

# OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

## **Sicurezza energetica**

n. 18 – aprile/giugno 2014

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

**Focus**



# MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Aprile/giugno 2014

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda e Antonio Villafranca  
Approfondimento di Carolina De Stefano

---

## Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

Introduzione .....	3
1. Analisi comparata degli Stati europei.....	9
1.1. Italia .....	14
1.2. Germania.....	18
1.3. Francia.....	20
1.4. Regno Unito.....	22
1.5. Spagna.....	24
1.6. Polonia.....	26
2. Politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas.....	29
2.1. Russia e vicini orientali.....	29
2.2. Bacino del Caspio.....	36
2.3. Turchia e Medio Oriente.....	40
3. Corridoi energetici europei del gas.....	49
3.1 Corridoio Nord-Orientale.....	49
3.2 Corridoio Sud-Orientale.....	49
3.3 Corridoio Mediterraneo.....	53

## Parte II - Approfondimento

Il significato politico e le implicazioni economiche degli accordi di associazione tra Unione Europea, Moldavia, Georgia e Ucraina.....	54
Fonti.....	62

---



## PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

### INTRODUZIONE

Il primo semestre del 2014 ha fatto registrare un aumento delle **tensioni a livello internazionale**. In diversi paesi chiave per la produzione o il transito di idrocarburi l'instabilità politica ha infatti messo a rischio i flussi di approvvigionamento energetico. **Tre casi**, in particolare, hanno creato un pericolo di destabilizzazione per i mercati internazionali dell'energia.

La situazione più grave dal punto di vista globale è la crisi in **Iraq**. Nel corso del primo semestre la parte occidentale del paese è caduta sotto il controllo del sedicente *Stato Islamico dell'Iraq e del Levante*, un'organizzazione integralista collegata ad Al-Qaeda e basata nell'area orientale della Siria, al confine proprio con l'Iraq. L'organizzazione è riuscita a conquistare le città di Mosul, nel nord dell'Iraq, e di Falluja e Tikrit, nei pressi di Baghdad. A inizio luglio, il governo centrale iracheno non era ancora stato in grado di riconquistare il controllo delle aree perdute, riuscendo solo a bloccare temporaneamente l'avanzata degli integralisti grazie al sostegno internazionale.

Dal punto di vista energetico, la conseguenza più significativa è stata la chiusura dell'**oleodotto Kirkuk-Ceyhan** (1,6 milioni di barili al giorno di capacità), destinato all'esportazione della produzione dell'Iraq settentrionale in Turchia. Il petrolio del nord del paese è ora esportato verso occidente solo attraverso l'oleodotto del Kurdistan (circa 100 mila barili al giorno), sotto il controllo del governo regionale curdo. Il conflitto in corso ha anche portato alla chiusura della **raffineria di Baiji**, la principale del paese, oggetto di intensi scontri tra i militanti integralisti e le forze di sicurezza irachene (v. § 2.3.).

La produzione irachena, che aveva raggiunto un picco di 3,6 milioni di barili al giorno (bbl/g) in febbraio, è scesa a circa 2,5 milioni bbl/g a giugno. Ulteriori contrazioni sono tuttavia improbabili, perché i giacimenti operativi sono tutti nella zona meridionale del paese, saldamente sotto il controllo del governo.

L'instabilità politica in Iraq non sembra dunque minacciare i mercati internazionali nel breve periodo. Le conseguenze di medio e lungo termine potrebbero però essere più significative: secondo le stime dell'Agenzia internazionale per l'energia (AIE), la produzione irachena sarebbe dovuta raddoppiare nel corso del decennio, dando un contributo fondamentale al soddisfacimento della crescente domanda asiatica e dunque contribuendo a stabilizzare le quotazioni internazionali. Tale instabilità sta tuttavia rallentando gli investimenti internazionali necessari a incrementare la produzione, ponendo un **possibile problema di scarsità dell'offerta petrolifera** in un orizzonte temporale di **medio periodo** (5 anni).

Incertezza politica è anche vissuta da un altro grande produttore di greggio storicamente e geograficamente vicino all'Italia: la **Libia**. Il paese ha conosciuto nel corso del secondo trimestre crescenti tensioni tra il governo centrale e una banda locale nota come "movimento federalista", che dal luglio scorso controlla i terminali di Es Sider e Ras Lanuf,

fondamentali per i flussi di esportazione. In seguito alle elezioni di maggio, i federalisti avevano bloccato le esportazioni dei terminali e la produzione libica era crollata a 150 mila bbl/g, dopo aver raggiunto nel 2013 un picco di 1,4 milioni bbl/g. In seguito a un accordo con il governo, la crisi sembra essere rientrata definitivamente a inizio luglio, quando i federalisti hanno ceduto il controllo dei due terminali, consentendo una ripresa della produzione a livelli superiori ai 300 mila bbl/g.

La stabilità politica in Libia resta in ogni caso precaria, anche se la pressoché totale **dipendenza** dell'economia del paese **dalle rendite petrolifere** impone a qualunque fazione prevalga una relativa stabilità dei flussi per garantirsi entrate sufficienti. In tal senso, il rischio principale è che gli scontri tra le fazioni portino a un danneggiamento grave delle infrastrutture di produzione e trasporto o alla vittoria di gruppi integralisti guidati da logiche non razionali. In ogni caso l'impatto sui mercati internazionali è destinato a rimanere limitato, considerando che la produzione libica, a differenza di quella irachena, non è chiamata a svolgere un ruolo chiave nel soddisfare l'aumento della domanda globale.

L'instabilità politica ha infine riguardato anche l'**Ucraina**, paese chiave per il transito del gas e del petrolio russi verso i mercati europei (v. *Focus 17/2014*). Al momento la situazione sembra avviata verso una sostanziale stabilizzazione, dopo che il governo centrale ha iniziato, nel mese di giugno, una pesante offensiva volta a riconquistare il controllo della zona orientale del paese. La cooperazione tra i paesi europei e la Russia è dunque riuscita finora a evitare che la crisi legata al cambio di regime minacciasse la stabilità dei flussi energetici. Resta tuttavia ancora aperta la questione dei pagamenti arretrati e futuri relativi agli acquisti dell'operatore pubblico ucraino Naftogaz (v. § 2.1.), nonché il potenziale impatto dell'accordo di associazione con l'Unione Europea siglato dall'Ucraina (v. *Approfondimento*).

Nonostante le crisi in atto e la forte risonanza mediatica degli eventi, nel corso del **primo semestre del 2014 i mercati energetici internazionali** sono stati caratterizzati da una relativa **stabilità**, proseguendo una tendenza già emersa nel corso del 2013. I flussi commerciali di petrolio, gas e carbone hanno risentito in misura solo marginale delle diverse crisi.

Uno dei segnali più chiari di questa stabilità è stato l'**andamento delle quotazioni petrolifere** (v. *Figura 1*). I valori mensili medi evidenziano oscillazioni molto limitate rispetto alla media annuale, nettamente inferiori a quelle registrate negli ultimi cinque anni. Le brusche variazioni quotidiane hanno dunque risposto ai timori di breve periodo degli operatori, ma non hanno riflettuto riduzioni dell'offerta o squilibri tali da spingere a uno stabile rialzo dei prezzi.

Nondimeno, i valori medi degli ultimi tre anni sono tanto alti da non avere un precedente storico e rappresentano un importante fattore negativo per la crescita economica mondiale. I potenziali effetti depressivi dei **prezzi strutturalmente alti** del greggio sono particolarmente significativi, considerando la debolezza europea e i rischi di un rallentamento della crescita cinese, evidenziati dalle incerte dinamiche della produzione industriale del paese (v. *Focus 17/2014*).

Fig. 1 – L'andamento del prezzo del greggio (Brent Dated)

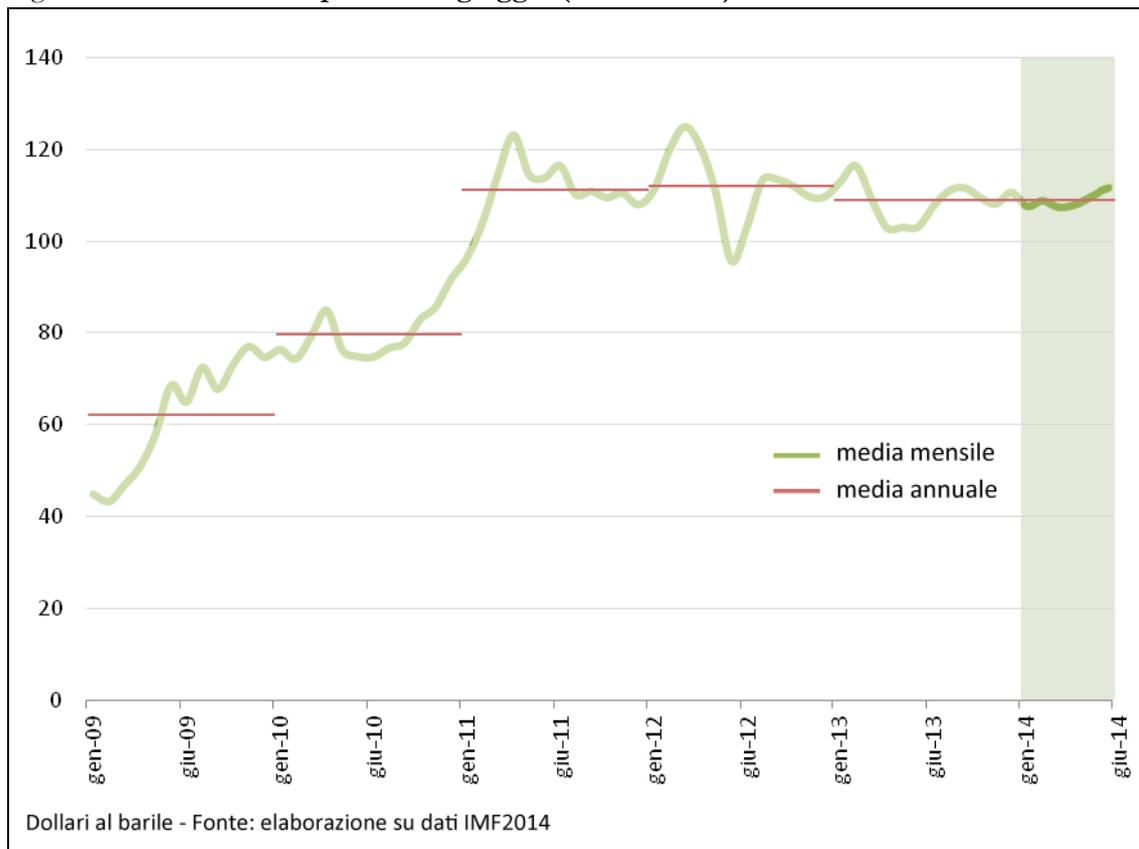


Fig. 2 – L'andamento delle riserve provate di gas e petrolio

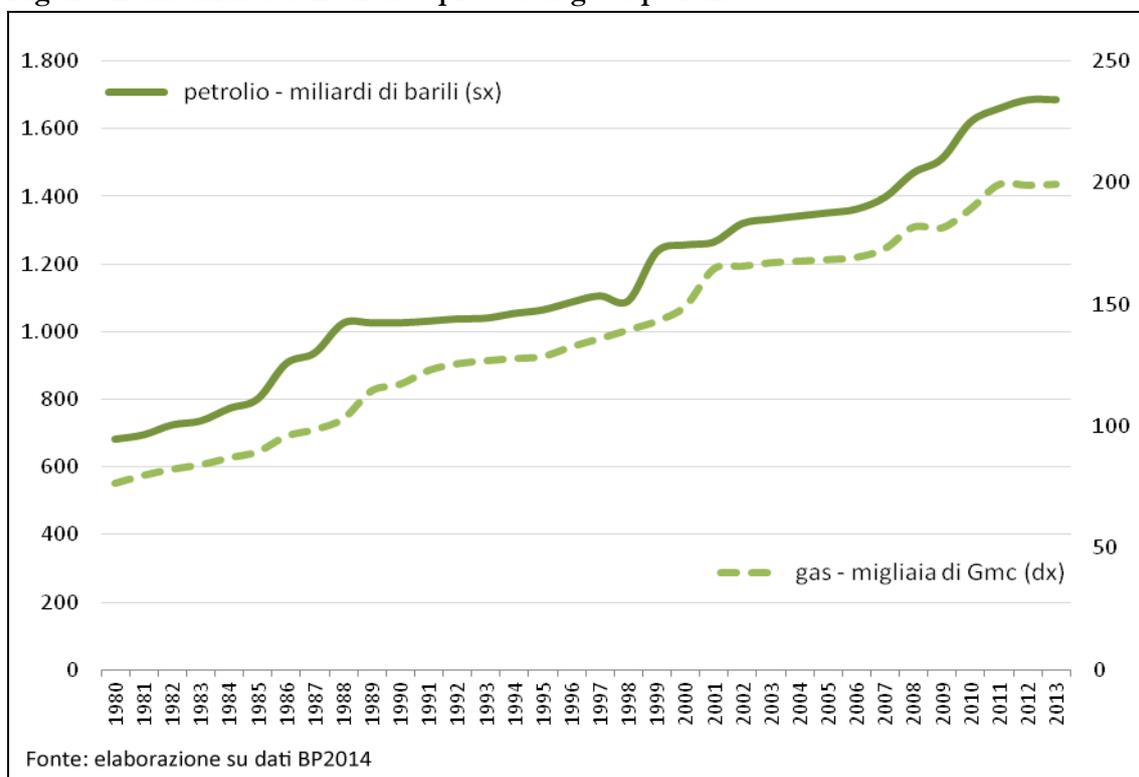
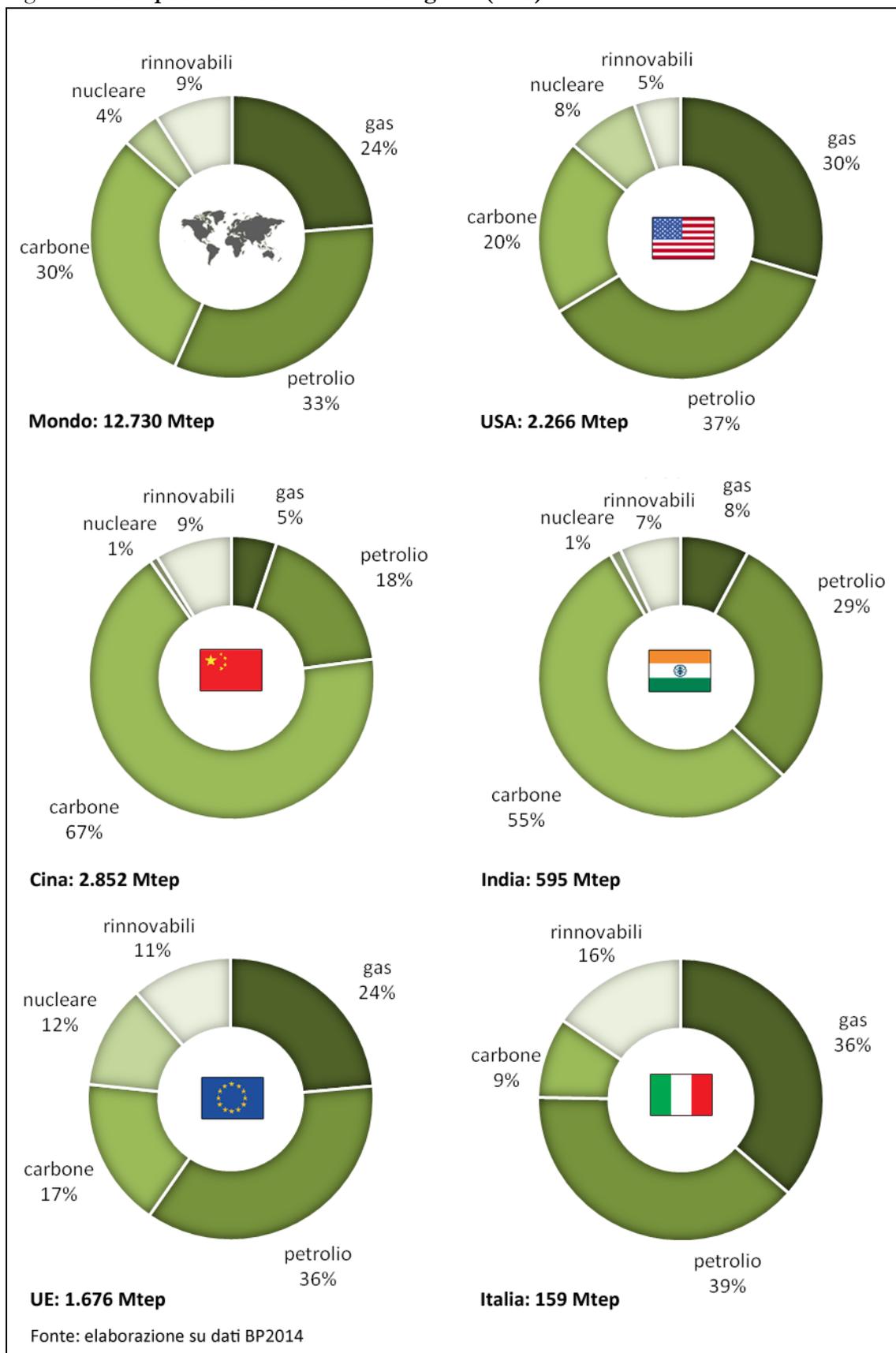


Fig. 3 – La composizione dei consumi energetici (2013)



Le alte quotazioni del greggio stanno tuttavia avendo anche un importante effetto positivo, stimolando un **ciclo particolarmente significativo di investimenti in esplorazione e sviluppo** di nuova capacità produttiva. Cumulativamente, gli investimenti del settore a livello globale saranno di 1.000 miliardi di dollari nel prossimo triennio. L'effetto atteso di questi investimenti sarà di consentire la prosecuzione nei prossimi anni della tendenza al costante aumento delle riserve provate di idrocarburi, registrata negli ultimi trent'anni (v. *Figura 2*), ma messa a rischio dall'aumento della domanda da parte dei Paesi emergenti e dalla naturale tendenza all'esaurimento dei giacimenti più facilmente ed economicamente raggiungibili.

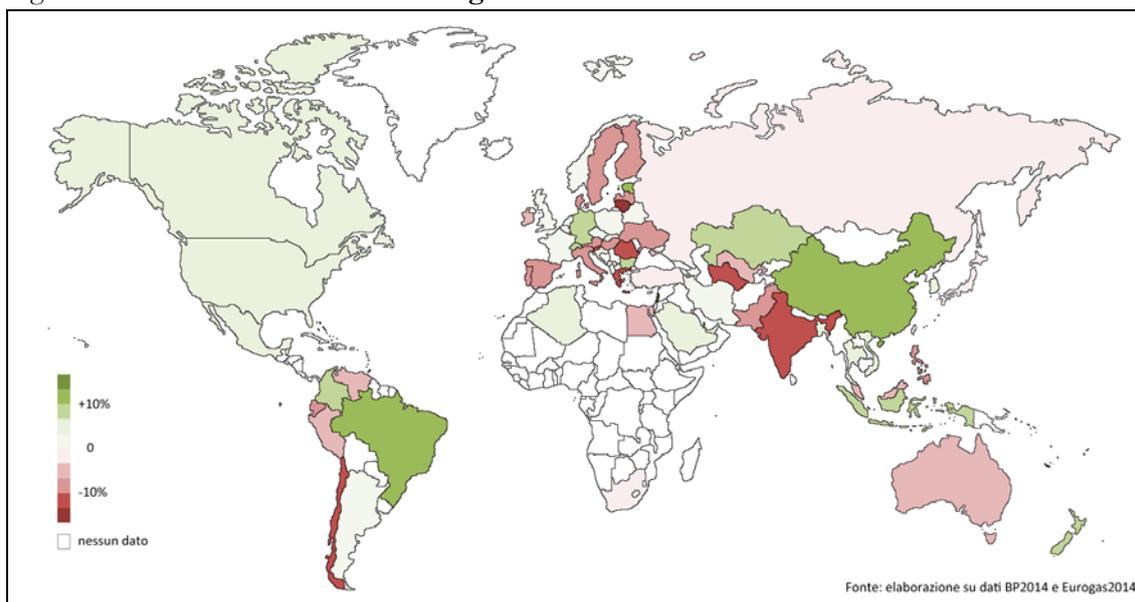
L'importanza della stabilità dell'offerta di idrocarburi emerge chiaramente se si considera la **struttura dei panieri energetici** delle principali economie mondiali, che sono tutti basati per **oltre il 75% su fonti fossili** (v. *Figura 3*). Nonostante la crescente diffusione delle rinnovabili sia, soprattutto in Europa, un fattore ormai strutturale dell'offerta, le fossili sono destinate a rimanere centrali nei prossimi decenni. I consumi energetici sono infatti caratterizzati da una forte inerzia, dovuta agli investimenti in tecnologia già effettuati da imprese e privati e alla scarsa sostituibilità tra le diverse fonti nel breve periodo. Di conseguenza, la sicurezza energetica di tutte le principali economie del mondo continuerà a dipendere dal loro accesso ai mercati internazionali e dalla stabilità dei paesi esportatori.

Se, come più volte sottolineato, il petrolio rappresenta il punto di riferimento degli scambi globali e il carbone la base dello sviluppo economico asiatico, il **gas naturale** è la fonte che presenta le **implicazioni di sicurezza più significative**, data la natura rigida e regionale dei suoi scambi e le prospettive di crescita di lungo periodo dei suoi consumi.

Prendendo in considerazione le sole emissioni relative alla combustione, il gas naturale è infatti destinato a sostituire almeno in parte il carbone nel settore della generazione elettrica delle economie asiatiche, dove secondo le previsioni dell'Aie la domanda di elettricità crescerà costantemente nei prossimi decenni. In particolare, la **domanda cinese di gas** crescerà in modo significativo, passando dai 173 miliardi di metri cubi (Gmc) del 2013 a oltre 300 nel 2020 e a oltre 450 nel 2030. Parallelamente, le importazioni cinesi passeranno da 48 Gmc nel 2013 a oltre 130 nel 2020 e oltre 200 nel 2030, creando una forte pressione sui mercati internazionali, come dimostrato dall'accordo di maggio con Gazprom (v. § 2.1.).

La **dinamicità dei mercati internazionali del gas** e la progressiva perdita di peso del mercato europeo sono evidenti se si considerano le variazioni fatte registrare dai consumi nel corso del 2013 (v. *Figura 4*). In valore assoluto, i mercati che sono cresciuti di più sono stati la Cina, gli Stati Uniti e il Brasile. Quelli che invece si sono contratti maggiormente sono stati l'Italia, l'Ucraina e la Spagna. Tra i mercati maggiormente in contrazione si registra anche l'India, che nonostante buone prospettive di crescita di lungo periodo ha dovuto affrontare una pesante contrazione (-12%) a causa della forte competizione del carbone a basso costo e dell'impatto assolutamente marginale sulle politiche energetiche indiane delle questioni ambientali, sia per quanto riguarda l'inquinamento locale sia per quanto riguarda le emissioni climalteranti.

Fig. 4 – La variazione nei consumi di gas nel corso del 2013



A partire dalla fine di giugno, la situazione di costante instabilità tra Israele e Palestina ha conosciuto un innalzamento della tensione, facendo registrare scontri, bombardamenti e lanci di razzi. La situazione ha portato all'offensiva militare israeliana (20 luglio) con l'intervento di truppe di terra nella zona di Gaza, epicentro della crisi.

Dal punto di vista energetico, non si registrano conseguenze significative per la sicurezza europea e italiana. I paesi interessati dall'eventuale conflitto non sono produttori rilevanti di idrocarburi. L'unica minaccia potrebbe venire dalla chiusura del Canale di Suez, che consente il transito di petrolio e Gnl diretti sui mercati europei. Al momento, tuttavia, l'Egitto non è coinvolto da questa instabilità, né sembra esserne ancora minacciato. A meno di imprevedibili evoluzioni la **crisi tra Israele e Palestina** dovrebbe dunque essere destinata a **non avere conseguenze negative per la sicurezza energetica nazionale**.

Il **primo capitolo** del *Focus* è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas e all'evoluzione infrastrutturale dei **principali mercati europei**, con riferimento alle tendenze registrate nel corso del primo semestre del 2014. Il **secondo capitolo** è invece dedicato all'offerta e, nello specifico, alle politiche dei **paesi produttori** di gas naturale e dei paesi di transito dei gasdotti attualmente in funzione o in fase di progettazione/realizzazione. Il **terzo capitolo** è dedicato ai recenti sviluppi del sistema di **infrastrutture di trasporto** e alle prospettive di realizzazione di nuovi progetti. Il *Focus* è infine completato da un approfondimento dedicato all'analisi del significato politico e delle implicazioni economiche degli **Accordi di associazione** tra Unione Europea, Moldavia, Georgia e Ucraina.

## 1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

UNIONE EUROPEA			
Consumo di gas .....	460,5	Gmc	(2013) <sup>1</sup>
Variazione annuale .....	+1,2	%	(2013)
Consumi di gas (primo trimestre) .....	132,9	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013 .....	-21,8	%	(2014)
Generazione elettrica da gas .....	18	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi .....	24	%	(2013)



La congiuntura economica europea resta difficile. Dopo un 2013 di sostanziale stagnazione (+0,1%), l'economia europea nel corso del primo trimestre del 2014 è cresciuta solo dell'1,3% su base annua, che si riduce ad appena lo 0,8% se si guarda alla sola Eurozona. Inevitabilmente, gli effetti di questa perdurante debolezza delle economie europee si riflettono sulla domanda di energia (v. *Figura 5*). I dati a consuntivo relativi ai consumi di energia primaria nel 2013 hanno fatto registrare per il **terzo anno consecutivo una contrazione**, attestandosi a 1.676 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio. Per trovare un valore più basso occorre tornare al 1995.

Se si guarda alla sola dimensione della sicurezza, l'effetto della contrazione della domanda è positivo. Le economie europee dipendono, infatti, per oltre la metà del proprio fabbisogno dalle importazioni di fonti fossili e una riduzione del fabbisogno si traduce proporzionalmente in una minore vulnerabilità rispetto alle interruzioni dei flussi.

