o iraniani, la medesima possibilità è stata adombrata dal ministro degli Esteri turco Mevlüt Çavuşoğlu per l'eventuale surplus di gas russo. Utilizzare la capacità del TANAP per trasportare il surplus di gas russo esportato in Turchia verso mercati terzi potrebbe consentire a esso di fluire anzitutto attraverso il Corridoio meridionale dell'UE. La scalabilità del Trans-Adriatic Pipeline – gasdotto che, collegandosi al TANAP, consentirà dal 2020 l'esportazione di gas azerbaigiano verso Grecia e Italia (Cfr. § 4.2) – da 10 a 20 Gmc/a offre in questa prospettiva un'opportunità di sicuro interesse tanto per la Turchia quanto per la Russia. D'altra parte, il rapido sviluppo delle reti di interconnessioni nell'area dell'Europa sud-orientale sostenuto dalla Commissione europea potrebbe consentire al gas russo esportato in Turchia attraverso il TurkStream di essere re-instradato verso i mercati dell'Europa danubiano-balcanica attraverso uno dei progetti attualmente in fase di studio, già etichettati da Bruxelles come Progetti d'Interesse Comune europeo – ovvero il Tesla e l'Eastring (v. *Figura. 39*). Non a caso, a inizio settembre, l'Ad di Gazprom Alexei Miller ha dichiarato che le competenti autorità turche sono già attive nel tentativo di vendere il gas russo al confine con la Grecia.

FIG. 39 – IL SISTEMA DI GASDOTTI NELL'EUROPA SUD-ORIENTALE



Fonte: OSW

Il riavvicinamento turco-russo e il rilancio della cooperazione bilaterale in materia energetica nulla toglie alla necessità per la Turchia di diversificare le proprie fonti di approvvigionamento di gas e, al contempo, di sviluppare capacità di generazione elettrica da fonti alternative a esso. Da quest'ultima prospettiva, lo sviluppo di tecnologia nucleare resta vettore privilegiato della strategia governativa e la ripresa della cooperazione con la Russia segna il rilancio dei progetti congiunti nel comparto. Difatti, accanto al progetto TurkStream è quello per la costruzione di una centrale nucleare sulla costa turca del Mediterraneo a beneficiare maggiormente del riavvicinamento tra Ankara e Mosca. Nato da un accordo del 2010, il progetto per la costruzione della centrale nucleare di Akkuyu – prevista essere finanziata, costruita, messa in funzione e operata da una sussidiaria della compagnia russa Rosatom – sembrava essere finito vittima della crisi nei rapporti bilaterali, al pari del TurkStream. Nel corso della passata primavera erano infatti circolate notizie a mezzo stampa circa un possibile recesso unilaterale dal progetto, previsto inizialmente essere ultimato entro il 2016, da parte di Rosatom. A seguito della normalizzazione dei rapporti turco-russi, il progetto ha tuttavia registrato un nuovo slancio, specie in conseguenza della decisione delle autorità di Ankara di attribuire al progetto lo status di “progetto di investimento strategico”, facilitandone così il processo autorizzativo e la concessione delle licenze necessarie per la finalizzazione dell'infrastruttura.

D'altra parte, mentre proseguono i lavori per la costruzione di una seconda centrale nucleare nel

nord del paese a opera di una joint venture franco-giapponese, la partecipazione della delegazione turca al Summit del G20 di Hangzhou ha offerto l'occasione per il rilancio del progetto di costruzione di una terza centrale nucleare, già prevista da un accordo bilaterale sino-turco sottoscritto nel novembre 2014. In occasione della visita, infatti, il ministro per le Risorse naturali turco Berat Albayrak e il ministro degli Esteri cinese Wang Yi hanno siglato un Accordo per l'utilizzo pacifico dell'energia nucleare che di fatto segna l'avvio della partnership bilaterale in materia e, con esso, la ripresa del progetto congiunto che potrebbe presto essere affidato alla State Nuclear Power Technology Corporation cinese nel corso della gara d'appalto attesa per l'inizio del prossimo anno.

Rispetto alla parallela necessità della Turchia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas, e in relazione al datato obiettivo di valorizzare la strategica collocazione del territorio anatolico – alla confluenza tra le più rilevanti aree di produzione e consumo di gas dello spazio eurasiatico – **il riavvicinamento turco-israeliano offre nuove opportunità di collaborazione per l'esportazione delle risorse che andranno in produzione nel Bacino di Levante.** A chiudere, almeno formalmente, la crisi nelle relazioni bilaterali aperta nel maggio 2010 dall'incidente della *Mavi Marmara*, è stato un accordo di riconciliazione sottoscritto in giugno e ratificato il 20 di agosto dal Parlamento israeliano – dopo qualche ritardo dovuto al fallito colpo di stato del 15 luglio – e il 31 dalla presidenza della Repubblica turca.

La crisi nelle relazioni diplomatiche tra Tel Aviv e Ankara aveva infatti congelato i contatti messi in piedi da compagnie private turche per la realizzazione di un gasdotto sottomarino tra i giacimenti di Leviatano e la costa turca (Cfr. *Focus 18*). Con l'avvio del processo di normalizzazione, questi contatti sembrano essere ripresi, e nella stampa turca sono filtrate notizie sulla formazione di un blocco di 15 imprese nazionali pronte a investire 2,5 miliardi di dollari nella realizzazione dell'infrastruttura sottomarina. Il rinnovato interesse del settore privato turco al rilancio della cooperazione energetica con Israele è stato peraltro testimoniato dalla visita condotta nel paese da una delegazione d'affari guidata da Ahmet Zorlu, a capo dell'omonima holding e apparentemente vicino al presidente Erdoğan. Zorlu – già presente nel settore della generazione elettrica israeliana in partnership con la Edeltech – avrebbe incontrato il ministro dell'Energia Yuval Steinitz, e discusso con esso le possibilità di realizzazione del gasdotto tra i due paesi.

Al di là delle resistenze alla ripresa della cooperazione energetica con la Turchia ancora forti nei circoli conservatori israeliani, prima che i potenziali progetti di trasporto di gas turco-israeliani possano decollare, resta tuttavia da chiarire definitivamente l'esito della vertenza tra l'Autorità di regolamentazione del mercato energetico israeliano e le compagnie impegnate in attività di estrazione (Cfr. *Focus 22*). Stando a quanto dichiarato dal ministro Steinitz i ritardi nella messa in operazione del giacimento di Leviatano causati dalle incertezze regolamentari hanno determinato per il paese un costo di 26 miliardi di dollari, dovuto alla necessità di approvvigionamento estero da parte delle centrali di produzione elettrica.

Altra questione, tutt'altro che secondaria, che resta da dirimere prima che un progetto turco-israeliano possa prendere forma attiene al possibile coinvolgimento nel progetto di Cipro, nella cui Zona economica esclusiva dovrebbe transitare un eventuale gasdotto. Lungi dal rappresentare una problematica esclusivamente economica e commerciale, l'assenso cipriota o la stessa partecipazione del paese in qualità di fornitore di gas dai propri giacimenti resta legata ai difficili rapporti tra Nicosia e Ankara. Per questa via, mentre l'avvio dei piani di esplorazione *off-shore* ciprioti aveva determinato una pericolosa escalation militare nell'area, nel corso degli ultimi mesi era sembrato che il positivo avanzamento del negoziato per la riunificazione dell'isola tra la comunità greca e quella turca potesse avere ricadute positive su – e, in qualche modo, anche trarre beneficio da – il dossier energetico. Benché

L'ottimismo rispetto a un esito positivo dei negoziati rimanga intatto, questi ultimi non hanno ancora fatto segnare un decisivo balzo verso la riunificazione ed è difficile attendersi che il nodo del transito del gas israeliano verso la Turchia possa essere sciolto prima della fine dei negoziati – il cui successivo *round* ha avuto inizio nella seconda metà di settembre.

Nel frattempo Nicosia, dopo l'esito non incoraggiante delle esplorazioni condotte a seguito dei primi *round* di concessione delle licenze di esplorazione *off-shore* (Cfr. *Focus 21* e *22*), ha ricevuto nel corso dell'estate le offerte in una terza gara di appalto per concessioni esplorative annunciata lo scorso anno. Significativamente, a dimostrazione dell'elevato interesse per le potenzialità estrattive del Bacino suscitato nelle compagnie internazionali nonostante il basso livello corrente dei prezzi degli idrocarburi, le autorità cipriote a fine luglio hanno ricevuto offerte per i blocchi 6, 8 e 10 da attori di primo piano dello scenario internazionale. A partecipare alla gara di appalto sono state sia compagnie già attive nell'*off-shore* cipriota (v. *Tabella 4*) – in particolare Eni, Total, Delek e Avner Oil – sia compagnie interessate a entrare nel giro d'affari legato allo sfruttamento delle risorse gassifere regionali. Tra queste ultime spicca in particolare ExxonMobil, che in partnership con Qatar Petroleum ha presentato un'inattesa offerta per il blocco 10.

TAB. 4 – OFFERTE RICEVUTE DA CIPRO NEL 3° ROUND DI ASSEGNAZIONE DELLE LICENZE *OFF-SHORE*

Blocco	Compagnia/Consorzio	Operatore
Num.6	Eni Cyprus Limited; Total E&P Cyprus B.V.	Eni Cyprus Limited
Num.8	Capricorn Oil (Cairn Energy); Delek Drilling; Avner Oil Exploration	Capricorn Oil
	Eni Cyprus Limited	Eni Cyprus Limited
Num.10	Eni Cyprus Limited; Total E&P Cyprus B.V.	Eni Cyprus Limited
	ExxonMobil E&P Cyprus Limited; Qatar Petroleum Int.al Upstream O.P.C.	ExxonMobil E&P Cyprus Limited
	Statoil Upsilon Netherlands B.V.	Statoil Upsilon Netherlands B.V.

