



OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 17 – gennaio/marzo 2014

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Gennaio/marzo 2014

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda ed Antonio Villafranca
Approfondimento di Nicolò Rossetto

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

Introduzione	3
1. Analisi comparata degli Stati europei	9
1.1. Italia	17
1.2. Germania	20
1.3. Francia	21
1.4. Regno Unito	22
1.5. Spagna	23
1.6. Polonia	24
2. Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas	26
2.1. Russia e vicini orientali	26
2.2. Bacino del Caspio	31
2.3. Turchia e Medio Oriente	36
3. Corridoi energetici europei del gas	43
3.1 Corridoio Nord-Orientale	43
3.2 Corridoio Sud-Orientale	45
3.3 Corridoio Mediterraneo	48
Parte II - Approfondimento	49
La crisi delle <i>utility</i> tradizionali e la sicurezza del sistema elettrico italiano	49
Una capacità costosa ed in eccesso	50
La sicurezza del sistema elettrico è a rischio?	53
Conclusioni	57
Fonti	59

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

INTRODUZIONE

I mercati dell'energia nel corso del 2013 sono stati caratterizzati da una perdurante stabilità, nonostante le tensioni geopolitiche registrate in diverse regioni di produzione e di trasporto, come emerso chiaramente già nell'ultima parte dell'anno (v. *Focus 16/2013*). Una **sostanziale stabilità** degli approvvigionamenti e dei prezzi è proseguita in modo analogo anche nel corso del primo trimestre del 2014.

La domanda a livello globale è stata influenzata dalla **debolezza dei consumi petroliferi cinesi**, che nei primi mesi dell'anno hanno proseguito una tendenza alla sostanziale stagnazione (+0,7%), soprattutto a causa del rallentamento del settore industriale. Le previsioni dell'Agenzia internazionale per l'energia per il 2014 sono di **un sostanziale incremento su base annua** (+3,4%), ma probabilmente saranno riviste al ribasso. Tuttavia, grazie alla crescita della domanda asiatica al di fuori della Cina, le aspettative di crescita a livello globale restano in ogni caso stabili.

Dal punto di vista politico, il primo trimestre del 2014 ha fatto registrare alcuni grandi eventi con conseguenze di segno opposto sulla stabilità internazionale. In **Medio Oriente**, i progressi registrati nelle trattative sulla questione del nucleare iraniano hanno creato ampie **aspettative di una progressiva normalizzazione dei rapporti tra Teheran e i paesi occidentali** (v. § 2.3.). Nell'immediato, l'effetto più rilevante è stato una riduzione della percezione del rischio geopolitico connesso alla situazione nel Golfo persico, che però non si è tradotta in una sostanziale riduzione dei prezzi sostanziale, sia per le incertezze ancora esistenti, sia per via di altre pressioni di segno opposto sulle quotazioni.

Per assistere a effetti diretti e strutturali della normalizzazione della posizione iraniana occorrerà aspettare un **orizzonte temporale più lungo**, nell'ordine di almeno 2-5 anni. In primo luogo, perché il processo di normalizzazione potrebbe subire un arresto o un arretramento nei prossimi mesi e dunque occorre aspettare prima che il miglioramento delle aspettative si consolidi.

In secondo luogo, anche scontando una completa normalizzazione della posizione iraniana, **il settore energetico del paese è attualmente sottosviluppato** a causa del relativo isolamento degli ultimi decenni. Per sviluppare rapidamente l'*upstream* sono, infatti, necessari investimenti nell'ordine delle decine di miliardi di dollari e il coinvolgimento diretto di operatori internazionali. Quest'ultimo passaggio potrebbe risultare politicamente sensibile e richiedere diversi anni (e adeguamenti costituzionali) prima di tradursi in un forte aumento della produzione e quindi dei flussi di esportazioni di gas e petrolio.

L'impatto potenziale è in ogni caso significativo: le **riserve provate di gas iraniano sono le seconde al mondo** dopo quelle russe e ammontano a 34.000 Gmc, pari al 17% del totale globale. Ai livelli di consumo attuale, si tratta di quasi un decennio di domanda mondiale, oppure di oltre quattrocento anni di consumi italiani. Le riserve petrolifere iraniane

sono minori, ma comunque molto rilevanti: 150 miliardi di barili, pari al 9% del totale mondiale¹.

La situazione nell'area mediorientale resta in ogni caso complessa: il processo di normalizzazione della posizione iraniana potrebbe accentuare la **conflittualità tra i paesi del Golfo persico**. Inoltre, la stabilità di alcuni grandi paesi dell'area, come Siria, Egitto e Iraq, è ancora precaria, mentre il rischio di una destabilizzazione dell'Arabia Saudita, pur rimanendo basso, continua a rappresentare l'evento potenzialmente più devastante per i mercati petroliferi internazionali.

Nel contesto europeo, il primo trimestre è stato caratterizzato da un evento potenzialmente negativo per gli approvvigionamenti energetici globali: la crisi in **Ucraina** e il conseguente deterioramento delle relazioni tra la Russia da un lato e gli Stati Uniti e alcuni alleati occidentali dall'altro (v. § 2.1.). Fino a questo momento, **l'impatto della crisi è rimasto principalmente sul piano politico**, mentre non si sono registrati problemi nell'offerta di gas e petrolio russi sui mercati regionali e globali. L'unico impatto significativo a livello globale è stato una riduzione delle aspettative di consumo interno russo, dovuto a un atteso rallentamento dell'economia di Mosca.

Accanto ai fattori geopolitici, negli scorsi mesi è emersa con particolare evidenza la questione dei rischi derivanti dai meccanismi di funzionamento stesso dei mercati. I mercati internazionali, sia regionali sia globali, sono meccanismi particolarmente efficienti nel far incontrare domanda e offerta di materie prime energetiche, ma presentano alcune significative vulnerabilità. Una delle principali risiede nei meccanismi di formazione del prezzo, che nei mercati internazionali sono gestiti dalle **Price Reporting Agencies (PRA)** (v. *Focus nn. 13-14/2013*), ossia le agenzie che si occupano di raccogliere i dati relativi alle quotazioni fissate nelle operazioni di compravendita di prodotti petroliferi e dei derivati collegati.

Le attività delle PRA non potrebbero distorcere marcatamente le quotazioni né portare a un'alterazione strutturale delle tendenze di mercato. Eventuali irregolarità potrebbero tuttavia **compromettere la fiducia degli operatori** e quindi danneggiare il funzionamento a livello globale dei mercati, sia fisici sia dei derivati. Questo avrebbe conseguenze molto negative proprio in un momento storico in cui stanno emergendo nuovi grandi consumatori a livello globale e una loro inclusione nei meccanismi economici esistenti è fondamentale per evitare la creazione di tensioni a livello internazionale.

Per un grande consumatore come la Cina, l'alternativa a mercati globali basati su dinamiche essenzialmente economiche e finanziarie è infatti la creazione di una rete di rapporti bilaterali, basati su dinamiche con connotazione inevitabilmente anche politica. Questo tipo di evoluzione penalizzerebbe i paesi europei, esponendoli a una competizione particolarmente difficile da affrontare.

La disciplina delle attività delle PRA in ottica di preservazione del funzionamento dei mercati globali è oggetto di alcune proposte, tra cui quelle dell'**International Organization of Securities Commissions** del *Financial Stability Board*. Favorire una loro piena e dif-

¹ Eni, *World Oil and Gas Review 2013*.

fusa accettazione costituisce un elemento fondamentale per preservare la stabilità e l'inclusività dei mercati globali.

I mercati globali del greggio continuano a rappresentare l'inevitabile punto di riferimento per gli altri mercati energetici, in modo più o meno diretto. Di conseguenza, ogni loro evoluzione è destinata ad avere conseguenze di più ampia portata. Attualmente, i mercati petroliferi sono interessati da due diverse possibili evoluzioni, che nel breve periodo (1-2 anni) sono poco probabili, ma che nel lungo periodo (oltre 5 anni) potrebbero concretizzarsi.

La prima è la **sostituzione del prezzo del Brent Crude come riferimento globale**, rispetto al quale vengono definiti e prezzati gran parte degli scambi globali. La produzione fisica del Brent è legata all'omonimo campo nel Mare del Nord e si sta contraendo a causa del normale ciclo di vita dei giacimenti petroliferi. Una possibile evoluzione per il futuro è la sostituzione del Brent con un altro riferimento, plausibilmente non-europeo, data la progressiva marginalizzazione della regione sia come centro di produzione sia come centro di consumo.

I paesi mediorientali producono un terzo del greggio mondiale, ma controllano la metà delle riserve provate, il loro ruolo sui mercati globali è destinato a crescere in futuro. Di conseguenza, è probabile che l'alternativa al *Brent* sarà rappresentata da un greggio di riferimento della regione. Attualmente, il candidato più probabile è il *Dubai Crude*, già oggi utilizzato come riferimento per le esportazioni dal Golfo persico verso l'Asia orientale.

L'impatto potenziale di quest'evoluzione del mercato per le economie europee è molto limitato. Il greggio di riferimento è, infatti, essenzialmente un'unità convenzionale che deve svolgere la funzione d'indicatore delle tendenze sui mercati globali. L'importante è che si tratti di un greggio scambiato sui mercati internazionali attraverso meccanismi trasparenti e vigilati e la cui quotazione sia quindi sensibile ai segnali provenienti a livello globale. Nel complesso, dunque, si tratterebbe soprattutto di una conferma a livello simbolico della perdita di centralità dell'Europa a livello globale, ma senza conseguenze immediate sul benessere dei cittadini europei.

Una seconda possibile evoluzione dei mercati globali è il progressivo superamento del dollaro statunitense quale valuta di riferimento esclusiva per la prezzatura del greggio. Si tratta di una tendenza paventata da tempo, ma che non ha trovato al momento soluzioni tecniche convincenti. Un'ipotesi potrebbe essere quella di sostituire il dollaro con un paniere di valute, la cui definizione sarebbe tuttavia quantomeno complessa. L'incidenza sulle economie europee e occidentali dipenderebbe dalla composizione del paniere e dalle relative politiche monetarie.

Un'altra ipotesi sarebbe quella della **frammentazione del mercato in contratti prezzati in valute differenti**, in particolare con la Cina orientata a comprare direttamente in *yuan*, anche allo scopo di rafforzare lo scambio bilaterale e contenere i passivi di bilancia commerciale. Sebbene teoricamente potrebbe essere una soluzione efficiente, in un regime caratterizzato da tassi di cambio non liberi potrebbe tuttavia tradursi in una progressiva **bilateralizzazione degli scambi commerciali** dei paesi produttori, con effetti negativi in

termini di liquidità dei mercati. In questo caso, le conseguenze per i paesi europei sarebbero nel complesso negative, giacché i mercati globali potrebbero perdere parte della flessibilità che li rende dei meccanismi di approvvigionamento affidabili e sicuri.

Attualmente, i mercati di riferimento dell'energia a livello internazionale sono quelli del greggio, che complessivamente formano un mercato con caratteristiche essenzialmente globali. Questa situazione è dettata dall'inerzia storica, dalla centralità del greggio nei consumi energetici e dalla particolare facilità con cui il greggio è scambiato.