L'evoluzione del paniere energetico europeo è inoltre caratterizzata da una seconda tendenza positiva per la sicurezza: l'espansione della quota di energia prodotta da fonti **rinnovabili**, che non necessitano di approvvigionamenti esterni e dunque **riducono ulteriormente la vulnerabilità**. Il ritmo dell'espansione delle rinnovabili è tuttavia limitato dal costo dei sussidi, al momento indispensabili per mobilitare gli investimenti necessari, e dal bisogno di bilanciare gli effetti destabilizzanti per le reti elettriche di un ulteriore aumento dei produttori discontinui, ossia gli impianti eolici e fotovoltaici.

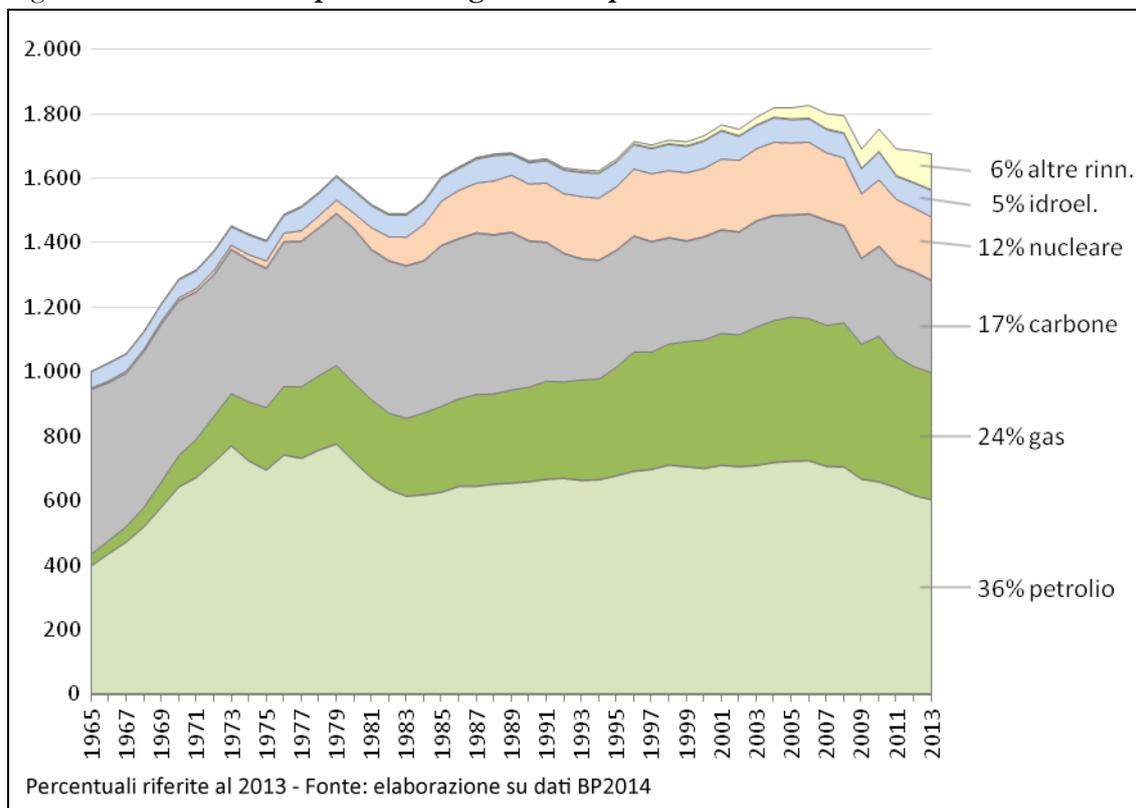
L'effetto positivo in termini di sicurezza della lenta contrazione della quota di fonti fossili e della diffusione delle rinnovabili è in larga parte bilanciato dalla continua contrazione della

---

<sup>1</sup> Salvo dove diversamente specificato, i dati relativi ai consumi di gas e alla generazione elettrica sono di *Eurostat* (nrg\_103m e nrg\_105a, rispettivamente), i dati relativi al paniere sono di *BP*. I dati relativi al 2013 sono provvisori e possono essere soggetti ad aggiustamenti statistici e revisioni. I volumi di gas sono tutti uniformati a 39 MJ/mc standard. Le differenze nei consumi di gas rispetto al Focus 17/2014 sono dovute al fatto che in questo lavoro si fa riferimento ai dati a consuntivo di Eurostat, mentre nel lavoro precedente si faceva riferimento ai dati preliminari di Eurogas. Si è preferito per questo lavoro l'utilizzo dei dati di Eurostat per uniformità metodologica rispetto ai dati preliminari riferiti al primo trimestre 2014.

produzione europea di fossili, dovuta all'esaurimento dei giacimenti e agli alti costi di sviluppo di nuove attività produttive. Il livello di **dipendenza europea dagli approvvigionamenti** internazionali si mantiene così stabilmente intorno al **55%**. Data la natura rigida e regionale del mercato, il gas naturale continua a rappresentare l'elemento di maggiore vulnerabilità dell'approvvigionamento dell'UE.

Fig. 5 – L'evoluzione del paniere energetico europeo



La domanda europea di gas ha conosciuto nella prima parte dell'anno una significativa contrazione. Complessivamente, la domanda nei 28 Paesi membri nel corso del primo trimestre è stata di 132,9 Gmc, 37,1 in meno rispetto allo stesso periodo del 2013, ossia **-21,8%**. La prima causa della contrazione della domanda è stata una **temperatura particolarmente mite** in tutto il continente, che ha ridotto le esigenze di riscaldamento delle abitazioni e delle unità commerciali.

La seconda causa della minor domanda in Europa è stata il protrarsi della crisi dei consumi del **settore termoelettrico**. Le centrali alimentate a gas naturale hanno in primo luogo risentito della stagnante situazione economica, che si è tradotta in minori consumi, proseguendo una tendenza che caratterizza il mercato elettrico europeo da oltre due anni.

La domanda delle centrali termoelettriche ha inoltre risentito della crescente competizione delle **rinnovabili sussidiate**, che continuano permanentemente ad erodere quote di mercato (v. *Focus 17/2014*).

A differenza degli anni passati, invece, il **carbone** a partire dal 2013 sembra giocare un ruolo meno rilevante nella generazione elettrica, dopo aver conosciuto una significativa espansione tra il 2010 e il 2012, grazie alla riduzione dei prezzi della materia prima sui mercati internazionali ed alla riduzione delle quotazioni dei certificati Ets per le emissioni di anidride carbonica.

Dal punto di vista dell'offerta di gas, nel corso del primo trimestre del 2014 la **produzione europea** è stata di 42,9 Gmc, 8 in meno rispetto allo stesso periodo del 2013 (-15,8%). Ad assorbire gli effetti della minor domanda sono dunque state soprattutto le importazioni, che si sono ridotte di 28,5 Gmc, attestandosi a 89,7 Gmc, ossia il 24,1% in meno rispetto allo stesso periodo del 2013. Ancora una volta si conferma dunque la **vulnerabilità dei paesi fornitori dell'Europa**, che si trovano direttamente esposti agli effetti delle difficoltà economiche dei mercati finali.

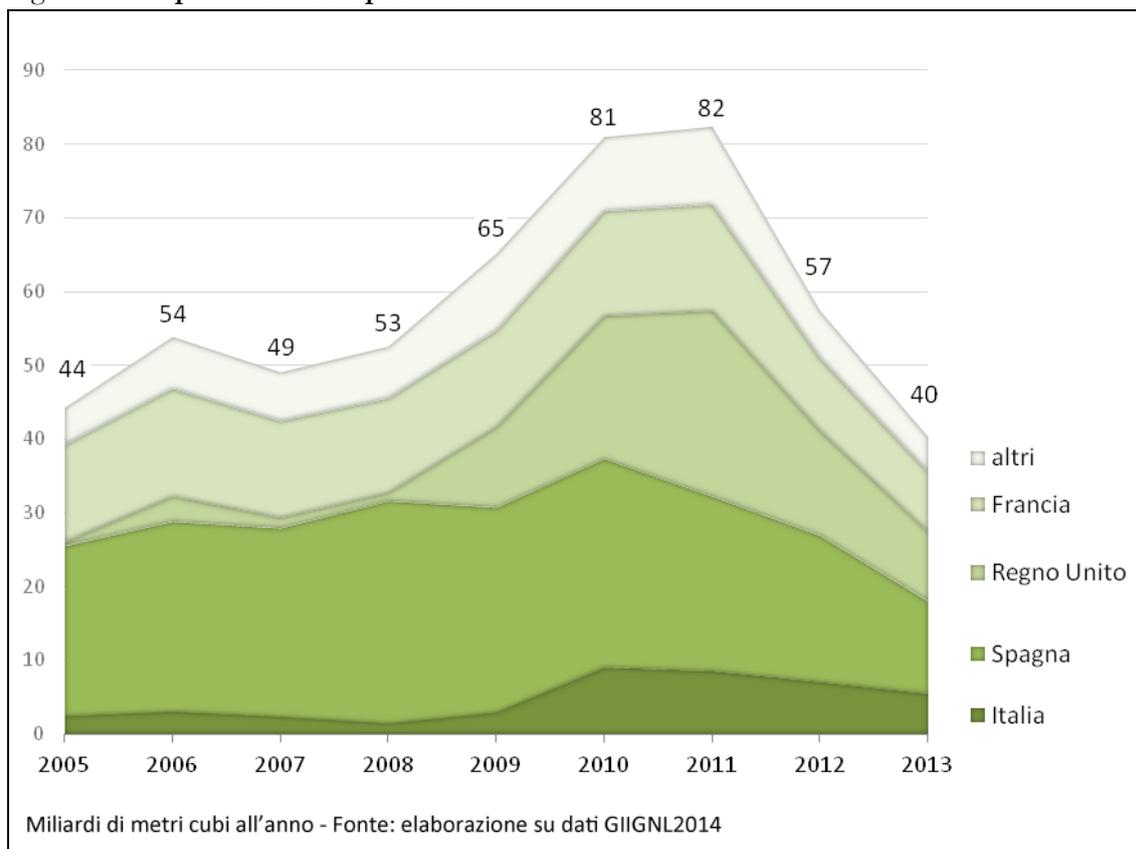
L'elemento più flessibile dell'approvvigionamento europeo è rappresentato dalle importazioni di **gas naturale liquefatto (Gnl)**, l'unica forma di commercializzazione del gas a consentire un certo collegamento tra i diversi mercati regionali (v. *Focus 13/2013*). Il Gnl può infatti raggiungere qualunque mercato e in caso di bassa domanda o di forte differenziale di prezzo, i carichi possono essere deviati da una regione all'altra, come ripetutamente accaduto nel corso del 2013 con carichi originariamente destinati in Europa, ma poi diretti in Asia o in Sud America. Si tratta di volumi limitati, pari a pochi Gmc, ma indicativi di una flessibilità del mercato **Gnl** tale da consentire lo sviluppo futuro di un **mercato più globale**, una prospettiva assolutamente non presente nel caso dei flussi via tubo.

La flessibilità degli approvvigionamenti via Gnl è evidente se si considerano le dinamiche di importazione nel corso dell'ultimo decennio (v. *Figura 6*). Il forte sviluppo infrastrutturale avvenuto dopo il 2000 ha infatti consentito un notevole aumento dei flussi di Gnl, cresciuti ininterrottamente dai 49 Gmc del 2007 fino agli 82 Gmc del 2011. Una crescita avvenuta in un contesto di domanda finale altalenante e che ha portato i flussi di Gnl a rappresentare oltre il 26% delle importazioni di gas europee.

Questo forte aumento è stato tuttavia seguito da un'ancor più repentina contrazione: i flussi si sono ridotti nel giro di due anni a soli 40 Gmc nel 2013, pari ad appena il 13% del totale importato. Considerando che la capacità di rigassificazione esistente in Europa è pari oggi a quasi 200 Gmc/a, volumi d'importazione così bassi portano a un tasso di utilizzazione degli impianti pari a una frazione di quello registrato per i gasdotti.

Se per i paesi esportatori la flessibilità del mercato Gnl rappresenta un vantaggio perché consente di dirottare la produzione verso i più redditizi mercati asiatici (v. *Focus 17/2014*), per gli operatori che hanno investito in capacità di rigassificazione il rischio è quello di produrre **sicurezza per il sistema sotto forma di capacità d'importazione** senza averne un ritorno commerciale sufficiente a ripagare gli investimenti. Questo rischio è particolarmente grave nei mercati, come quello spagnolo, poco connessi con gli altri mercati europei, ma in generale riguarda tutti gli operatori attivi nell'UE.

Fig. 6 – Le importazioni europee di Gnl



La difficile situazione del mercato europeo ha anche di fatto bloccato lo sviluppo di tutti i progetti di nuovi rigassificatori sulle coste europee. L'unica eccezione è rappresentata dal **terminale di Klaipeda**, in **Lituania**. Il governo di Vilnius, che controlla direttamente il porto di Klaipeda, ha fortemente sostenuto la realizzazione di un terminale Gnl allo scopo di diversificare gli approvvigionamenti del paese, attualmente basati sui soli flussi di gas russo.

Il terminale sarà operativo dalla fine del 2014 e prevede l'ancoraggio davanti alle coste lituane della **Floating storage regasification unit (Fsru)**, *The Independence*, una nave-rigassificatore che a regime avrà una capacità annua di circa 3 Gmc. La nave, di proprietà dell'armatore norvegese Hoegh, è attualmente in navigazione dalla Corea del Sud verso il Baltico. La scelta di ricorrere a una Fsru è una soluzione tecnica analoga a quella adottata in Italia per la realizzazione del terminale Olt di Livorno, entrato in servizio alla fine del 2013.

La necessità di ridurre la vulnerabilità dovuta alla dipendenza da un solo fornitore o da una sola rotta di trasporto accomuna gran parte dei paesi dell'Europa orientale. In particolare, **Ungheria, Slovacchia e Bulgaria** sono stati i paesi più esposti, nei mesi passati, ai rischi derivanti da un blocco delle forniture dovuto al precipitare della crisi in **Ucraina** (v. *Focus 17/2014*). Tuttavia, nonostante l'inasprirsi delle tensioni in Ucraina e il precipitare della situazione economica del paese, non si sono registrate interruzioni o riduzioni significative dei flussi.

La situazione nel paese resta difficile, ma la stagione estiva ed i consumi in costante contrazione riducono l'urgenza di trovare soluzioni definitive. In attesa dell'insediamento della nuova Commissione europea, numerosi dossier restano aperti, come quello dell'**indagine nei confronti di Gazprom** per abuso di posizione dominante e limitazione della concorrenza sui mercati dell'Europa orientale, che finora non ha consentito di far emergere elementi rilevanti contro l'azienda russa (v. *Focus* 12/2012).

Un altro dossier aperto e particolarmente delicato è quello della costruzione del gasdotto **South Stream, destinato a portare sui mercati europei il gas russo**, eliminando la dipendenza dal transito in Ucraina. Il governo di Mosca sta esercitando una forte pressione politica ed economica per accelerarne la realizzazione, mentre i governi e le istituzioni europei hanno dimostrato la volontà di gestire la tempistica di costruzione del gasdotto e il suo regime regolatorio nel quadro più ampio della ridefinizione delle condizioni di fornitura all'Ucraina, il cui costo peserà almeno indirettamente sui governi europei (v. § 2.1.).

L'evoluzione del rapporto tra i paesi europei e la Russia nei prossimi mesi sarà influenzata in misura rilevante dalla questione degli **Accordi di associazione tra l'UE e l'Ucraina**, anche se è prevedibile che il loro impatto di breve-medio periodo sulla sicurezza energetica europea e italiana sarà molto limitato (v. *Approfondimento*).

A prescindere dall'evoluzione del contesto regionale nei paesi produttori e di transito, l'aumento della sicurezza energetica dei paesi europei dipende anche dall'aumento dell'**integrazione delle reti nazionali** e dalla prosecuzione del processo di creazione di un mercato funzionante a livello continentale. Esiste tuttavia il rischio che alcune delle dinamiche d'integrazione possano risultare penalizzanti per la sicurezza energetica italiana ed è pertanto fondamentale che i decisori politici nazionali mantengano un controllo diretto del processo.

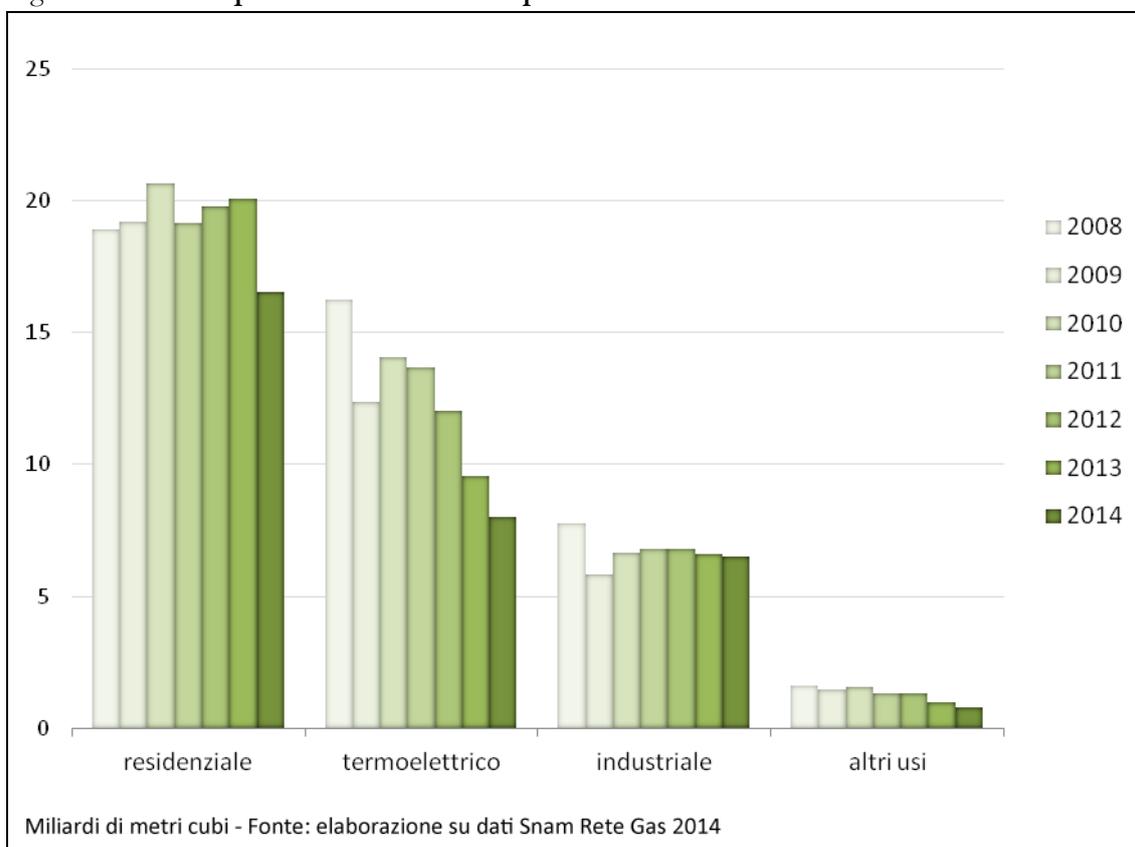
## 1.1. ITALIA

ITALIA			
Consumo di gas .....	68,4	Gmc	(2013)
Variazione annuale .....	-6,5	%	(2013)
Consumi di gas (primo trimestre) .....	21,0	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013 .....	-18	%	(2014)
Generazione elettrica da gas .....	38	%	(2013)
Gas sul totale dei consumi .....	36	%	(2013)



I consumi italiani di gas nel corso del primo trimestre 2014 si sono contratti, in linea con l'andamento generalizzato della domanda europea. Questa tendenza si è poi confermata nel corso del secondo trimestre e complessivamente la **domanda italiana nei primi sei mesi** dell'anno è stata di 31,9 Gmc. Si tratta di 5,3 Gmc in meno rispetto allo stesso periodo del 2013, pari a una **contrazione del 14%** (18% solo per il primo trimestre). Rispetto ai livelli pre-crisi del 2008, la contrazione è stata del 29% (v. *Figura 7*).

Fig. 7 – I consumi per settore in Italia nel primo semestre dal 2008 al 2014



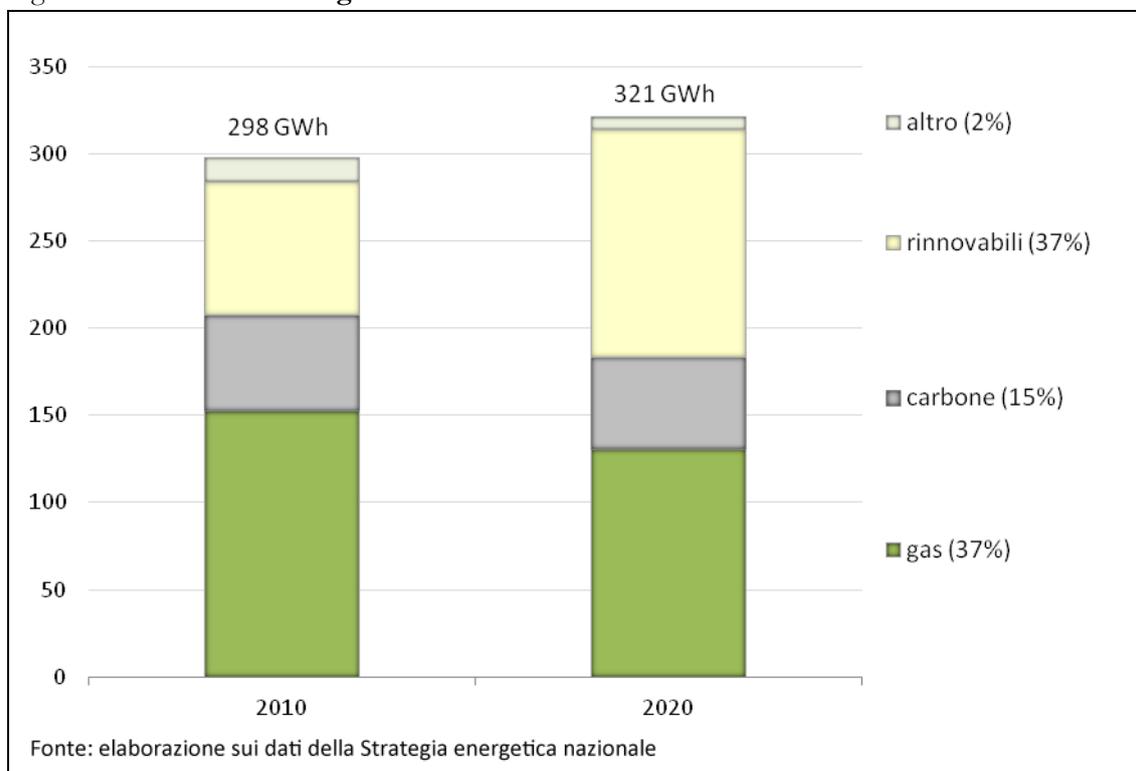
Nel 2014 il settore che ha conosciuto il calo più forte è stato quello residenziale, che si è contratto del 18% rispetto al 2013. Analogamente a quanto accaduto nel resto d'Europa, il calo della domanda residenziale è legato alle temperature particolarmente miti dell'inverno e della primavera passati ed è dunque un fenomeno congiunturale.

Caratteristiche più strutturali, e quindi almeno in parte permanenti, ha invece il calo fatto registrare dalla domanda del **settore termoelettrico**, fermatasi a 8 Gmc: -1,6 Gmc in meno rispetto allo stesso periodo del 2013, ossia -16%. Si tratta del sedicesimo trimestre consecutivo di calo: l'ultima volta che il settore ha fatto registrare un aumento dei consumi era il 2010. Rispetto ai livelli pre-crisi del 2008, 16,3 Gmc, la domanda si è più che dimezzata.

Un limitato segnale positivo tuttavia proviene dai consumi relativi al mese di giugno, che hanno fatto registrare un modesto aumento rispetto allo stesso periodo del 2013, nell'ordine dell'1%. La portata di questo dato dovrà in ogni caso essere valutata alla luce delle tendenze del terzo trimestre e potrebbe corrispondere a una semplice congiuntura.

A prescindere dal dato di giugno, la crisi del settore termoelettrico nazionale è **analoga a quella fatta registrare nelle altre grandi economie europee** dove il gas rappresenta una quota sostanziale della generazione elettrica, come il Regno Unito e i Paesi Bassi. La diversità rispetto agli altri paesi europei è la più repentina penetrazione delle rinnovabili (v. *Focus 17/2014*) e la marcata dipendenza dalle importazioni del nostro sistema elettrico. Nel 2013 le importazioni nette hanno infatti soddisfatto oltre il 13% della richiesta di energia elettrica, un dato senza analogie nelle altre grandi economie europee.

Fig. 8 – L'evoluzione della generazione elettrica lorda italiana

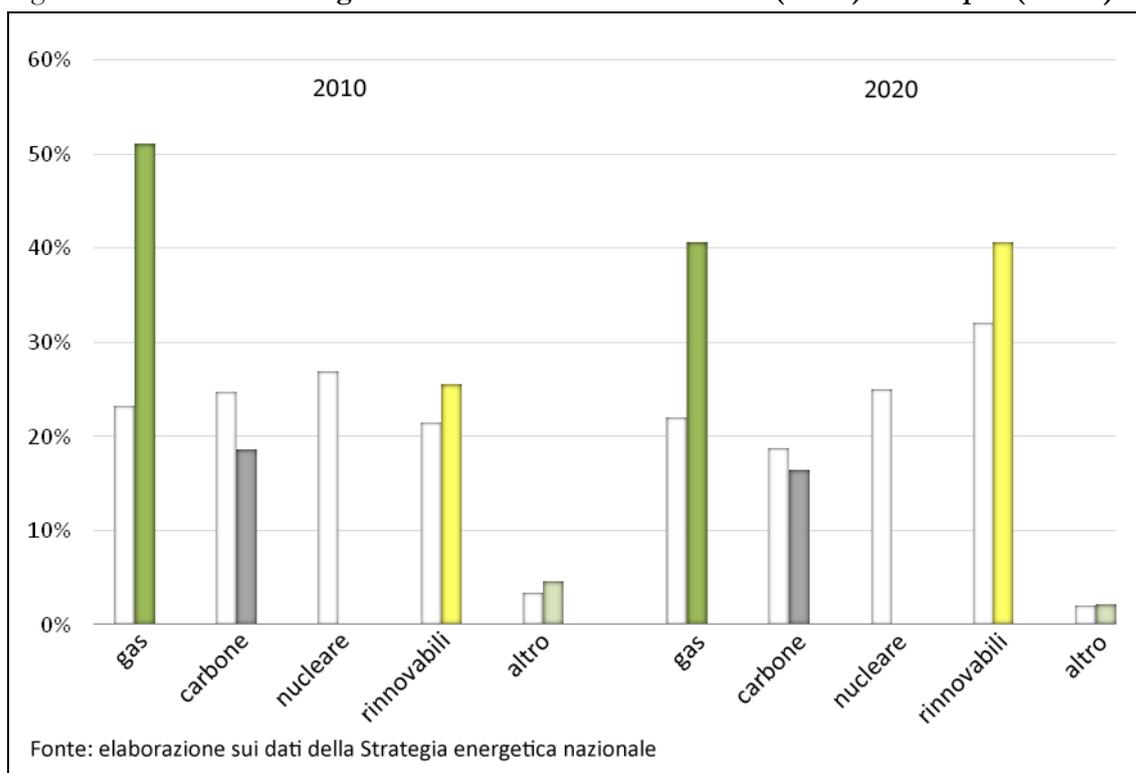


La contrazione della domanda di gas per la generazione elettrica sembra destinata a caratterizzare il mercato italiano per tutto il decennio in corso. Secondo quanto previsto dalla **Strategia energetica nazionale**, infatti, i consumi di gas per la generazione elettrica al 2020 dovrebbero recuperare nei prossimi cinque anni grazie a una ripresa della domanda elettrica, pur senza tornare ai livelli pre-crisi (v. *Figura 8*).