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%).

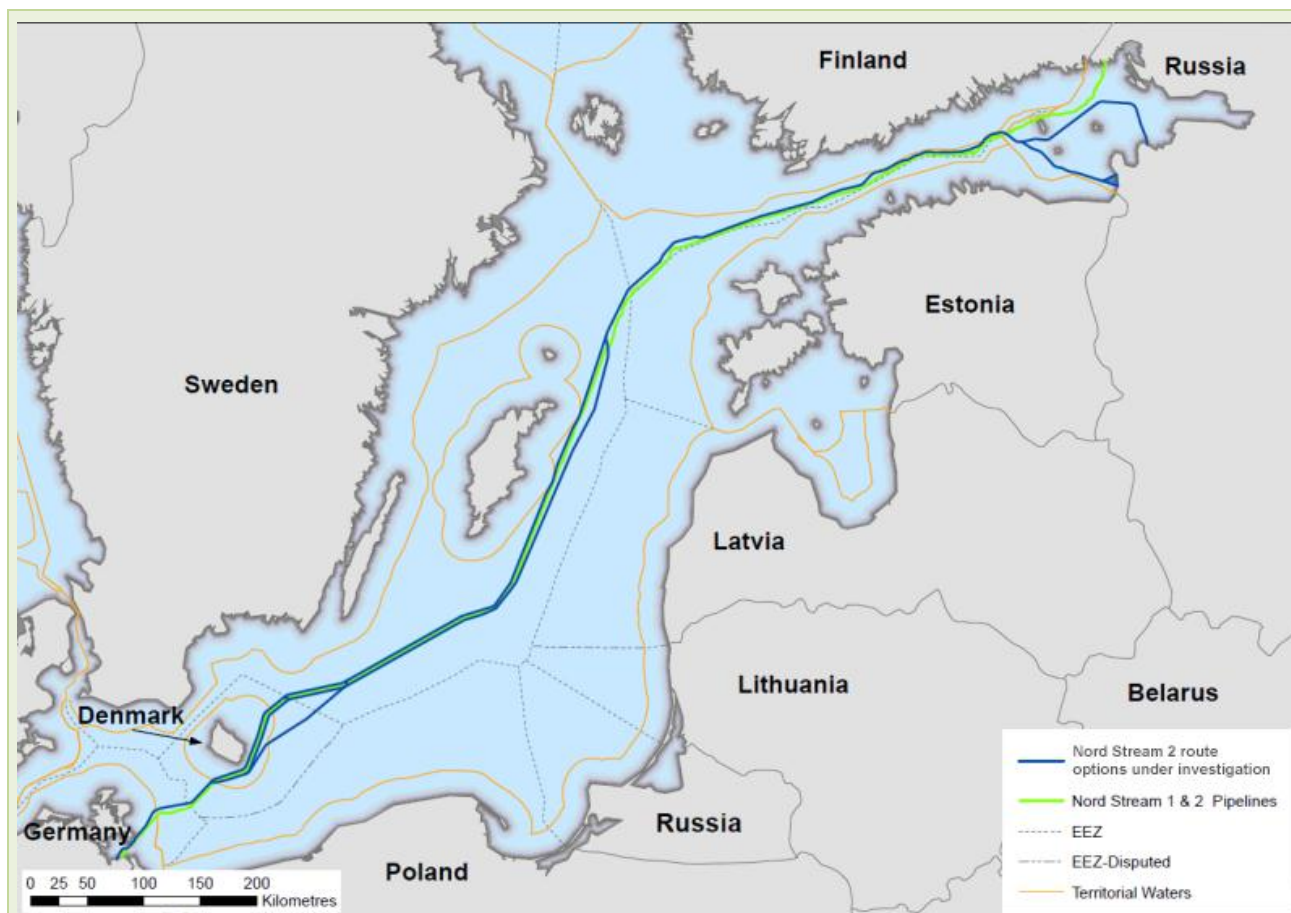
Pilastro della strategia di Gazprom di diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas del mercato europeo è il progetto Nord Stream 2. Nato da un'intesa tra la compagnia russa e le compagnie europee BASF, E.ON, Engie, OMV e Shell del settembre 2015, il progetto mira al raddoppio dei volumi già trasportati attraverso l'asse *off-shore* baltico tra Russia e Germania dal gasdotto Nord Stream. Alla capacità di trasporto di 55 Gmc/a di gas di quest'ultimo, si aggiungerebbero così ulteriori 55 Gmc/a entro il 2019 – anno in cui, peraltro, scadrà l'accordo sul transito di gas russo-ucraino. Dalla prospettiva di Gazprom il Nord Stream 2 potrebbe consentire di dotarsi di nuova capacità di esportazione libera dai condizionamenti del transito attraverso stati terzi e, al contempo, di far fronte alle previsioni di crescita della domanda di gas in Europa nel breve e medio periodo. Stando a quanto dichiarato dall'Ad Miller, la compagnia stima tra i 100 e 150 Gmc/a la domanda aggiuntiva di gas che potrebbe venire dall'Europa tra il 2025 e il 2035, per far fronte alla quale sarebbe necessario dotarsi di maggior capacità di trasporto. Il rafforzamento della direttrice baltica di esportazione di gas consentirebbe inoltre a Gazprom di ridurre del 35-50% i costi di trasporto dall'area di Yamal, dove va concentrandosi la produzione, e i mercati dell'Europa centro-settentrionale, rispetto al corridoio che transita attraverso l'Europa centro-orientale.

Sottolineare le apparentemente solide fondamenta economiche del progetto Nord Stream 2 significa per Gazprom rispondere, anzitutto, alle numerose critiche – di natura politica – piovute sul progetto nel corso dell'ultimo anno. L'annuncio del progetto infrastrutturale aveva dato infatti nuovo slancio alla contrapposizione, tutta intra-europea, tra gli stati membri propensi ad approfondire la cooperazione energetica con Mosca e quelli che, al contrario, temono che questa possa tradursi in maggiore dipendenza energetica e, dunque, in maggiore vulnerabilità politica (Cfr. *Focus* 23-24 e 25). Lungi dall'essersi sopita, la polemica è riecheggiata nel corso dell'ultimo trimestre a seguito del pronunciamento dell'Amministrazione statunitense, che non ha contribuito all'auspicabile depoliticizzazione del confronto e ha generato qualche malumore anche a Berlino. Nel corso di una conferenza stampa tenuta a Stoccolma a margine di un incontro istituzionale, il vice-presidente

statunitense Joe Biden ha difatti affermato che il Nord Stream 2 rappresenterebbe «un pessimo affare» per la regione in quanto non favorirebbe la diversificazione degli approvvigionamenti né la concorrenza nel mercato energetico. Le dichiarazioni di Biden hanno, d'altra parte, fatto seguito a quelle di Amos Hochstein, inviato speciale della Casa Bianca per l'Energia, che aveva già avuto modo di rimarcare la natura «non-commerciale» e dunque politica del progetto, auspicando che le parti potessero «prendersi una pausa» al fine di valutare appieno le implicazioni del progetto per la sicurezza nazionale ed energetica degli stati membri dell'UE.

Al di là degli opposti giudizi sulla natura e sulla necessità di realizzazione del progetto infrastrutturale, **il principale ostacolo sorto nel corso dell'ultimo trimestre sulla strada che conduce alla realizzazione del Nord Stream 2 è giunto dalla autorità *anti-trust* polacca**, cui le società promotrici del progetto si erano rivolte – unitamente all'omologa tedesca – per la costituzione del Consorzio deputato alla costruzione e operazione dell'infrastruttura. Mentre l'autorità tedesca ha dato via libera alla costituzione della joint venture, a fine luglio l'autorità polacca per la tutela dei consumatori e la libera concorrenza ha espresso parere sfavorevole a un'operazione passibile di tradursi in una restrizione della concorrenza e nel rafforzamento della posizione dominante nel mercato polacco già detenuta da Gazprom. Dopo aver richiesto un periodo di tempo per presentare all'autorità polacca le proprie contro-argomentazioni, attraverso un comunicato stampa diramato a metà agosto le società coinvolte nel progetto hanno reso nota la decisione di ritirare la richiesta medesima, rinunciando di fatto alla costituzione della joint venture. Al contempo, sottolineando l'importanza «cruciale» del Nord Stream 2 per il sistema di approvvigionamento di gas all'Europa, le società coinvolte hanno comunque manifestato l'intenzione di proseguire nella realizzazione del progetto in linea con la tempistica inizialmente proposta e valutando individualmente le possibilità alternative per contribuire a esso. Gazprom, per conto suo, ha reagito al pronunciamento polacco dichiarando la propria disponibilità a proseguire nei piani di realizzazione del Nord Stream 2 anche autonomamente. L'Ad della compagnia Miller ha inoltre reso noto che entro l'anno, d'intesa con i propri partner europei, Gazprom predisporrà un nuovo modello per il finanziamento, la costruzione e operazione del gasdotto e che, nel frattempo, non sono stati interrotti i contatti con le compagnie interessate alla realizzazione e alla posa delle tubature – che potrebbero essere appaltate già nel corso del prossimo trimestre.