Viceversa, il **mercato del gas naturale** è ancora essenzialmente **frammentato in tre grandi mercati regionali**: Europa, Nord America e Asia (v. *Focus 13-14/2013*). La progressiva diffusione del gas naturale liquefatto potrebbe tuttavia almeno in parte aumentare i collegamenti tra i mercati, generando dinamiche più globali.

Nel 2013 gli scambi di GNL sono stati di 324 Gmc, pari a circa un terzo degli scambi globali di gas. I principali produttori sono Qatar (107 Gmc), Malesia (34), Australia (31), Indonesia (25) e Nigeria (23). Il principale **mercato del GNL** è invece l'Asia orientale, dove si concentrano circa tre quarti della domanda mondiale. Il solo mercato giapponese assorbe 120 Gmc, ossia il 37% del totale mondiale. Un'altra area molto dinamica è quella dell'America Meridionale, dove nel 2013 la domanda è cresciuta del 43%, arrivando complessivamente a 30 Gmc. (v. *Figura 1*)

FIGURA 1 – I FLUSSI ESPORTAZIONI DI GNL A LIVELLO GLOBALE (2013)



Fonte: elaborazione su dati GIIGNL.

La domanda europea è invece attualmente debole (40 Gmc, -29% rispetto al 2012) ed è destinata a rimanere bassa nei prossimi anni, anche a causa della concorrenza di prezzo

possibile per gli esportatori via gasdotto che hanno già una rete infrastrutturale sviluppata. Questa situazione avrà un impatto negativo sullo sviluppo di un **mercato del GNL più globale**, dal momento che i nuovi flussi s'indirizzeranno soprattutto verso i mercati asiatici, dove si concentrerà gran parte della nuova domanda e dove esiste un significativo differenziale positivo di prezzo rispetto al mercato europeo. L'attenzione degli esportatori sarà concentrata soprattutto sull'aggiudicarsi una quota dei consumi asiatici, possibilmente su contratti di lungo periodo.

Nel medio periodo (2-5 anni) è atteso **lo sviluppo di nuova capacità di liquefazione**, soprattutto in **Australia e, in misura minore, in Africa e Nord America**. La nuova offerta, inclusa gran parte di quella nordamericana, sarà essenzialmente destinata a far fronte alla crescente domanda proveniente dai mercati asiatici. Date le previsioni di crescita dei consumi asiatici, tuttavia, questa nuova offerta non sembra destinata ad avere un immediato effetto di abbassamento dei differenziali tra l'Asia orientale e l'Europa.

In altre parole, nel medio periodo lo **sviluppo dei mercati del GNL** a livello globale può offrire agli operatori europei ampie occasioni di recupero di volumi persi a causa della crisi, ma non sembra poter offrire un'opportunità di ulteriore **diversificazione dell'approvvigionamento a costi competitivi**. Importare volumi addizionali di gas sufficienti a sostituire parte rilevante delle importazioni via tubo (ossia, decine di Gmc) richiederebbe, infatti, di competere sul prezzo con gli operatori asiatici: un'operazione commercialmente non sostenibile.

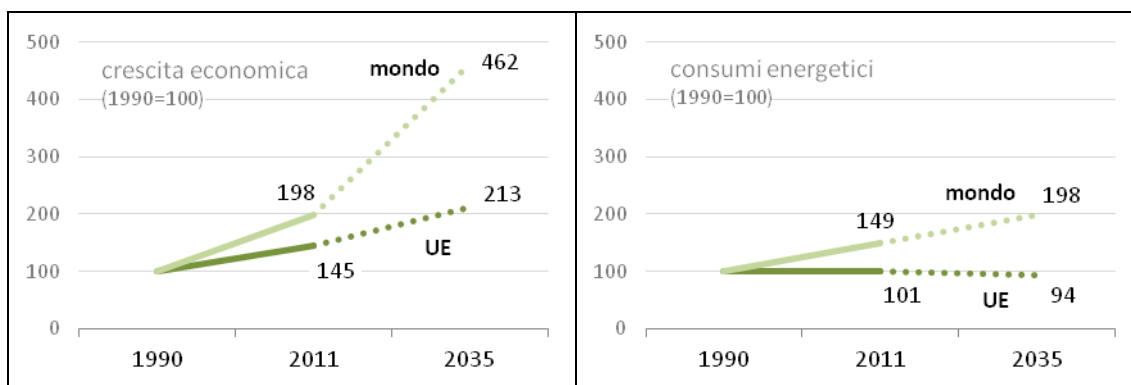
In un orizzonte temporale di più lungo periodo esiste invece la possibilità che il mercato del GNL diventi sempre più integrato e globale, grazie a un ulteriore aumento dell'offerta e a un'evoluzione delle modalità commerciali, indotto dalla crescente concorrenzialità e sofisticatezza dei mercati asiatici. Quest'evoluzione dipenderà tuttavia dalla parallela convergenza dei prezzi a livello globale, un'evenienza di cui è al momento difficile prevedere le modalità e la tempistica.

L'evoluzione futura della sicurezza energetica europea non è influenzata solo dalle dinamiche sul lato dell'offerta, ma anche da quelle sul lato della domanda. Nel corso degli ultimi decenni, **l'intensità energetica delle economie europee è diminuita**, ossia è diminuito il quantitativo di energia consumata per ogni milione di euro di PIL.

Questo aumento di efficienza è destinato a continuare anche nei prossimi decenni, a causa della progressiva terziarizzazione dell'economia europea e del parallelo aumento dell'efficienza negli usi finali. Considerando le attese di crescita economica contenuta, **l'aspettativa è di una stagnazione dei consumi energetici** in un orizzonte temporale di 20 anni, in linea con le previsioni dell'Agenzia internazionale per l'energia (v. *Focus 16/2013*), a fronte di un contemporaneo aumento dei consumi energetici a livello globale (v. *Figura 2*).

Si tratta di uno scenario di cui occorre tenere conto sia nel definire le priorità future in termini di sicurezza energetica, sia nell'identificare i vantaggi competitivi nazionali in termini di politica industriale.

FIGURA 2 – CRESCITA ECONOMICA E CONSUMI ENERGETICI




Fonte: elaborazione su dati IEA.

Il **primo capitolo** del *Focus* è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas e all'evoluzione infrastrutturale dei **principali mercati europei**, con specifico riferimento alle tendenze registrate nel corso del primo trimestre 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'impatto della crisi economica e delle attuali politiche energetiche sulle **utilities europee**.

1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

UNIONE EUROPEA			
Consumo di gas	462	Gmc	(2013)
Variazione annuale	-1,3	%	(2013)
Dipendenza da import	67	%	(2013)
Gas sul totale dei consumi	24	%	(2012)
Gas russo sul totale dei consumi	27	%	(2013)
Rinnovabili su consumi energetici	14,1	%	(2012)



I consumi energetici europei continuano a essere caratterizzati dalle conseguenze della difficile congiuntura economica. Nel 2013, l'economia europea si è rimasta pressoché stagnante (+0,1%), con una dinamica divergente a livello geografico: Germania, Regno Unito e Polonia sono cresciuti, mentre Italia, Spagna e Paesi Bassi hanno visto le loro economie contrarsi.

Questa dinamica ha inevitabilmente influenzato la domanda energetica. In particolare, gli aggiornamenti dei dati relativi al 2013 indicano una **modesta contrazione della domanda di gas naturale** a livello europeo su base annua (-1,3%), in peggioramento rispetto alle aspettative preliminari emerse nel corso dell'ultima parte dell'anno². Nonostante i segnali di ripresa nel primo semestre, dovuti soprattutto al clima rigido, l'attesa stagnazione nel corso del secondo semestre si è, infatti, trasformata in un netto rallentamento, dovuto anche al clima più mite nell'ultimo trimestre. Nel complesso, i consumi si sono ridotti di circa 6 Gmc su base annua. Il solo mercato italiano ha perso 4,7 Gmc, quasi tutti nel termoelettrico.

La principale causa della riduzione dei consumi di gas è stata la concorrenza delle rinnovabili sussidiate, che hanno spiazzato la **generazione termoelettrica**, come già accaduto nei due anni passati. I consumi di gas per il termoelettrico hanno inoltre subito le conseguenze della debolezza complessiva della domanda elettrica e della concorrenza del carbone, che grazie al basso valore dei permessi di emissione di CO₂ e alle basse quotazioni internazionali è risultato sempre più competitivo.

Dal punto di vista dell'approvvigionamento, la **dipendenza dalle importazioni è arrivata al 67%**, aumentando di un punto percentuale rispetto all'anno scorso. La produzione europea si è contratta di 3 Gmc (1,9%). Nel complesso, il gas prodotto internamente è tuttavia rimasto la fonte più rilevante per i consumatori europei, attestandosi a 156 Gmc.

² Salvo dove diversamente specificato, i dati relativi ai consumi di gas sono di *Eurogas*, 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.

La seconda fonte di approvvigionamento è stata la **Russia**, che con poco più di 125 Gmc ha fornito circa il **27% del fabbisogno europeo**. E proprio i timori relativi all'approvvigionamento di gas russo hanno rappresentato **la principale incognita per la sicurezza energetica europea nel corso del primo trimestre del 2014, collegata all'instabilità politica ed economica in Ucraina**.

Le forniture di gas russo arrivano, infatti, sui mercati europei transitando principalmente attraverso tre gasdotti (o gruppi di gasdotti): la rete ucraina, il Nord Stream e Yamal-Europa. A questi, si aggiungono alcuni gasdotti minori che collegano le repubbliche baltiche e la Finlandia (v. § 2. e § 3.). **Circa la metà dei flussi complessivi transita attraverso la rete ucraina**. Si tratta di volumi che non possono essere deviati interamente su altri gasdotti. A questo si aggiunge il fatto che le interconnessioni tra le reti europee sono limitate e, di conseguenza, si può parlare di una vera e propria dipendenza dal transito in Ucraina per alcuni paesi dell'Europa orientale.

L'evoluzione dell'instabilità nel paese ha dunque creato timori circa l'interruzione dei flussi e le ricadute in termini di sicurezza energetica europea. Il nuovo governo di Kiev deve far fronte a un consistente **debito dell'operatore pubblico Naftogaz** nei confronti di Gazprom (v. § 2.), che se non saldato potrebbe portare a una crisi dei rapporti e a un'interruzione delle forniture destinate al mercato interno ucraino. Quest'ultimo è fortemente dipendente dalle forniture russe, che nel 2013 sono state di 30 Gmc, pari al 60% dei consumi di Kiev.

Una crisi nei rapporti tra Naftogaz e Gazprom potrebbe portare a un esito analogo a quello della **crisi del gennaio 2009**, quando di fronte alla morosità ucraina Gazprom interruppe le forniture destinate al mercato di Kiev, mantenendo però regolarmente i flussi destinati in transito ai clienti europei. L'operatore di rete Uktransgaz – una controllata di Naftogaz – deviò allora i flussi destinati ai clienti europei per fornire i consumatori ucraini. Come contromisura, Gazprom interruppe completamente i flussi verso l'Ucraina fino al raggiungimento di un nuovo accordo che consentì di riprendere regolarmente le forniture verso l'Europa.