Nonostante la costante perdita di quote di mercato, le centrali alimentate a gas naturale continueranno dunque a rappresentare l'elemento centrale del paniere di generazione nazionale (v. *Figura 9*). Nel sistema italiano manca, infatti, rispetto alla media europea, la capacità di generazione nucleare, a cui si dovrà far fronte anche in futuro grazie a un **utilizzo superiore alla media delle centrali a gas** e al ricorso alle importazioni elettriche, in buona parte di energia proveniente dalle centrali nucleari francesi.

Il **settore industriale**, al contrario degli altri, ha fatto registrare nel corso del primo semestre una domanda sostanzialmente invariata. Sebbene i consumi del settore siano ancora nettamente inferiori ai livelli pre-crisi (-16%), la perdurante stabilità della domanda industriale è un segnale positivo rispetto al più ampio quadro macroeconomico.

Fig. 9 – L'evoluzione della generazione elettrica lorda italiana (scuro) ed europea (chiaro)



Per quanto riguarda gli approvvigionamenti, nel primo semestre del 2014 la produzione nazionale si è contratta di 0,4 Gmc rispetto allo stesso periodo dell'anno passato, meno del calo complessivo dei consumi. Ad assorbire la contrazione della domanda sono stati soprattutto gli stoccaggi (-3,6 Gmc), che nei mesi di febbraio e marzo hanno erogato meno.

La minor domanda si è tradotta inoltre in **minori importazioni**, ridottesi di 1,3 Gmc. In particolare, proseguendo una tendenza già evidente nel corso del 2013, nel primo semestre le importazioni dall'**Algeria** si sono contratte di oltre il 40% (-3 Gmc), riflettendo una preannunciata e temporanea rimodulazione delle importazioni per ragioni contrattuali. Accanto alle ragioni puramente commerciali, tuttavia, potrebbero esserci anche difficoltà nella capacità produttiva algerina, dovuta a un sostanziale sottoinvestimento registrato negli ultimi anni.

In tal senso, la visita del ministro dello Sviluppo Economico, Federica Guidi, del 25 giugno ha confermato l'affidabilità del potenziale algerino. Permane tuttavia la necessità di monitorare da vicino le **attività d'investimento future in capacità produttiva** nel paese. Sebbene al momento il gas algerino rappresenti solo il 13% dei consumi nazionali, la possibilità di aumentare rapidamente le importazioni dall'Algeria rappresenta un elemento essenziale della stabilità del sistema gas italiano. In particolare, in caso d'interruzione dei flussi di gas russo attraverso l'Ucraina, l'approvvigionamento dall'Algeria rappresenterebbe la principale alternativa di emergenza, accanto al ricorso allo stoccaggio.

Il rischio che investimenti insufficienti riducano la reale capacità produttiva algerina si affianca dunque al rischio che una destabilizzazione politica del paese possa portare a un danneggiamento delle infrastrutture di produzione e di trasporto. Nel complesso, sebbene il governo algerino collabori attivamente con l'Italia, le **forniture di gas dall'Algeria** rappresentano al momento la **principale vulnerabilità per la sicurezza energetica nazionale**.

Nonostante le tensioni in Ucraina, i flussi dalla **Russia** sono giunti regolarmente alla frontiera con l'Italia per tutto il semestre, facendo addirittura registrare un incremento di 0,9 Gmc rispetto all'anno scorso. **Il gas russo**, pari a 15,7 Gmc, è dunque arrivato a rappresentare il **49% dei consumi nazionali, una percentuale senza precedenti**. Sebbene si tratti di un dato dovuto alla rimodulazione temporanea dei contratti e inevitabilmente destinato a contrarsi, le **forniture di gas dalla Russia** si confermano **l'elemento più importante per l'approvvigionamento energetico nazionale**.

Per quanto concerne lo sviluppo infrastrutturale, la crisi dei consumi ha portato nell'ultimo anno all'abbandono del progetto di gasdotto d'importazione dall'Algeria fino in Sardegna (Galsi), del gasdotto di collegamento con il mercato tedesco via Austria (Tauern Gasleitung), nonché di diversi progetti di rigassificatori. L'unico progetto che invece ha conosciuto **importanti progressi** è stato la **Trans Adriatic Pipeline (Tap)**, il cui sviluppo sarà determinante non solo per consentire una diversificazione delle importazioni nazionali, ma anche per permettere all'**Italia** di ri-esportare gas verso gli altri paesi europei, trasformando il paese nell'**hub meridionale del gas per l'UE** (v. *Focus 16/2013*).

Nel complesso, data la debole domanda interna e le previsioni di un suo recupero molto lento, una volta realizzato il Tap, non esiste alcun rischio che la capacità d'importazione risulti insufficiente, né al momento né in un orizzonte temporale di medio-lungo periodo (10 anni).

## 1.2. GERMANIA

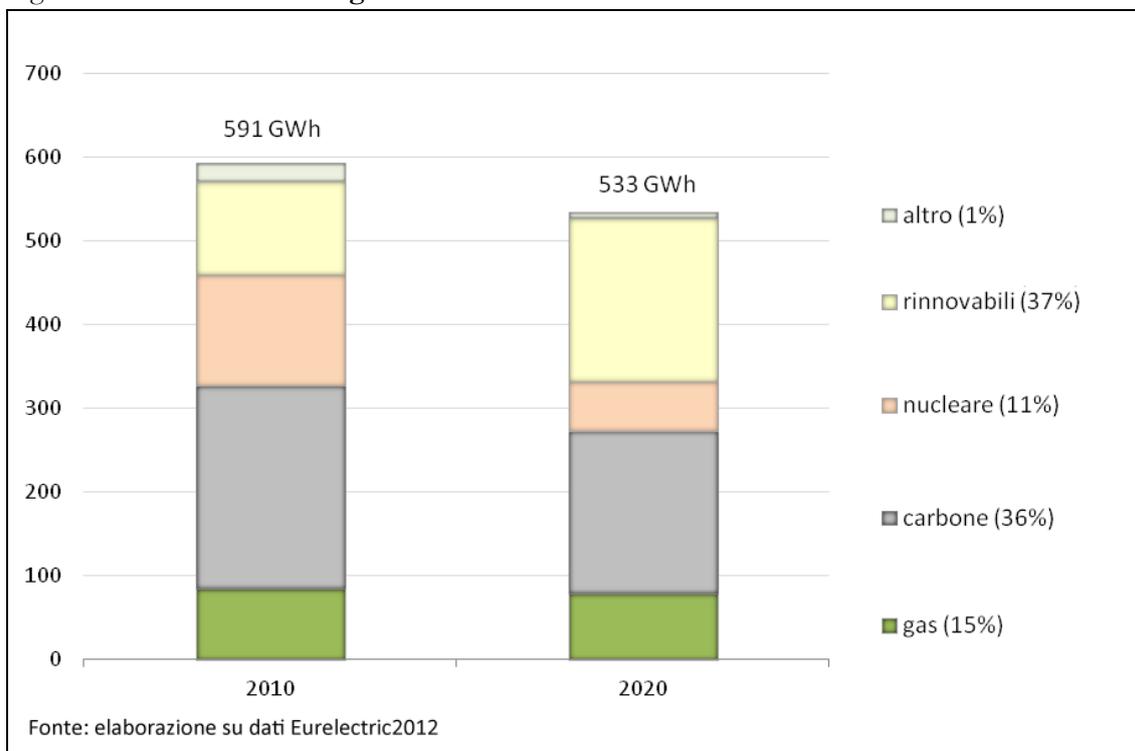
GERMANIA			
Consumo di gas .....	87,6	Gmc	(2013)
Variazione annuale .....	+9,3	%	(2013)
Consumi di gas (primo trimestre) .....	22,0	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013 .....	-35	%	(2014)
Generazione elettrica da gas .....	12	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi .....	23	%	(2013)



La **domanda tedesca** di gas ha conosciuto nel primo trimestre 2014 una forte contrazione: **-35%**. Secondo i dati preliminari disponibili, i consumi tedeschi sono stati di 22 Gmc, -11,6 Gmc rispetto allo stesso periodo del 2013<sup>2</sup>. Il **crollo della domanda tedesca** è ascrivibile essenzialmente alla riduzione dei consumi per il riscaldamento di locali residenziali e commerciali, conseguenza del clima mite e ha dunque carattere puramente **congiunturale**.

L'ampiezza della variazione della domanda è dovuta all'ampia incidenza del settore residenziale sul totale (oltre il 40%) e al limitato utilizzo del gas nella generazione elettrica, dominata dal carbone e dalle rinnovabili (v. *Figura 10*).

Fig. 10 – L'evoluzione della generazione elettrica lorda tedesca

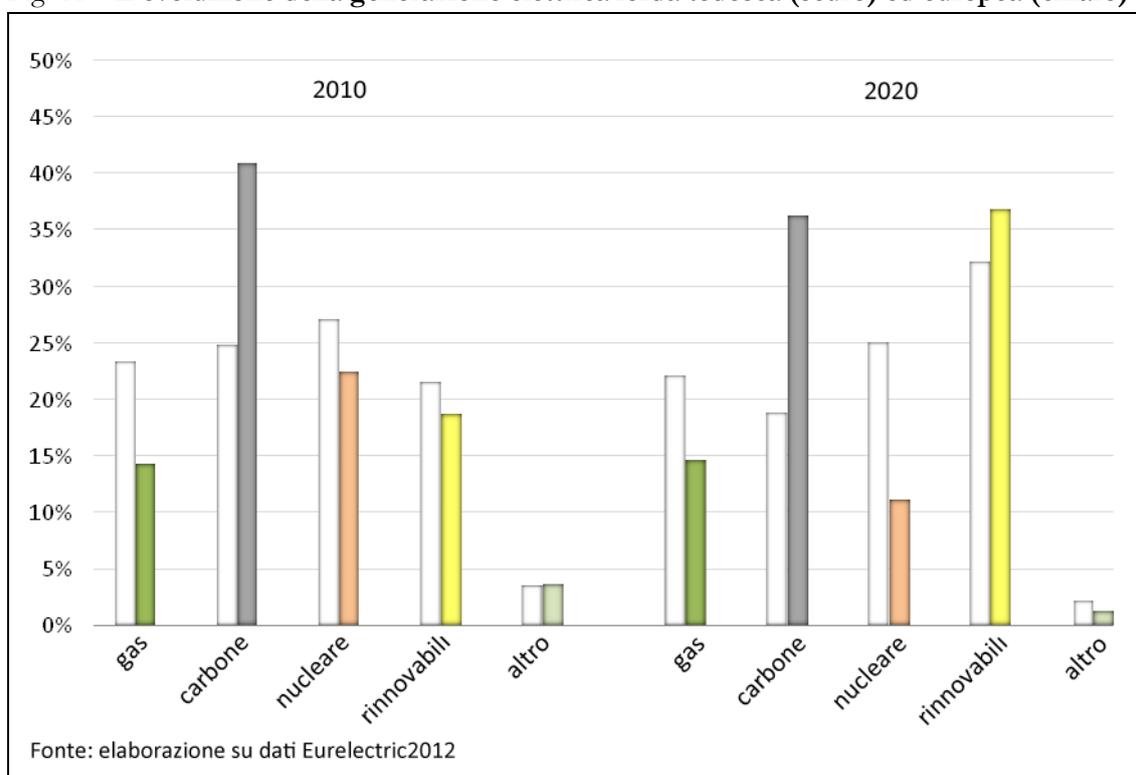


<sup>2</sup> I dati sono preliminari e devono essere confermati a consuntivo.

Secondo le previsioni, il **mercato elettrico tedesco** sarà dominato in misura crescente dal carbone e dalle rinnovabili, presenti nel paniere di generazione tedesco in proporzione maggiore rispetto alla media europea (v. *Figura 11*). Il carbone garantisce, infatti, la generazione di base a costo contenuto, mentre le rinnovabili consentono il perseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni.

In questo quadro, nonostante la riduzione per legge della presenza del nucleare, il gas naturale avrà limitate possibilità di espansione in termini assoluti. Le centrali termoelettriche, infatti, pur mantenendo una quota relativamente stabile del paniere, vedranno ridurre la domanda finale a causa della generalizzata contrazione dei consumi elettrici, causata da un generalizzato aumento dell'efficienza degli usi finali.

Fig. 11 – L'evoluzione della generazione elettrica lorda tedesca (scuro) ed europea (chiaro)



La dinamica futura del mercato tedesco, il più grande in Europa, è dunque legata anche per il futuro agli usi residenziali ed a quelli industriali. I primi saranno progressivamente ridotti a causa degli aumenti di efficienza e dell'assenza di una significativa crescita demografica, mentre i secondi sono destinati alla stabilità a causa degli aumenti di efficienza nei processi produttivi. Nel complesso, dunque, la domanda finale di gas sul mercato tedesco resterà stabile nel corso del decennio, al netto delle oscillazioni causate da fattori climatici.

Per quanto concerne l'**approvvigionamento**, il sistema tedesco resta relativamente sicuro. Pur dipendendo in misura marcata dal gas russo e non disponendo di terminali di rigassificazione, infatti, la rete tedesca è strettamente interconnessa con quelle dei paesi confinanti e può dunque contare su un alto livello di resilienza, ossia di capacità di resistere

a eventi inattesi come la chiusura di un gasdotto. Inoltre, le **forniture dirette in Germania** provengono da paesi stabili e **non attraversano aree a rischio d'instabilità**. In particolare, grazie all'entrata in funzione nel 2011 di Nord Stream (§ 3.2.), la sicurezza degli approvvigionamenti di gas tedeschi è completamente indipendente dalle dinamiche politiche ucraine.

### 1.3. FRANCIA

FRANCIA			
Consumo di gas .....	44,7	Gmc	(2013)
Variazione annuale .....	+3,1	%	(2013)
Consumi di gas (primo trimestre) .....	14,5	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013 .....	-18	%	(2014)
Generazione elettrica da gas .....	4	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi .....	16	%	(2013)



La **domanda francese** di gas si è contratta in modo significativo nel corso del primo trimestre 2014, facendo registrare un **-18%**. Secondo i dati preliminari disponibili, i consumi francesi sono stati di 14,5 Gmc, -3,2 Gmc rispetto allo stesso periodo del 2013. La contrazione della domanda francese, in linea con l'andamento di quella europea, è ascrivibile soprattutto alla riduzione della domanda residenziale, dovuta al clima mite. Il minor impatto rispetto al caso tedesco è dovuto sia al clima generalmente più caldo di gran parte del territorio francese, sia a una minore penetrazione del gas per il riscaldamento domestico, ancora in parte basato su impianti elettrici.

Il settore meno sviluppato del mercato francese resta in ogni caso quello della generazione elettrica. Il paniere elettrico francese è, infatti, tradizionalmente dominato dal **nucleare**, che fornisce **tre quarti della produzione elettrica** e che è destinato a continuare a essere centrale anche in futuro (v. *Figura 12* e *Figura 13*). Il paniere è poi completato da una quota ampia e crescente di rinnovabili, il cui continuo sviluppo priva le centrali a gas di una reale possibilità di espansione.

Il governo francese sta affrontando la questione della transizione energetica, anche se le proposte di legge in materia devono ancora affrontare un iter piuttosto lungo e dall'esito incerto, prima di diventare vincolanti. Le misure previste vanno nella direzione di ridurre nel lungo periodo (oltre 10 anni) il peso della generazione nucleare al di sotto del 50%, aumentando nel contempo la quota delle rinnovabili. La proposta è oggetto di forte opposizione perché **rischierebbe di privare l'economia francese di uno dei suoi vantaggi competitivi più significativi**, ossia la disponibilità di energia elettrica a basso costo.

Fig. 12 – L'evoluzione della generazione elettrica lorda francese

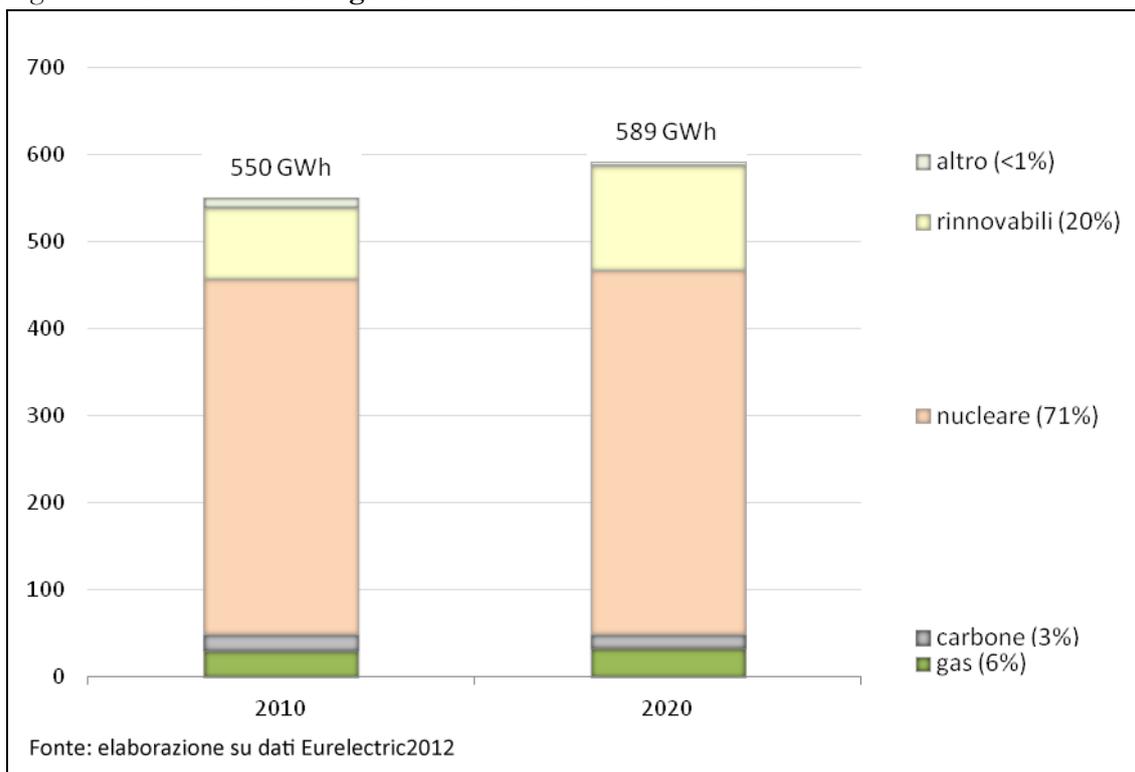
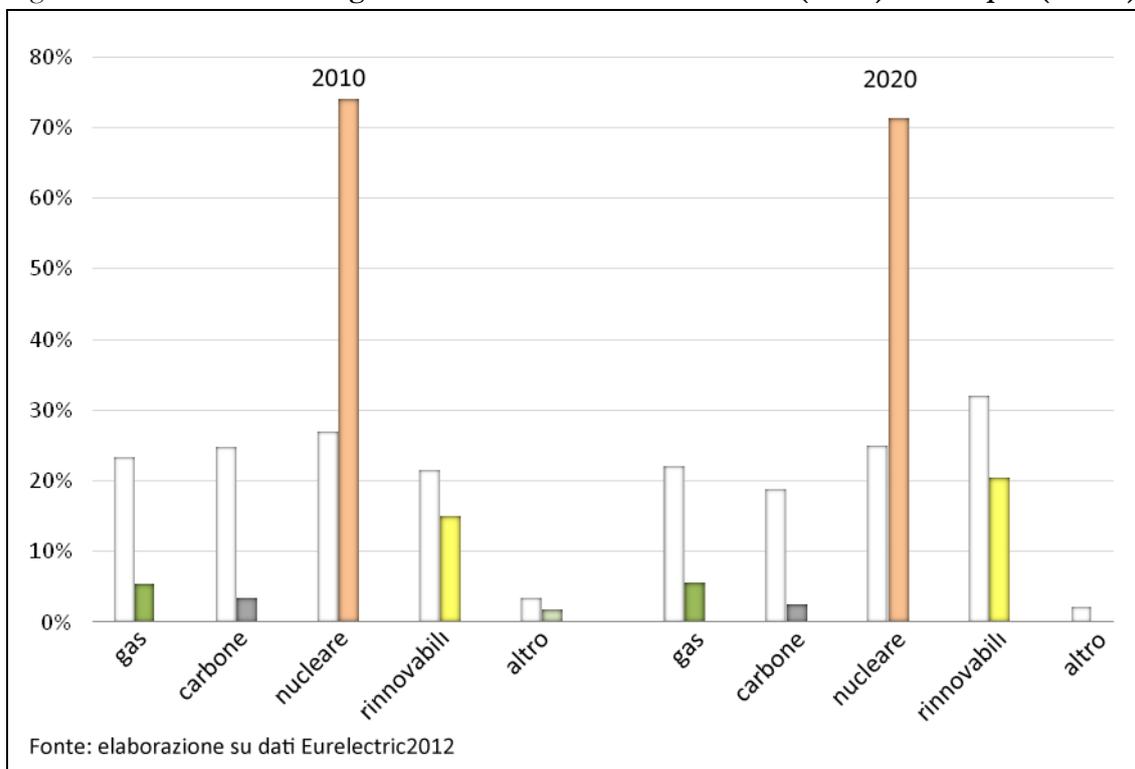


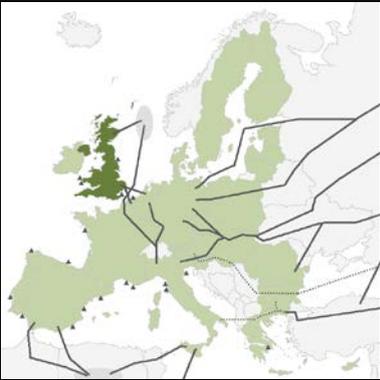
Fig. 13 – L'evoluzione della generazione elettrica lorda francese (scuro) ed europea (chiaro)



Per quanto concerne lo sviluppo infrastrutturale, il gestore della rete gas francese GRTgaz sta attivamente promuovendo un progetto d'interconnessione interna in grado di collegare meglio il Sud e il Nord del paese, oltre che di rafforzare i collegamenti con la penisola iberica. L'obiettivo dichiarato è quello di utilizzare la **rete francese come transito** per le forniture di Gnl dirette verso il mercato tedesco e più in generale verso l'area centroeuropea. I **progetti di sviluppo francesi sono chiaramente in competizione con la strategia energetica italiana**, che punta a raggiungere i medesimi mercati attraverso l'inversione del flusso del gasdotto elvetico Transitgas, dopo la realizzazione di Tap (v. *Focus 16/2013*).

#### 1.4. REGNO UNITO

REGNO UNITO			
Consumo di gas .....	78,3	Gmc	(2013)
Variazione annuale .....	-0,9	%	(2013)
Consumi di gas (primo trimestre) .....	23,2	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013 .....	-19,4	%	(2014)
Generazione elettrica da gas .....	28	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi .....	33	%	(2013)



La **domanda britannica** di gas si è contratta in modo significativo nel corso del primo trimestre 2014, facendo registrare un **-19%**. Secondo i dati preliminari disponibili, i consumi britannici sono stati di 23,2 Gmc, -5,6 Gmc rispetto allo stesso periodo del 2013. La contrazione della domanda britannica è in linea con l'andamento di quella europea e riguarda sia il settore residenziale, per ragioni climatiche, sia il settore della generazione elettrica.

Il paniere di generazione britannico è, infatti, basato sulle centrali alimentate a gas, che hanno risentito della debolezza della domanda finale e della crescente competizione delle altre fonti, analogamente a quanto accaduto in Italia (v. *Figura 14*). Nel caso britannico, tuttavia, il paniere di generazione è più equilibrato, soprattutto perché prevede una quota significativa di produzione nucleare (v. *Figura 15*).

La quota delle **centrali atomiche** è addirittura prevista in crescita: il suo valore assoluto resterà, infatti, stabile nel medio periodo, a fronte di un consumo elettrico in calo a causa degli aumenti di efficienza negli usi finali. In una prospettiva di lungo periodo (oltre 10 anni), il parco di generazione nucleare britannico è inoltre previsto **in espansione**. Oltre alla realizzazione di un nuovo reattore a Hinkley Point da parte di Edf e China General Nuclear Power Group (v. *Focus 16/2013*) è anche possibile che si arrivi alla realizzazione di un nuovo reattore a Sellafield da parte di Toshiba e Gdf Suez che, nel mese di giugno, hanno realizzato un'apposita *joint-venture*, NuGeneration. Gli attesi sviluppi del settore

nucleare e l'inevitabile diffusione delle rinnovabili sussidiate sono destinati a erodere ulteriormente la domanda finale di gas per la generazione elettrica, creando le condizioni per una stagnazione di lungo periodo del mercato britannico.