FIG. 40 – IL POSSIBILE TRACCIATO DEL NORD STREAM 2



Fonte: GAZPROM

Gli ostacoli alla realizzazione del progetto Nord Stream 2, sorti a seguito del pronunciamento polacco, non esauriscono le problematiche di natura politica e normativa che si frappongono alla sua concreta realizzabilità. Sembra infatti prematuro concentrarsi sulle possibilità di realizzazione del Nord Stream 2 senza che siano risolte le incertezze normative che ancora impediscono il pieno utilizzo del Nord Stream 1. Tutt'altro che risolta è difatti la vertenza tra Commissione europea e Gazprom relativa alla mancata concessione alla compagnia russa di esenzione dalla normativa a tutela della libera concorrenza introdotta con il Terzo pacchetto sull'Energia (v. *Focus 19.s.s.*). La normativa, che detta regole stringenti in materia di *unbundling* e di garanzia di accesso alle infrastrutture di trasporto a parti terze, impedisce difatti a Gazprom e a suoi partner centro-europei di utilizzare la piena capacità di due gasdotti – l'OPAL (Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung) e il NEL (Northern European Pipeline) – imprescindibili per la distribuzione nei mercati finali del gas esportato attraverso il Baltico. Ciò di fatto ha impedito che sino a oggi, in mancanza di sufficiente capacità di successiva distribuzione, lo stesso Nord Stream 1 potesse funzionare a piena capacità. Muovendo dal presupposto che l'eventuale raddoppio del Nord Stream richiederebbe ulteriore capacità di trasporto trans-frontaliera in Europa (il cd. gasdotto Eugal, della portata di 51 Gmc/a), la sorte della vertenza sull'utilizzo di OPAL, oggi utilizzabile da Gazprom solo al 50% della propria capacità, potrebbe offrire rilevanti indicazioni sulla concreta realizzabilità del nuovo progetto infrastrutturale sull'asse baltico.

Su questo sfondo, **risulta dunque di centrale interesse verificare se e in che misura il rilancio della cooperazione energetica tra compagnie russe ed euro-occidentali – e, in particolar modo,**

tedesche – possa influenzare le decisioni di Bruxelles. Possa, cioè, indurre la Commissione a garantire a Gazprom un’esonazione dalla normativa *anti-trust* europea giustificata dal più alto interesse alla tutela della sicurezza energetica continentale. Un’esonazione che cozza tuttavia con il tradizionale impegno delle autorità europee a garantire maggior competizione e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas – obiettivi che passano necessariamente attraverso il ridimensionamento della quota del gas russo sui mercati europei. L’esonazione dalla normativa europea per OPAL – unica infrastruttura che, in quanto trans-frontaliera, sarebbe eleggibile per un provvedimento di questo tipo – è stata da tempo richiesta da Gazprom. Il pronunciamento della Commissione è finito tuttavia vittima di una serie di rinvii dovuti tanto a questioni burocratiche – quali il ricambio al vertice della Commissione a fine 2014 – quanto, apparentemente, alle più ampie tensioni politiche con Mosca seguite alla crisi ucraina.

In attesa del pronunciamento della Commissione – dato per imminente dagli addetti ai lavori – è stata la compagnia tedesca Wintershell, partner di Gazprom tanto nel consorzio Nord Stream 1 che nel progetto di raddoppio del gasdotto, a riportare in cima alle attenzioni degli operatori e dei decisori politici europei la questione di OPAL. A inizio settembre l’Ad della compagnia, Mario Mehren, ha infatti apertamente criticato l’atteggiamento della Commissione europea sottolineando come il «buon senso economico» non debba finire vittima di «considerazioni di politica estera», con esplicito riferimento alle pur doverose reazioni alla crisi ucraina. Nell’auspicare un senso di proporzionalità tra i due citati elementi, Mehren ha dunque dichiarato che le autorità europee non dovrebbero bloccare ulteriormente l’utilizzo di OPAL a piena capacità. In ballo, secondo l’Ad di Wintershell, anzitutto la sicurezza energetica della Bavaria – collegata a OPAL attraverso il territorio ceco – che, a seguito della rinuncia al nucleare da parte di Berlino (che nel prossimo decennio produrrà un aumento della quota del gas nel mix energetico dall’8,9% al 23%) e della diminuzione dei flussi di gas in transito attraverso l’Ucraina, potrebbe presto ritrovarsi in una condizione di emergenza energetica.

4.2 CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

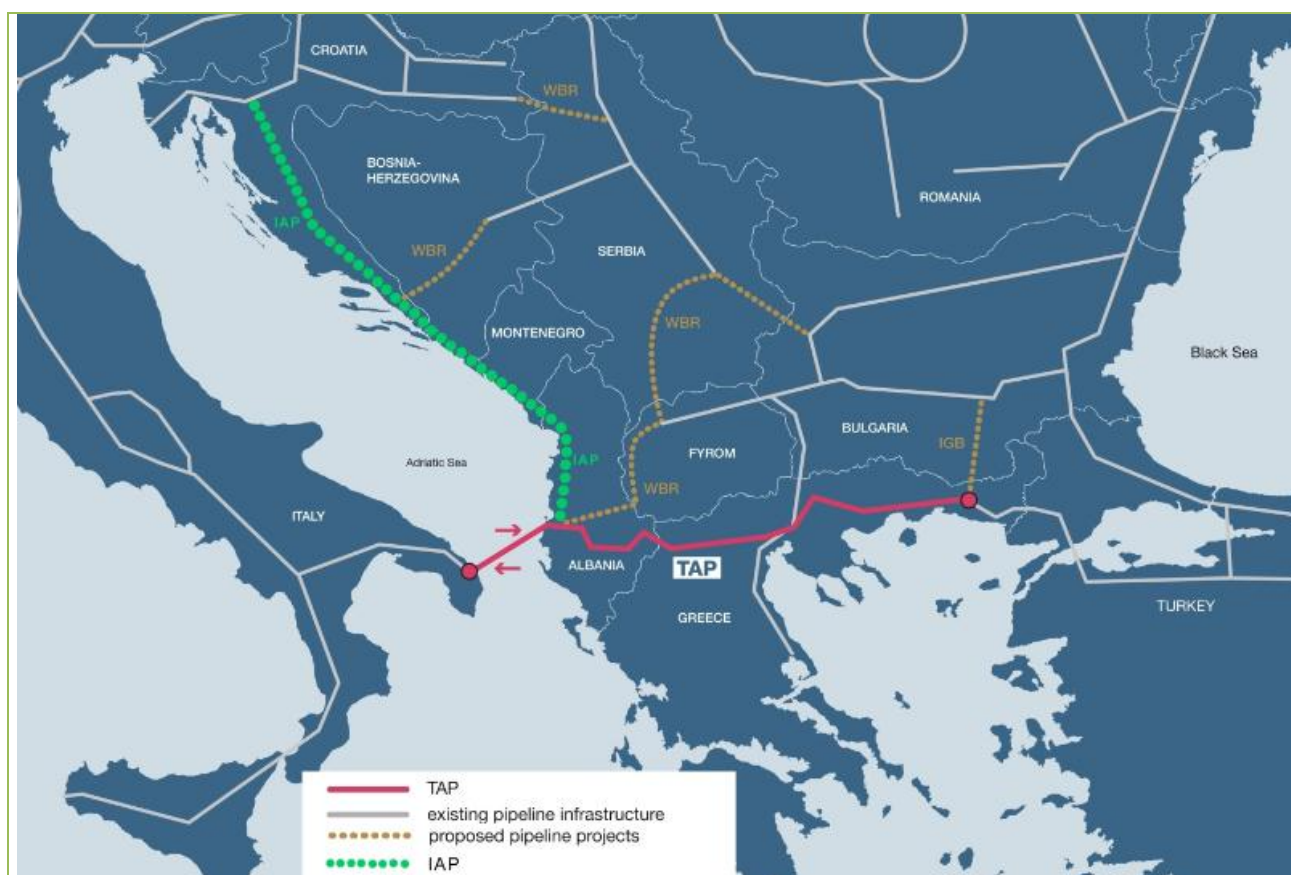
Trans-Adriatic Pipeline (TAP)	
Capacità annua	10 Gmc (scalabili a 20)
A partire dal	2020
Provenienza gas	Azerbaigian
Paesi attraversati	Grecia, Albania
Paese di arrivo	Italia
Società coinvolte	BP (20%)
	Socar (20%)
	Snam (20%)
	Fluxys (19%)
	Enagas (16%)
	Axpo (5%)

L'attuale congiuntura dei prezzi degli idrocarburi penalizza certamente i più ambiziosi progetti infrastrutturali, riducendo i margini di profitto delle compagnie internazionali e allungando i tempi di ammortamento degli investimenti. In questo senso, nel corso degli ultimi mesi la stampa di settore aveva sollevato diversi dubbi sulla piena profittabilità del sistema di gasdotti che comporranno il Corridoio meridionale, giungendo a preconizzare una possibile uscita di BP dal consorzio deputato alla costruzione e successiva operazione del Trans-Adriatic Pipeline – del quale detiene una quota del 20%. A intervenire per fugare dubbi di sorta è stato, a inizio settembre, lo stesso Bakhtiyar Aslanbayli, vicepresidente BP per l'Azerbaijan, che ha sottolineato l'infondatezza dell'ipotesi di ritiro della compagnia dal consorzio TAP e che, al contrario, queste ultime si accorderanno a breve sullo schema di finanziamento del progetto, per un totale di 6 miliardi di dollari – fondato al contempo su finanziamenti internazionali e su investimenti diretti delle compagnie coinvolte.