Per tre settimane **le forniture verso l'Unione europea subirono una sostanziale interruzione**, portando all'applicazione di misure di emergenza, soprattutto in Europa orientale, ma senza creare gravi ricadute economiche o sociali. **L'impatto di una crisi** analoga a quella del 2009 sarebbe peraltro oggi **molto più contenuto**, considerando che nel frattempo le reti europee sono molto più interconnesse.

Inoltre, è stato realizzato il gasdotto *Nord Stream*, che fornisce un'alternativa di transito rilevante soprattutto per la stabilità dell'approvvigionamento tedesco (v. § 3.1.). Una stabilità che nel caso dell'approvvigionamento italiano sarebbe garantita da *South Stream*, qualora fosse realizzato (v. § 1.1. e § 3.1.).

Un'interruzione dei flussi dalla Russia, al momento poco probabile (v. § 2.1.), avrebbe anche in questo caso un impatto potenzialmente negativo soprattutto per i **paesi dell'Europa orientale**. A determinare la vulnerabilità dei singoli paesi contribuisce l'effetto combinato di diversi fattori: l'incidenza del gas sui consumi, che aumenta l'impatto di

un'interruzione dei flussi; l'incidenza delle importazioni dalla Russia sull'approvvigionamento, che indica la presenza o meno di alternative; l'incidenza di importazioni dalla Russia in transito attraverso l'Ucraina (v. *Tabella 1*).

TABELLA 1 – IL GAS NATURALE RUSSO, IL TRANSITO DALL'UCRAINA E LA SITUAZIONE DEI PAESI EUROPEI

PAESE	IMPORT GAS DALLA RUSSIA ^A	TRANSITO GAS DA UCRAINA ^B	QUOTA TRANSITO	GAS RUSSO / GAS CONSUM. ^C	GAS / TOT. CONSUMI ^D
Italia	24,1	24,1	100%	29%	38%
Germania	38,2	11,1	29%	37%	22%
Cechia	7,0	7,0	100%	57%	18%
Ungheria	5,7	5,7	100%	80%	40%
Slovacchia	5,1	5,1	100%	84%	32%
Austria	5,0	5,0	100%	60%	25%
Francia	7,8	3,0	38%	16%	16%
Bulgaria	2,6	2,6	100%	89%	14%
Grecia	2,5	2,5	100%	56%	13%
Romania	1,1	1,1	100%	24%	36%
Slovenia	0,5	0,5	100%	60%	10%
resto dell'UE	26,9	0,0	-	11%	24%
UE	126,5	67,7	54%	24%	24%

Fonti: A – 2013, Gazprom Export, *bancadati online*, e Eurogas, *Drop in 2013 EU gas demand emphasises need for swift change*, 2014; B – 2013, Simon Pirani et. al., *What the Ukrainian crisis means for gas markets*, Oxford Institute for Energy Studies, 2014; C – 2012, Eurogas, *Statistical Report 2013* (si è scelto il 2012 perché più rappresentativo dei volumi mediamente importati; il 2013 ha infatti visto alcuni valori fuori dalla media a causa di aggiustamenti contrattuali); D – 2012, BP, *Statistical Review of World Energy 2013*.

Combinando i diversi fattori, emerge come siano tre i **paesi maggiormente esposti ai rischi** derivanti da una crisi energetica in Ucraina: **Ungheria, Slovacchia e Bulgaria**. Tutti e tre i paesi dipendono per oltre l'80% dei propri consumi dal gas russo, che transita integralmente attraverso la rete ucraina. Data l'importanza di queste forniture, inoltre, non è possibile sostituirle integralmente facendo ricorso a forniture provenienti da altre direttrici o dai gasdotti normalmente utilizzati per ri-esportare il gas russo verso altri paesi europei. Inoltre, in tutti e tre i casi la produzione interna è modesta e insufficiente a coprire una quota rilevante della domanda.

La situazione di Ungheria e Slovacchia è nel complesso più delicata, perché per i due paesi la quota di gas naturale sui consumi di energia complessivi è relativamente elevata (40

e 32%, rispettivamente). La Bulgaria, grazie al massiccio ricorso al carbone e al nucleare per la generazione elettrica, è invece meno dipendente dal gas (14%) e dunque meno vulnerabile. La sicurezza energetica dei tre paesi europei è in ogni caso attualmente favorita dalla **congiuntura stagionale**: la domanda di gas è fortemente influenzata dai consumi termici, che durante la stagione estiva sono particolarmente bassi. Nei prossimi mesi, dunque, l'impatto di un'eventuale crisi sarebbe notevolmente ridotto.

I tre paesi godono inoltre di una cospicua capacità di stoccaggio, che in caso d'interruzione potrebbe garantire un certo margine di tempo per giungere a una soluzione diplomatica e, nell'ipotesi più negativa, per adottare ulteriori contromisure di emergenza, come l'aumento delle riserve di altre fonti fossili. In caso di crisi prolungata, tuttavia, i paesi europei sarebbero comunque in una posizione di debolezza relativa rispetto all'Ucraina, che è dotata di una notevole capacità di stoccaggio (v. *Tabella 2*), in gran parte localizzata nell'area più occidentale del paese e dunque completamente sotto il controllo del governo di Kiev. Per i grandi mercati dell'Europa occidentale l'impatto di una crisi in Ucraina sarebbe invece decisamente minore (v. *oltre*), non solo per la possibilità di ricorrere a gasdotti alternativi per il metano russo, ma anche per la possibilità di **accedere ad altri fornitori**. Il più rilevante in termini quantitativi è la **Norvegia**, che nel 2013 ha fornito circa 105 Gmc, pari al 23% dei consumi europei, seguito dall'**Algeria**, che con 36 Gmc ha fornito l'8% (v. *Figura 3*).

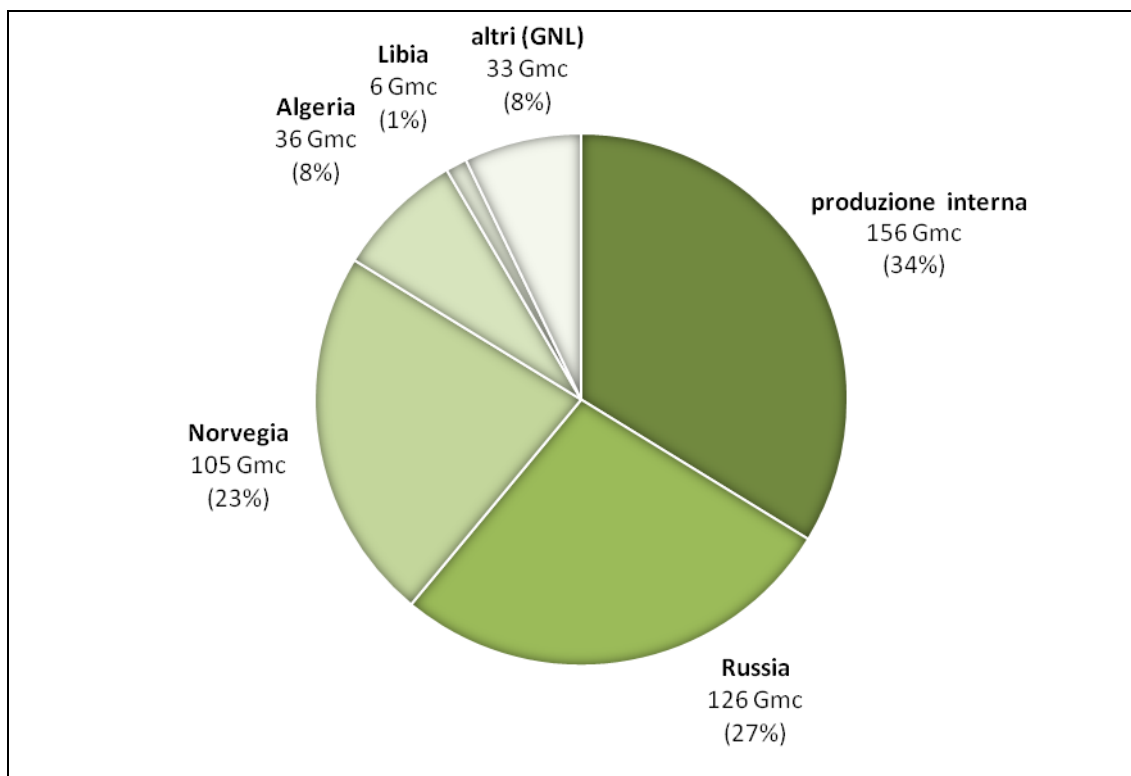
L'altra grande fonte europea di approvvigionamento di gas, in **GNL**, ha fatto registrare una forte contrazione: 17 Gmc, pari a -29%. In particolare, si sono ridotti i flussi provenienti dall'Algeria e dalla Nigeria. In lieve diminuzione anche i flussi provenienti dal Qatar, che resta il fornitore di riferimento per il mercato europeo (v. *Figura 4*).

TABELLA 2 – CAPACITÀ DI STOCCAGGIO DISPONIBILE E GIORNI DI AUTONOMIA STIMATI IN CASO D'INTERRUZIONE DEI FLUSSI

PAESE	STOCCAGGIO (MARZO 2014) - MMC	GIORNI DI AUTONOMIA STIMATI
Bulgaria	200	31
Slovacchia	1.000	66
Ungheria	1.200	51
Ucraina	11.500	93

Fonti: GIE, Eurogas.

FIGURA 3 – COMPOSIZIONE DELL'APPROVVIGIONAMENTO DI GAS UE (2013)



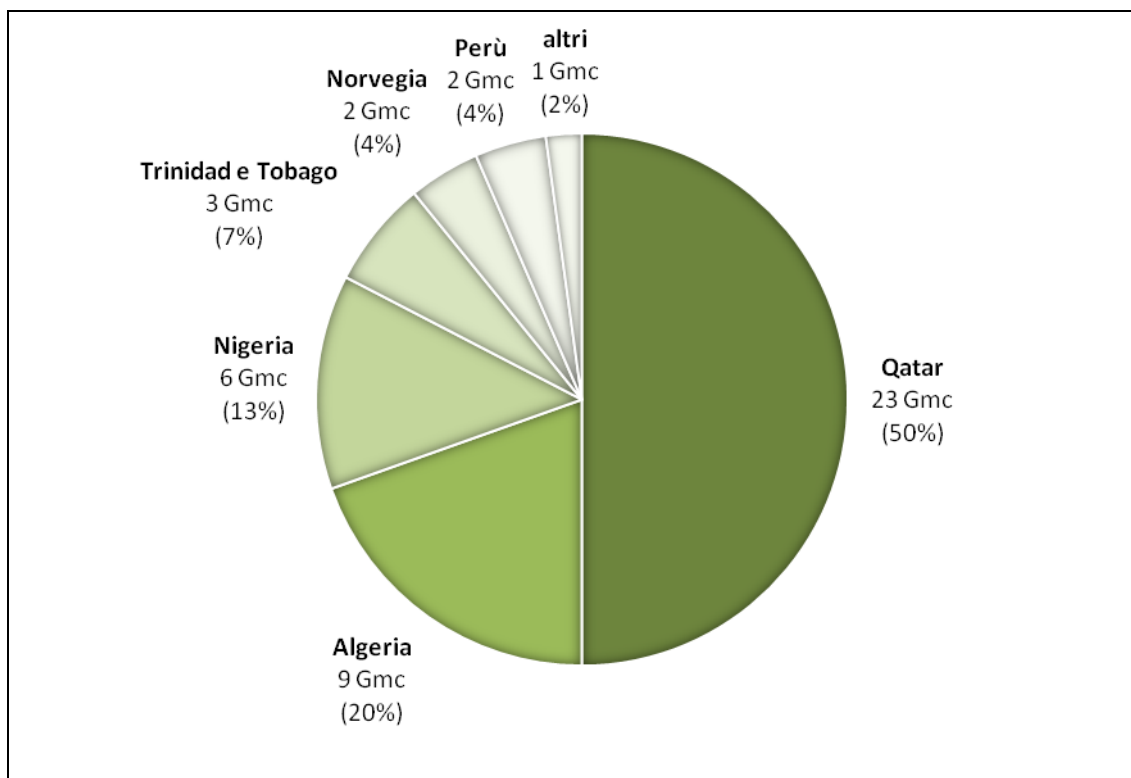
Fonte: elaborazione su dati Eurogas.