Fig. 14 – L'evoluzione della generazione elettrica lorda britannica

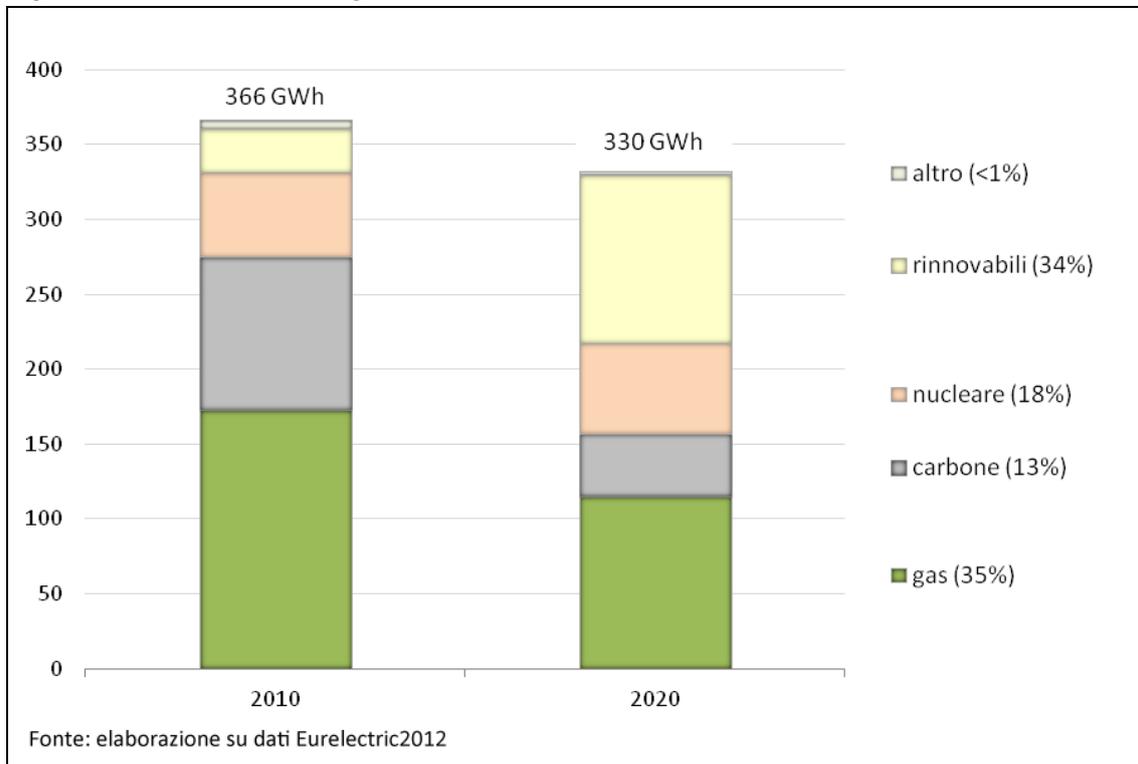
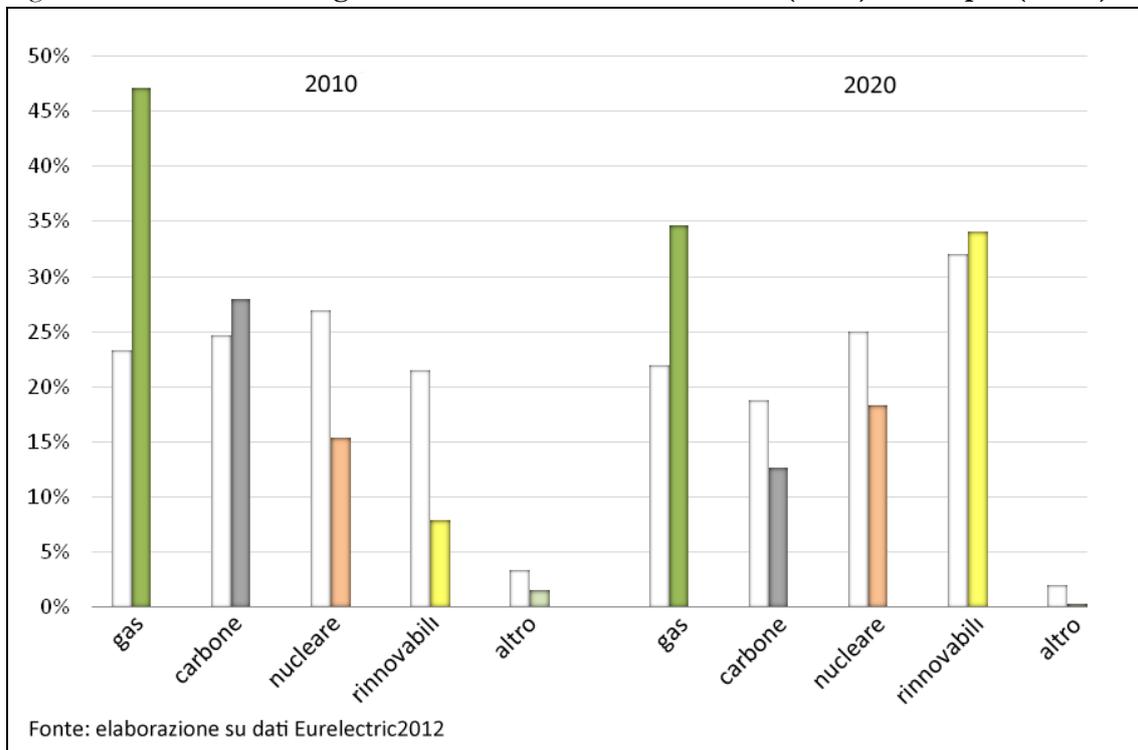


Fig. 15 – L'evoluzione della generazione elettrica lorda britannica (scuro) ed europea (chiaro)



Quanto all'approvvigionamento, la **produzione britannica** continua il **decennale declino** dovuto alla maturità dei giacimenti del Mare del Nord. Nel 2013 la produzione si è contratta del 5%, e nel primo trimestre 2014 ha fatto registrare una sostanziale stagnazione. La tendenza di lungo periodo è di un progressivo declino anche nei prossimi anni. L'unica possibilità di arrestare questa tendenza è rappresentata dallo sviluppo dei giacimenti non convenzionali presenti nel paese che, a differenza di buona parte dell'UE, ha una legislazione favorevole allo sfruttamento dei giacimenti di **idrocarburi non convenzionali**. Diversi operatori sono attivi nel paese, in particolare Total e Cuadrillia. L'Inghilterra settentrionale e forse la Scozia dispongono di significative riserve di gas da argille, ma la tempistica per arrivare alla loro commercializzazione è al momento incerta. In ogni caso, alle condizioni attuali l'effetto atteso in un orizzonte temporale di lungo periodo (10 anni) è quello di un rallentamento o una temporanea sospensione del declino produttivo britannico, piuttosto che una vera e propria inversione di tendenza analoga a quella statunitense.

### 1.5. SPAGNA

SPAGNA			
Consumo di gas .....	31,1	Gmc	(2013)
Variazione annuale .....	-7,7	%	(2013)
Consumi di gas (primo trimestre) .....	8,2	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013 .....	-11,0	%	(2014)
Generazione elettrica da gas .....	25	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi .....	20	%	(2013)



La **domanda spagnola** di gas si è contratta in modo significativo nel corso del primo trimestre 2014, facendo registrare un **-11%**. Secondo i dati preliminari disponibili, i consumi spagnoli sono stati di 8,2 Gmc, uno in meno rispetto allo stesso periodo del 2013. Nonostante la profonda crisi economica del paese, la contrazione della domanda spagnola è stata inferiore rispetto alla media europea. A spiegare la differenza è la struttura dei consumi finali: la domanda di gas per il riscaldamento è minore per ragioni climatiche e dunque l'inverno mite ha inciso in misura minore sul totale consumato.

La domanda spagnola è invece influenzata in larga misura dalle dinamiche della **domanda termoelettrica**. Le centrali a gas producono una quota della generazione lorda superiore alla media europea (v. *Figura 17*), anche se negli ultimi anni hanno risentito fortemente del calo della domanda elettrica. Analogamente a quanto accaduto nel caso italiano, le centrali a gas hanno visto erodere quote di mercato da parte delle rinnovabili sussidiate in modo generoso.

Fig. 16 – L'evoluzione della generazione elettrica lorda spagnola

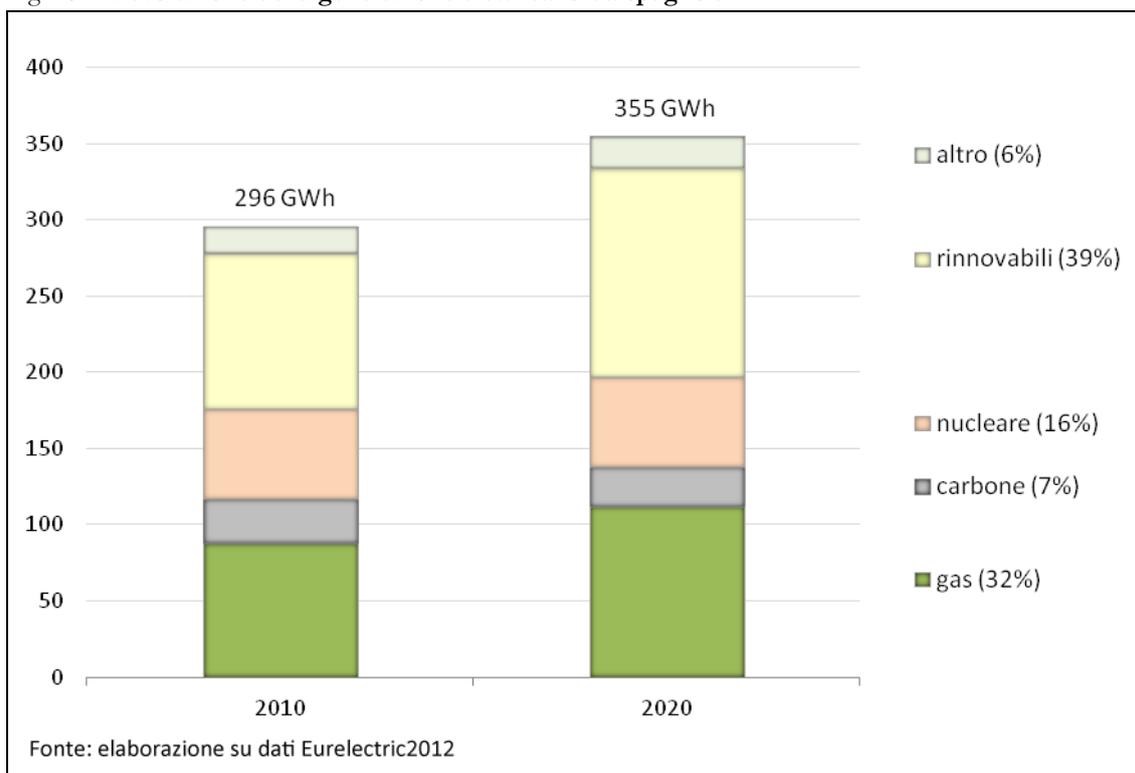
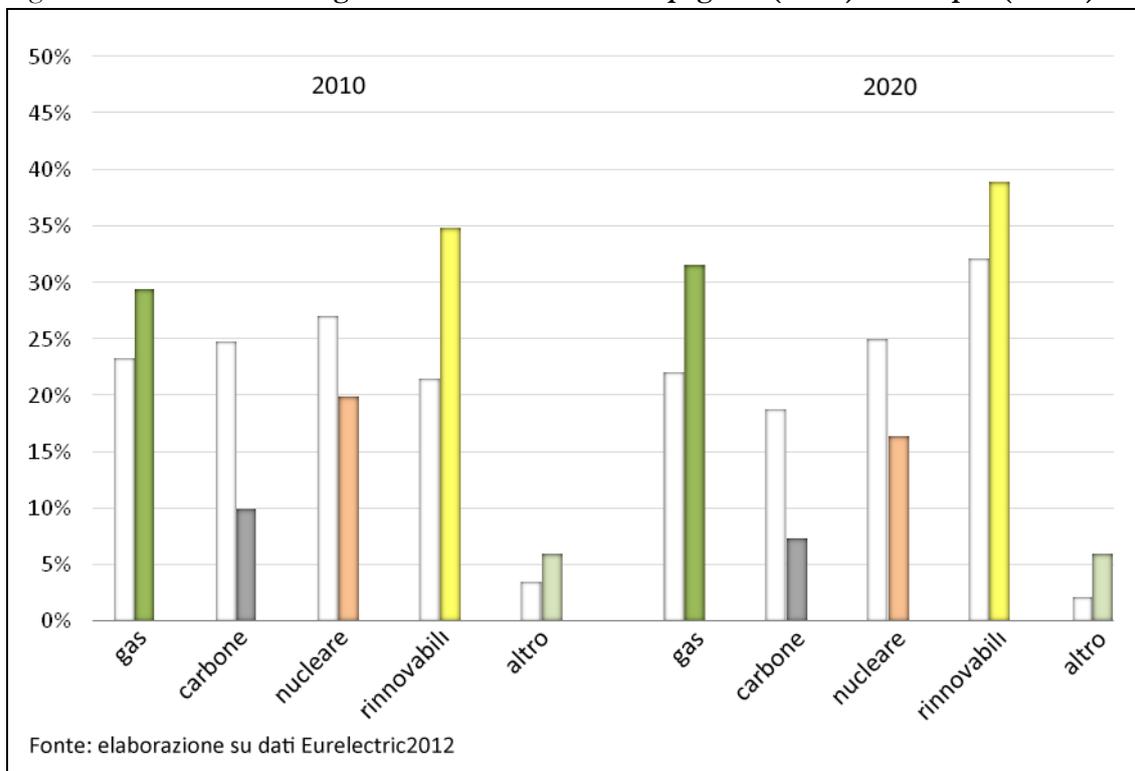


Fig. 17 – L'evoluzione della generazione elettrica lorda spagnola (scuro) ed europea (chiaro)



Il regime d'incentivazione in Spagna è risultato tanto oneroso da spingere il governo a rivederne le condizioni. Il costo dei **sussidi** nel solo 2013 è arrivato a 9 miliardi di euro, una cifra giudicata insostenibile da Madrid. Con un provvedimento di giugno è stata quindi operata una **profonda revisione** e introdotto un nuovo sistema, che secondo le stime dovrebbe ridurre i costi di 1,7 miliardi di euro nel solo 2014.

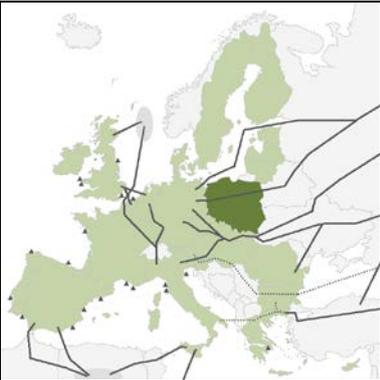
Nello specifico, il provvedimento prevede un tetto massimo al rendimento degli investimenti, fissato nella misura del 7,5%, e l'applicazione di **tagli con effetto retroattivo**. Al momento mancano ancora i regolamenti ministeriali relativi al dettaglio dei provvedimenti, ma da una prima analisi emerge che gli impianti eolici saranno i più colpiti, tanto che quelli più vecchi perderanno completamente i diritti ai sussidi.

L'intervento è stato contestato da alcuni operatori, ma nelle intenzioni del governo renderà **economicamente sostenibile** il sistema energetico spagnolo, dando un contributo importante alla ripresa. La domanda elettrica spagnola è, infatti, prevista in aumento nel corso del decennio (v. *Figura 16*) e l'eccessiva espansione dei sussidi alle rinnovabili avrebbe limitato la competitività del sistema produttivo.

Per quanto concerne l'approvvigionamento, la Spagna è il paese europeo che dispone della maggiore **capacità di rigassificazione**, pari a oltre 60 Gmc all'anno. Di questa, nel 2013 meno del 20% è stata effettivamente utilizzata, con conseguenti forti perdite finanziarie per gli operatori. Dal punto di vista della sicurezza, tuttavia, questo eccesso d'infrastrutturazione rappresenta un elemento particolarmente positivo per il paese, rendendolo, tra l'altro, meno esposto ai rischi connessi all'instabilità nei paesi produttori e di transito, analogamente a quanto accade nel Regno Unito.

## 1.6. POLONIA

POLONIA			
Consumo di gas .....	16,4	Gmc	(2013)
Variazione annuale .....	+1,4	%	(2013)
Consumi di gas (primo trimestre) .....	5,0	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013 .....	-12,4	%	(2014)
Generazione elettrica da gas .....	4	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi .....	15	%	(2013)

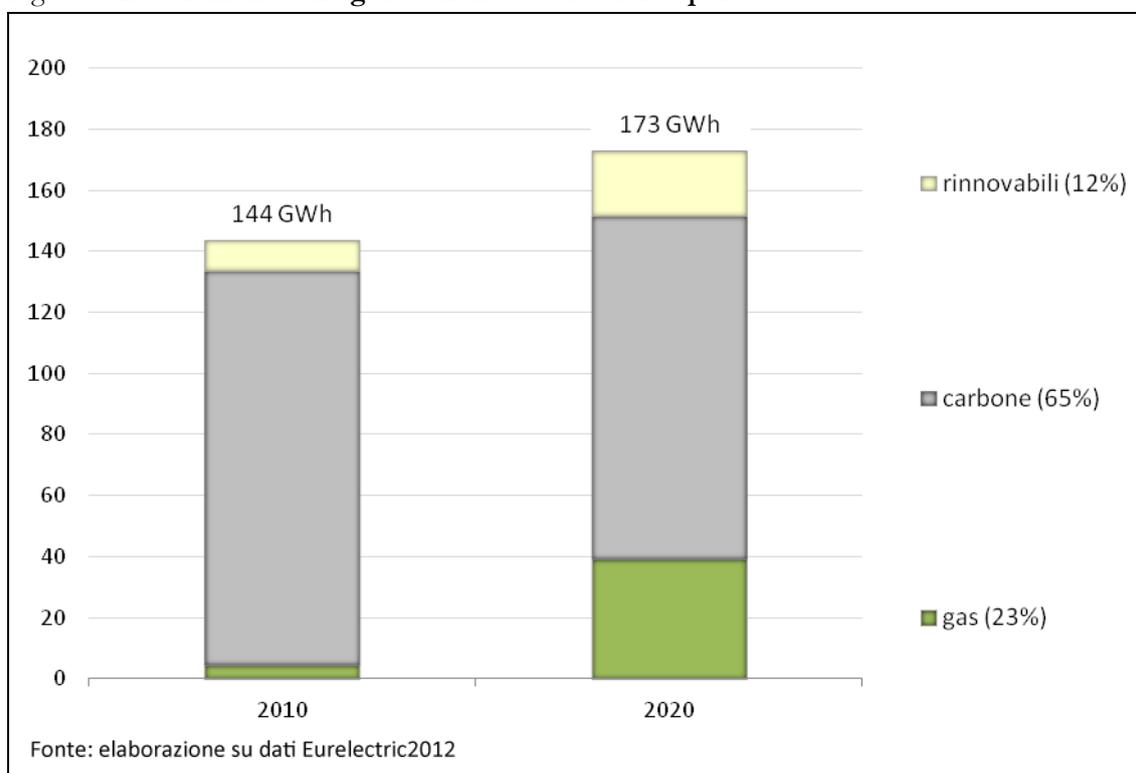


La **domanda polacca** di gas si è contratta nel corso del primo trimestre 2014 in misura inferiore alla media europea, facendo registrare un **-12%**. Secondo i dati preliminari disponibili, i consumi polacchi sono stati di 5 Gmc, -0,7 Gmc rispetto allo stesso periodo del 2013. Hanno inciso negativamente sulla domanda, anche in questo caso, i fattori climatici, sebbene caso polacco la crescita economica abbia in parte bilanciato la minor domanda per riscaldamento.

La Polonia è al momento un mercato ancora poco sviluppato rispetto alle potenzialità economiche e demografiche. In particolare, nel settore elettrico esistono grandi potenzialità di espansione; le centrali a gas, infatti, rappresentano un'alternativa economica per la riduzione della quota del carbone, incompatibile con gli obiettivi di taglio delle emissioni climalteranti, soprattutto se la generazione elettrica dovesse espandersi in misura significativa (v. *Figura 18*).

Il governo polacco è tuttavia intenzionato a difendere l'importante **vantaggio competitivo** rappresentato dalla massiccia generazione a carbone, sia termini di economicità sia in termini di sicurezza. È dunque probabile che, in sede di definizione dei nuovi obiettivi europei di politica energetica per il 2030, il governo polacco esprima posizioni particolarmente conservatrici.

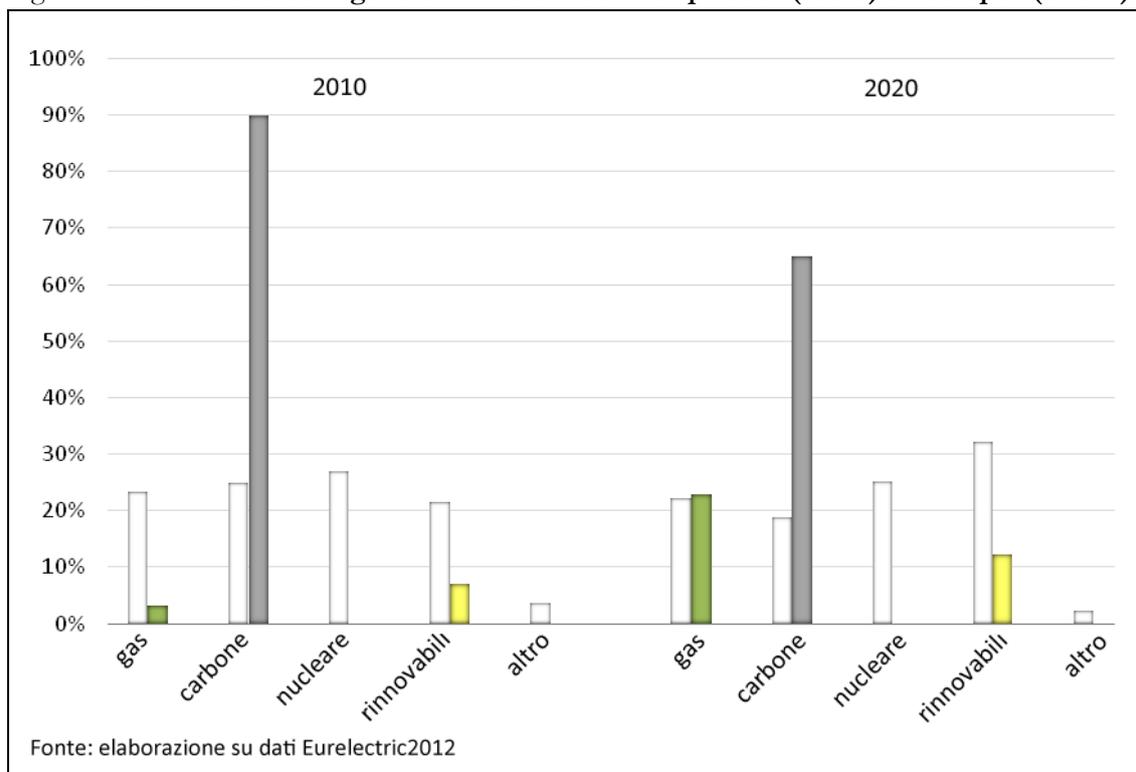
Fig. 18 – L'evoluzione della generazione elettrica lorda polacca



L'aspettativa è che la produzione delle centrali a carbone sarà stabile o solo in lieve contrazione, ma vedrà ridursi la propria quota di mercato a favore di un'espansione delle rinnovabili, ma soprattutto delle centrali a gas. Nel complesso, in ogni caso, l'uso del **carbone** continuerà a dominare il paniere di generazione polacco, in netto contrasto con la media europea (v. *Figura 19*).

Accanto alla crescita attesa nel settore termoelettrico, il mercato polacco ha un potenziale di crescita rilevante sia nel settore industriale sia in quello residenziale, anche considerando il clima rigido del paese. È dunque probabile che la Polonia si riveli **in futuro uno dei mercati più dinamici** a livello europeo.

Fig. 19 – L'evoluzione della generazione elettrica lorda polacca (scuro) ed europea (chiaro)



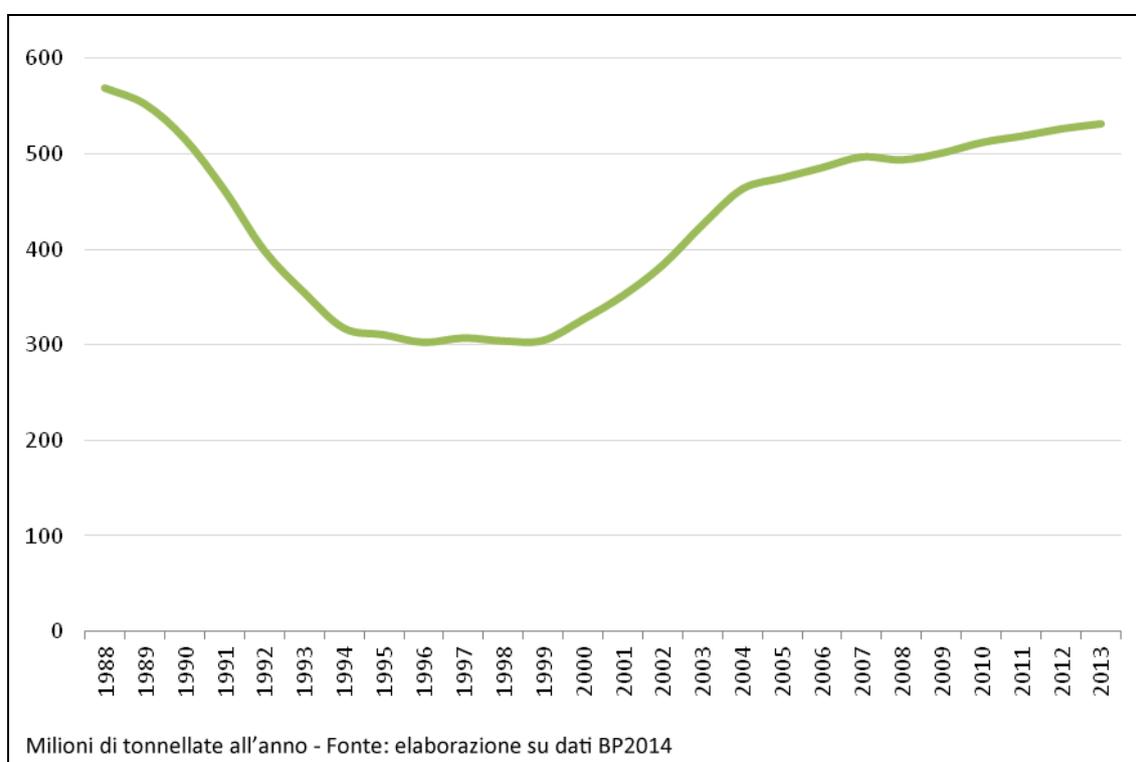
Dal punto di vista dell'approvvigionamento, il sistema polacco presenta una **forte dipendenza dal fornitore russo**. Rispetto agli altri paesi dell'Europa orientale, tuttavia, la Polonia ha il vantaggio di non dipendere dal transito dei flussi in Ucraina. Nondimeno, il governo polacco è particolarmente attivo in sede europea nel sostenere la necessità d'integrare maggiormente i mercati nazionali, allo scopo di ridurre la vulnerabilità rispetto al potere di mercato dei principali fornitori.