La problematica relativa al finanziamento delle infrastrutture lungo il Corridoio meridionale è particolarmente forte per l'Azerbaijan, maggiormente esposto in ragione della partecipazione della compagnia energetica nazionale a tutti i segmenti della sua filiera – dalla messa in opera della seconda fase di sviluppo del giacimento di Shah Deniz (16,7%) sino al TAP (20%), passando per l'aumento di capacità del SCP (16,7%) e per la costruzione del gasdotto TANAP (58%), per un costo totale stimato attorno ai 40 miliardi di dollari. In questo contesto Samir Sharifov, ministro delle Finanze azerbaijano, ha reso noto che il governo è impegnato nella richiesta di finanziamenti per 5 miliardi di dollari necessari a coprire circa la metà della quota di investimenti in capo a Socar – dopo l'emissione di eurobond per un valore di un miliardo di dollari che, stando a fonti azerbaijane, potrebbe essere presto replicata. Tre sono gli interlocutori privilegiati per la richiesta di finanziamenti: Banca Mondiale (BM), Banca Europea di Ricostruzione e Sviluppo (BERS) e Banca Asiatica di Sviluppo. Con i primi due interlocutori sarebbero già in corso negoziati per la concessione diretta di 500 milioni di dollari ciascuno – cui si aggiungerebbe un miliardo di dollari da parte della BERS in crediti bancari per la realizzazione del TAP.

Al di là delle questioni finanziarie, **il buono stato di salute del Corridoio meridionale – e, nella fattispecie, del progetto TAP – e la rilevanza che va assumendo per l'approvvigionamento dell'area balcanica è testimoniato dal recente rilancio del progetto Ionian-Adriatic Pipeline (IAP)**. A fine agosto, infatti, nella cittadina croata di Dubrovnik i rappresentanti di quattro paesi balcanici – Croazia, Albania, Bosnia-Erzegovina e Montenegro – hanno firmato con SOCAR un Memorandum d'intesa per la realizzazione congiunta di una diramazione settentrionale del TAP, deputata a distribuire nell'area fino a un massimo di 5 Gmc/a. Oltre a segnalare lo stato di salute del TAP, il Memorandum di Dubrovnik – che fa seguito a un'intesa trilaterale tra Albania, Croazia e Montenegro del 2007 per la costruzione di un gasdotto tra Fier e Spalato – segnala la più ampia portata regionale del progetto, testimoniata dall'interesse bosniaco a partecipare a esso, e la risoluta strategia di crescita nei mercati finali di energia da parte di SOCAR.

FIG. 41 – I GASDOTTI TRANS-ADRIATIC PIPELINE E IONIAN-ADRIATIC PIPELINE



Fonte: TAP

Tradizionale fonte di preoccupazione per gli *stakeholders* coinvolti nell'intera filiera di sviluppo del Corridoio meridionale dell'UE tra il Mar Caspio e l'Adriatico, le opposizioni degli enti territoriali locali al collegamento del gasdotto TAP con la rete nazionale italiana lungo la costa pugliese hanno subito a inizio settembre una significativa battuta d'arresto. La Procura della Repubblica di Lecce ha infatti presentato richiesta di archiviazione per due indagini parallele aperte tra il 2015 e 2016 a carico del Consorzio TAP e relative, da un lato, all'apertura del cantiere per la posa del gasdotto nell'area di Melendugno e, dall'altro, alla procedura di concessione all'infrastruttura della positiva Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) da parte del Ministero per lo Sviluppo – che, per i querelanti, non avrebbe rispettato le previsioni della cd. Direttiva Seveso sul pericolo di incidenti rilevanti. A seguito degli accertamenti della Procura, entrambe le procedure sono risultate corrette e, di conseguenza, nulla osterebbe al prosieguo dei lavori di costruzione del TAP.

PARTE II - APPROFONDIMENTO

ALGERIA: UN IMPORTANTE PARTNER COMMERCIALE IN DIFFICOLTÀ

*Michele Delera**

Lo scorso aprile le importazioni di gas naturale algerino in Italia hanno toccato un picco che non raggiungevano da tre anni – 65,5 milioni di metri cubi.¹ Nonostante alcuni commentatori abbiano salutato la notizia come il segno di una possibile ripresa dell'*export* verso l'Unione Europea dopo alcuni anni di marcata contrazione,² in realtà il settore degli idrocarburi algerino rimane in seria difficoltà. Fra le cause della lunga stagnazione, il crollo dei prezzi del petrolio – a cui sono indicizzati i prezzi del gas naturale esportato – è soltanto la punta dell'iceberg. Mancanza di investimenti pubblici e privati, scarsa manutenzione delle infrastrutture e una domanda interna in crescita lasciano pensare che l'andamento della produzione e delle esportazioni di gas naturale e petrolio rimarrà debole, se non in declino, nel breve e medio termine. In questa ottica il crollo dei prezzi degli idrocarburi non ha fatto altro che aggravare una situazione già critica.

In un paese fortemente dipendente dalle rendite da idrocarburi, il declino delle esportazioni di gas e petrolio fa prevedere un peggioramento del quadro economico e politico, e solleva importanti domande sulla sostenibilità del modello di sviluppo sul quale i governi degli ultimi decenni hanno basato le proprie strategie. Partendo da queste premesse, si proverà a delineare le cause dell'attuale crisi in cui versa l'Algeria considerando sia gli aspetti strutturali, legati a fattori economici e istituzionali, sia quelli più contingenti legati alle dinamiche del mercato petrolifero. Verranno quindi approfondite l'evoluzione della produzione e delle esportazioni di idrocarburi; le conseguenze del crollo del prezzo del petrolio sul bilancio dello stato e le possibili implicazioni per la stabilità politica nel paese; infine, saranno esaminate le strategie messe in atto dal governo per fronteggiare la crisi.

Produzione: ragioni e implicazioni di un lento declino

L'Algeria è uno dei paesi più ricchi di risorse energetiche al mondo. Dotato di riserve provate equivalenti a circa 12,2 miliardi di barili di petrolio e 4.500 miliardi di metri cubi (Gmc) di gas naturale, il paese è uno dei maggiori fornitori di gas dell'Unione Europea e un leader, a livello mondiale, nella fornitura di GNL. Nonostante il grande potenziale, la produzione di idrocarburi è rimasta tuttavia stagnante negli ultimi anni. Stabilizzatasi intorno a 1,5 milioni di barili al giorno (Mbb/g) fin da prima

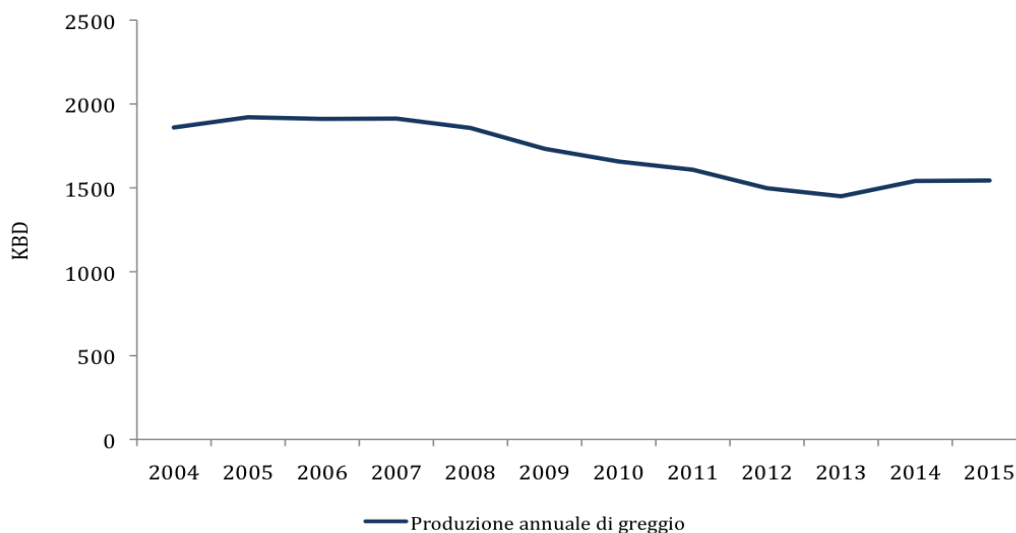
* Michele Delera, Junior Consultant presso UNIDO.

¹ Dati Snam Rete Gas SpA (aprile 2016).

² Vedi Platts, "Analysis: Algerian gas exports to Italy and Spain soar, Libyan flows slump", 7 aprile 2016; e Bloomberg, "Algeria's depressed gas exports see spring surge on price", 6 maggio 2016.

del 2014, la capacità di produzione di greggio sembra essere destinata – stando alle ultime stime dell’Agenzia Internazionale dell’Energia (IEA) – a ridursi di circa 0,2 Mbb/g entro il 2021.³

FIG. 42 – PRODUZIONE DI PETROLIO, 2004 – 2015



Fonte: IEA

Ugualmente critiche sono le prospettive sulla produzione di gas naturale. Nel breve periodo, l’apertura del nuovo progetto da circa 5 Gmc all’anno (Gmc/a) della joint venture fra Sonatrach, BP e Statoil presso In Salah dovrebbe consentire un leggero aumento delle capacità di produzione del paese. L’anno prossimo è inoltre previsto l’avvio delle operazioni presso i tre nuovi giacimenti di Touat, Timimoun e Reggane – parte del *Southwest Gas Project*, che comprende anche la costruzione di impianti per la raffinazione e nuovi gasdotti – per un totale di altri 9 Gmc/a.