Per i grandi mercati dell'Europa occidentale l'impatto di una crisi in Ucraina sarebbe invece decisamente minore (v. *oltre*), non solo per la possibilità di ricorrere a gasdotti alternativi per il metano russo, ma anche per la possibilità di **accedere ad altri fornitori**. Il più rilevante in termini quantitativi è la **Norvegia**, che nel 2013 ha fornito circa 105 Gmc, pari al 23% dei consumi europei, seguito dall'**Algeria**, che con 36 Gmc ha fornito l'8% (v. *Figura 3*).

L'altra grande fonte europea di approvvigionamento di gas, in **GNL**, ha fatto registrare una forte contrazione: 17 Gmc, pari a -29%. In particolare, si sono ridotti i flussi provenienti dall'Algeria e dalla Nigeria. In lieve diminuzione anche i flussi provenienti dal Qatar, che resta il fornitore di riferimento per il mercato europeo (v. *Figura 4*).

Data la forte flessibilità dimostrata dagli approvvigionamenti di gas naturale, è possibile che, con il recupero della domanda d'importazione atteso nel corso del decennio a livello europeo, le importazioni di GNL crescano nei prossimi anni. Si potrebbe, infatti, assistere a un rapido recupero delle importazioni fino a tornare ai livelli pre-crisi (oltre i 60 Gmc), sfruttando il **potenziale di rigassificazione inutilizzato**, che attualmente ammonta a quasi 200 Gmc/a a livello europeo. Un ruolo cruciale sarà svolto anche dal potenziamento delle interconnessioni tra le reti nazionali, in particolare tra la Spagna e la Francia e tra il Regno Unito e l'Europa continentale.

FIGURA 4 – APPROVVIGIONAMENTO EUROPEO DI GNL



Nota: il totale dell'approvvigionamento è superiore alle quantità fisiche importate perché una parte (6 Gmc) è stata ri-esportata. Fonte: elaborazione su dati GIIGNL.

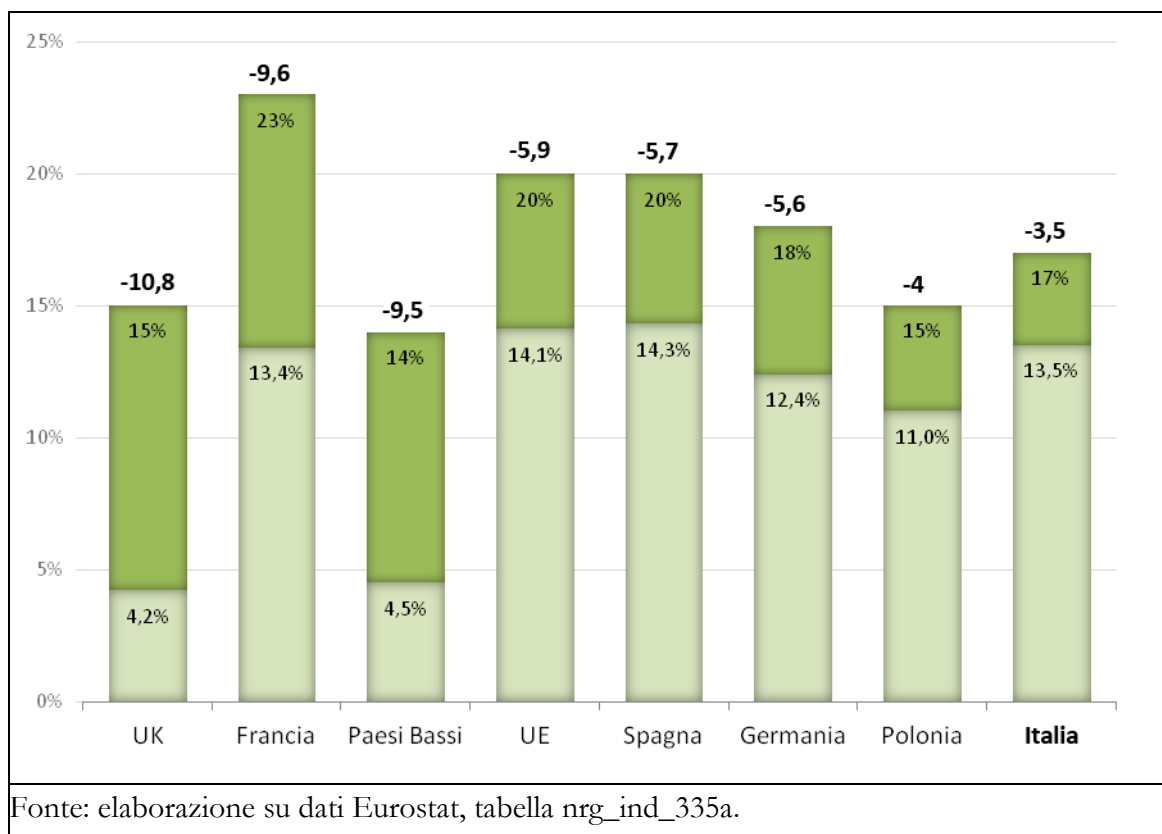
Tra le possibili fonti di approvvigionamento di GNL ci saranno anche le esportazioni nordamericane, attese verso la fine del decennio in corso e per le quali alcuni operatori europei. In particolare, Enel ha già sottoscritto contratti di fornitura per un totale di 3 Gmc/a, di cui uno destinato al mercato italiano e due destinati al mercato spagnolo. Si tratta nel complesso di volumi di modesta entità e **permangono forti dubbi** sia sull'entità delle effettive esportazioni nordamericane sia sulla loro destinazione e sulla competitività della domanda europea rispetto a quella asiatica (v. *Approfondimento del Focus 13-14/2013*).

Nel corso del primo trimestre di quest'anno è emersa anche la questione della definizione degli **obiettivi di politica ambientale ed energetica** a livello europeo per il periodo successivo al 2020, anno per il quale è previsto il raggiungimento degli obiettivi vincolanti del *Pacchetto energia-clima* (v. *Approfondimento del Focus 15/2013*). In particolare, la quota di energia rinnovabile sui consumi finali lordi deve essere pari al 20% a livello europeo, declinato in obiettivi nazionali specifici (v. *Tabella 2*). Per l'Italia, l'obiettivo al 2020 è del 17%.

Secondo i dati più recenti di Eurostat (riferiti al 2012), tra le grandi economie europee, **Italia, Germania, Spagna e Polonia** hanno già raggiunto livelli **pienamente in linea con l'obiettivo al 2020** e devono aumentare la propria quota di rinnovabili di meno di 6 punti percentuali in sette anni. Viceversa, **Francia, Regno Unito e Paesi Bassi** sono **più indie-**

tro devono compiere uno sforzo molto più significativo, oltre i 9 punti percentuali, per allinearsi ai propri obiettivi al 2020 (v. Figura 5).

FIGURA 5 – QUOTA DI ENERGIA RINNOVABILE AL 2012, OBIETTIVI AL 2020 E DIFFERENZA IN PUNTI PERCENTUALI DELLE PRINCIPALI ECONOMIE EUROPEE



Le proposte preliminari della Commissione europea per i nuovi obiettivi al 2030 sono di ridurre le emissioni di gas di CO₂ del 40% rispetto ai livelli del 1990 e di arrivare a una **quota di energia rinnovabile** sui consumi finali lordi del **27%**. Secondo la proposta preliminare, non ci sarebbero in questo caso obiettivi specifici declinati a livello nazionale.

La definizione di nuovi obiettivi sarà completata dopo l'avvio della nuova legislatura del Parlamento europeo e dopo l'insediamento della nuova Commissione europea. In primo luogo resta aperto il dibattito circa l'opportunità d'individuare **obiettivi vincolanti** più stringenti in assenza di un analogo **impegno a livello globale**, considerando che già oggi le emissioni cinesi sono il doppio di quelle europee e che nel 2030 saranno il triplo, secondo le stime dell'Agenzia internazionale per l'energia (v. Focus 16/2013).

TABELLA 2 – QUOTA DI ENERGIA RINNOVABILE SUL TOTALE DEI CONSUMI FINALI LORDI

PAESE	LIVELLI 2012	OBIETTIVO AL 2020	DIFFERENZA IN P.P.
Austria	32,1%	34,0%	1,9
Belgio	6,8%	13,0%	6,2
Bulgaria	16,3%	16,0%	-0,3
Cechia	11,2%	13,0%	1,8
Cipro	6,8%	13,0%	6,2
Croazia	16,8%	20,0%	3,2
Danimarca	26,0%	30,0%	4,0
Estonia	25,8%	25,0%	-0,8
Finlandia	34,3%	38,0%	3,7
Francia	13,4%	23,0%	9,6
Germania	12,4%	18,0%	5,6
Grecia	13,8%	18,0%	4,2
Irlanda	7,2%	16,0%	8,8
Italia	13,5%	17,0%	3,5
Lettonia	35,8%	40,0%	4,2
Lituania	21,7%	23,0%	1,3
Lussemburgo	3,1%	11,0%	7,9
Malta	1,4%	10,0%	8,6
Paesi Bassi	4,5%	14,0%	9,5
Polonia	11,0%	15,0%	4
Portogallo	24,6%	31,0%	6,4
Regno Unito	4,2%	15,0%	10,8
Romania	22,9%	24,0%	1,1
Slovacchia	10,4%	14,0%	3,6
Slovenia	20,2%	25,0%	4,8
Spagna	14,3%	20,0%	5,7

Svezia	51,0%	49,0%	-2
Ungheria	9,6%	13,0%	3,4
UE	14,1%	20,0%	5,9


Fonte: dati Eurostat, *tabella nrg_ind_335a*; gli obiettivi al 2020 sono quelli indicati nell'Allegato I della direttiva 2009/28/CE.

Inoltre, resta aperto anche il dibattito relativo alla necessità di fissare nuovi obiettivi minimi per la penetrazione delle rinnovabili. La diffusione delle rinnovabili è intesa in primo luogo come strumento per la riduzione delle emissioni di CO₂, soprattutto nella generazione elettrica. In questo senso, le rinnovabili sono in competizione diretta con le misure di aumento dell'**efficienza energetica**, che anziché spostare i consumi da una fonte all'altra li riducono in modo strutturale. Tuttavia la competizione, anziché avvenire in modo efficiente attraverso meccanismi di mercato, è mediata dall'intervento amministrativo e dagli obiettivi quantitativi, vincolanti per le rinnovabili ma non per l'efficienza.