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

### 2.1. RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Le stime di BP sull'andamento della produzione e del consumo di energia, pubblicate nel corso del trimestre dallo *Statistical Review of World Energy*, hanno confermato il trend di crescita dell'output di idrocarburi russo, già annunciato dalle autorità di Mosca (Cfr. *Focus 17/2014*). La produzione petrolifera, in particolare, ha fatto registrare un nuovo picco di crescita, ritornando a livelli che non venivano raggiunti dagli anni immediatamente antecedenti alla dissoluzione dell'Unione Sovietica (v. *Figura 20*).

Figura 20 – L'andamento della produzione petrolifera russa (1988-2013)



Con un livello di produzione di gas attestatosi nel 2013 a 604,8 Gmc – equivalente al 17,9% della produzione mondiale – anche il settore del gas naturale ha registrato una crescita della produzione su base annua pari al 2,4%, confermando la Federazione russa come secondo produttore mondiale dietro gli Stati Uniti (20,6% su scala globale). Alla crescita della produzione di gas è corrisposto un aumento delle esportazioni via tubo, passate dai 185,9 Gmc del 2012 ai 211,3 del 2013, mentre invariata è rimasta la capacità di esportazione di Gnl – attestatasi a 14,2 Gmc e diretta principalmente verso i mercati estremo-orientali. Disaggregando i dati delle esportazioni via gasdotto, si rileva come, a fronte di una diminuzione dei flussi verso lo spazio post-sovietico (dai 56 Gmc del 2012 ai 48,9 Gmc del 2013), siano invece cresciute le esportazioni verso i mercati europei, passate dai 105,5 ai

136,2 Gmc. Il peso preponderante (64,3%) dei mercati europei sul totale delle esportazioni annue di gas dalla Russia – dipendenza che, di fatto, controbilancia quella, opposta, che lega i consumatori europei agli approvvigionamenti russi – è destinato a ridursi, almeno parzialmente e nel medio periodo, come conseguenza dello storico **accordo per la commercializzazione di gas appena concluso tra Russia e Cina**. Sottoscritto lo scorso 21 maggio a Shanghai dai vertici di Gazprom e Cnpc alla presenza dei rispettivi presidenti, l'accordo, tappa finale di un negoziato protrattosi per oltre un decennio, prevede la fornitura di 38 Gmc/a di gas per un periodo trentennale e a partire dal 2018. A fornire il gas contrattualizzato sarà lo sviluppo di due rilevanti giacimenti della Siberia orientale, Kovyktinskoye e Chayandinskoye, con riserve stimate rispettivamente a 1,5 e 1,2 Tmc di gas naturale.

A ostacolare sino a oggi la finalizzazione dell'accordo, i cui contorni erano stati fissati attraverso una serie di intese intervenute tra il 2004 e il 2009, era stato principalmente il disaccordo sui prezzi di fornitura del gas. Mentre la Russia proponeva un'indicizzazione tale da garantire un livello di prezzo analogo a quello praticato sui mercati europei, la Cina ne proponeva una tale da allineare i prezzi d'acquisto a quelli stabiliti con i produttori centroasiatici. In questo quadro, nonostante le maggiori pressioni negoziali subite dalla Russia in ragione delle perduranti tensioni con i partner europei frutto della crisi ucraina e nonostante i termini dell'intesa sul prezzo non siano stati resi pubblici, sembra tuttavia che il compromesso sia stato tutt'altro che sfavorevole per Gazprom. Secondo gli analisti di settore, infatti, il valore totale dell'accordo – fissato dall'amministratore delegato di Gazprom a 400 miliardi di dollari – indurrebbe a fissare il prezzo di vendita del gas tra i 350 e i 380 dollari per migliaia di metri cubi.

A controbilanciare per la Russia la profittabilità economica dell'accordo contribuisce tuttavia l'elevato livello di investimenti necessari per dare a esso seguito nel territorio nazionale. Lo sviluppo dei giacimenti di Kovyktinskoye e Chayandinskoye è stimato cumulativamente tra i 24 e i 28 miliardi di dollari, cui si aggiungono circa 25 miliardi necessari alla costruzione del "Power of Siberia" il gasdotto della lunghezza di circa 4.000 chilometri deputato al trasporto della risorsa verso il confine cinese. Non è dunque un caso che parte del negoziato sino-russo si sia incentrato su un possibile anticipo dei pagamenti cinesi di circa 25 miliardi di dollari. Le parti non hanno tuttavia reso noti particolari sul punto.

Difficile, in ogni caso, sottovalutare la portata dell'accordo sino-russo, salutato non a caso da Putin come *«il maggior accordo nel settore del gas della storia sovietica e russa»*. L'apertura della cooperazione energetica con la Cina permetterà, infatti, alla Russia di sfruttare l'elevato potenziale estrattivo della Siberia orientale e, facendo leva sull'economia di scala, di dotarsi di un gasdotto – il "Power of Siberia" – la cui elevata capacità programmata (61 Gmc/a) riflette la volontà delle autorità russe di dare corpo al cosiddetto "Eastern Gas Programme" di Gazprom. Già annunciato nel 2007, il Programma ruota attorno allo sviluppo del potenziale estrattivo della Siberia orientale e dell'Estremo oriente russo, stimato attorno ai 67 Tmc di gas (di cui 52,4 Tmc on-shore e 14,9 off-shore) e alla costruzione di tre impianti di liquefazione sulla costa del Pacifico, in grado di rafforzare la quota di Gazprom sul

mercato Gnl regionale. Al contempo e per la Cina l'accordo, oltre a rappresentare un rilevante tassello della politica di diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas terrestri, permette di aprire un flusso d'importazione verso le aree nord-orientali del paese – ivi compresa Pechino – lontane dal punto d'ingresso del gasdotto di provenienza centroasiatica e nelle quali si concentra la quota più elevata della domanda interna di gas.

Fig. 21 – Il gasdotto Power of Siberia



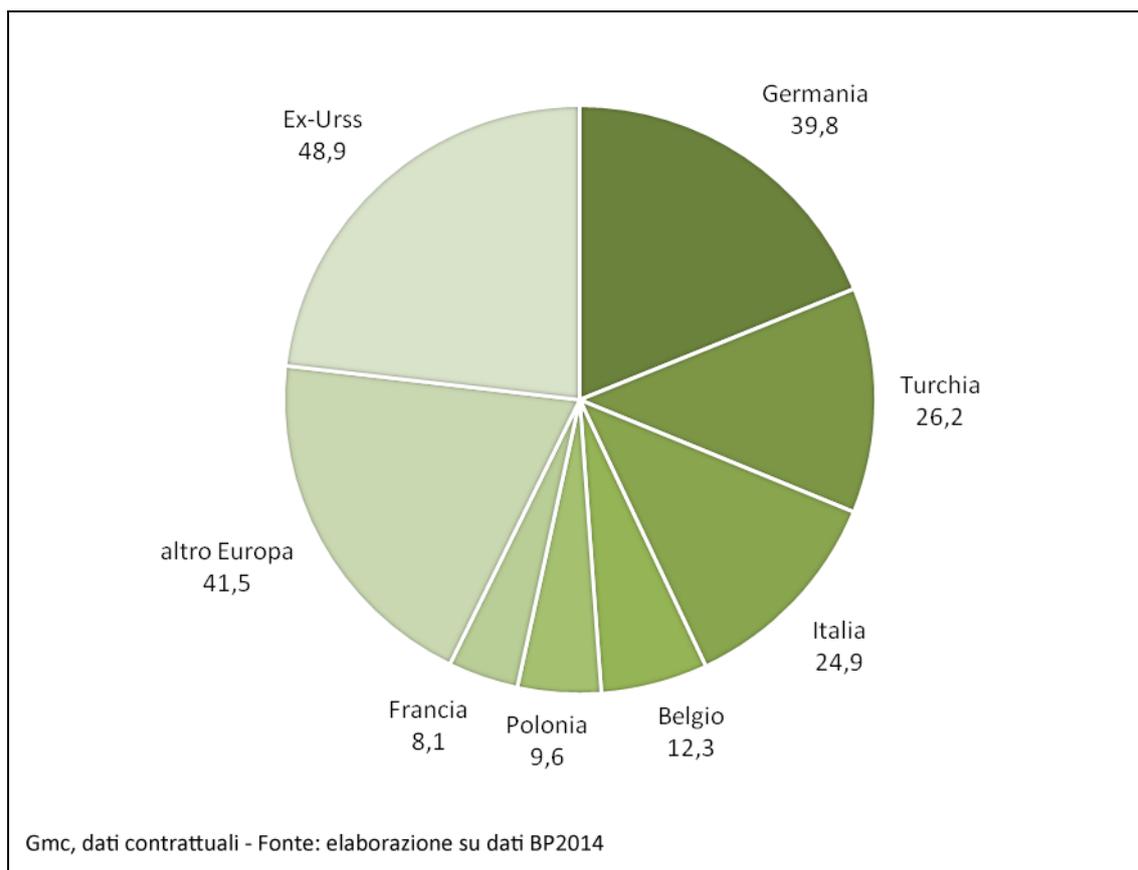
Fonte: Gazprom

Lungi dal rappresentare mera tappa finale o apice della cooperazione energetica sino-russa, l'accordo di maggio sembra piuttosto aprire ai due interlocutori rilevanti e proficui canali di cooperazione, passibili di essere sfruttati nel medio e lungo periodo. Da un lato, l'accordo potrebbe infatti aprire alle compagnie energetiche cinesi la strada che conduce a licenze di *upstream* in Russia. Una strada mutualmente profittevole che, mentre assicurerebbe alla Russia un afflusso di capitali esteri che sembra imprescindibile per raggiungere gli obiettivi di crescita della produzione, al contempo permetterebbe alla Cina di conseguire uno degli obiettivi chiave della propria strategia di approvvigionamento estero, rappresentato dal controllo della produzione e, di conseguenza, dalla possibilità di meglio gestirne costi, volumi e tempistica.

D'altro canto, guardando alla Russia, l'accordo appena concluso apre a Gazprom l'accesso al mercato gassifero con i maggiori margini di crescita su scala mondiale, oggi dipendente in larga misura dalle più costose importazioni di Gnl. Nel 2013, difatti, le importazioni dall'estero hanno soddisfatto circa un terzo della domanda interna di gas e, di queste, circa la metà sono state assicurate da Gnl, il cui costo medio è stato circa il 25% superiore alle importazioni via tubo, provenienti principalmente dal Turkmenistan. Inoltre, stando al più recente *World Energy Outlook* pubblicato dall'Iea, il consumo cinese di gas, attestatosi nel 2013 a 161 Gmc, potrebbe giungere nel 2025 sino a 396 Gmc e toccare i 529 Gmc nel 2035. Non è dunque un caso che, rilanciando un'intesa di massima già raggiunta nel 2006, le autorità russe stiano già pensando a raddoppiare il volume di gas contrattualizzato con la Cina puntando a inaugurare un canale di esportazione verso la parte occidentale del paese. Secondo lo schema già predisposto, le esportazioni di ulteriori 30 Gmc/a di gas verso la

Cina occidentale potrebbero essere avviate attraverso il gasdotto Altai, progettato da Gazprom lungo la dorsale di produzione energetica tra la Siberia occidentale e Novosibirsk. Maggior ostacolo alla possibilità di aprire un secondo canale di esportazione verso la Cina è dato tuttavia dalla competizione esercitata nell'area dal Turkmenistan e dagli altri produttori centroasiatici, già collegati allo Xinjiang dal Central Asia-China Gas Pipeline, la cui capacità è in costante aumento (Cfr. § 2.2.).

Fig. 22 – Le esportazioni russe di gas, per destinazione (2013)

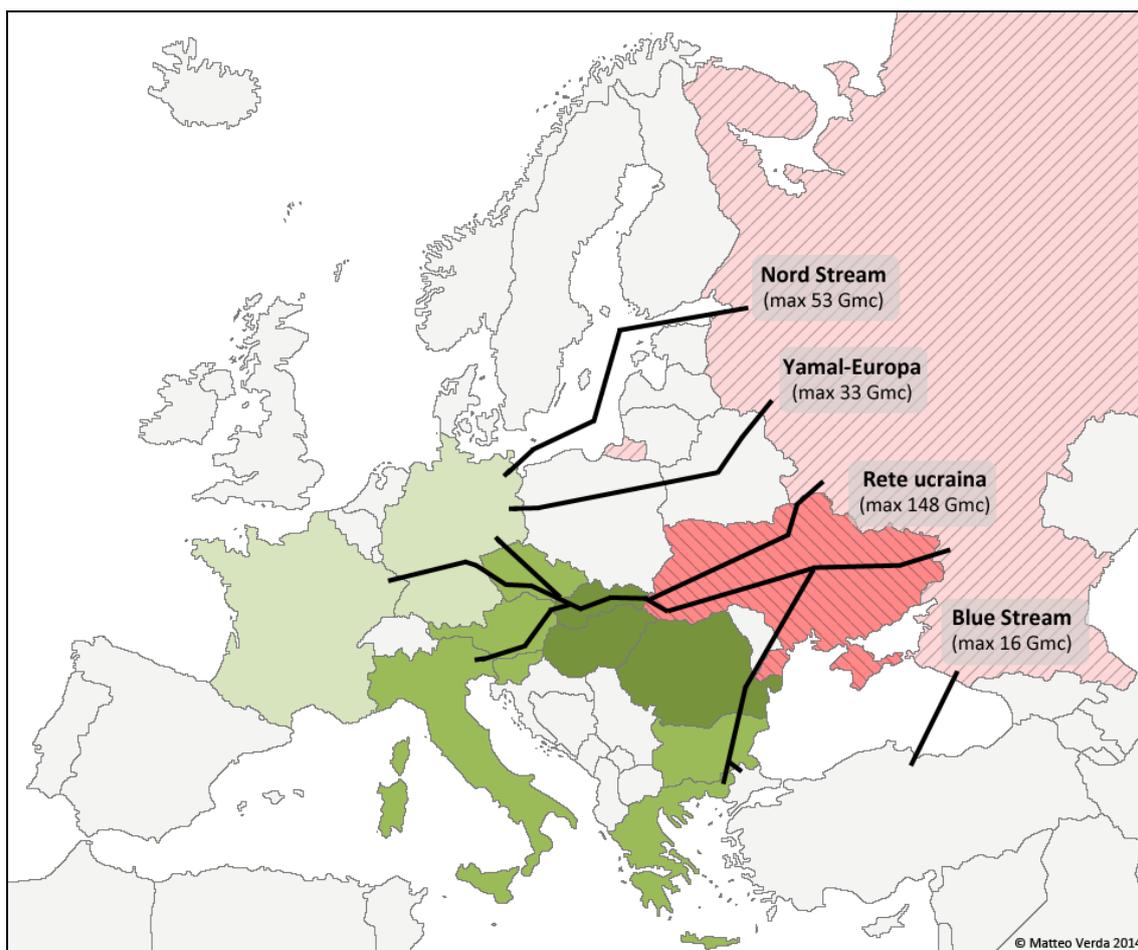


**Nonostante molti analisti internazionali abbiano voluto vedere nella cooperazione sino-russa una possibile alternativa alla cooperazione energetica che lega Russia e partner europei, i due piani restano sostanzialmente distinti**, essendo i due canali di esportazione approvvigionati da gas estratto in aree distinte – e tra loro lontane – della Federazione.

L'accordo sino-russo, dunque, nulla toglie alla necessità per la Russia di addivenire a un compromesso con le autorità europee sulla controversa questione delle esportazioni di gas (Cfr. §3.2.), ritornata in cima al dibattito europeo come conseguenza della perdurante crisi che attanaglia l'Ucraina. **Nonostante gli eventi degli ultimi mesi non siano che l'ultima, drammatica, conseguenza di più ampie problematiche socio-economiche che hanno accompagnato tutto il percorso post-sovietico del paese – alle quali né le**

autorità di Kiev né le cancellerie euro-atlantiche hanno saputo dare efficaci risposte – la dimensione energetica della crisi ucraina resta, indubbiamente, uno dei suoi elementi di maggior spicco. D'altra parte, già in passato era stata proprio la questione energetica a far erompere le contraddizioni di un paese rimasto imbrigliato tra l'influenza politico-economico russa e un incompiuto percorso d'integrazione nei meccanismi di cooperazione di matrice euro-atlantica.

Fig. 23 – Dipendenza dal gas russo in transito dall'Ucraina



Mentre sul campo la situazione mostra un governo ucraino risoluto nel reprimere militarmente le forze secessioniste e nel mettere al bando quelle parti politiche che minacciano l'integrità dello stato, sul versante energetico della crisi due le principali questioni sul tavolo negoziale. Da un lato, l'indebitamento di Naftogaz nei confronti di Gazprom – 4,46 miliardi di dollari – e i prezzi da quest'ultimo praticati sul mercato ucraino, saliti a 485 dollari per miglia di mc dopo la cancellazione, in aprile, degli sconti concessi a Kiev lo scorso anno. Dall'altro, la gestione della rete energetica dell'Ucraina, che resta snodo centrale per l'approvvigionamento di gas russo all'Europa centrale e occidentale (Figura 23).

Dalla prima prospettiva, i colloqui – mediati dal Commissario europeo per l'Energia, Gunther Oettinger, – sono proceduti infruttuosamente per tutto l'ultimo trimestre, fino al 16 giugno, data in cui Gazprom ha interrotto le forniture di gas all'Ucraina e ha richiesto il pagamento anticipato per le stesse. Stando a fonti russe, i negoziati si sarebbero interrotti in ragione del rifiuto ucraino ad accettare il compromesso proposto da Gazprom che, fermo restando il pagamento dei debiti pregressi, offriva uno sconto di 100 dollari sul prezzo metri migliaia di metri cubi e la sospensione, per l'anno in corso, delle clausole *take-or-pay*. D'altra parte, mentre sembra che un nuovo round negoziale possa essere aperto nelle prossime settimane, a irrigidire la posizione negoziale di Mosca potrebbe verosimilmente contribuire la decisione di Kiev di sottoscrivere, lo scorso 27 giugno, un Accordo di associazione con l'UE (Cfr. *Approfondimento*) che, minando gli analoghi piani moscoviti, potrebbe presto indurre la Russia a sospendere tutti gli accordi preferenziali di commercio siglati con l'Ucraina.

L'interruzione delle forniture di gas dalla Russia – strumento di pressione politica più che meccanismo di ricatto economico – non ha avuto conseguenze sulla disponibilità di gas in Ucraina. Ragione principale è stato l'aumento delle disponibilità di gas stoccato di cui Kiev si è dotata aumentando il flusso d'importazione nei primi cinque mesi dell'anno (12,5 Gmc, livello superiore del 33% rispetto allo stesso periodo del 2013) in previsione di possibili interruzioni dei flussi. La tendenza dei primi cinque mesi del 2014 sembra inoltre essere confermata dai dati di giugno resi noti da Ukrtransgaz. Secondo la compagnia – sussidiaria di Naftogaz responsabile dell'operazione della rete nazionale e del sistema di stoccaggio – il mese scorso il flusso di gas di provenienza polacca e ungherese avrebbe infatti registrato un incremento su base annua del 20%. Al maggior volume di gas importato ha fatto peraltro da contrappunto un evidente calo dei consumi. Grazie anche a un inverno mite, il consumo di gas tra gennaio e maggio si è contratto del 12,7% (per un volume di 23,2 Gmc) rispetto all'anno precedente, mentre la produzione interna ha fatto registrare una crescita su base annua, nello stesso lasso temporale, dell'1,7% nonostante la perdita degli asset della compagnia Chernomorneftegaz – assorbita dalle autorità della Crimea a seguito della secessione dall'Ucraina.

Maggior successo sembra invece aver avuto il tentativo di arrivare a una soluzione per la gestione della rete nazionale ucraina. Con una maggioranza invero risicata (229 voti favorevoli, 3 oltre la soglia minima richiesta), il 30 giugno il Parlamento ucraino ha approvato una legge che permetterebbe agli investitori europei e statunitensi (non russi) di acquisire sino al 49% di una nuova compagnia cui demandare la gestione della rete nazionale e delle strutture di stoccaggio degli idrocarburi. La legge – respinta in prima istanza solo il giorno prima – spiana dunque la strada all'afflusso dei capitali necessari alla modernizzazione della rete e a un'efficace gestione del comparto. Parte integrante del tentativo euro-atlantico di salvataggio dell'Ucraina è tuttavia la perentoria richiesta – giunta in ultimo dal Bureau per l'energia del Dipartimento di Stato statunitense – di riformare l'inefficiente mercato del gas nazionale e d'imporre un giro di vite alla profonda corruzione che caratterizza il comparto. Solo a queste condizioni, infatti, potrebbe avere senso

L'afflusso di investimenti privati nel paese – rispetto ai quali non si ha ancora notizia di concrete proposte.

Mentre la situazione in Ucraina orientale resta incerta e proseguono gli scontri tra forze governative e secessionisti, Mosca va solidificando il legame con la Crimea, la cui annessione alla Federazione russa sembra irreversibile – nonostante il mancato riconoscimento della secessione da parte della gran parte della comunità internazionale. Parte integrante di tale politica è la connessione della penisola alla rete energetica russa. Secondo quanto dichiarato da Oleg Saveliev, viceministro russo per l'Economia e responsabile degli Affari crimeani, la penisola sarà gassificata attraverso una diramazione del gasdotto South Stream della capacità di 2 Gmc/a che, stando alla tempistica seguita da Gazprom, potrebbe essere operativa già dal gennaio 2016.

## 2.2. BACINO DEL CASPIO

La cooperazione energetica nell'area del Mar Caspio è tornata, nel corso degli ultimi mesi, a ruotare attorno alla possibilità di costruire un gasdotto sottomarino in grado di convogliare sulla costa azerbaigiana il gas estratto sulla sponda orientale del bacino, in Turkmenistan e potenzialmente in Kazakistan e Uzbekistan. Il progetto, inizialmente avanzato dall'Amministrazione statunitense guidata da Bill Clinton sul finire degli anni Novanta, è stato ostacolato nel corso degli anni da un complesso intreccio di problematiche politiche di natura tanto regionale che bilaterale. Tra le prime spiccano in particolare le ferme opposizioni tradizionalmente avanzate da Iran e Russia mentre, tra le seconde, il mancato accordo tra Baku e Ashgabat sulla delimitazione delle rispettive acque territoriali, reso più arduo da rivendicazioni di sovranità incrociate sull'area del giacimento di Kyapaz. Nonostante ciò, il perseguimento da parte dell'UE di una politica di diversificazione degli approvvigionamenti di gas in grado di contare sulle ingenti risorse turkmene attraverso il Corridoio meridionale e, più di recente, una crisi ucraina che ha riportato in cima al dibattito europeo sull'energia la necessità di ridurre la dipendenza dagli approvvigionamenti russi, hanno dato nuovo slancio ai negoziati tra le parti coinvolte sulla possibile realizzazione del cosiddetto Trans-Caspian Gas Pipeline (Tcgp). In questo contesto il governo turco, in linea con una strategia energetica tradizionalmente fondata sulla possibilità di fare del paese uno snodo regionale per la distribuzione degli idrocarburi verso i mercati europei, ha preso l'iniziativa di guidare e mediare un negoziato turkmeno-azerbaigiano riavviatosi nel corso degli ultimi mesi al riparo dai riflettori della stampa internazionale. In questa prospettiva, a fine maggio, si è tenuto a Baku il primo Summit trilaterale tra Turchia, Azerbaigian e Turkmenistan, con la partecipazione dei ministri degli Esteri dei tre paesi, alla cui cooperazione sottende la comune matrice etnico-linguistica. Al Summit è seguito poi il Vertice bilaterale turco-turkmeno tenutosi in occasione della visita condotta in Turchia, tra il 3 e il 5 di giugno, del presidente turkmeno, Gurbanguly Berdymukhamedov. In entrambi i casi la cooperazione energetica è stata al centro dei colloqui, in vista del possibile contributo che, con la costruzione dell'infrastruttura trans-caspica, Ashgabat potrebbe offrire alla capacità del Tanap e, più in generale, alle necessità di approvvigionamento del Corridoio meridionale dell'UE. D'altra parte, mentre le più alte autorità governative azerbaigiane e i rappresentanti di Socar hanno più volte ribadito la disponibilità a sostenere il progetto con il proprio territorio, le proprie infrastrutture e possibilità di transito, le autorità turkmene hanno di recente sottolineato una volta di più di non ritenere l'opposizione russa e iraniana un ostacolo alla realizzazione del gasdotto – per il quale sarebbe sufficiente il solo assenso delle due parti coinvolte.

Mentre procedono i negoziati per la definizione e la realizzazione del Trans-Anatolian Pipeline, gasdotto deputato al trasporto del metano che andrà in estrazione dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento di Shah Deniz a partire dal 2018 (Cfr. § 3.2.), **la compagnia petrolifera nazionale azerbaigiana, Socar, prosegue nella strategia di investimenti esteri iniziata da circa un quinquennio.** Finalizzata a garantire

all'Azerbaijan un ruolo di primo piano in tutta la filiera energetica – e dunque al coinvolgimento di Socar anche nel trasporto, nella trasformazione e nella distribuzione degli idrocarburi all'estero – tale strategia si è principalmente indirizzata verso quei paesi che risultano partner imprescindibili di Baku per raggiungere i mercati vicino-orientali ed europei. Tra questi, obiettivo prioritario è il mercato energetico della Turchia, interlocutore politico-economico privilegiato dell'Azerbaijan, nel cui mercato energetico Socar punta a divenire entro il 2023 – anno del centenario della fondazione della Repubblica turca – *player* di primo livello. La strategia di crescita sul mercato turco è stata rafforzata, in questo contesto, dagli accordi siglati lo scorso mese dalla compagnia azerbaijana con diverse istituzioni finanziarie internazionali. Gli accordi, di un valore totale di 3,3 miliardi di dollari, sono finalizzati alla costruzione di una raffineria nei pressi di Smirne, sulla costa egea della Turchia, con una capacità di trasformazione annua di 10 milioni di tonnellate (mt/a) di greggio entro il 2018. La raffineria – della quale Socar detiene il 40% delle quote – fa parte degli *asset* della compagnia turca Star e, a fronte di un investimento totale pari a 5,5 miliardi di dollari, dovrebbe garantire le risorse necessarie alla *holding* petrolchimica Petkim. Quest'ultima è a sua volta controllata da Socar – che detiene il 61,32% delle azioni – e, secondo i più recenti piani industriali resi pubblici, punterebbe a incrementare la produzione sino a 6 mt/a entro il 2023. A dimostrazione della rilevanza della cooperazione energetica per le relazioni bilaterali turco-azerbaigiane, alla cerimonia della firma degli accordi – svoltasi a Istanbul il 6 giugno – hanno preso parte, oltre ai ministri azerbaijani dell'Energia, Natig Aliyev, e dell'Industria, Shahin Mustafayev, gli omologhi turchi Taner Yildiz e Fikri Ishik.