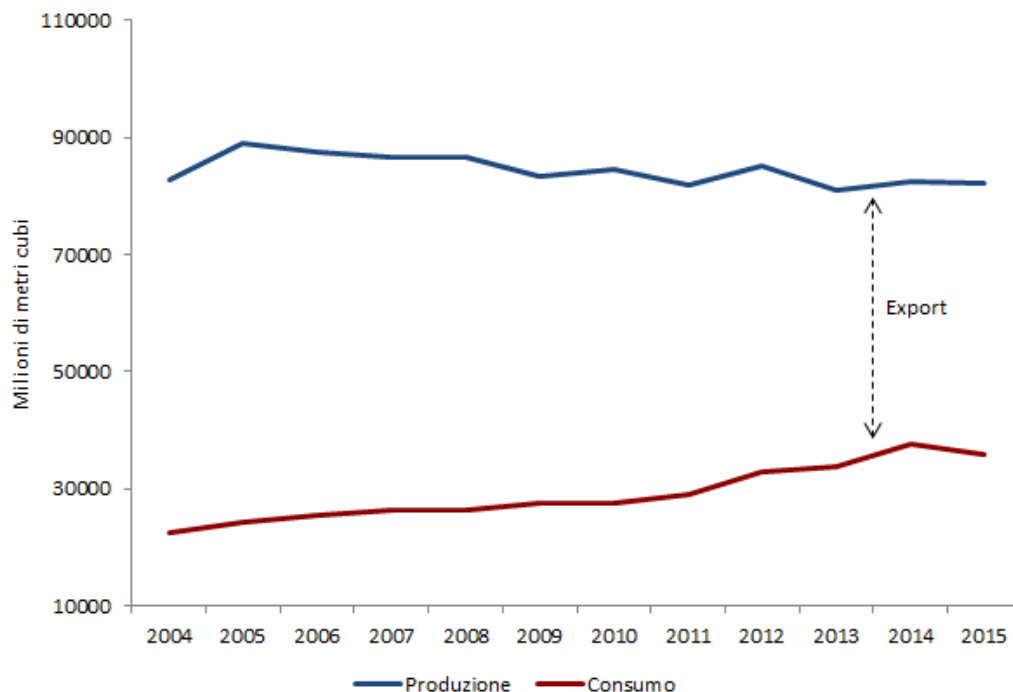
Tuttavia, la produzione di gas algerina dipende oggi da un ristretto numero di giacimenti la maggior parte dei quali, come il grande giacimento di Hassi R’Mel, sta entrando nella piena maturità.⁴ Di conseguenza, i nuovi progetti serviranno in parte semplicemente per compensare la diminuzione della produzione dai siti di più lungo sfruttamento. Occorre inoltre considerare che il declino dei maggiori giacimenti algerini di petrolio richiede che quantità crescenti di gas naturale vengano utilizzate nella re-iniezione in profondità, volta a mantenere livelli adeguati di pressione nel sottosuolo. Questo processo riduce ulteriormente la quantità di gas naturale destinata al mercato.⁵

³ IEA, *Medium-Term Oil Market Report*, 2016, p. 73.

⁴ IEA, *World Energy Outlook*, 2015, p. 211.

⁵ Middle East Economic Survey (MEES), *Weekly Energy, Economic & Geopolitical Outlook*, vol. 58, n. 22, p. 4.

FIG. 43 – TREND DI PRODUZIONE E CONSUMO DI GAS NATURALE, 2004-2015



Fonte: IEA

Mentre la produzione di gas e greggio appare stagnante, se non in declino, la domanda interna continua a crescere, trainata da un sistema di sussidi governativi mirati a calmierare i prezzi della benzina e dell'elettricità, nonché da una forte crescita demografica. Secondo quanto calcolato dal Fondo Monetario Internazionale (FMI), il costo dei sussidi sul gas e sui prodotti derivati dal petrolio ammontava a più di 22 miliardi di dollari nel 2012 – una cifra pari all'11% del PIL.⁶ Durante gli ultimi dieci anni il consumo domestico di gas è cresciuto a un tasso annuale del 5,2%, passando da 22,6 Gmc all'anno nel 2004, a 39,5 Gmc/a nel 2015.⁷ Il risultato è che nel 2015 il consumo domestico ha assorbito il 48% della produzione interna, a detrimento delle esportazioni.⁸

Nonostante la produzione di gas naturale sia stagnante e quella di greggio in declino, Sonatrach, l'azienda statale per l'energia, ha annunciato l'intenzione di tagliare gli investimenti nel campo dell'esplorazione e produzione per fronteggiare il nuovo contesto di depressione dei prezzi. A inizio anno l'impresa ha infatti aggiornato il suo piano strategico per il quinquennio 2016-2020, che è passato da 90 a 73 miliardi di dollari (- 19%). Difficile in questo scenario che riesca a rilanciare la produzione di

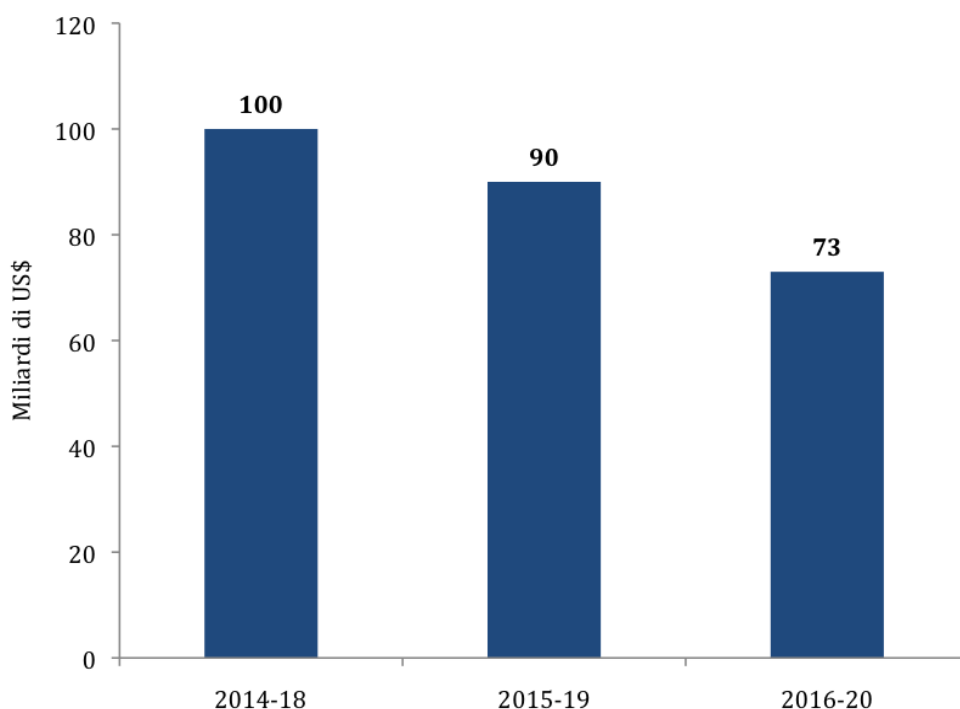
⁶ FMI, "Algeria: 2013 Article IV Consultation", febbraio 2014.

⁷ A. Aissaoui, A., "Algerian gas: troubling trends, troubled policies", *OIES Paper*, Oxford Institute for Energy Studies, maggio 2016, p. 9.

⁸ *Ibidem*, p. 11.

idrocarburi nel medio termine.⁹

FIG. 44 – VALORE DEI PIANI D'INVESTIMENTO QUINQUENNALI DI SONATRACH, 2014 - 2016



Fonte: MEES

La riduzione negli investimenti pubblici prevista per il prossimo quinquennio è solo uno degli ostacoli al finanziamento dell'*upstream* algerino. Il paese sta facendo particolarmente fatica ad attrarre investimenti esteri nel settore: nel 2014, durante l'ultimo round per l'allocatione di concessioni petrolifere, soltanto quattro delle trentuno licenze messe all'asta dal governo sono state assegnate a compagnie estere.¹⁰ Il problema è in buona parte di natura istituzionale. L'assenza di chiari incentivi fiscali e gli episodi di corruzione che hanno coinvolto Sonatrach nel recente passato limitano l'interesse degli stranieri. A questo proposito non è un caso che fra il 2014 e il 2015 l'Algeria sia passata dal 154esimo al 163esimo posto nell'*Ease of Doing Business Index*, una classifica compilata dalla Banca Mondiale, dove sono ordinate le economie mondiali a seconda della semplicità e della sicurezza delle transazioni economiche.¹¹

A questo si devono aggiungere le preoccupazioni legate alla sicurezza per gli operatori e le infrastrutture da minacce terroristiche e militari. Nel gennaio 2013 un gruppo affiliato ad al-Qaeda ha attaccato il centro di produzione di Tiguentourine, parte del giacimento di In Amenas, situato sul confine con la Libia. Sebbene parte della produzione fosse già ripartita a marzo 2013, il sito dovrebbe ricominciare a operare a pieno regime soltanto verso la fine dell'anno corrente. L'instabilità in cui