I costi per i consumatori finali di questa modalità d'intervento, anche in termini di sussidi, sono evidenti su alcuni dei principali mercati energetici, come l'Italia, la Germania e la Spagna. La definizione di **nuovi obiettivi** più stringenti potrebbe quindi tenere in considerazione sia la necessità di favorire un **aumento dell'efficienza energetica**, sia di **evitare** che i nuovi obiettivi si traducano in un ulteriore **aggravio del costo dell'energia**.

1.1. ITALIA

ITALIA			
Consumo di gas	69	Gmc	(2013)
Variazione annuale	-6,5	%	(2013)
Dipendenza da import	89	%	(2013) ³
Gas sul totale dei consumi	38	%	(2012)
Gas russo sul totale dei consumi	29	%	(2012) ⁴
Rinnovabili su consumi energetici	14,1	%	(2012)



Il 2013 è stato caratterizzato da una netta **contrazione dei consumi di gas naturale** sul mercato italiano: i volumi persi rispetto al 2012 sono stati 4,7 Gmc, pari al **-6,5%** sul totale. In valore assoluto, si tratta della contrazione più forte a livello europeo. In termini percentuali, tra le grandi economie è comparabile solo al caso spagnolo.

³ Ministero dello Sviluppo economico.

⁴ Si riporta qui il dato di relativo al 2012 anziché quello al 2013 (45%) perché quest'ultimo è anomalo a causa di operazioni di gestione del portafoglio forniture da parte di Eni. Si riporta il dato Eurogas anziché quello MiSE per omogeneità rispetto agli altri paesi europei (la differenza è dovuta alla diversa attribuzione formale di alcune forniture di gas russo in arrivo al Tarvisio).

Le ragioni della contrazione sono le stesse già emerse con forza negli ultimi due anni, ossia le difficoltà del mercato elettrico (-3,4%) e la concorrenza delle rinnovabili, sussidiate e non. Nel 2013 i **consumi del settore termoelettrico si sono contratti del 16%** rispetto al 2012 e del 25% rispetto al 2011⁵. A titolo indicativo, la perdita di domanda (7 Gmc) è stata paragonabile all'intero consumo annuo di una nazione come l'Austria.

Nel 2013 la domanda negli altri usi finali ha invece tenuto: gli usi residenziali sono stati stagnanti, mentre la domanda industriale si è contratta di circa lo 0,5%. Dai **consumi industriali** viene anche un debole ma importante **segnale di possibile ripresa economica**: la domanda delle imprese è cresciuta ininterrottamente nel corso dell'ultimo trimestre 2013 e nel primo trimestre 2014 rispetto agli stessi mesi dell'anno precedente. Se la tendenza sarà confermata, si tratterà di un importante segnale di ritorno stabile alla crescita economica.

Il primo trimestre del 2014 è stato però anche un periodo particolarmente negativo per gli altri usi finali: il termoelettrico ha perso un ulteriore 24% rispetto allo stesso periodo del 2013, mentre i consumi residenziali hanno perso il 21% a causa dell'inverno mite. Nel complesso, il calo della domanda è stato del 18%: considerando che il primo trimestre è quello di maggior consumo, è **probabile che su base annua si registrerà un calo dei consumi anche nel 2014**.

Dal punto di vista dell'approvvigionamento, la **debolezza della domanda rappresenta un fattore di sicurezza per il paese**. Minor domanda a parità di infrastrutture implica, infatti, una maggiore capacità d'importazione non utilizzata, che può sopperire al fabbisogno in caso di emergenza, come nel caso di un'interruzione dei flussi di gas russo.

Il gas russo rappresenta circa un terzo dei consumi di gas nazionali e arriva interamente al punto d'ingresso del Tarvisio, dopo aver attraversato la rete ucraina. In caso di crisi nel paese, il mercato italiano sarebbe completamente tagliato fuori dall'accesso alle forniture russe. Dal punto di vista della sicurezza, il **sistema gas Italia** è tuttavia in grado di **garantire forniture stabili ai clienti finali** nell'orizzonte temporale prevedibile di una crisi (alcune settimane), facendo ricorso alla capacità inutilizzata su altri gasdotti e agli stoccaggi.

In caso di un'interruzione più lunga (nell'ordine di mesi), sarebbero invece necessarie misure di emergenza per sostituire il gas naturale, soprattutto per la generazione elettrica. Al momento è tuttavia prevedibile che un'eventuale crisi si risolva in tempi molto più rapidi, dato che i paesi dell'Europa orientale e la stessa Ucraina sono molto più vulnerabili dell'Italia (v. § 2.1.). La realizzazione di South Stream (v. § 3.1.) consentirebbe peraltro di eliminare anche questa fonte di rischio.

In caso di emergenza dovuta all'interruzione dei flussi dalla Russia, anche di breve durata, la sicurezza energetica nazionale dipenderebbe in ogni caso dalla stabilità dei flussi in arrivo dall'**Algeria**. In quest'ottica, la stabilità registrata in occasione delle elezioni presidenziali del 17 aprile scorso rappresenta un segnale molto positivo, anche se è possibile che nell'inevitabile transizione dei prossimi mesi emergano rischi di conflitto all'interno delle istituzioni e della società.

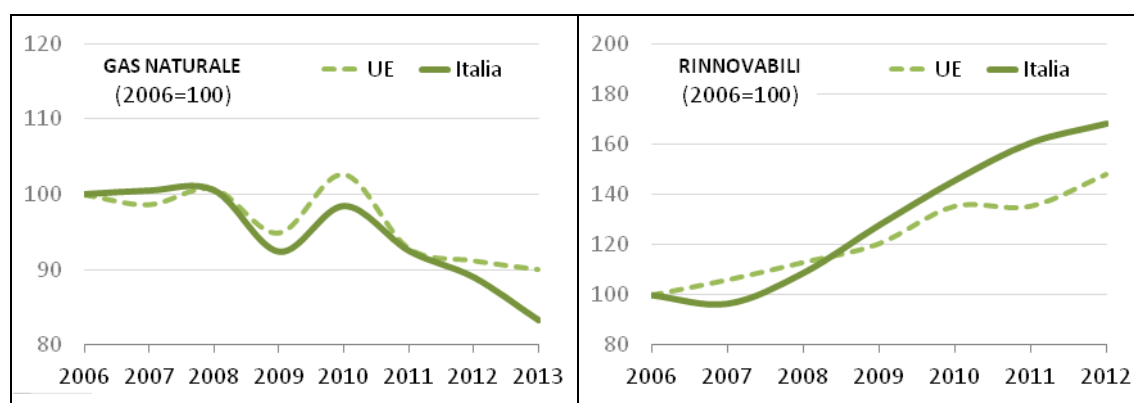
⁵ Dati Snam Rete Gas.

In generale, l'instabilità in Algeria (e in Tunisia, paese di transito del gas algerino) resta il **principale elemento di rischio per la sicurezza degli approvvigionamenti nazionali**. A differenza del caso ucraino, infatti, gli strumenti a disposizione e gli attori direttamente interessati a un processo di stabilizzazione sarebbero molti di meno. In caso di destabilizzazione nel teatro nordafricano, il rischio è che l'affidabilità sia compromessa o comunque ci vogliano anni prima di un ritorno alla normalità, come dimostrato – con tutte le distinzioni necessarie – dal caso libico.

Per quanto concerne infine l'evoluzione dei consumi energetici rispetto al periodo pre-crisi economica, emerge come la **domanda italiana di gas naturale** abbia risentito della congiuntura negativa in misura maggiore della media europea (v. *Figura 6*).

Viceversa, i consumi di energia da **fonti rinnovabili** hanno potuto beneficiare dei generosi sistemi d'incentivazione, oltre a partire da un livello nettamente più basso, mostrando chiaramente l'eccezionale rapidità della penetrazione delle rinnovabili nel contesto italiano, a dispetto della difficile congiuntura economica (v. *Figura 6*)

FIGURA 6 – CONSUMI DI GAS (SINISTRA) E DA FONTI RINNOVABILI (DESTRA), RISPETTO AL 2006




Fonte: elaborazione su dati Eurogas ed Eurostat, *tabella nrg_107a*.

Per quanto riguarda infine le attività degli operatori, si segnala nel corso del trimestre il raggiungimento da parte di **Eni** di un accordo quadro sulla revisione dei contratti di fornitura di lungo periodo con la compagnia norvegese Statoil. L'accordo, di cui non sono pubblici i dettagli, è giunto dopo mesi di negoziazioni e dovrebbe portare un vantaggio diretto per consumatori italiani in termini di maggior competitività nei costi di fornitura della materia prima.

1.2. GERMANIA

GERMANIA			
Consumo di gas	89	Gmc	(2013)
Variazione annuale	6	%	(2013)
Dipendenza da import	89	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	22	%	(2012)
Gas russo sul totale dei consumi	37	%	(2012)
Rinnovabili su consumi energetici	12,4	%	(2012)

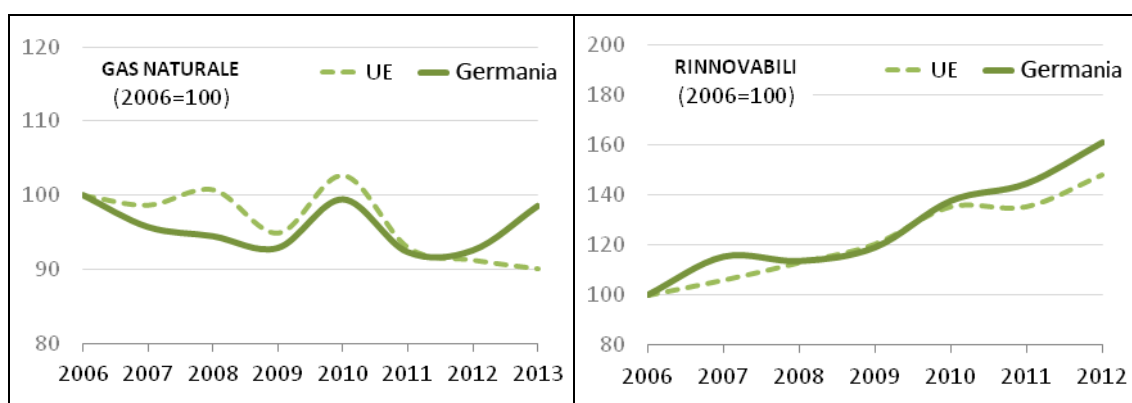


Il mercato tedesco del gas naturale ha conosciuto nel 2013 una crescita notevole, pari al 6%. In valore assoluto, la nuova domanda tedesca (5,3 Gmc) è stata superiore alla contrazione del mercato italiano. Nel complesso, la Germania consolida così la propria posizione di **primo mercato continentale**, ormai nettamente più grande di quello britannico, nonostante i consumi per la generazione elettrica siano in calo.