La cooperazione energetica turco-azerbaigiana si è rafforzata nel corso dell'ultimo trimestre anche grazie alla cessione alla compagnia statale turca Tpaö del pacchetto azionario detenuto da Total nel consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento gassifero di Shah Deniz (SD) e nel South Caucasus Pipeline, gasdotto che da Baku attraverso il territorio georgiano raggiunge il terminale anatolico di Erzurum – dove originerà invece il Trans-Anatolian Pipeline. L'accordo, stipulato a inizio giugno e del valore di 1,5 miliardi di

COMPOSIZIONE DEL CONSORZIO SHAH DENIZ.	
BP (GB)	28,8%
TPAO (Tur)	19%
Socar (Azb)	16,7%
Statoil (No)	15,5%
NICO (Iran)	10%
Lukoil (Ru)	10%
SHAH DENIZ IN NUMERI	
Riserve stimate	1,2 Tmc
Produzione attuale	9 Gmc/a
Produzione fase II	16 Gmc/a
Avvio produzione SDII	2018
Avvio esportazione verso UE	2019

dollari, ha reso Tpaö il principale azionista del Consorzio SD dietro l'operatore BP. Per Total la cessione della partecipazione in SD rientra in una più ampia operazione di razionalizzazione del portafoglio e non equivale alla conclusione delle attività in Azerbaijan. Al contrario, questa è coerente con gli investimenti previsti per lo sfruttamento del giacimento off-shore di Absheron, per il quale la compagnia francese – operatrice del progetto con un 40% delle quote del relativo consorzio – a inizio giugno ha

reso noto il piano di sviluppo. In base a esso, a fronte di un investimento stimato tra i 5 e i 7 miliardi di dollari, la produzione è prevista iniziare nel 2021.

Nonostante il richiamato attivismo di Baku e Ankara nel sostenere i progetti d'interconnessione trans-caspica, resta tuttavia il fatto che **la direttrice orientale di esportazione del gas turkmeno – e più in generale centroasiatico – continua a offrire, apparentemente, le condizioni più favorevoli per lo sviluppo delle strategie energetiche dei produttori regionali.** La crescente domanda di gas proveniente dal mercato cinese e da quelli dell'Asia meridionale – indiano e pakistano in particolare – offre alla produzione turkmena rilevanti garanzie di assorbimento, rese ancor più profittevoli da una capacità d'investimento, quella cinese, più rilevante e meno vincolata a condizionamenti politici di quella euro-atlantica.

TAB. 1 – RISERVE E PRODUZIONE DI GAS IN ASIA CENTRALE				
	Riserve provate	Percentuale su riserve mondiali	Produzione (2013, in Gmc)	Percentuale su produzione mondiale
<b>Turkmenistan</b>	17,5 Tmc	9,4%	62,3 Gmc	1,8%
<b>Kazakhstan</b>	1,5 Tmc	0,8%	18,5 Gmc	0,5%
<b>Uzbekistan</b>	1,1 Tmc	0,6%	55,2 Gmc	1,6%
Fonte: elaborazione su BP 2014				

Ulteriore, concreta dimostrazione della crescente presa cinese sulla cooperazione energetica nell'area centroasiatica è stata l'inaugurazione, a inizio giugno e a ventuno mesi dall'inizio dei lavori, della "Linea C" del Central Asia-Cina Gas Pipeline (Cacgp), gasdotto che a partire dall'inaugurazione della prima linea, nel dicembre 2009, ha consentito alla Repubblica popolare cinese d'importare quantità crescenti di gas dalla regione e, parallelamente, di concludere una serie di accordi finalizzati all'aumento dei volumi e all'incremento della capacità di trasporto (Cfr. *Focus 16/2014*). La Linea C del Cacgp, della capacità di 25 Gmc/a di gas, corre parallela alle prime due linee, lungo una rotta di circa 1.800 chilometri che dal confine Turkmeno-Uzbeko raggiunge la regione dello Xinjiang attraversando Uzbekistan e Kazakhstan. A rifornire il gasdotto, con un volume di 10 Gmc/a di gas ciascuno, saranno principalmente Turkmenistan e Uzbekistan, mentre i restanti 5 Gmc/a saranno forniti dal Kazakhstan. Attualmente funzionante a una capacità di 7 Gmc/a, la Linea C è prevista funzionare a piena capacità nell'ultimo trimestre del 2015. L'anno successivo dovrebbe invece entrare in funzione la quarta e ultima linea del gasdotto – la "D" – che collegherà Turkmenistan e Cina attraverso i territori di Uzbekistan, Tagikistan e Kirghizistan, portando il totale della capacità del Cacgp entro il 2020 a 80 Gmc/a. Di questi – secondo l'intesa raggiunta lo scorso settembre e ribadita in occasione della visita a Pechino compiuta dal presidente Berdymukhamedov – 65 Gmc/a saranno forniti dal Turkmenistan.

Il vettore asiatico della strategia di diversificazione dei canali di esportazione turkmena resta inoltre legata alla possibile costruzione del gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India (**Tapi**), fortemente sostenuto dall'Amministrazione statunitense che ne ha fatto uno dei **pilastri fondanti della strategia centroasiatica successiva al ritiro dei contingenti militari dallo scenario afghano**. Il ruolo del Turkmenistan nella cosiddetta "New Silk Road Initiative" statunitense – finalizzata a fare dell'**Afghanistan un hub delle rotte commerciali ed energetiche regionali** – è stato non a caso al centro dei colloqui svoltisi ad Ashgabat, a inizio giugno, tra i vertici del Ministero degli Esteri turkmeno e Fatema Sumar, vice-assistente al segretario di stato statunitense per gli Affari Regionali. Accanto ai piani di sviluppo del Tapi, le parti hanno inoltre discusso un aumento delle esportazioni di elettricità verso l'Afghanistan, che il Turkmenistan già effettua su base preferenziale. A ostacolare il progetto Tapi – prima ancora che la perdurante instabilità dell'Afghanistan e la crescente cooperazione sino-turkmena – è tuttavia la posizione del Pakistan, la cui urgenza nell'ampliamento dei canali di approvvigionamento di gas potrebbe far preferire, nonostante la ferma opposizione statunitense, l'alternativa di approvvigionamento dall'Iran, più economica e più avanzata, oltre che legalmente vincolante per Islamabad. In base a un accordo del giugno 2009 tra la pakistana Inter State Gas System e la National Iranian Oil Company i due paesi hanno stabilito la commercializzazione di 21 Mmc di gas al giorno espandibili fino a 28 a partire dal 31 dicembre 2014. L'accordo prevedeva anche la costruzione di un gasdotto tra i due paesi, per la costruzione del quale ciascuna delle parti sarebbe stata responsabile nel proprio territorio. Mentre la sezione iraniana, stando alle dichiarazioni delle autorità di Teheran, sarebbe già stata completata, quella pakistana sarebbe ancora ben lungi dall'essere commissionata, esponendo Islamabad al pagamento delle penali stabilite contrattualmente – 3 milioni di dollari al giorno. Il Pakistan, che ha chiesto la rimozione della penale e il rinvio della scadenza, ha addotto come giustificazione al ritardo la mancanza di fondi per finanziare la costruzione del gasdotto e le sanzioni comminate all'Iran sul programma nucleare, che avrebbero reso impossibile trovare compagnie internazionali disposte a investire nel progetto. In questa prospettiva avrebbero aperto un tavolo negoziale con l'Iran – che non sembra però disponibile a concedere alcunché su questo fronte – perché direttamente Teheran si faccia carico dei 2 miliardi di dollari necessari alla costruzione dei 700 chilometri di gasdotto in territorio pakistano.

### 2.3. TURCHIA E MEDIO ORIENTE

**La cooperazione energetica nell'area del Mediterraneo orientale e Vicino Oriente ruota principalmente attorno alle opportunità offerte dallo sfruttamento dei giacimenti off-shore del Bacino di Levante, nelle zone economiche esclusive di Cipro, Libano e, soprattutto, Israele.** Nelle acque israeliane sono stati, infatti, a oggi, scoperti i più rilevanti giacimenti dell'area e più avanzati sono i progetti di sviluppo avviati dalle compagnie titolari dei diritti di sfruttamento off-shore, in linea con le direttrici dettate dalle autorità governative israeliane.

In questo contesto, il secondo trimestre del 2014 è stato caratterizzato da rilevanti sviluppi, tanto sul versante della composizione dei consorzi impegnati nello sviluppo del potenziale estrattivo del Bacino, quanto delle connesse direttrici di esportazione passibili di essere aperte nel corso del prossimo quinquennio.

Sul versante israeliano, rilevante novità ha riguardato la composizione del consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento di Leviatano – con 550 Gmc di riserve stimate di gas, il principale tra quelli scoperti al largo delle coste di Israele. A seguito di una vertenza con le autorità israeliane legata al livello di tassazione imposto sulle esportazioni, la compagnia australiana Woodside, ha comunicato ai partner del consorzio – Noble Energy (39,66%), Delek Drilling (22,67%), Avner Oil Exploration (22,67%) e Ratio Oil Exploration (15%) – la propria intenzione di recedere dal Memorandum di Intesa sulla base del quale avrebbe acquisito il 25% delle quote dello stesso, per un valore di 2,7 miliardi di dollari. Principale conseguenza della decisione della Woodside è stato l'incremento degli oneri finanziari necessari allo sviluppo della prima fase del giacimento (stimati attorno ai 4,5 miliardi di dollari) in capo agli attuali partner. Non a caso questi ultimi, nel mese di maggio, hanno avanzato un'offerta internazionale di bond del valore di 2 miliardi di dollari, necessari a colmare il mancato investimento della compagnia australiana. In questo contesto, il buon esito dell'offerta rappresenta una dimostrazione concreta del potenziale dei progetti di sviluppo dell'off-shore israeliano, prima ancora che una garanzia della continuità dei piani stessi indipendentemente dalla partecipazione della Woodside.

A riprova di ciò, a inizio giugno la Nobel e i suoi partner hanno sottoposto al Parlamento israeliano un piano preliminare di sviluppo delle risorse off-shore – preparatorio rispetto al piano definitivo che, secondo i termini della licenza di esplorazione ottenuta dalle autorità di Tel Aviv, dovrà essere approvato entro la fine del 2014. Il piano, legato anzitutto alle strategie di commercializzazione del gas sul mercato interno, prevede la costruzione di un impianto fluttuante di produzione, stoccaggio ed esportazione – della capacità di 45 Mmc al giorno – in luogo di un impianto on-shore che, nonostante rappresentasse la scelta iniziale del consorzio, ha incontrato notevoli resistenze da parte di locali gruppi ambientalisti. La scelta del trattamento del gas al largo delle coste israeliane comporterebbe peraltro un aggravio dei costi del progetto, passibili di salire da 4,5 fino a 7 miliardi di dollari.

D'altra parte, prima ancora che essere stata conseguenza della vertenza legata alla tassazione, la decisione della Woodside sembra essere stata frutto dei primi, significativi

segnali relativi alle scelte dei mercati di sbocco del gas che andrà in produzione, a partire dalla fine del 2017, dal giacimento. La partecipazione della compagnia australiana al progetto nell'off-shore israeliano era difatti principalmente legata alla possibilità di sviluppare impianti di liquefazione del gas – tecnologia nella quale la Woodside è leader – e, dunque, di guardare alle esportazioni verso i mercati asiatici. Tale eventualità è tuttavia andata progressivamente perdendo terreno rispetto all'alternativa, più economica e politicamente significativa, di puntare alle esportazioni verso i mercati regionali. Se, dunque, la possibilità di costruire un impianto Gnl sulla costa sembrava sino a qualche mese or sono l'alternativa di esportazione privilegiata dai partner di Leviatano, questa ha lasciato progressivamente il campo alla possibilità di collegare via gasdotto i giacimenti off-shore ai mercati regionali contigui a Israele, facendo slittare a una fase successiva di sviluppo la possibilità di dotarsi di un impianto di liquefazione del gas galleggiante.

La preferenza per la commercializzazione del gas sui mercati regionali, già manifestatasi con gli accordi di fornitura sottoscritti con l'Autorità nazionale palestinese e la Giordania, è andata rafforzandosi nel corso dell'ultimo trimestre. Tra i mercati regionali di sbocco possibili, sono indubbiamente quelli di Turchia ed Egitto a offrire le più vantaggiose opportunità – tanto per la rilevanza dei mercati in sé, quanto per le possibilità di transito verso altri mercati. Tuttavia, in questo scenario, **a una Turchia che – nonostante le ripetute dichiarazioni di apertura alla cooperazione energetica con Tel Aviv – sembra ancora stentare a ricucire gli strappi diplomatici con Israele dell'ultimo quinquennio, fa da contraltare un Egitto che, dopo la recente elezione di al-Sisi, sembra offrire garanzie di sicurezza dei flussi fino a oggi altamente incerte.**

Che Israele, dunque, guardi più risolutamente ai mercati regionali – e in particolar modo all'Egitto – è confermato anzitutto dall'intesa preliminare con la quale, in maggio, il Consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento di Tamara si è accordato con Union Fenosa (UF) – titolare di impianti di liquefazione sulla costa egiziana – per la commercializzazione di 4,5 Gmc/a di gas per un periodo quindicennale. In base all'accordo, di un valore stimato attorno agli 1,3 miliardi di dollari, il gas verrà intubato in un gasdotto – i cui costi di realizzazione saranno sostenuti dalla parte acquirente – diretto verso Damietta e l'impianto di liquefazione Seagas, controllato da UF ed Eni. D'altra parte, che l'Egitto possa emergere come il principale partner per la strategia d'esportazione di gas israeliana è confermato da un accordo preliminare che i partner di Leviatano hanno concluso a fine giugno con BP. Tramite questo, le parti avrebbero delineato le linee guida per un accordo quindicennale di vendita di 7 Gmc/a di gas a partire dal 2017 alla compagnia, che lo ritirerebbe direttamente dalla piattaforma di estrazione e lo instraderebbe, via oleodotto, verso il terminale di Idku, in Egitto. Se l'accordo dovesse essere finalizzato – e la tempistica indica la fine del 2014 – le possibilità di esportazione del gas verso la Turchia si ridurrebbero notevolmente, mettendo a serio rischio il tentativo di Ankara di fondare sulla cooperazione energetica il rilancio delle relazioni con Israele e, soprattutto, con Cipro (Cfr. Infra). In attesa che il livello diplomatico possa rendere fattibili i progetti di cooperazione energetica tra Turchia e i nuovi potenziali produttori del Bacino di Levante, il mondo imprenditoriale turco ha avviato contatti con la controparte israeliana

per l'acquisto del gas. Nell'ultimo bimestre sono, infatti, proseguiti i negoziati tra le compagnie titolari dei diritti di sfruttamento di Leviatano e le compagnie Turcas Petrol e Enerjisa, *joint venture* della holding turca Sabanci e della compagnia tedesca E.ON. Stando alla stampa di settore, i negoziati ruoterebbero attorno all'acquisto di 7 Gmc/a di gas per un periodo ventennale.

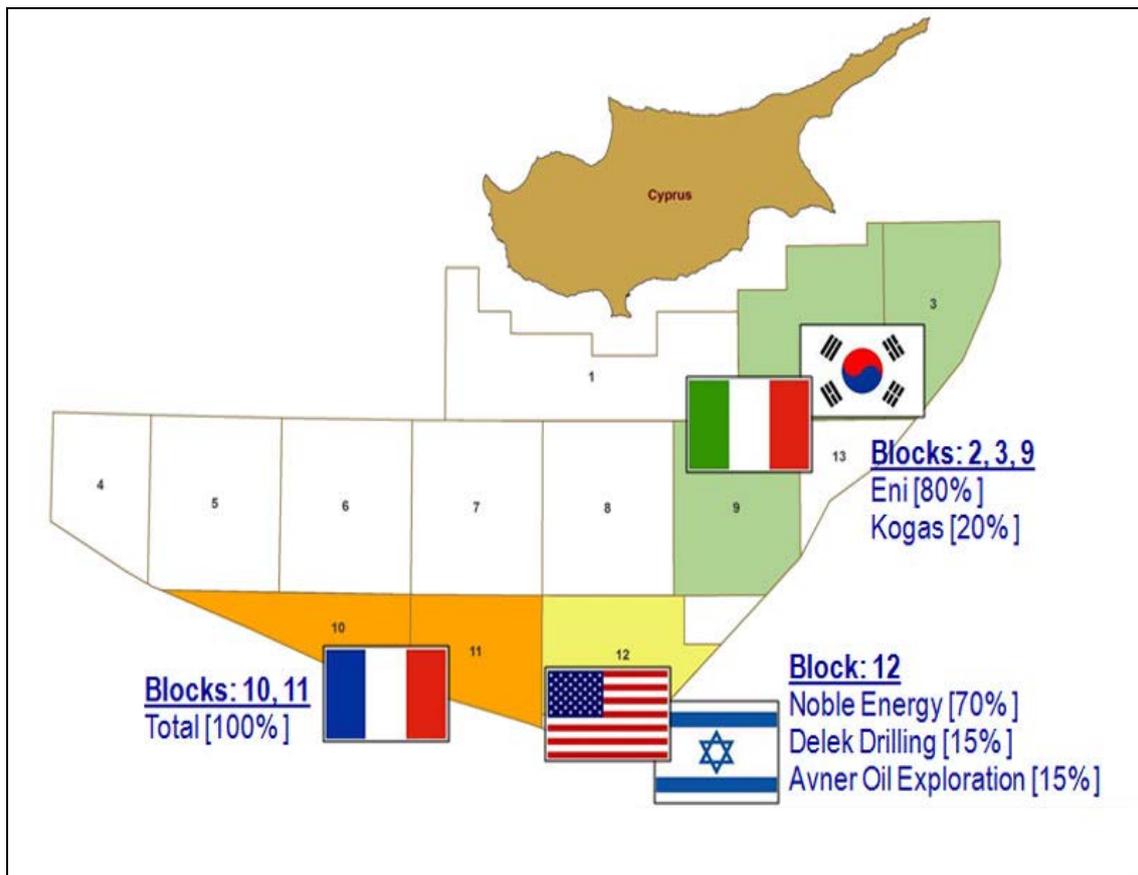
**Nonostante l'apparente ritirata della Woodside dai piani di sviluppo dei giacimenti israeliani, la compagnia australiana sembra essere comunque interessata alle possibilità offerte dal Bacino di Levante. In particolare, secondo la stampa di settore, la Woodside avrebbe aperto un tavolo negoziale con Noble per la partecipazione ai piani di sfruttamento e trasporto delle risorse gassifere cipriote e, in particolare, per la costruzione di un terminale Gnl a Vasilikos, per il quale sono in corso trattative con il governo cipriota. La costruzione del terminale è legata ai piani di sviluppo del giacimento di Afrodite, nel blocco 12 delle acque cipriote, i cui diritti di sfruttamento sono detenuti dalla Noble (70%) e da Delek Drilling e Avner Oil, sussidiarie del gruppo Delek (30%). La realizzabilità dell'infrastruttura è tuttavia legata alla possibilità che nella zona economica esclusiva di Cipro vengano scoperti nuovi e significativi giacimenti, senza i quali difficilmente il progetto Gnl potrà vedere la luce. Difatti, il blocco 12 del giacimento di Afrodite resta al momento l'unica area in acque cipriote dove siano state effettuate attività di esplorazione. Attività di esplorazione i cui risultati tuttavia, per quanto significativi, non giustificherebbero gli investimenti necessari alla costruzione del terminale di Vasilikos. Il blocco conterebbe, infatti, riserve di gas stimate tra i 100 e i 150 Gmc, a fronte dei quasi 350 Gmc che – secondo quanto dichiarato dal country manager della Noble a Cipro, John Tomich – sarebbero necessari per rendere profittevole l'investimento.**

La possibilità che Cipro possa avviare flussi di esportazione di Gnl è dunque legata alle attività di esplorazione che le altre compagnie titolari di diritti di sfruttamento avvieranno nel prossimo futuro. Tra il secondo semestre del 2014 e il 2015 dovrebbero iniziare le attività di esplorazione di Eni e Kogas, da una parte, e di Total dall'altra – aggiudicatisi rispettivamente i diritti sui blocchi 2-3-9 e 10-11 (Cfr. *Figura 24*). D'altra parte, indiretta ma significativa dimostrazione del potenziale estrattivo che l'area conserva, è il crescente interessamento della China National Offshore Oil Corporation (Cnooc) all'investimento nel Bacino. Secondo la stampa di settore, infatti, la compagnia cinese starebbe negoziando con Noble e Delek l'acquisizione di una quota significativa – dal 30% al 40% – del consorzio.

Indipendentemente dalla fiducia delle autorità cipriote e degli investitori internazionali nella possibilità di scoprire nuove e rilevanti riserve gassifere, la Noble valuta tuttavia anche le possibili alternative al Gnl. Anzitutto, capitalizzando sulla strategica collocazione geografica dell'isola, la compagnia statunitense starebbe valutando la possibilità di utilizzare la tecnologia, invero ancora poco sviluppata, del Gas naturale compresso (Gnc) che, con investimenti inferiori a quelli richiesti dal Gnl, permetterebbe comunque di raggiungere i mercati attigui a Cipro sia pure con volumi di gas contenuti. Resta al contempo in piedi l'ipotesi più redditizia, ma di più difficile realizzazione da un punto di vista eminentemente politico-diplomatico. Il riferimento va alla possibilità di collegare i giacimenti ciprioti via

gasdotto alla costa mediterranea della Turchia, ovvero ai terminali di Ceyhan o Mersin. In questa prospettiva, lo sfruttamento delle risorse gassifere cipriote potrebbe assumere una valenza che trascenderebbe il mero aspetto economico, diventando elemento chiave dei datati e a oggi infruttuosi negoziati per la riunificazione dell'isola. Le risorse off-shore, dal caratterizzarsi come pericoloso elemento di polarizzazione regionale solo tre anni or sono – quando cioè la Turchia minacciò un intervento della marina a protezione dei diritti della Repubblica turca di Cipro Nord, a suo giudizio violati – potrebbero dunque costituire un punto cardine di negoziati inter-comunali ripresi lo scorso febbraio.

Fig. 24 – I blocchi e le licenze off-shore ciprioti



Fonte: cyprusprojectshipping.com

La profonda significatività politico-diplomatica legata alla prospettiva d'inaugurare una fruttuosa cooperazione energetica tra Cipro e Turchia – alla quale, ancor più significativamente, potrebbe partecipare lo stesso Israele – è testimoniata dal sostegno assicurato al progetto dalle autorità statunitensi e comunitarie. È anzitutto in questa luce che va letta la recente visita compiuta a Cipro dal vice presidente degli Stati Uniti, Joe Biden, che potrebbe essere presto seguita da quella del segretario di stato, John Kerry.

**Prima ancora che rispondere alla volontà di capitalizzare sulla vantaggiosa posizione geografica della Turchia – a cavallo tra le principali aree di consumo e di produzione energetica dello spazio eurasiatico – per rendere il paese uno snodo centrale della distribuzione di idrocarburi su scala regionale, la strategia di approvvigionamento estero del governo turco (Cfr. § 2.2.) è conseguenza della crescente domanda interna di gas, che nel corso dell'ultimo decennio ha sostenuto gli elevati tassi di crescita fatti registrare dall'economia nazionale.** In tale strategia rientrano tanto i piani di approvvigionamento di breve e medio periodo, quanto quelli di medio e lungo. Mentre i primi ruotano principalmente attorno allo sviluppo della capacità d'importazione di Gnl, i secondi si fondano su una politica di approvvigionamento multiplo e sull'esplorazione e sviluppo delle possibili risorse indigene. Dalla prima prospettiva l'ultimo trimestre ha visto moltiplicarsi i contatti tra il governo di Ankara e i possibili fornitori di Gnl – dalla Norvegia sino al Qatar – sullo sfondo dello stallo negoziale nel quale è invece rimasto imbrigliato il tentativo di rinnovare l'accordo di acquisto di gas liquefatto con l'Algeria – che nel 2013 ha fornito alla Turchia 3,8 Gmc di Gnl su un totale di 6,1 giunti nel paese.

D'altra parte, secondo quanto reso noto dal Ministero per l'Energia turco, i contatti con Statoil, oltre a riguardare possibili forniture di Gnl, hanno guardato anche alla possibilità di lanciare progetti di esplorazione della Zona economica esclusiva turca nel Mar Nero. La valutazione delle possibili riserve nazionali di gas è stata, inoltre, oggetto dei colloqui tra la compagnia turca Tpaö e la statunitense ExxonMobil. Secondo quanto riportato dalla stampa turca, i colloqui si sarebbero incentrati sulla possibilità di creare una *joint venture* cui affidare il compito di verificare la presenza di giacimenti di gas di scisto nella regione della Tracia, nella parte europea del paese.