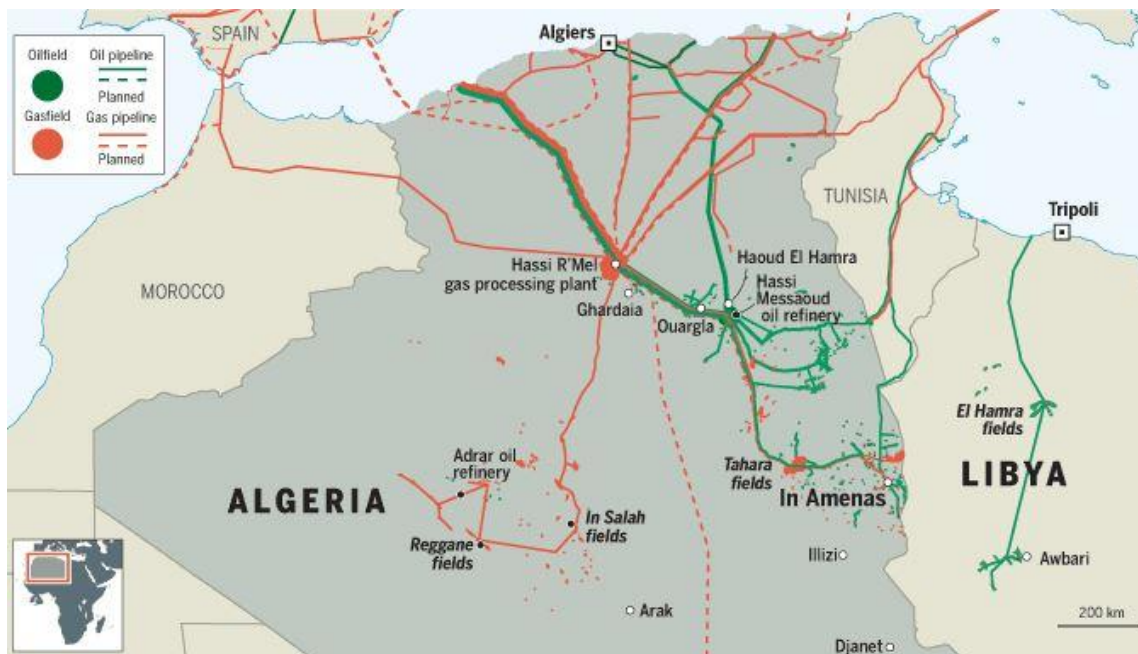
⁹ MEES, *Weekly Energy, Economic & Geopolitical Outlook*, vol. 59, n. 21, p. 6.

¹⁰ United States Energy Information Administration, "Country Analysis Brief: Algeria", marzo 2016, p. 3.

¹¹ Banca Mondiale, *Ease of Doing Business Report*, 2014 e 2015.

tuttora versano la Libia e il Mali contribuiscono a rendere il quadro ancora più incerto.

FIG. 45 – PRINCIPALI GIACIMENTI DI GAS E PETROLIO E INFRASTRUTTURE ASSOCIATE

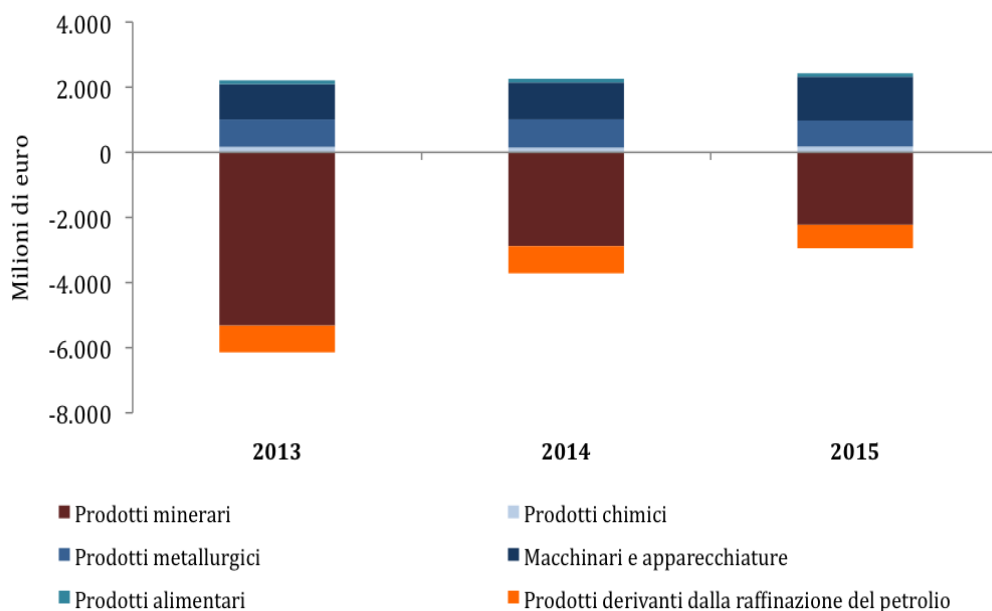


Fonte: PETROLEUM ECONOMIST

Domanda interna in crescita, una produzione stagnante e forti incertezze di natura istituzionale e militare offrono dunque un quadro più realistico sulle prospettive dell'export algerino di quanto i dati dello scorso aprile possano far pensare. In quest'ottica, il recente picco osservato sembra essere legato alla natura dei contratti di lungo termine fra Sonatrach e gli acquirenti italiani più che a un miglioramento strutturale nell'industria degli idrocarburi del paese.

In questa sede segnaliamo per inciso che nonostante le difficoltà l'Algeria si conferma un attore regionale di grande importanza nel bacino del Mediterraneo, e uno fra i partner commerciali più importanti per il nostro paese.

FIG. 46 – RAPPORTI COMMERCIALI ITALIA-ALGERIA: ALCUNI DEI MAGGIORI BENI DI SCAMBIO, 2013-2015.



Fonte: ISTAT

Sebbene la costruzione del gasdotto Medgaz fra Spagna e Algeria e la rinegoziazione dei contratti per la fornitura di gas russo in Italia abbiano contribuito a reindirizzare parte dei flussi di gas naturale verso la Spagna, le relazioni commerciali con il nostro paese rimangono strette.¹² Confermando i dati dell'anno precedente, nel 2015 il 13,8% delle esportazioni algerine – prevalentemente GNL e derivati del petrolio – è stato diretto verso l'Italia. In cambio le aziende italiane hanno esportato prevalentemente macchinari per l'uso industriale e agricolo, nonché ferro e acciaio (v. *Figura 46*). Insieme all'esportazione di beni alimentari, prodotti chimici e veicoli da trasporto, le esportazioni italiane coprono circa il 9% del fabbisogno di importazioni del paese.

Dinamiche del mercato petrolifero e stabilità politica: l'Algeria di oggi e di ieri

Gli idrocarburi giocano un ruolo fondamentale nell'equilibrio macroeconomico dell'Algeria. Stando alle stime del FMI, il settore degli idrocarburi garantisce più del 95% delle esportazioni e circa il 60% delle entrate fiscali. Fra il 2014 e il 2015, in seguito al crollo dei prezzi degli idrocarburi, il deficit pubblico del paese è perciò raddoppiato, raggiungendo il 15% del PIL. Per l'anno corrente, il FMI prevede un deficit analogo. Per potere chiudere il bilancio statale in parità, il prezzo del petrolio dovrebbe mantenersi

¹² IEA, *Medium-Term Gas Market Report*, 2016, p. 78.

stabile intorno agli 88 \$/b, ma al momento in cui si scrive il prezzo medio per il 2016 viaggia sotto i 40 \$/b. La bilancia commerciale del paese si è anch'essa deteriorata notevolmente: l'Algeria è passata dall'aver un saldo leggermente positivo nel 2013 ad avere un saldo nettamente negativo, pari al 15,7% del PIL a fine 2015.

I turbamenti legati al crollo dei prezzi degli idrocarburi hanno una lunga storia. Nei primi due decenni seguiti all'indipendenza (1962), l'Algeria di Houari Boumédiène ha perseguito una politica economica orientata a una rapida industrializzazione, nel quadro di un'economia pianificata e fortemente regolata dallo stato. In questo contesto, i proventi ottenuti dalla vendita degli idrocarburi servivano a finanziare un ambizioso piano di investimenti pubblici diretti allo sviluppo dell'industria petrolchimica e di altre industrie pesanti, come l'acciaio, e a generare le risorse necessarie a finanziare l'*import* di macchinari industriali e agricoli. Protetto dalla competizione interna ed estera, e, fattore forse ancor più importante, privo di un mercato di sbocco sufficiente a garantire economie di scala, il settore manifatturiero si è però rivelato incapace di trainare il tanto atteso processo di modernizzazione e diversificazione della struttura produttiva.

Con il fallimento dell'economia centralizzata, è iniziata la dipendenza del paese dalle rendite petrolifere: a partire dalla fine degli anni Settanta, l'Algeria si è trasformata in quella che è stata definita una "monocoltura dell'idrocarburo".¹³ Questa dipendenza ha già avuto in passato conseguenze nefaste sulle finanze pubbliche algerine. Avendo seguito una traiettoria simile a quella di molti altri Paesi in via di sviluppo guidati da governi di ispirazione socialista, l'Algeria si è presto trovata a dover fronteggiare una crisi finanziaria. Per i paesi dell'America Latina, la crisi del debito sovrano è iniziata già alla fine degli anni Settanta a seguito dell'impennata nel prezzo degli idrocarburi, che aveva evidenziato tutti i limiti del modello statalista di "industrializzazione per sostituzione delle importazioni" cui i governi della regione si erano ispirati. L'Algeria ha fatto esperienza delle medesime difficoltà qualche anno più tardi, in seguito al contro shock petrolifero del 1986.