Il sistema di generazione elettrico tedesco fa un affidamento crescente, infatti, sul carbone come elemento centrale (46%) del paniere di generazione elettrica, in grado di ridurre almeno in parte l'impatto negativo per l'economia dei sussidi alle rinnovabili. Il ministro dell'Economia e dell'Energia, Sigmar Gabriel, ha quantificato l'entità dei sussidi erogati in Germania in circa 24 miliardi di euro, circa il doppio di quelli erogati in Italia.

Si tratta di una cifra che difficilmente può essere aumentata senza danneggiare la competitività dell'economia tedesca e, infatti, il ministro Gabriel ha indicato l'intenzione di **ridurre gli incentivi erogati** e di porre un tetto alla potenza installata delle rinnovabili sussidiate.

FIGURA 7 – CONSUMI DI GAS (SINISTRA) E DA FONTI RINNOVABILI (DESTRA), RISPETTO AL 2006



Fonte: elaborazione su dati Eurogas ed Eurostat, *tabella nrg_107a*.

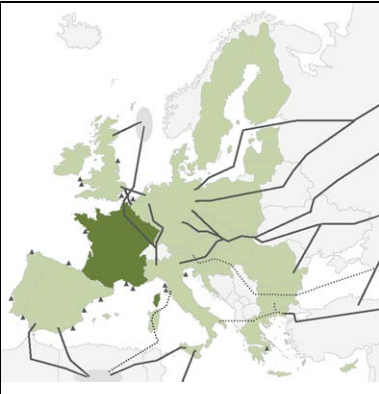
Dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti, il sistema tedesco dipende in misura marcata dal gas russo (37%), ma in misura contenuta dal transito in Ucraina

(29%). La costruzione del Nord Stream ha peraltro in teoria reso completamente sostituibile il gas in arrivo dall'Ucraina, rendendo, di fatto, la Germania esposta in misura molto limitata alle conseguenze di un'interruzione dei flussi attraverso il paese.

Per quanto concerne infine l'evoluzione dei consumi energetici rispetto al periodo pre-crisi economica, emerge come la **domanda tedesca di gas naturale** abbia risentito della congiuntura negativa in misura maggiore della media europea nel 2008-2009, salvo poi recuperare nettamente, i consumi di energia da **fonti rinnovabili** sono invece cresciuti in linea con quelli europei. (v. *Figura 7*).

1.3. FRANCIA

FRANCIA			
Consumo di gas	46	Gmc	(2013)
Variazione annuale	1,1	%	(2013)
Dipendenza da import	100	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	16	%	(2012)
Gas russo sul totale dei consumi	16	%	(2012)
Rinnovabili su consumi energetici	13,4	%	(2012)

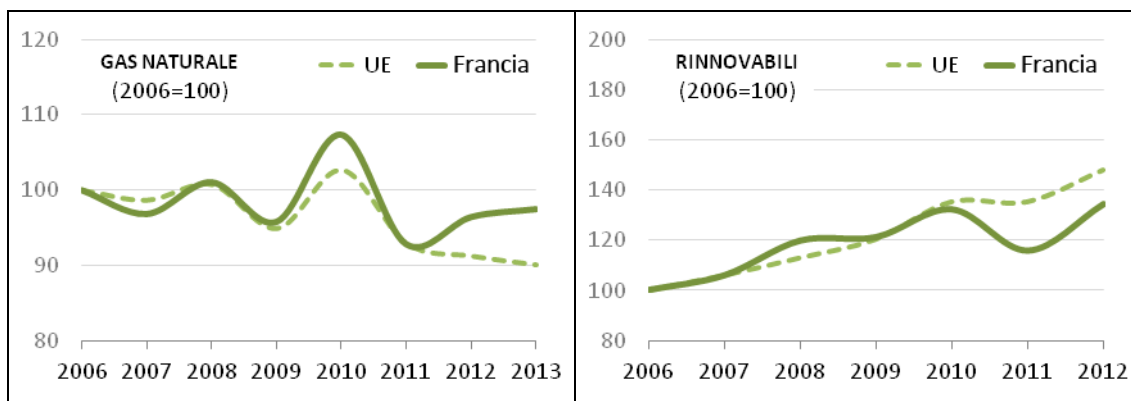


Il mercato francese del gas ha conosciuto nel 2013 un **modesto incremento** (+1,1%), dovuto in parte a un recupero dei consumi di gas per la generazione elettrica, che tuttavia continuano a rappresentare una quota marginale sia dei consumi finali di gas sia del paniere elettrico.

Dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti, il limitato ruolo del gas nel paniere energetico, la marginalità delle forniture russe e l'esistenza di un'ampia capacità d'importazione inutilizzata rendono il **sistema energetico francese particolarmente isolato rispetto alle conseguenze di un'eventuale ulteriore inasprimento della crisi in Ucraina**.

Per quanto concerne infine l'evoluzione dei consumi energetici rispetto al periodo pre-crisi economica, emerge come la **domanda francese di gas naturale** abbia risentito della congiuntura negativa meno del resto d'Europa. Per quanto concerne infine l'evoluzione dei consumi energetici rispetto al periodo pre-crisi economica, emerge come la **domanda francese di gas naturale** abbia risentito della congiuntura negativa meno del resto d'Europa, i consumi di energia da **fonti rinnovabili** sono invece cresciuti sostanzialmente meno della media europea, soprattutto dopo il 2010 (v. *Figura 8*).

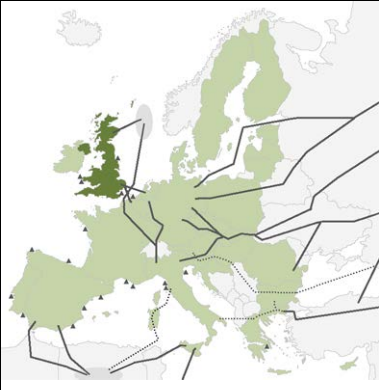
FIGURA 8 – CONSUMI DI GAS (SINISTRA) E DA FONTI RINNOVABILI (DESTRA), RISPETTO AL 2006



Fonte: elaborazione su dati Eurogas ed Eurostat, *tabella nrg_107a*.

1.4. REGNO UNITO

REGNO UNITO			
Consumo di gas	79	Gmc	(2013)
Variazione annuale	n.n.		(2013)
Dipendenza da import	46	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	35	%	(2012)
Gas russo sul totale dei consumi	n.n.		(2012)
Rinnovabili su consumi energetici	4,2	%	(2012)

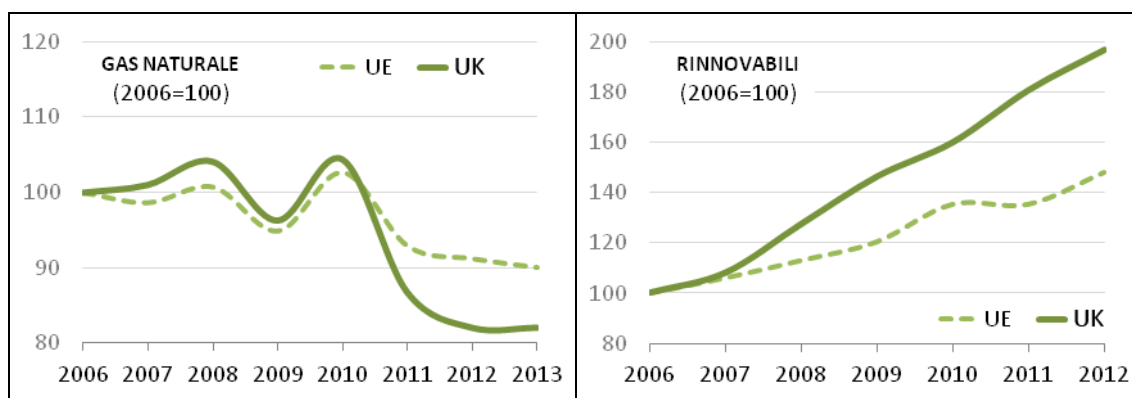


Il mercato britannico del gas naturale ha conosciuto nel 2013 una sostanziale stagnazione dei consumi, dopo aver fatto registrare una contrazione di oltre 20 Gmc nel biennio precedente. Alla base della contrazione vi è il dimezzamento nell'utilizzo del gas per la generazione elettrica, a favore di un rapido aumento della quota del carbone.

Dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti di gas, il Regno Unito è in una posizione particolarmente favorevole grazie all'ampia base produttiva esterna e alla dotazione di rigassificatori, la cui capacità è largamente sotto-utilizzata. Inoltre, il paese non è raggiunto da flussi fisici significativi in arrivo dalla Russia e dunque è completamente **isolato da qualunque conseguenza in ambito energetico di un'eventuale ulteriore aggravamento della crisi in Ucraina**.

Per quanto concerne infine l'evoluzione dei consumi energetici rispetto al periodo pre-crisi economica, emerge come la **domanda britannica di gas naturale** abbia risentito della congiuntura negativa molto più della media europea, in modo analogo all'Italia, soprattutto dopo il 2011, i consumi di energia da **fonti rinnovabili** sono invece cresciuti molto più della media europea, anche grazie al fatto che la base di consumo in partenza era tutto sommato ridotta. (v. *Figura 9*).


FIGURA 9 – CONSUMI DI GAS (SINISTRA) E DA FONTI RINNOVABILI (DESTRA), RISPETTO AL 2006



Fonte: elaborazione su dati Eurogas ed Eurostat, tabella nrg_107a.

1.5. SPAGNA

SPAGNA			
Consumo di gas	31	Gmc	(2013)
Variazione annuale	-8,7	%	(2013)
Dipendenza da import	100	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	20	%	(2012)
Gas russo sul totale dei consumi	n.n		(2012)
Rinnovabili su consumi energetici	14,3	%	(2012)



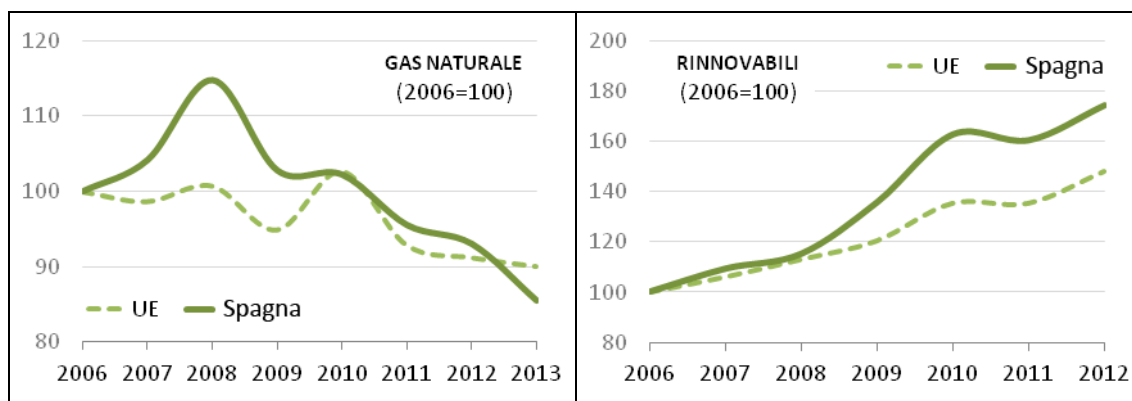
Il mercato spagnolo del gas naturale ha fatto segnare anche nel 2013 una netta contrazione dei consumi: -2,7 Gmc rispetto al 2012, pari a -8,7%. Si tratta in proporzione di una contrazione ancora più significativa di quella registrata sul mercato italiano. La debolezza dell'economia spagnola si è, infatti, tradotta in una contrazione molto forte dei consumi elettrici, che si è interamente scaricata sulla generazione termoelettrica: -25% il consumo di gas, -30% il consumo di carbone.

Dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento, analogamente al Regno Unito, la Spagna dispone di un'ampia capacità di rigassificazione sotto-utilizzata. Allo stesso tempo, Madrid non importa gas dalla Russia ed è scarsamente collegata con gli altri paesi europei al di fuori della penisola iberica; di conseguenza, in termini di sicurezza energetica gli **effetti di un eventuale peggioramento della situazione ucraina sarebbero trascurabili per la Spagna.**

Per quanto concerne infine l'evoluzione dei consumi energetici rispetto al periodo pre-crisi economica, emerge come la **domanda spagnola di gas naturale** abbia risentito della variazione della congiuntura economica, passando da mercato a più rapida espansione a

mercato in profonda crisi, i consumi di energia da **fonti rinnovabili** sono invece cresciuti molto più della media europea, sostenuti dal generoso regime di sussidio (v. *Figura 10*).


FIGURA 10 – CONSUMI DI GAS (SINISTRA) E DA FONTI RINNOVABILI (DESTRA), RISPETTO AL 2006



Fonte: elaborazione su dati Eurogas ed Eurostat, *tabella nrg_107a*.

1.6. POLONIA

POLONIA			
Consumo di gas	16	Gmc	(2013)
Variazione annuale	=		(2013)
Dipendenza da import	72	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	15	%	(2012)
Gas russo sul totale dei consumi	59	%	(2012)
Rinnovabili su consumi energetici	11	%	(2012)



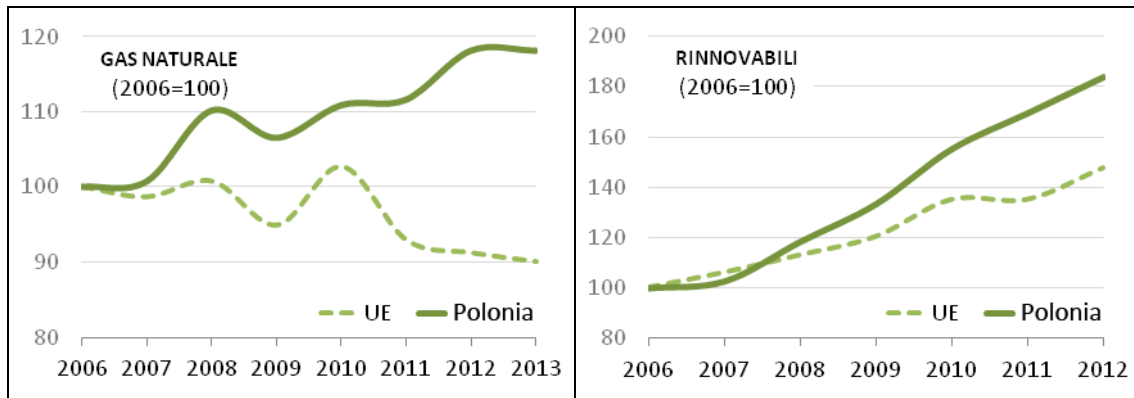
Il mercato polacco del gas naturale ha conosciuto nel 2013 una **sostanziale stagnazione**, nonostante l'economia del paese abbia continuato a crescere (+1,6%). A influire è stato il clima relativamente mite, che ha contenuto i consumi residenziali, di fatto, annullando le aspettative di crescita dei consumi polacchi, e la concorrenza del carbone nella generazione elettrica.

Dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento, la Polonia importa il gas russo mediante il gasdotto **Yamal-Europa**, che transita attraverso la Bielorussia e non tocca il territorio ucraino. In caso di crisi in Ucraina, dunque, non ci sarebbero conseguenze dirette per la sicurezza polacca.

Per quanto concerne infine l'evoluzione dei consumi energetici rispetto al periodo pre-crisi economica, emerge come la **domanda polacca di gas naturale** abbia risentito in misura marginale della variazione della congiuntura economica, crescendo nel complesso co-

stantemente più della media europea, i consumi di energia da **fonti rinnovabili** sono invece cresciuti molto più della media europea, anche grazie al fatto che la base di consumo in partenza era tutto sommato ridotta (v. *Figura 11*).

FIGURA 11 – CONSUMI DI GAS (SINISTRA) E DA FONTI RINNOVABILI (DESTRA), RISPETTO AL 2006



Fonte: elaborazione su dati Eurogas ed Eurostat, *tabella nrg_107a*.

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

2.1. RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Il 2013 si è chiuso con un saldo decisamente positivo per il settore energetico russo. La produzione petrolifera ha fatto segnare un nuovo record – il quarto consecutivo – per il periodo successivo alla dissoluzione dell’Unione sovietica (+ 1% rispetto al 2012) con un livello di produzione giornaliera attestatosi a 10,57 milioni di barili. Inoltre, mentre negli anni passati l’incremento di output era generato principalmente dalla crescita della produzione dei giacimenti della Siberia orientale e occidentale, nel 2013 l’incremento produttivo sembra essere stato determinato dal miglioramento delle tecniche estrattive nei giacimenti più vecchi.

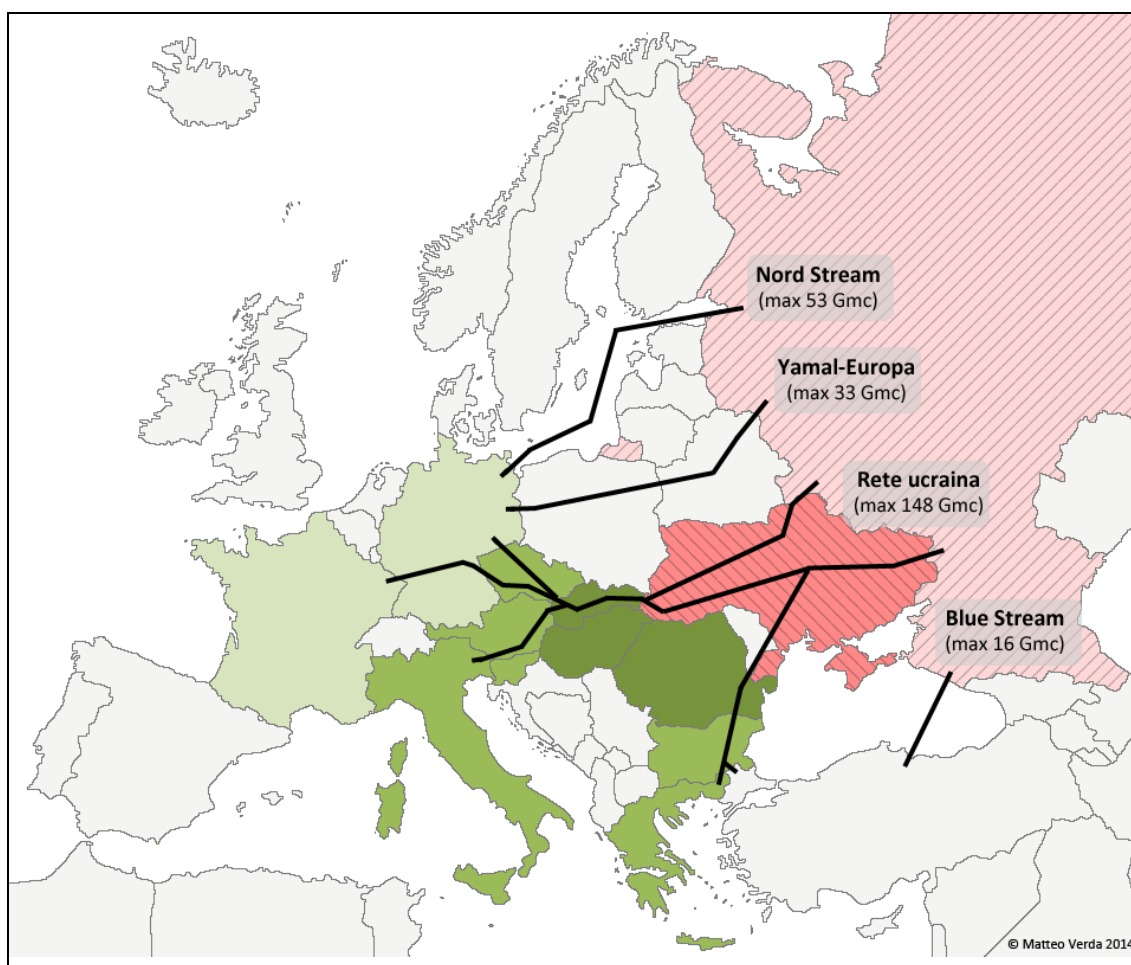
Nonostante la crescita dell’output, la maggiore domanda interna di petrolio e derivati ha generato una lieve contrazione nelle esportazioni. La Federazione russa ha, infatti, esportato al di fuori dell’area della CSI un volume di petrolio pari a 228.517 milioni di tonnellate (ivi comprese 21.735 di provenienza kazaka), segnando un decremento del 2,5% circa su base annua. Sostanzialmente uguali a quelle del 2012 sono state invece le esportazioni di petrolio verso i paesi della CSI, per un totale di 28.078 milioni di tonnellate – 20.928 verso la sola Bielorussia.

Nel settore del gas naturale, nonostante una produzione sostanzialmente analoga all’anno precedente (487 Gmc), il 2013 ha visto un netto incremento delle esportazioni di Gazprom verso i mercati europeo-occidentali. L’aumento, nell’ordine del 20% su base annua, è stato favorito da una sostanziale riduzione della concorrenza nelle forniture di gas ai mercati europei – generata dalla contrazione della produzione norvegese e dall’instabilità in Nord Africa – tanto più paradossale in ragione della priorità attribuita dalle autorità di Bruxelles alla diversificazione dei canali d’importazione. La dirigenza di Gazprom è peraltro confidente che lo stesso livello di esportazioni verso l’Europa occidentale sarà confermato nel 2014, in ragione del perdurare delle cause che ne hanno determinato l’aumento nel 2013.

Un incremento del 5% circa si è registrato anche nelle esportazioni verso l’Europa centrale e orientale, principalmente in ragione di un livello di consumi tornato a crescere dopo il rallentamento registrato nel 2012. Inoltre, indicazioni positive giungono anche dalle stime sulla produzione annua di gas per il 2014, che potrebbe incrementarsi del 4,7% (raggiungendo così quota 700 Gmc) grazie anche al lancio della produzione di nuovi giacimenti *off-shore* quali quello di Kirinskoye in Estremo Oriente.

Al di là dei risultati del 2013 e delle proiezioni per l’anno in corso, l’avvio del 2014 è stato certamente caratterizzato dalla crisi politica e istituzionale deflagrata in Ucraina per la quale, come già visto (*v. Introduzione*), la dimensione energetica è tutt’altro che secondaria, anzitutto per il ruolo centrale svolto dalla rete del paese per il transito del gas naturale russo verso i mercati europei.