TAB. 2 – ANDAMENTO IMPORTAZIONI DI GAS IN TURCHIA (2006-2013, IN GMC/A)								
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Importazioni via Blue Stream</b>	7,5	9,5	10,1	9,8	8,1	14	14,7	13,7
<b>Importazioni annue da Russia</b>	19,9	23,4	23,8	20,0	18,0	26,0	27,0	26,7
<b>Totale importazioni</b>	38,2	45,2	47,0	44,7	48,9	56,0	56,7	57,2
<b>Quota gas russo</b>	52%	52%	51%	45%	37%	46%	48%	47%

Fonte: Gazprom, BP

Più articolata, invece, è la strategia di lungo periodo di approvvigionamento via gasdotto. Oltre ai già citati casi del Turkmenistan e del Bacino di Levante (Cfr. §2.2. e *supra*), gli ultimi mesi hanno fatto registrare anzitutto un'intensificazione del dialogo con la Russia – che oggi già assicura il 68% delle importazioni annue via tubo. Oltre ai colloqui sulla possibile riduzione del prezzo del gas – che, secondo termini contrattuali, andrà rinegoziato a inizio

2015 – i contatti tra autorità turche e Gazprom si sono incentrati sulla possibilità di aumentare, a partire dal 2015-2016, di 3 Gmc/a la capacità del gasdotto Blue Stream, una delle due arterie che collegano i due paesi e che ha tradizionalmente funzionato al di sotto della propria capacità di trasporto (16 Gmc/a).

L'espansione della capacità di trasporto sarebbe conseguibile, nei piani di Ankara, attraverso l'installazione di una nuova stazione di compressione, con un investimento stimato attorno ai 20 milioni di dollari. Nella stessa prospettiva le autorità turche hanno inoltre ventilato l'ipotesi di offrire un approdo alternativo al gasdotto South Stream, la cui rotta in territorio comunitario sembra essere messa a rischio dall'opposizione della Commissione europea (Cfr. § 3.2.).

**Tra tutte le possibili direttrici di approvvigionamento di gas della Turchia – orientale dal Caspio, settentrionale dalla Russia, sud-occidentale dal Bacino di Levante e meridionale da Iraq e Iran – quella che guarda alla ripresa e allo sviluppo della cooperazione con i vicini meridionali è certamente la più promettente, sebbene al momento la più complessa da perseguire.** La perdurante instabilità siriana e il progressivo scivolamento dell'Iraq in una spirale di violenza dagli esiti del tutto incerti rappresentano un evidente ostacolo allo sviluppo della cooperazione energetica, passibile di coinvolgere quello stesso Iran che dopo l'elezione di Hassan Rouhani alla presidenza sembrava con successo venire fuori dall'isolamento internazionale in cui il paese era stato relegato a causa della controversia sul programma nucleare.

**L'avanzata in Iraq delle forze dell'Islamic State of Iraq and Levant (Isil) e la relativa facilità con la quale hanno sottratto il controllo territoriale di ampie zone del paese alle forze di sicurezza nazionali getta un'ombra tutt'altro che irrilevante sulle prospettive di sviluppo del comparto energetico nazionale.** Al momento, l'avanzata dell'Isil – diretta principalmente verso Mosul e la regione centrale dell'Iraq – non ha avuto un impatto diretto sulla produzione petrolifera, concentrata principalmente nella fascia meridionale del paese. Ciò nonostante, la caotica situazione che caratterizza il paese – e la possibilità di un'avanzata verso sud – ha avuto ricadute sulla quotazione del petrolio e, più in generale, sulle prospettive d'incremento degli scambi con i paesi confinanti. La Turchia risulta essere l'attore regionale più esposto all'instabilità irachena. Secondo gli analisti turchi, difatti, al di là dei rischi connessi alla diminuzione del volume d'interscambio bilaterale con l'Iraq (le esportazioni turche raggiungono oggi un livello pari a 12 miliardi di dollari annui, secondo solo alla Germania), a un incremento di un dollaro della quotazione del greggio corrisponde in Turchia un aggravio di spesa pari a 300 milioni di dollari annui, con ricadute dirette sul già elevato deficit di bilancio e sull'inflazione. Il recente deprezzamento della lira turca rispetto al dollaro, le perdite fatte registrare dalla borsa e la comunicazione dell'Ufficio per il Commercio Estero in base alla quale oltre 500 compagnie avrebbero già cessato di esportare merci verso sud sono già una chiara indicazione della pericolosa tendenza in atto.

D'altra parte, che l'instabilità e la scarsa prevedibilità degli sviluppi dello scenario iracheno stiano influenzando, seppur indirettamente, sugli ambiziosi piani di sviluppo del comparto energetico è testimoniato dall'atteggiamento delle compagnie internazionali attive nel paese.

Nello specifico, la compagnia sudcoreana Kogas, titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento gassifero di Akkas, ha momentaneamente sospeso le attività di sviluppo dell'area, richiamando il proprio personale in zone più sicure del paese e dichiarando la propria intenzione di ritirarsi dal progetto qualora non vi dovessero essere condizioni di sicurezza ritenute accettabili. Analogamente, una riduzione del personale impegnato in attività di estrazione in Iraq è stata annunciata da BP rispetto al giacimento di Rumalia, da Gazprom a Badra e, sebbene non confermata dalla società, il ritiro del personale riguarderebbe anche parte dei dipendenti di ExxonMobil.

**Benché le forze dell'Isil non sembrino al momento in grado di aprire un fronte settentrionale di conflitto in Iraq, l'instabilità ai confini meridionali dell'area controllata dal Governo Regionale Curdo (Grc) potrebbe mettere a rischio i futuri piani di sviluppo del comparto energetico. Al contempo, tuttavia, lo scivolamento dell'Iraq in una nuova e profonda fase d'instabilità potrebbe portare rilevanti benefici al Grc** tanto sul piano istituzionale, quanto economico. Principale dimostrazione della “finestra di opportunità” apertasi alle autorità curde è stata la presa di Kirkuk, capoluogo di una delle regioni più ricche di risorse energetiche dell'Iraq e tradizionalmente contesa tra il governo federale e quello curdo, che ha sempre visto nella città la possibile capitale di un futuro stato nazionale – nonostante il processo di arabizzazione favorito e promosso per decenni dalle autorità baathiste. A metà giugno, approfittando del ripiegamento delle forze governative, i Peshmerga curdi hanno dunque occupato la città alla quale avevano rinunciato nel 2003, dopo il rovesciamento del regime di Saddam Hussein, solo in ragione delle pressioni statunitensi e turche. La situazione è oggi tuttavia molto differente e il potenziale ruolo di baluardo contro l'ulteriore espansione dell'Isil e – con una forza militare composta di 50.000 effettivi – di garante della stabilità del nord del paese potrebbe sostenere il tentativo del Grc di anettere definitivamente Kirkuk al proprio territorio autonomo.

Di questa delicata situazione, il Grc potrebbe d'altra parte anche beneficiare in relazione al lungo braccio di ferro che – ferma restante l'incapacità di addivenire a un compromesso che permetta il varo di una legge nazionale di regolamentazione del comparto energetico – perdura con le autorità federali di Baghdad sulla ripartizione dei proventi del settore e sulla collegata titolarità a contrattare accordi di commercializzazione delle risorse naturali. A inasprire il confronto ha contribuito principalmente il recente accordo tra Erbil e Ankara (Cfr. *Focus* 16/2014) che, negoziato al di fuori del coinvolgimento del Ministero per l'Energia iracheno, ha aperto al greggio curdo la via d'esportazione settentrionale verso la Turchia, attraverso un oleodotto – tra Kirkuk e il porto mediterraneo di Ceyhan – costruito e operato al di fuori del controllo di Baghdad. Principale strumento di ritorsione nei confronti di Erbil in capo a Baghdad è stato il congelamento dei trasferimenti della quota regionale del budget nazionale (17%) al Grc, bloccati da gennaio nonostante le pressioni esercitate da Washington su Baghdad per disinnescare la crisi. In un circolo vizioso che alimenta se stesso, la mancanza di trasferimenti dal budget nazionale ha rafforzato la risolutezza del Grc nel vendere autonomamente le proprie risorse. Per questa strada, stando alle dichiarazioni del Ministero per l'Energia turco, i terminali di stoccaggio di

Ceyhan ospiterebbero circa 1,8 milioni di barili di petrolio curdo, che continuerebbe ad affluire a un ritmo di 100.000 barili al giorno. Ciò nonostante, la ferma opposizione del governo iracheno alla commercializzazione autonoma del petrolio da parte del Grc e il sostegno assicurato a esso dall'amministrazione statunitense nella prospettiva di scongiurare una sempre più probabile partizione del paese, si sono tradotti nella difficoltà di trovare acquirenti per il greggio curdo, tanto all'interno quanto all'esterno della Turchia. Sono così serviti diversi giorni di navigazione perché il primo carico di petrolio curdo partito da Ceyhan trovasse un acquirente internazionale, la compagnia russa Rosneft. Sebbene molti analisti abbiano letto nell'acquisto del petrolio curdo un segnale dell'attuale debolezza della posizione di Baghdad, il governo federale non sembra intenzionato a recedere nella ferma contrarietà alla gestione autonoma del comparto energetico da parte dei curdi e, coerentemente, ha adito innanzi a una corte internazionale la Turchia – e la compagnia nazionale Botas – per aver facilitato la commercializzazione di quello che ritiene essere petrolio “contrabbandato”. Al primo cargo partito dal porto di Ceyhan ne sono tuttavia seguiti altri tre – ciascuno con un carico di un milione di barili – nel mese di giugno.

Nella prospettiva di sviluppo del comparto energetico nazionale, le autorità di Erbil sembrano inoltre segnalare un crescente interesse alla possibile diversificazione dei piani di esportazione degli idrocarburi, allo stato attuale eccessivamente dipendenti dalla cooperazione con la Turchia, naturale mercato di sbocco e territorio di transito del petrolio e del gas curdo. In questa prospettiva può essere letto l'accordo di massima siglato con le autorità iraniane a inizio giugno a seguito di due mesi di negoziati, in base al quale Erbil esporterà petrolio greggio verso l'Iran ricevendone in cambio prodotti petroliferi e gas naturale. In base all'intesa, sarà Teheran a farsi carico della costruzione di un gasdotto e di un oleodotto tra il territorio del Grc e quello iraniano.

**La possibilità d'incrementare le esportazioni di idrocarburi verso Grc e Iraq e, più in generale, di raggiungere i mercati europei attraverso un canale mediorientale transitante anche attraverso la Siria e/o il Libano, è uno dei pilastri della strategia iraniana di rilancio del comparto energetico,** dopo la crisi subita a causa delle sanzioni – che ha più che dimezzato il volume totale delle esportazioni petrolifere.

In questo contesto, lo sviluppo del settore del gas naturale è uno degli elementi sui quali maggiormente puntano le autorità dell'Iran, che nonostante posseda oltre il 18% delle riserve provate su scala mondiale (per un volume pari a 33,8 Tmc), contribuisce per un mero 4,9% alla produzione globale di gas, subendo anzi deficit nella disponibilità della risorsa nei periodi di maggiore domanda e ricorrendo, per questo, a importazioni dal Turkmenistan (4,7 Gmc nel 2013). Principale progetto attorno al quale ruota l'aumento della produzione di gas iraniana è quello legato al maxi-giacimento di off-shore South Pars, nel Golfo Persico a cavallo tra le acque territoriali iraniane e quelle qatarine, le cui riserve sono stimate a 14 Tmc di gas e 18 miliardi di barili di condensati. Stando alle dichiarazioni del direttore della National Iranian Oil Company, Rokneddin Javadi, i lavori relativi alla messa in opera delle diverse fasi di sfruttamento del giacimento – in totale 28 – potrebbero essere completate entro la primavera del 2017 e che le fasi di sviluppo più promettenti

potrebbero invece andare in produzione già nel corso dell'attuale anno del calendario iraniano, ovvero entro il 21 marzo 2015.

<b>TAB. 3 – EFFETTO DELLE SANZIONI SULLE ESPORTAZIONI PETROLIFERE IRANIANE</b>		
<b>Partner</b>	<b>Media 2011</b>	<b>Media 2013</b>
<b>UE</b>	600	irrilevante
<b>Cina</b>	550	420
<b>Giappone</b>	325	200
<b>India</b>	320	200
<b>Corea del Sud</b>	230	130
<b>Turchia</b>	200	120
<b>Sudafrica</b>	80	irrilevante
<b>Malaysia</b>	55	irrilevante
<b>Sri Lanka</b>	35	irrilevante
<b>Taiwan</b>	35	10
<b>Singapore</b>	20	irrilevante
<b>Altri</b>	55	irrilevante
<b>Totale</b>	2.500	1.087

Valori espressi in migliaia di barili al giorno – Fonte: Congressional Research Service (2014)

### 3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI DEL GAS

#### 3.1 CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

Non si sono registrati nel corso del secondo trimestre significative evoluzioni nello sviluppo infrastrutturale del Corridoio nord-orientale.

#### 3.2 CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

A seguito della decisione finale sugli investimenti della seconda fase di sfruttamento del giacimento azerbaigiano di Shah Deniz, il **Trans-Adriatic Pipeline (Tap)** è entrato nella fase di realizzazione che, stando alle tempistiche di sviluppo delle infrastrutture che si dipanano lungo il corridoio meridionale tra le coste del Mar Caspio e quelle pugliesi, dovrebbe essere ultimata entro il 2018.

Ottima notizia per il consorzio Tap è giunta sul versante del finanziamento dell'infrastruttura. Difatti, secondo quanto dichiarato da Riccardo Puliti, direttore

generale per l'energia della Banca europea di ricostruzione e sviluppo (Bers), l'istituzione finanziaria avrebbe manifestato la propria disponibilità a finanziare la costruzione del gasdotto per un ammontare di 6-700 milioni di euro.

Se buone notizie sono giunte dal versante del finanziamento dell'infrastruttura, novità meno incoraggianti hanno invece riguardato l'assetto proprietario del Consorzio. Le compagnie Total ed E.ON, titolari rispettivamente del 10% e del 9% delle quote, hanno infatti dichiarato l'intenzione di uscire dal progetto. Mentre per la compagnia francese la decisione è legata al taglio degli investimenti e alla razionalizzazione del portafoglio – come già visto in relazione alla vendita a Tpa0 della partecipazione in SD e nel Scp (Cfr. §2.2.) – per E.ON la scelta sembra essere dettata dalla decisione di uscire dalle attività svolte nel mercato italiano.

Nonostante la strategicità del gasdotto, più volte ribadita dal governo italiano – prima ancora che dalla Commissione e dal Parlamento europeo – perdurano i **ritardi** sul versante nazionale per la concessione della **Valutazione d'impatto ambientale e sociale (Via)** da parte del Ministero dell'Ambiente. A determinare il ritardo nella concessione della documentazione è principalmente l'opposizione all'approdo del gasdotto nei pressi della località di San Foca, in provincia di Lecce, da parte della popolazione e delle istituzioni

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

locali. Alla legittima opposizione all'utilizzo della località come punto di approdo della parte sottomarina del gasdotto – sostenuta da motivazioni di carattere ambientale e paesaggistico – non è tuttavia seguita la disponibilità all'apertura di un tavolo negoziale per l'individuazione congiunta di un approdo alternativo sulla costa pugliese. Questo nonostante gli inviti in questo senso giunti tanto dal Consiglio regionale pugliese quanto dai vertici del Consorzio Tap, dichiaratisi pronti a discutere la revisione del piano di costruzione del gasdotto. D'altra parte, nell'ultima versione della documentazione presentata al Ministero dell'Ambiente in vista della pubblicazione del Via lo scorso aprile, il Consorzio, pur sottolineando che San Foca rappresenta il punto di approdo ideale dal punto di vista dell'impatto ambientale e sociale, ha tuttavia individuato e portato all'attenzione delle autorità ministeriali 12 percorsi alternativi.

Fig. 25 – Il Trans Adriatic Pipeline



Nello stallo in cui sembrano essere scivolati i provvedimenti autorizzativi in Italia, il Consorzio Tap si è d'altra parte dichiarato disponibile a ripensare la strategia di esportazione del gas azerbaigiano, ventilando la possibilità di puntare su un alternativo approdo in Croazia – che, nell'ottica della gassificazione dell'area balcanica, incontrerebbe anche il favore delle autorità comunitarie.

**Meno avanzato sembra, invece, il processo di definizione dei contorni del**

**gasdotto Trans-Anatolico Tanap**, tanto dal punto di vista dei possibili finanziatori quanto dell'assetto societario del consorzio deputato alla sua costruzione e operazione. Il gasdotto, destinato a collegare il South Caucasus Pipeline al Tap lungo una rotta che dall'Anatolia orientale raggiunge il confine turco-greco, ha una rilevanza centrale per lo sviluppo del Corridoio meridionale del gas dell'UE.

TANAP	
Capacità annua	16 Gmc (scalabili)
A partire dal	2018
Provenienza gas	Azerbaigian
Paesi attraversati	Turchia
Paese di arrivo	confine turco-greco
Società coinvolte	SOCAR (80%), BOTAS (15%), and TPAO (5%)

Smentendo le voci circolate a inizio anno (Cfr. *Focus* 17/2014), il ministro dell’Energia turco Yildiz ha, infatti, dichiarato che l’attuale quota detenuta da società turche nel progetto (20%) è ritenuta sufficiente e che, dunque, né Botas né Tpaò rileveranno parte delle quote (80%) oggi detenute dalla compagnia nazionale azerbaigiana Socar. D’altra parte, mentre Statoil – che detiene il 15,5% delle quote di SD – aveva già declinato l’offerta di acquisto di quote rivoltale da Socar, BP, che pur aveva in principio accettato di rilevare il 12% delle stesse, non ha dato al momento seguito alla dichiarazione.

Riportando al centro dell’attenzione europea e russa la spinosa questione dell’affidabilità del transito di gas russo attraverso l’Ucraina, la crisi che da mesi attanaglia il paese ha dato **nuovo slancio ai progetti di Gazprom e dei suoi interlocutori europei finalizzati alla costruzione del gasdotto South Stream.**

Al contempo, tuttavia, le tensioni tra Bruxelles e Mosca – e più in generale la percezione di vulnerabilità europea connessa all’eccessiva dipendenza dagli approvvigionamenti di gas russi –

rafforzano la risolutezza con la quale l’UE contrasta la realizzazione del gasdotto, per lo meno nella sua attuale configurazione. È in questo clima che sono proceduti e si sono nuovamente arenati i negoziati russo-europei relativi alla possibile esenzione del South Stream dalla **normativa contenuta nel Terzo pacchetto sull’Energia** che, postulando la **separazione tra assetto proprietario delle infrastrutture e del gas e il libero accesso a parti terze**, mina gli accordi bilaterali stipulati dalla Russia con i partner di transito dell’infrastruttura, ovvero Bulgaria, Ungheria, Slovenia e Austria. Da parte sua la Russia – che accusa Bruxelles di utilizzare strumentalmente i negoziati per esercitare pressioni su Mosca in relazione al negoziato trilaterale sull’Ucraina – ha reagito alla politica della Commissione presentando all’Organizzazione mondiale del commercio a fine aprile un **reclamo** contro lo stesso Terzo pacchetto che discriminerebbe i progetti infrastrutturali russi e metterebbe a repentaglio gli investimenti di Gazprom in Europa.

La non conformità di tali accordi alla legislazione europea è stata la motivazione alla base della decisione della Commissione, annunciata dal presidente José Manuel Barroso in occasione del vertice del G7 di giugno, di avviare una procedura d’infrazione contro la Bulgaria per violazione della normativa comunitaria sulla concorrenza e trasparenza nelle gare d’appalto. La reazione di Sofia non si è fatta attendere e, l’8 giugno, il primo ministro Plamen Oresharski, pur rimarcando la strategicità del progetto South Stream per il paese, ha comunicato la decisione del governo bulgaro di sospendere la costruzione del gasdotto, avviata nell’ottobre dello scorso anno, come misura temporanea in attesa delle consultazioni con Bruxelles e, più in generale, di un chiarimento del negoziato euro-russo. Alle dichiarazioni di Oresharski hanno fatto da contrappunto quelle del ministro per

SOUTH STREAM	
Capacità annua	63 Gmc
A partire dal	2015
Provenienza gas	Russia
Paesi attraversati	Bulgaria, Serbia, Ungheria, Slovenia
Paese di arrivo	Italia
Società coinvolte	Gazprom (50%), Eni (20%), Wintershall (15%), EDF (15%)

l'Energia, Dragomir Stoynev, che ha sottolineato che oggetto dell'attuale vertenza è il come il progetto verrà sviluppato, non essendo in questione la sua realizzazione.

La risolutezza con la quale la Commissione europea persegue la riduzione della dipendenza da “particolari fonti energetiche, fornitori e rotte” – come di recente ribadito dalla *Strategia di Sicurezza Energetica* pubblicata a fine maggio – e la logica ad essa sottostante, ovvero la relazione dipendenza/vulnerabilità, non sembra tuttavia essere condivisa a livello comunitario. Dimostrazione ultima della frattura intra-europea in relazione al “dossier Russia” è giunta dalle scelte e dalla logica d'investimento di uno dei principali *player* del mercato gassifero continentale, la compagnia austriaca Omv. Difatti, sulla base di un Memorandum di Intesa siglato lo scorso aprile, il 24 giugno i vertici della compagnia austriaca e i propri omologhi di Gazprom hanno firmato a Vienna – a margine di una visita del presidente russo, Vladimir Putin – un accordo finalizzato alla partecipazione al progetto South Stream. La partecipazione austriaca al controverso progetto si concretizzerà nella posa di una diramazione del gasdotto, della capacità di 32 Gmc/a e della lunghezza di 50 chilometri, tra il confine sloveno e l'hub di Baumgarten. La partecipazione, ha tenuto a sottolineare l'AD di Omv, Gerhard Roiss, è solo l'ultima tappa di una cooperazione cinquantennale con Mosca sviluppatasi all'insegna della profittabilità e dell'affidabilità della partnership. Inoltre, ha dichiarato lo stesso Roiss, l'obiettivo comunitario di liberarsi della dipendenza dagli approvvigionamenti russi è irrealistico e, pertanto, Bruxelles dovrebbe in tempi rapidi addivenire a una soluzione del contenzioso con Gazprom, dando via libera alla costruzione dell'infrastruttura. D'altra parte, la strategicità del progetto South Stream e, più in generale, della cooperazione energetica con la Russia è stata ribadita anche dalle più alte cariche governative dell'Italia, dalle quali la gran parte degli analisti internazionali attendevano un pronunciamento sul controverso progetto, nato nel 2007 proprio da un'intesa tra Gazprom e Eni. La posizione del governo italiano è stata chiarita dall'iniziativa del presidente del Consiglio, Matteo Renzi, che avrebbe proposto ai vertici governativi dei paesi interessati dal transito del gasdotto la predisposizione di un documento congiunto a sostegno del South Stream da indirizzare alla Commissione europea. Il **sostegno italiano al progetto** è stato inoltre ribadito tanto dal ministro per lo Sviluppo Economico, Federica Guidi – che ne aveva auspicato la rapida realizzazione nel rispetto della normativa europea – quanto dal ministro degli Esteri, Federica Mogherini, che in occasione della visita compiuta a Mosca a inizio luglio ha richiamato la rilevanza strategica che il South Stream ha tradizionalmente assunto e assume tutt'oggi per le scelte di approvvigionamento italiano. La coincidenza della visita a Mosca del ministro degli Esteri con l'avvio del semestre di presidenza italiana dell'UE conferisce, di fatto, all'Italia la responsabilità di mediazione nella vertenza in atto tra Bruxelles e Mosca – impegno richiamato esplicitamente dalla stessa Mogherini, che ha sottolineato la risolutezza del governo nella promozione del dialogo russo-europeo.

Riaffermazione della strategicità del progetto South Stream è parallelamente giunta dai paesi interessati – o potenzialmente interessati – al transito del gasdotto che da tempo bussano alle porte dell'UE. Mentre il governo turco (Cfr. § 2.3.) ha dichiarato la propria disponibilità a mettere a disposizione il proprio territorio oltre che le proprie acque

territoriali per il transito del gasdotto, le autorità serbe hanno rigettato l'invito della Commissione europea a sospendere la costruzione del gasdotto in attesa che venga valutata la rispondenza degli accordi alla normativa comunitaria. Il 17 giugno, in occasione di una conferenza stampa congiunta con il ministro degli Esteri russo, Sergey Lavrov, l'omologo serbo, Ivica Dacic, ha difatti dichiarato che il governo serbo «non vede le ragioni» per le quali la costruzione del South Stream dovrebbe essere interrotta, sottolineando successivamente come la Serbia sarebbe danneggiata tanto in termini economici quanto energetici dalla sospensione dei lavori richiesta dalla Commissione – che d'altra parte, ha aggiunto, non ha offerto concrete alternative all'approvvigionamento dalla Russia. In questo contesto, si sono concluse le procedure per la gara d'appalto per la costruzione del gasdotto in territorio serbo. Avviata nel mese di marzo, la gara ha visto la partecipazione di quattro compagnie e l'aggiudicazione dell'appalto a Centrgaz, sussidiaria di Gazprom.

### **3.3 CORRIDOIO MEDITERRANEO**

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

## PARTE II - APPROFONDIMENTO

### IL SIGNIFICATO POLITICO E LE IMPLICAZIONI ECONOMICHE DEGLI ACCORDI DI ASSOCIAZIONE TRA UNIONE EUROPEA, MOLDAVIA, GEORGIA E UCRAINA

di Carolina De Stefano, ISPI Research Trainee

#### **Introduzione: La firma degli Accordi di Associazione e l'importanza della prospettiva russa per valutarne l'impatto politico ed economico**

Il 27 giugno 2014 la Moldavia, la Georgia e l'Ucraina<sup>3</sup> hanno rispettivamente firmato con l'Unione Europea i cosiddetti Accordi di Associazione bilaterale, che includono due parti distinte: l'Accordo di Associazione in senso proprio, o *Association Agreement* (AA), e un'intesa sul libero scambio, o *Deep and Comprehensive Free Trade Agreement* (Dcfta).<sup>4</sup> Hanno avviato così, dopo anni di negoziazioni, un ampio programma di rafforzata e crescente cooperazione politica ed economica, contestualmente dando vita a un'area di libero scambio commerciale con i 28 paesi membri dell'UE, a cui si arriverà in maniera graduale nell'arco dei prossimi dieci anni.

Il valore politico - e fortemente simbolico - di questi accordi non può essere sottovalutato: tre stati post-sovietici, a venticinque anni dalla fine dell'Urss e nonostante le forti pressioni in senso contrario di Mosca, hanno scelto di impegnarsi al progressivo rispetto degli standard democratici europei e dell'*acquis* comunitario aspirando ad una futura, eventuale e ancora lontana, *membership* nell'Unione. Soprattutto nel caso dell'Ucraina, tanto più se considerata l'origine della grave crisi politica ancora in corso, la firma dello scorso 27 giugno rappresenta un momento storico, a partire dall'implicito abbandono di qualunque prospettiva d'integrazione eurasiatica sotto la guida politica della Russia.