Sebbene siano avvenute in congiunture del ciclo del mercato petrolifero opposte, le due crisi hanno radici comuni. In entrambi i casi, paesi caratterizzati da un'economia scarsamente diversificata e da un settore manifatturiero inefficiente, mantenuto in vita grazie al ricorso al debito pubblico, si sono trovati del tutto impreparati a fronteggiare uno shock esterno. Il pacchetto di riforme concordato dal governo algerino nel 1994 in cambio di aiuti finanziari da parte del FMI ha certamente contribuito al miglioramento della posizione macroeconomica del paese. Tuttavia, il piano di liberalizzazione e ristrutturazione delle aziende statali e delle partecipate previsto dal programma di aggiustamento strutturale, portando a un'ondata di licenziamenti di massa e a restrizioni sulle importazioni di beni di consumo, ha accelerato il deterioramento della situazione politica nel paese. Secondo molti osservatori, l'inasprimento della guerra civile a partire dal 1995 è dunque indirettamente riconducibile alla crisi del debito seguita al crollo dei prezzi del greggio.¹⁴

¹³ C. Capelli e N. Rossetto, "Algeria: tagli di spesa e contratto sociale da riscrivere", *Commentary*, ISPI, 20 aprile 2016.

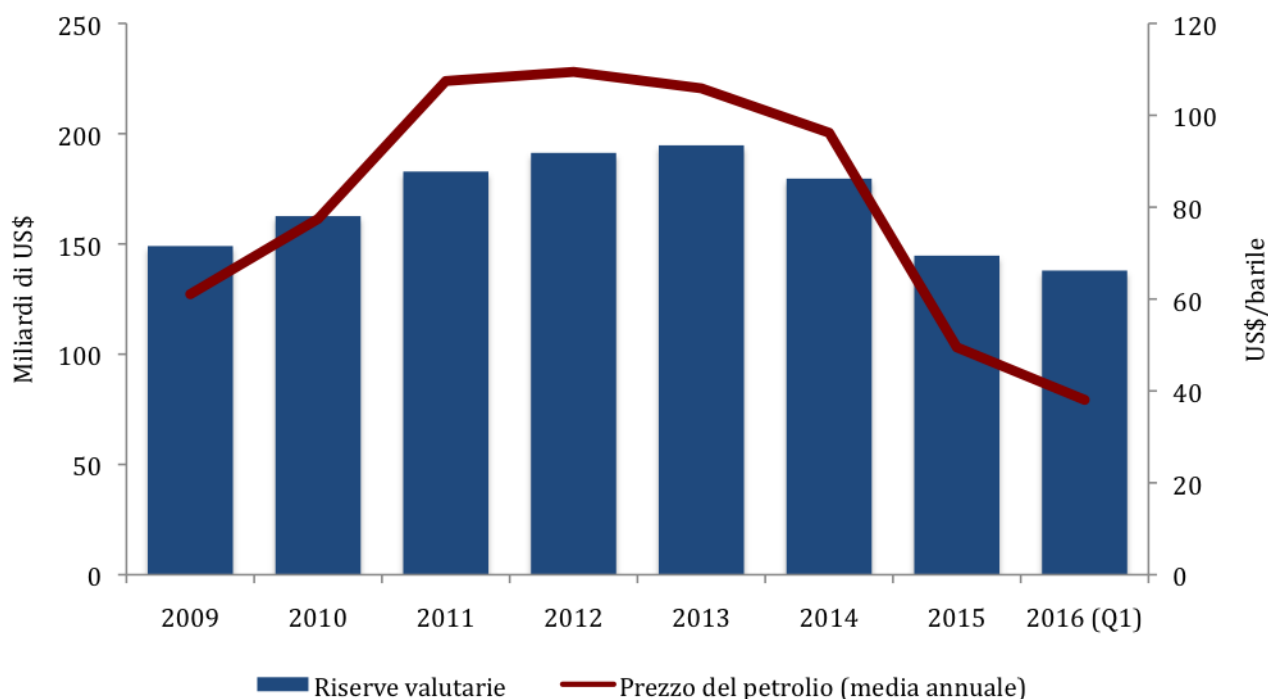
¹⁴ Vedi, per esempio, G. Joffé, "The role of violence within the Algerian economy", *Journal of North African Studies*, vol. 7, n. 1, 2002.

Dinamiche di prezzo e strategie di governo

È legittimo ritenere che l'attuale abbassamento dei prezzi degli idrocarburi possa generare nel breve periodo una situazione di crescente instabilità politica di portata simile a quella osservata a inizio anni Novanta? Molto dipenderà dall'evoluzione delle dinamiche del mercato petrolifero, sempre difficile da prevedere. Più interessante è invece cercare di capire se, all'interno delle attuali strategie di governo, esistano le condizioni per riassetare gradualmente i conti pubblici, risollevare la produzione e ricondurre il paese su un percorso di maggiore sostenibilità fiscale e politica.

Un motivo di preoccupazione è costituito dal rapido esaurimento delle riserve accumulate nel fondo di stabilizzazione del paese, il *Fond de Regulation des Recettes* (FRR). Creato nel 2000 e posto sotto la supervisione della Banca Centrale, il FRR trae le sue entrate dalla differenza fra un prezzo di riferimento – stabilito, di anno in anno, dalla legge sul bilancio statale¹⁵ – e il prezzo di mercato a cui il petrolio è effettivamente venduto. A differenza di altri fondi sovrani in paesi esportatori di idrocarburi, le cui regole impongono il rispetto del principio di eguaglianza inter-generazionale, le riserve del Fondo, che ammontavano a circa 51 miliardi di dollari nel 2014, possono essere liberamente usate dal governo per finanziare il deficit fiscale. Considerando i prezzi del petrolio registrati nel 2015 e nella prima parte del 2016, è molto probabile che il FRR si sia ridotto e sia a rischio di esaurimento nei primi mesi del 2017.

FIG. 47 – EVOLUZIONE DELLE RISERVE VALUTARIE E PREZZO DEL PETROLIO, 2009 - 2016



Fonte: FMI, OPEC

¹⁵ Per il 2016, il prezzo di riferimento è stato fissato a 35 \$/b.

La riduzione nelle riserve del FRR rappresenta certamente un segnale negativo per la salute finanziaria del paese. Nonostante ciò, è importante sottolineare che l'Algeria dispone ancora di ingenti riserve valutarie, pari a circa 143 miliardi di dollari (v. *Figura 47*). Sebbene si siano abbassate in modo marcato – approssimativamente di 50 miliardi dal 2012 a oggi, secondo le stime del FMI – le attuali riserve permetterebbero all'Algeria di continuare a finanziare le importazioni per i prossimi due anni e mezzo.

Inoltre il debito pubblico – inferiore al 9% del PIL – è basso, sia in termini assoluti che rispetto agli standard dell'Europa occidentale. L'Algeria ha infatti approfittato del *commodity boom* degli anni 2000, per ridurre il debito pubblico che inizialmente valeva oltre il 60% del PIL.¹⁶ Esistono perciò dei margini di manovra ed è probabile che si osserverà un temporaneo ricorso ai mercati finanziari internazionali da parte del Tesoro per finanziare il disavanzo di bilancio.

Se per altri paesi esportatori di idrocarburi, come il Venezuela e la Nigeria, l'improvviso dimezzamento dei prezzi ha portato alla luce non solo fragilità strutturali ma ha anche determinato immediate difficoltà finanziarie, l'Algeria – spesso considerata parte dei paesi membri dell'OPEC più fragili (*“the fragile five”*, come sono spesso definiti dalla stampa internazionale Venezuela, Nigeria, Iraq, Libia e Algeria) – si sta rivelando relativamente più solida. Il governo si trova tuttavia di fronte ad almeno tre sfide, tra di loro molto diverse e non facili da affrontare contemporaneamente.

La prima sfida consiste nel taglio della spesa pubblica corrente. Se si sommano i sussidi sul carburante, l'elettricità e i beni di prima necessità, e i programmi di redistribuzione del reddito, che sono aumentati in seguito alle insurrezioni popolari del 2011 – la cosiddetta “Primavera Araba” – si ottiene una cifra enorme, vicina al 30% del PIL. La seconda sfida riguarda la necessità di accelerare gli investimenti infrastrutturali da un lato, e migliorare l'efficienza energetica dall'altro, così da aumentare la produzione interna e contenere i consumi. La terza, fra tutte quella di più lungo periodo, richiede di diversificare la struttura produttiva del paese in modo da diminuire gradualmente la dipendenza dal settore degli idrocarburi.