Dal punto di vista economico, il piano di abolizione progressiva di dazi doganali sulle merci alle frontiere con l'UE ha l'ambizione e le potenzialità di trasformare radicalmente il sistema economico e la natura delle relazioni commerciali dei tre paesi firmatari: i mercati e la produzione industriale in particolare di Moldavia e Ucraina, di matrice ancora sovietica, erano a oggi ancora prevalentemente rivolti allo scambio tra e con i paesi membri della Comunità degli Stati Indipendenti. L'AA/Dcfta ha tra i suoi obiettivi principali quello di stimolare la modernizzazione infrastrutturale e industriale, veicolare investimenti esteri, vincolare lo scambio commerciale al previo rispetto degli standard europei sulla qualità e certificazione dei prodotti.

---

<sup>3</sup> Tre dei sei paesi non-UE - insieme ad Armenia, Azerbaijan e Bielorussia - facenti parte dell'iniziativa di Eastern Partnership Europea, lanciata nel 2007 e a sua volta rientrante nel quadro più ampio della Politica Europea di Vicinato.

**L'Approfondimento, nell'ambito del presente Focus, e con particolare riferimento all'Ucraina, analizza le implicazioni economiche e politiche degli AA/Dcfta, concentrandosi sulla prospettiva e percezione russa.**

In una prima parte, più generale, si descrivono brevemente il contesto politico della firma dei tre Accordi di Associazione, le fasi procedurali necessarie alla loro piena entrata in vigore, il loro contenuto normativo in relazione al settore energetico. Si argomenta che prima dell'entrata in vigore del regime di applicazione transitoria la Russia è intenzionata a tenere aperta la possibilità di un dialogo multilaterale che coinvolga i rappresentanti dell'Unione Europea, soprattutto ai fini di svolgere un ruolo non solo nella soluzione della crisi ucraina, ma anche nel futuro politico ed economico di Kiev. La descrizione degli articoli riguardanti il commercio nel settore energetico porta invece a concludere per la loro non specifica incisività sulle future relazioni tra la Russia e l'UE nel settore dell'energia. La seconda parte dell'approfondimento analizza la posizione assunta dalla Russia e il dibattito politico interno seguiti al 27 giugno, nonché le priorità di Mosca in materia di sicurezza energetica.

Si conclude che 1) la firma dell'Accordo di Associazione con l'Unione Europea ha fortemente destabilizzato la politica interna ed estera russa; b) la Russia è mossa nelle sue iniziative da una posizione attuale di relativa debolezza politica interna e internazionale, determinata da un'economia in recessione e dal timore della potenziale perdita definitiva dell'Ucraina dalla sua sfera d'influenza; c) questa debolezza è compensata dalla leva negoziale fondata sulla dipendenza dell'Europa dagli approvvigionamenti energetici russi; d) le relazioni energetiche tra Russia e UE, nel breve come nel medio termine, non saranno influenzate da alcuna norma presente o meno negli Accordi di Associazione, ma in misura decisamente più incisiva dal futuro del progetto South Stream.

### **1.1 Gli AA/Dcfta prima della loro entrata in vigore definitiva**

Il motivo che ha portato il 27 giugno – nello stesso giorno, pur partendo da stadi negoziali diversi – Moldavia, Georgia e Ucraina a firmare l'AA/Dcfta,<sup>5</sup> è interamente ascrivibile alle origini e all'evoluzione della crisi ucraina tuttora in corso.

Fino alla fine del 2013, ci si attendeva in effetti che Kiev firmasse l'accordo con l'Unione Europea in occasione del Summit di Vilnius del 28-29 novembre scorso; che Georgia e Moldavia, invece, concludessero l'AA/Dcfta non prima dell'autunno del 2014. Dal punto di vista del contenuto politico – e al di là del valore simbolico che riveste per Kiev a sette mesi dalla decisione dell'ex presidente Viktor Yanukovich di non firmarlo – i tre testi sono assimilabili: i paesi firmatari s'impegnano ad ampie riforme istituzionali ed economiche

---

<sup>5</sup> L'Ucraina è l'unico paese ad aver concluso l'AA/Dcfta in due momenti separati, con la firma il 21 marzo 2014 da parte del primo ministro *ad interim* Yatseniuk della sola parte politica dell'accordo: [http://eeas.europa.eu/delegations/ukraine/press\\_corner/all\\_news/news/2014/2014\\_03\\_21\\_01\\_en.htm](http://eeas.europa.eu/delegations/ukraine/press_corner/all_news/news/2014/2014_03_21_01_en.htm).

finalizzate a un adeguamento agli standard democratici e di *rule of law* europei (a partire dalla riforma della giustizia), alla modernizzazione dell'economia e del commercio, ma senza che d'altra parte sia presente alcun riferimento a una prospettiva futura di *membership*.

L'ampiezza delle previsioni contenute nel Dcfta comuni ai tre paesi avrà un impatto di grande rilevanza sulle economie dei paesi non-UE firmatari. In tal senso, uno dei punti sostenuti dal governo russo in opposizione agli Accordi è che la Moldavia e l'Ucraina, a causa della struttura dei loro mercati e in particolare nel settore dell'agroalimentare, subiranno gravi perdite economiche.<sup>6</sup> Numerosi studiosi ed economisti occidentali confermano le previsioni del governo russo con riguardo alla prospettiva di breve termine,<sup>7</sup> ma sottolineano d'altra parte una forte capacità di sviluppo economico e di apertura dei mercati nel medio e lungo periodo.<sup>8</sup>

**La procedura per l'entrata in vigore** definitiva dell'intero AA/Dcfta è complessa, e prevede alcune fasi che si protrarranno per diversi mesi. Sinteticamente sono necessarie, in ordine temporale: 1) la ratifica degli Accordi da parte dei Parlamenti nazionali di Moldavia, Georgia e Ucraina; 2) il deposito degli strumenti di ratifica presso il Consiglio dei ministri di Bruxelles; 3) una notifica da parte dell'UE in merito al completamento delle procedure interne necessarie all'applicazione provvisoria dell'AA/Dcfta; 4) la ratifica dei tre diversi Accordi bilaterali da parte dei ventotto parlamenti nazionali degli Stati membri dell'UE e del Parlamento europeo.

Anche in assenza della ratifica da parte dei Parlamenti nazionali, però, è previsto che dal primo giorno del secondo mese successivo alla notifica dell'Unione Europea (sul completamento delle procedure interne di ratifica dei paesi non-UE firmatari), entri in vigore il regime di applicazione provvisoria.

Come dimostrano le dichiarazioni e iniziative successive alla firma degli AA/Dcfta, il governo russo intravede nei mesi che precedono l'entrata in vigore del regime provvisorio alcuni margini di trattativa. Su questo, le dichiarazioni del capo dell'ufficio stampa della presidenza, Dmitri Peskov, sono state esplicite: «*Il presidente ha già dichiarato, in più di un'occasione, che tutto dipenderà dall'entrata in vigore dei documenti, dalla loro ratifica e dalla loro realizzazione e applicazione. La questione non risiede nel testo, ma nella possibilità che ci sia un impatto sui nostri mercati, nel caso d'impatto negativo prenderemo le misure necessarie*».<sup>9</sup> Nonostante la

---

<sup>6</sup> Si veda ad esempio l'intervento del consigliere della presidenza della Federazione Russa, Sergej Glaz'ev, *Posle Assoziacij s ES Ekonomika Ukrainy do 2020 budet nesti tol'ko poteri*, (Dopo l'Accordo di Associazione con l'Unione Europa l'economia ucraina affronterà fino al 2020 esclusivamente perdite), 3 novembre 2013.

<sup>7</sup> Si rimanda al lungo intervento dell'economista Jacques Sapir, *Ukrainian Financial System after Association Agreement with Eu*, Valdai Discussion Club, 4 luglio 2014, [http://valdaiclub.com/near\\_abroad/69900.html](http://valdaiclub.com/near_abroad/69900.html).

<sup>8</sup> Tim Ash, *Ukraine, EU Sign Free Trade and Association Deal in Brussels*, Business New Europe, 27 giugno 2014, <http://www.bne.eu/content/comment-ukraine-eu-sign-free-trade-and-association-deal-brussels>.

<sup>9</sup> Dmitri Peskov, intervista a Ria Novosti, 26 giugno 2014, <http://ria.ru/politics/20140627/1013804822.html>.

minaccia di adottare contromisure, la Russia ha, in effetti, manifestato da subito la volontà di dibattere in sede multilaterale l'impatto futuro della nuova normativa sulle relazioni commerciali tra l'Ucraina, la Moldavia e la Russia,<sup>10</sup> e tra la Russia e l'Unione Europea. Questa parziale apertura, e le trattative, non sono mirate a modificare o negoziare singole norme degli Accordi – cosa in ogni caso non ipotizzabile, né possibile – ma piuttosto a conoscere e discutere, con anticipo, sulla portata e l'effettiva applicazione di previsioni dal contenuto generale, oltre che sulla compatibilità tra la contemporanea appartenenza dell'Ucraina all'area di libero scambio nell'ambito della Csi e del mercato comunitario. In tale ottica, a chiusura dell'incontro dell'11 luglio a Bruxelles tra i rappresentanti politici di Russia, Ucraina e Unione Europea, la Russia presenterà una lista di “potenziali rischi” dell'Accordo entro il 20 luglio 2014, e un comitato di esperti li esaminerà fornendo un “report preliminare” entro il 1° settembre.<sup>11</sup>

## **1.2. Le norme in materia energetica nell'AA/Dcfta tra L'Unione Europea e l'Ucraina**

**Per la prima volta presenti in un testo di Free Trade Agreement (Fta) dell'Unione Europea, i Dcfta prevedono alcune norme specificamente riguardanti il settore energetico**, presenti nel Titolo IV, Capitolo 11 del testo, sul “Commercio legato all'energia”. Tra i testi, il più articolato è quello tra l'Unione Europea e l'Ucraina, in virtù del fatto che Kiev, oltre che paese di transito del gas russo verso l'Europa, è anche membro del Wto e paese firmatario dell'Energy Charter Treaty.

Il capitolo (artt. 268-280) del DCFTA con l'Ucraina si fonda su cinque pilastri fondamentali.

1. Le Parti firmatarie s'impegnano a far prevalere il prezzo di mercato su quello domestico del gas e dell'elettricità, e a non regolamentare i prezzi in favore dell'industria nazionale, se non in virtù di esigenze di “interesse economico generale”. Nessun paese firmatario potrà imporre prezzi di esportazione di prodotti energetici più elevati di quelli previsti per il mercato interno, se non a determinate condizioni.
2. Ricalcando le previsioni dell'art. V del Gatt e l'art. 7 dell'Energy Charter Treaty del 1994, incorporate nell'AA/Dcfta, le Parti s'impegnano a facilitare nel proprio territorio il transito di gas e degli altri prodotti energetici diretti verso altri paesi parte.

---

<sup>10</sup> Meno nel caso della Georgia, paese in cui le relazioni politiche e commerciali con la Russia, come noto, sono tese a partire dalla guerra del 2008 e dalla successiva uscita della Georgia dalla Comunità degli Stati Indipendenti.

<sup>11</sup> Matthew Dalton, *EU, Russia, Ukraine to continue Talks on Trade Deals into September*, «Wall Street Journal», 12 luglio 2014, <http://online.wsj.com/articles/eu-russia-ukraine-to-continue-talks-on-trade-deal-into-september-1405109125>.

3. Nell'eventualità di un contrasto tra le norme previste del Dcfta e l'Energy Community Treaty del 2005, prevale l'Energy Community Treaty.
4. Le Parti s'impegnano a costituire un'Agenzia indipendente nazionale dell'Energia ai fini di regolare e garantire il corretto funzionamento del mercato nazionale dell'elettricità e dell'energia.
5. S'introducono regole sull'accesso non discriminatorio all'esplorazione e produzione di idrocarburi (petrolio e gas), in coerenza con il più generale impegno alla cooperazione nel settore energetico previsto dagli AA/Dcfta.<sup>12</sup>

Nel loro complesso, in continuità con le norme in materia del Gatt e dell'Energy Charter Treaty di cui l'Ucraina è firmataria, questi cinque pilastri perseguono l'obiettivo di garantire la stabilità del mercato energetico nell'ambito della nuova area di libero scambio, e sono coerenti con gli impegni di cooperazione energetica previsti dal Titolo V del Dcfta.

A prima vista – considerando la flessibilità delle norme e il prevalere sul testo dell'Energy Community Treaty del 2005 – non si tratta di previsioni suscettibili di modificare sostanzialmente la struttura e le regole attuali del mercato energetico europeo, o di creare nuove basi per le relazioni energetiche tra l'Unione Europea e la Russia attraverso l'Ucraina. Se rispettate, le nuove regole favorirebbero in linea teorica non solo le parti firmatarie, ma anche la Russia: a Mosca, indirettamente, il Dcfta garantirebbe, in effetti, la stabilità del prezzo dell'energia a livello di mercato – Ucraina inclusa, quindi – e l'imposizione a Kiev di non ostacolare la continuità del flusso di gas diretto in Europa per esigenze di approvvigionamento interno.

### **1.3 La firma degli AA/DCFTA: la forza del fatto compiuto**

Le reazioni russe alla firma degli AA/Dcfta, in particolare di quello tra l'UE e l'Ucraina, sono comprensibili se lette in virtù di una fondamentale considerazione: fin dallo scoppio della crisi ucraina, ancora di più dopo l'annessione della Crimea, la Russia è immersa in un contesto – d'incertezza identitaria, di timore fondato di una recessione economica, di senso di accerchiamento in politica estera – che la mette in una posizione delicata, influenzandone le azioni. L'Accordo di associazione tra l'Ucraina e l'Unione Europea – molto più che gli accordi con Moldavia e Georgia – ha destato forti preoccupazioni tanto nel governo russo, quanto nell'opinione pubblica del paese: un accordo che la Russia non voleva, che era sembrato fosse riuscita a non far siglare, e che nonostante la perdurante guerra civile nel paese è stato firmato.<sup>13</sup> Per ragioni storiche, culturali, economiche, l'uscita dell'Ucraina dalla propria sfera d'influenza politica e potenzialmente commerciale

---

<sup>12</sup> Si rimanda al testo integrale dell'accordo, al titolo corrispondente:

[http://eeas.europa.eu/ukraine/pdf/5\\_ua\\_title\\_iv\\_trade\\_and\\_trade-related\\_matters\\_en.pdf](http://eeas.europa.eu/ukraine/pdf/5_ua_title_iv_trade_and_trade-related_matters_en.pdf).

<sup>13</sup> Andrew Higgins, David M. Herszenhorn, *Defying Russia, Ukraine Signs E.U. Trade Pact*, «The New York Times», 27 giugno 2014, [http://www.nytimes.com/2014/06/28/world/europe/ukraine-signs-trade-agreement-with-european-union.html?\\_r=0](http://www.nytimes.com/2014/06/28/world/europe/ukraine-signs-trade-agreement-with-european-union.html?_r=0).

costituisce una perdita per Mosca traumatica, non quantificabile e non compensabile da alcun progetto d'integrazione con i paesi dello spazio post-sovietico.<sup>14</sup>

Indicativi della mancanza di vigore dell'attuale posizione russa in merito agli AA/Dcfta sono le principali iniziative del governo e gli eventi seguiti alla loro firma, in particolare:

- 1) Come già sottolineato, **la rapidità con cui la Russia ha chiesto di discutere in sede multilaterale**, direttamente con i rappresentanti dell'Unione Europea, il contenuto degli accordi, consapevole che non potranno essere modificati, ma contestandone la compatibilità prorogando il momento della ratifica;
- 2) **Il rifiuto di Kazakistan e Bielorussia di accettare l'invito della Russia a prevedere misure punitive nei confronti dell'Ucraina (il conseguente indebolimento del progetto d'integrazione eurasiatica)**. Mosca sostiene l'incompatibilità giuridica dell'appartenenza contemporanea di Kiev alle aree di libero scambio dell'UE e della Csi. Tale duplice partecipazione, sostiene Mosca, viola l'art. XXV del Gatt, l'art. 6 dell'accordo sul libero scambio della Csi, e soprattutto permetterà all'Ucraina di riesportare in Russia prodotti europei a basso costo, invadendo illegalmente il mercato russo.<sup>15</sup> Senza considerare gli studi che sostengono il contrario,<sup>16</sup> il punto dell'incompatibilità tra Dcfta e l'area di libero scambio della Csi è apparsa di poco peso nel momento in cui la Bielorussia e il Kazakistan, membri dell'Unione Doganale con la Russia, non l'hanno accolta. Il 30 giugno 2014, in effetti, tre giorni dopo la firma degli AA/Dcfta, Minsk e Astana hanno rifiutato la proposta russa d'imporre sanzioni economiche all'Ucraina e di declassare Kiev da membro dell'area di libero scambio della Csi a paese a cui accordare il regime commerciale di "nazione più favorita". Il governo bielorusso ha motivato il suo rifiuto affermando che l'accordo tra l'Unione Europea e l'Ucraina non minaccia nell'immediato l'Unione Doganale; il Kazakistan ha sostenuto che l'accordo sul libero scambio della Csi prevede misure di controllo in grado di limitare la penetrazione di prodotti eventualmente riesportati dall'Ucraina, nonché meccanismi per attivare contromisure a seguito di un dimostrabile, eccedente, flusso di merci. Un collaboratore del governo russo, intervistato dal «Vedomosti»,

---

<sup>14</sup> Fedor Lukyanov, *Perestroika 2014. The Reasons Behind Moscow's Firm Stance on Ukraine*, Valda Discussion Club/Gazeta.ru, 19 marzo 2014, [http://valdaiclub.com/near\\_abroad/67520.html](http://valdaiclub.com/near_abroad/67520.html).

<sup>15</sup> L'intervista al vice ministro degli Esteri russo, Vasilij Nebenzia (vice ministro degli Esteri della Federazione Russa), *Ukraina: vybor paradigmy i posledstviia* (Ucraina, la scelta del paradigma e le sue conseguenze), «Isvestii», 1 luglio 2014, p. 7.

<sup>16</sup> Tra questi, l'economista russo Aleksander Knobel', che argomenta che «la firma dell'Accordo di associazione tra Ucraina e Unione Europea non fornisce alla Russia alcun fondamento giuridico per sanzionare Kiev con l'aumento dei dazi doganali sulle merci». (Aleksander Knobel', Direttore del Dipartimento di Commercio Internazionale dell'Istituto di Politica Economica Gaidar di Mosca, *Čem Rossiia otvetit na associaciiu Ukrainy s Evrosoiuzom*, In che cosa la Russia replica all'Associazione tra l'Ucraina e l'Unione Europea, Forbes.ru, 27 giugno 2014). <http://www.forbes.ru/mneniya-column/konkurentsiya/261065-chem-rossiya-otvetit-na-assotsiatsiyu-ukrainy-s-evrosoyuzom>.

interpreta la posizione dei due paesi con il fatto che il Kazakistan aspira a entrare nel Wto, ed è quindi intenzionata a evitare che l'Ucraina si opponga alla sua entrata, e che la Bielorussia ha 600 chilometri di confine con l'Ucraina: «come bloccarne i commerci?».<sup>17</sup>

### 3) Il dibattito interno in Russia sull'approvazione del bilancio annuale e sulla necessità di imporre un nuovo, e più stringente, regime fiscale.

Nelle stesse settimane in cui venivano firmati gli AA/Dcfta, l'attenzione dei quotidiani russi si concentrava sul dibattito parlamentare per l'approvazione del bilancio e sull'ipotesi di riforme del fisco orientate al rigore,<sup>18</sup> alimentate da un documento pubblicato dal Ministero delle Finanze che presenta uno scenario economico nazionale negativo. Seppur non confermando il momento dell'entrata in vigore della riforma (se prima o dopo la scadenza elettorale della presidenza Putin, prevista per il 2018), rappresentanti del governo intervistati hanno confermato la volontà, e la pressante necessità, di alzare le aliquote, inclusa l'imposizione di un'imposta sulle vendite. Come sottolineato da alcuni commentatori, si tratta di «una politica fiscale da anni '90, attuata solo nei momenti di grave timore per le previsioni di crescita del paese».<sup>19</sup>

Il dibattito sulla probabile riforma fiscale per limitare il deficit di bilancio va di pari passo, e si comprende, con il peso economico che la ricostruzione della Crimea sta avendo sulle finanze dello stato. La situazione della Crimea è tanto più complessa, e in previsione costosa, quanto è instabile e incerto il futuro politico della regione: di fronte al non riconoscimento internazionale dell'annessione alla Russia, moltissime banche e imprenditori, ucraini e russi in particolare, hanno iniziato a disinvestire e a chiudere le proprie attività.

Da queste argomentazioni, si può concludere che dal punto di vista russo gli Accordi di associazione hanno avuto e avranno un forte impatto politico, destabilizzante, a causa della firma con l'Ucraina. Tra le ripercussioni, l'indebolimento forse irreversibile del progetto di Unione Eurasiatica, non coeso al suo interno e incardinato nelle sue prospettive di successo sulla *membership* di Kiev. Per quanto poi le reazioni e argomentazioni russe siano mosse da ragioni politiche, il timore e la realtà di un rallentamento dell'economia rendono la potenziale perdita dell'Ucraina ancora più rilevante: questo non tanto per la riduzione in sé

---

<sup>17</sup> Margarita Liutova, Maksim Tovkajlo, *Ukraina Razdelila Tamožennyj Soiuz* (L'Ucraina divide l'Unione Doganale), *Vedomosti*, 30 giugno 2014, <http://www.vedomosti.ru/politics/news/28324261/ukraina-razdelila-tamozhennyj-soiuz>.

<sup>18</sup> Magarita Papchenikova, Filipp Sterkin, Aleksandra Terent'eva, *Rossija stanet dorozhe graždanam i biznesu*, (La Russia diventa più cara per i cittadini e per il business), «*Vedomosti*», 7 luglio 2014; Magarita Papchenikova, Natal'ia ischschenko, *Presidentskij Nalog*, (Le tasse presidenziali), «*Vedomosti*», 3 luglio 2014, p. 1.

<sup>19</sup> Magarita Papchenikova, Natal'ia ischschenko, *Presidentskij Nalog*, (Le tasse presidenziali), «*Vedomosti*», 3 luglio 2014, p. 1.

dell'interscambio commerciale Mosca-Kiev, che verosimilmente rimarrà elevato, ma soprattutto per la forte interdipendenza delle industrie dei rispettivi paesi, che sta mettendo in crisi numerose industrie nazionali, per la prospettiva di una riduzione degli investimenti russi in Ucraina.

### **L'assoluta priorità del progetto South Stream per la Russia e per la sicurezza energetica europea**

La fragilità della posizione russa in relazione alla firma degli AA/Dcfta continua ad essere compensata da due leve negoziali determinanti: 1) L'effettiva capacità di Mosca di decidere nell'immediato del destino economico dell'Ucraina, sull'orlo della bancarotta e il cui 30% delle esportazioni sono rivolte al mercato russo 2) Soprattutto, evidentemente, la dipendenza dell'intera Unione Europea e dell'Ucraina dall'approvvigionamento energetico russo (v. *Focus* 17/2014). Considerando la non incisività delle norme negli AA/Dcfta sulle future relazioni energetiche UE-Russia, il tema della sicurezza energetica europea si allontana dai testi degli accordi e si incentra su quella che è l'assoluta priorità economica e strategica attuale del governo russo: l'avanzamento del progetto South Stream, sospeso, oltre che per eccepite incompatibilità giuridiche con la normativa europea, a causa del perdurare della crisi. Si tratta del dossier su cui la Russia negli scorsi mesi ha mostrato maggiore disponibilità a un dialogo multilaterale: in parallelo alle iniziative scaturite dalla firma degli AA/Dcfta, il governo russo ha mantenuto ferma la volontà di risolvere il contenzioso tra Commissione Europea e Gazprom sul Terzo pacchetto dell'Energia ai fini di avviare la costruzione del gasdotto, organizzando a tal fine numerosi vertici bilaterali con i rappresentanti degli Stati coinvolti nel progetto. Tra questi, il viaggio a Vienna del ministro degli Esteri russo, Sergej Lavrov, per la firma con la società Omv per la costruzione del tratto austriaco del gasdotto, l'incontro tra i ministri degli Esteri russo e bulgaro a Sofia lo scorso 7 luglio; quello tra il ministro Lavrov e il ministro Mogherini il 9 luglio a Mosca (v. *Focus*, capitolo 3) in occasione del quale l'Italia ha ribadito il pieno sostegno al progetto «nel rispetto del quadro normativo comunitario».<sup>20</sup> Il futuro del progetto South Stream, strategico tanto per la sicurezza europea quanto per la Russia, sarà uno dei dossier su cui si costruiranno le relazioni UE-Mosca nei prossimi mesi, probabilmente anni, con un peso molto maggiore rispetto a qualunque singola previsione normativa inserita nel Dcfta tra l'Unione Europea e l'Ucraina.

L'eventuale abbandono del progetto – a oggi ostacolato per ragioni strategiche in particolare dagli Stati Uniti<sup>21</sup> – parrebbe in grado di minare seriamente le relazioni tra

---

<sup>20</sup> (AGI) Mogherini a Mosca: sosteniamo dialogo energetico Russia-UE, 9 luglio 2014, [http://www.agi.it/economia/notizie/gas\\_mogherini\\_a\\_mosca\\_sosteniamo\\_dialogo\\_energetic\\_o\\_russia\\_ue-201407090830-eco-rt10012](http://www.agi.it/economia/notizie/gas_mogherini_a_mosca_sosteniamo_dialogo_energetic_o_russia_ue-201407090830-eco-rt10012).

<sup>21</sup> Il caso più recente riguarda le pressioni statunitensi sul governo bulgaro (Margherita Assenova, *Bulgaria Suspends South Stream as the Ruling Coalition Falls Apart*, Jamestown Foundation, 9 giugno 2014, [http://www.jamestown.org/single/?tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=42475&no\\_cache=1#.U8O1aqCGtn0](http://www.jamestown.org/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=42475&no_cache=1#.U8O1aqCGtn0)).

Bruxelles e Mosca. Il rischio è quello di vedere realizzarsi nei prossimi anni, e cementarsi, un'alleanza strategica sino-russa; che spiazzati l'UE.

## **FONTI**

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

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

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

## Rapporti

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

## Focus

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

## Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

## Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

---

## Focus:

**Flussi migratori**

**Mediterraneo e Medio Oriente**

**Focus euroatlantico**

**Sicurezza energetica**

*Coordinamento redazionale a cura della:*

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