Per quanto riguarda il primo aspetto, il budget approvato dal governo lo scorso dicembre – in un'atmosfera di forte opposizione parlamentare¹⁷ – prevede una riduzione nella spesa pubblica del 9% rispetto al 2015.¹⁸ Il nuovo bilancio contempla inoltre un aumento del gettito fiscale pari al 4%, da raggiungere attraverso un incremento del 36% nel prezzo del carburante sul mercato domestico, nonché attraverso un graduale aumento delle tariffe sull'elettricità e un incremento dell'IVA del 2%. Sebbene il FMI abbia espresso fiducia nella strategia del governo,¹⁹ è importante sottolineare alcuni elementi di criticità. In primo luogo, la spesa corrente – in particolare la spesa per gli stipendi dei dipendenti pubblici – è stata ridotta in maniera decisamente meno marcata rispetto alla spesa per gli investimenti. La scelta è probabilmente motivata dai timori del governo, memore delle proteste di piazza che hanno attraversato il paese nel 2011, circa la tenuta di un consenso popolare fondato, in larga parte, sulle prebende offerte dal governo alla popolazione.²⁰

Consapevole dei rischi associati a una diminuzione del livello di investimento pubblico per il

¹⁶ FMI, “Algeria – 2016 Article IV Consultation, Staff Report”, *IMF Country Report*, 16/27, p. 35.

¹⁷ Vedi, “Algérie: la controversée loi de finances 2016 signée par Bouteflika”, *Jeune Afrique*, 30 dicembre 2015.

¹⁸ “Algeria: Budget 2016”, *Africa Research Bulletin: Economic, Financial and Technical Issues*, gennaio 2016.

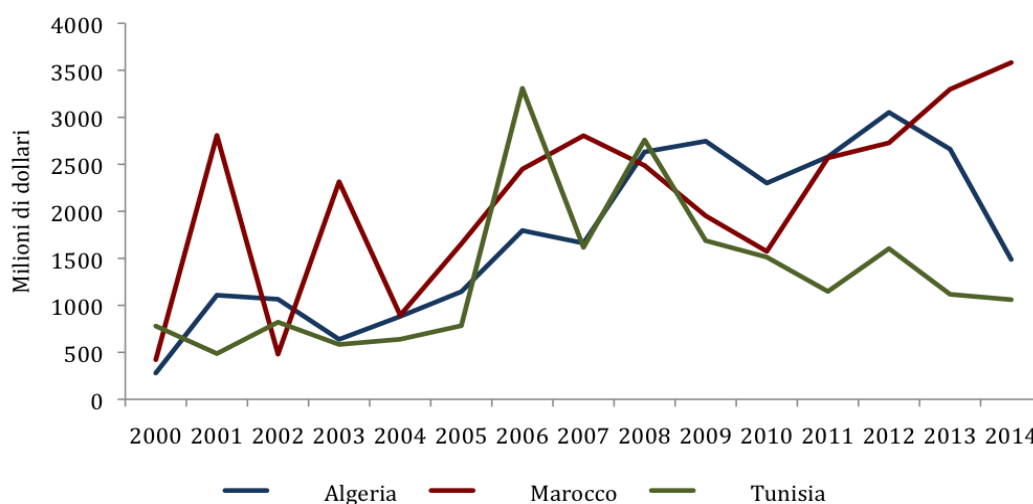
¹⁹ Vedi “Press Release: IMF Staff Completes 2016 Article IV Mission to Algeria”.

²⁰ C. Capelli e N. Rossetto (2016).

mantenimento degli attuali livelli di produzione degli idrocarburi e, più in generale, per la crescita economica, il governo sta inoltre discutendo l'introduzione di una nuova legge per il settore minerario che, semplificando le procedure per gli investimenti esteri, possa contribuire a rivitalizzare il settore. Non ancora resa pubblica, la prima bozza prevede l'esenzione dai dazi commerciali per l'importazione di beni e servizi destinati a progetti d'investimento.²¹ Prevede inoltre esenzioni dalle tasse sulla proprietà e, per i primi tre anni di attività di un nuovo giacimento, l'esenzione da ogni imposta sul reddito. Tuttavia, resta da chiarire se, nel nuovo codice sugli investimenti esteri, i potenziali investitori saranno ancora obbligati – come previsto oggi – a lavorare con un partner algerino di maggioranza.

L'aggiornamento dell'attuale legislazione in materia di investimenti esteri costituirebbe una misura di grande importanza per l'industria degli idrocarburi. Facilitare l'ingresso di flussi di capitale è infatti prioritario, tanto per garantire il continuo sfruttamento delle enormi risorse del paese quanto per mantenere pienamente operative le strutture esistenti. Ottimizzare i processi estrattivi nel giacimento di Hassi M'Rel per stabilizzarne la produzione intorno ai 76 Gmc/a richiede, per esempio, risorse finanziarie e una competenza tecnologica che Sonatrach al momento non sembra possedere. Un'osservazione simile riguarda le opportunità offerte dalle riserve di *shale gas* del paese, il cui sfruttamento – a lungo rimandato per via di una serie di proteste popolari incentrate sui potenziali danni ambientali del *fracking* – richiederà il coinvolgimento di capitale e capacità tecnologiche delle aziende multinazionali già presenti nel paese.²²

FIG. 48 – FLUSSI DI CAPITALE ESTERO IN ALGERIA, MAROCCO E TUNISIA, 2000 - 2014



Fonte: UNCTAD

Una nuova legge in materia di investimenti potrebbe inoltre avere conseguenze importanti per l'economia del paese, che fatica ad attirare investimenti esteri nel settore manifatturiero. Nel 2014 l'Algeria ha attratto investimenti diretti esteri (IDE) per un valore totale di appena 1,48 miliardi di

²¹ Vedi Reuters, "Algeria offers incentives in new investment law", 28 aprile 2016.

²² T. Boeresma, M. Vandendriessche e A. Leber, "Shale gas in Algeria: no quick fix", *Policy Brief*, Brookings Institution, novembre 2015.

dollari, circa lo 0.7% del PIL.²³ Di contro, altri attori regionali come il Marocco – dove, nello stesso anno, gli investimenti diretti dall'estero sono stati pari al 3,3% del prodotto interno lordo – continuano ad attrarre flussi di capitale di maggiore entità. Paese decisamente più povero di risorse naturali, il Marocco ha attratto, negli ultimi anni, capitale estero soprattutto grazie all'emergere di un settore manifatturiero orientato all'esportazione.

L'esempio del Marocco può offrire alcuni spunti di riflessione per quanto riguarda la diversificazione della struttura produttiva del paese. L'adozione di un piano di sviluppo del settore manifatturiero che preveda incentivi per le aziende esportatrici, la creazione di zone industriali speciali e il co-finanziamento di progetti infrastrutturali può contribuire, se unito a un programma di liberalizzazione e razionalizzazione del mercato del lavoro e a maggiori investimenti nell'istruzione, a stimolare maggiore interesse nei confronti del paese da parte di aziende straniere.²⁴ Il processo di diversificazione che potrebbe scaturirne sembra essere l'unica soluzione per superare la dipendenza dell'Algeria dagli idrocarburi.

Conclusioni

Il senso di allarme che spesso circonda le analisi sullo stato di crisi in cui versa l'Algeria è per il momento ingiustificato. Un ritorno alla violenza politica di metà anni Novanta non sembra essere una prospettiva realistica, almeno sul breve periodo. Grazie alle ingenti riserve valutarie accumulate negli anni e a un debito pubblico molto ridotto rispetto al passato, il paese ha un orizzonte di tempo relativamente lungo di fronte a sé per portare avanti il processo di riforma iniziato con l'approvazione della nuova legge di bilancio a fine 2015. Tuttavia, le sfide che esso deve affrontare sono numerose e richiederanno grande abilità di compromesso. Dal punto di vista internazionale, la possibilità che i prezzi di gas e petrolio si abbassino ulteriormente rappresenta un importante fattore di rischio. Il possibile rallentamento nella crescita economica dei maggiori partner commerciali del paese, la Cina e i paesi dell'Europa meridionale in particolare, è un altro elemento di preoccupazione.

Sul piano domestico, il governo dovrà cercare un equilibrio fra la necessità, da un lato, di ridurre la spesa e, dall'altro, di evitare che i tagli in bilancio colpiscano gli strati meno abbienti della popolazione, alimentando malcontento e insoddisfazione tra le masse. Molto dipenderà inoltre dalle scelte delle classi medie urbane, che, più di altri gruppi sociali, traggono beneficio dal sistema di sussidi del governo e che quindi potrebbero cercare di ostacolare il processo di razionalizzazione della spesa pubblica. In un contesto di maggiore *austerity* rispetto al passato, interventi istituzionali volti a facilitare l'ingresso di capitale straniero nel settore degli idrocarburi costituiscono un obiettivo prioritario per mantenere livelli di produzione ed export costanti. In un'ottica di più lungo periodo, aumentare i flussi di investimento sarà inoltre cruciale per poter dare inizio a un processo di diversificazione produttiva che possa gradualmente diminuire la dipendenza dal paese dalle risorse naturali.

²³ Dati UNCTAD.

²⁴ Alcune di queste idee sono state articolate di recente in R. Sekak, "Propositions raisonnables pour sortir l'Algérie de la crise", *Orient XXI*, marzo 2015.

FONTI

Assoelettrica

Bloomberg

BP – British Petroleum

The Economist

EIA – Energy Information Administration

ENEA

Energia Rie

Energy Post

The Guardian

FMI – Fondo Monetario Internazionale

FT – *Financial Times*

IEA – International Energy Agency

Le Monde

NewEurope

Platts

Quotidiano Energia

Sole 24 Ore

SQ – *Staffetta Quotidiana*

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

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

Rapporti

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

Focus

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

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

Focus:

Flussi migratori

Mediterraneo e Medio Oriente

Focus euroatlantico

Sicurezza energetica

Coordinamento redazionale a cura della:

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