FIGURA 12 – GASDOTTI E DIPENDENZA DAL GAS RUSSO IN TRANSITO DALL'UCRAINA



Uno degli effetti della crisi ucraina è stato quello di riportare in cima all'attenzione dei media internazionali la questione della dipendenza dei paesi europei dagli approvvigionamenti di gas russo e del supposto rischio che l'interruzione dei flussi di esportazione possa essere utilizzata come strumento di pressione politica. Se, come si è visto, è altamente improbabile che una simile eventualità possa verificarsi, è pur vero che in una lettera inviata dal presidente russo, Vladimir Putin, il 10 aprile ai 18 paesi europei che ricevono gas russo attraverso lo snodo ucraino, **il Cremlino ha evidenziato le criticità che emergono dal rapporto con Kiev.**

Nell'intento di promuovere un'azione multilaterale diretta a stabilizzare l'economia ucraina fornendole le risorse necessarie a evitare un collasso, **Putin** ha sottolineato in particolare che:

- ✓ un potenziamento delle reti, così da accomodare maggiore produzione da fotovoltaico ed eolico, reindirizzandola verso aree caratterizzate da consumi superiori alla produzione;

- ✓ i prezzi attuali sono stabiliti dal contratto *take-or-pay* firmato da Yulia Tymoshenko nel 2009, quando ministro dell'Energia era Yury Prodan, che oggi siede nel governo guidato da Arseniy Yatsenyuk;
- ✓ a partire da quel prezzo, sono stati fatti nel tempo alcuni sconti, mentre la formula del prezzo non è da allora cambiata;
- ✓ tra sconti (17 miliardi di dollari in tutto) e rinuncia a esigere le penali per il mancato ritiro dei volumi (18,4 miliardi di dollari), solo attraverso le forniture di gas, la Russia ha sussidiato l'economia ucraina per 35,4 miliardi di dollari dal 2009;
- ✓ i pagamenti ucraini sono stati regolari fino all'agosto 2013, poi l'Ucraina ha iniziato ad accumulare nuovi debiti: 1,5 miliardi nell'ultima parte del 2013, cui si sono aggiunti 260 milioni di dollari in febbraio e 526 milioni a marzo (nonostante il prezzo fosse scontato a 268,5 dollari per mille metri cubi). Oggi il debito di Naftogaz supera i 2 miliardi di dollari;
- ✓ nelle attuali condizioni, in base a quanto stabilito dal contratto, Gazprom continuerà le forniture solo per un mese, prima di chiudere i flussi diretti al mercato ucraino e mantenere solamente quelli diretti ai mercati europei, in transito attraverso l'Ucraina;
- ✓ il deficit di bilancia commerciale dell'Ucraina con l'UE sta peggiorando la situazione economica ucraina di breve periodo, limitando la possibilità di saldare i debiti con Gazprom;
- ✓ entro l'autunno prossimo è necessario pompare 11,5 Gmc negli stoccaggi ucraini, per garantire la stabilità dei flussi verso l'UE durante l'inverno prossimo. Il controvalore è di 5 miliardi di dollari.

A inizio 2014, prima cioè che la crisi ucraina precipitasse, colloqui erano stati avviati tra il governo di Kiev e Gazprom per definire le modalità di pagamento dei debiti accumulati da Naftogaz, sulla base della richiesta ucraina di spalmare il debito rimandando i pagamenti. Con l'approfondirsi della crisi, tuttavia, i colloqui sono di fatto sospesi e sembra difficile giungere a un accordo prima che la situazione sul terreno, e più in generale i rapporti russo-ucraini, sia siano almeno parzialmente chiariti.

La situazione finanziaria di Naftogaz è destinata peraltro a peggiorare a partire dalla cancellazione (effettiva dal 1° aprile) dello sconto concesso da Gazprom in dicembre, che produrrà un riallineamento dei prezzi praticati dalla Russia all'Ucraina con quelli europei – con un aumento del 37% rispetto a quelli del primo trimestre del 2014. Il risultato sarà un ulteriore squilibrio nei conti di Naftogaz, a cui dovrà far fronte direttamente il governo ucraino – azionista di riferimento della compagnia – attraverso un aumento delle tariffe sino a oggi mai attuato per le possibili ricadute sul consenso all'esecutivo.

La revisione delle tariffe – che secondo stime potrebbe attestarsi attorno al 40% – potrebbe tuttavia essere inclusa tra le condizioni imposte dal Fondo monetario internazionale per concedere sostegno finanziario all'Ucraina. D'altra parte, per quanto l'UE abbia manifestato la disponibilità a includere nel piano di aiuto all'Ucraina anche una quota finalizzata

al ripianamento del debito contratto con la Russia, ciò non potrà che essere un palliativo di breve periodo, non in grado di allentare l'urgenza di addivenire a una soluzione della gestione del comparto energetico nazionale.

Se apparentemente limitato è il rischio che la crisi ucraina possa portare a un'interruzione dei flussi di gas russo transitanti attraverso il paese, ripercussioni più profonde potrebbe invece avere per l'Ucraina l'annessione della Crimea alla Federazione russa – anche da un punto di vista strettamente energetico. La Crimea resta, infatti, uno snodo critico per la strategia energetica di Kiev, da circa un anno a questa parte improntata al perseguimento dell'indipendenza energetica – perseguita attraverso misure rivolte a garantire maggior efficienza ai consumi, a diversificare i canali di approvvigionamento energetico e, soprattutto, a sviluppare il potenziale estrattivo nazionale, forte in particolar modo di ingenti depositi di gas non convenzionale e di depositi *off-shore* (v. *Focus* 15/2013 e 16/2013).

Congelati i primi due piani d'azione a seguito della crisi che ha attanagliato il paese nel corso degli ultimi mesi, la crisi di Crimea rischia di avere ripercussioni rilevanti sul terzo di essi. Difatti, a seguito della **dichiarazione d'indipendenza** adottata dal Consiglio supremo della Crimea lo scorso 17 marzo, Sinferopoli ha dichiarato la nazionalizzazione della rete infrastrutturale e dei giacimenti *off-shore* operati dalle compagnie ucraine ChornomorNaftogaz e Ukrtransgaz. In questo contesto resta dubbia la sorte delle licenze di esplorazione già assegnate da Kiev nel settore *off-shore* a ExxonMobil, Eni e Omv – tanto più in ragione della possibilità che sia Gazprom ad assumere il controllo degli asset e delle operazioni di Ukrtransgaz e ChornomorNaftogaz – unica compagnia produttrice di gas e petrolio da giacimenti *off-shore* nel Mar Nero.

L'opzione più probabile è che le operazioni vengano momentaneamente interrotte, salvo riprendere – con o senza necessità di ricontrattare i termini già pattuiti – allorché si chiarirà il ruolo di Gazprom nella gestione del comparto energetico della penisola. A uscire sconfitta dalla crisi sarà dunque quasi certamente l'Ucraina, le cui autorità governative hanno stimato che i depositi *off-shore* potrebbero contenere riserve di idrocarburi comprese tra i 4 e i 13 Tmc. Inoltre, stando alle proiezioni estrattive di ExxonMobil – titolare della licenza di esplorazione del giacimento di Skifska – il settore *off-shore* consentirebbe al paese di raggiungere un livello di produzione pari a 45 Gmc/a entro il 2020 (a fronte di una produzione di circa 20 Gmc/a nel 2013), soddisfacendo pienamente le necessità del consumo interno.

Minore preoccupazione sembra invece derivare rispetto alla continuità degli impegni assunti sotto la presidenza di Viktor Yanukovych per l'esplorazione e lo sfruttamento dei giacimenti di gas non convenzionali nell'est del paese con Shell, Eni e Chevron.

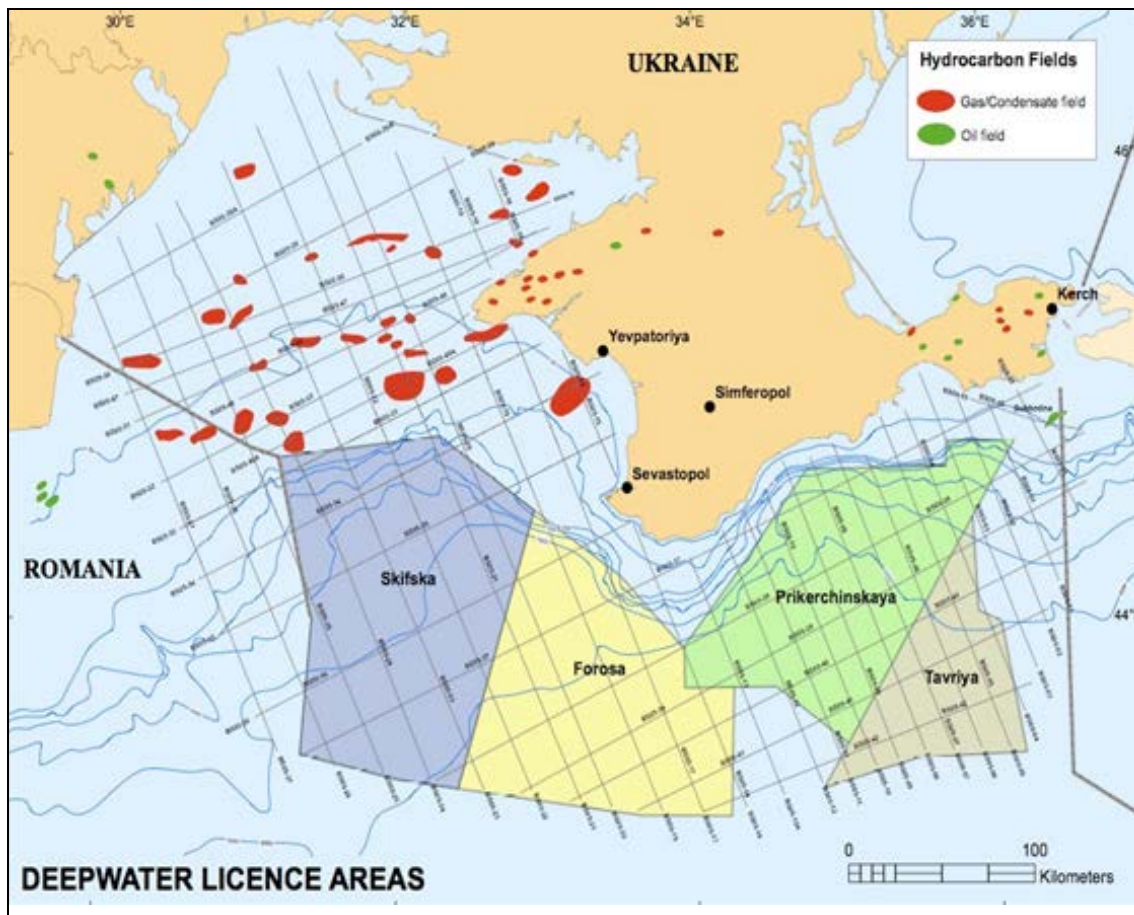
Da quest'angolatura, **la crisi di Crimea rischia dunque di dilazionare i piani di sviluppo energetici di Kiev, prolungando nel tempo la dipendenza ucraina dagli approvvigionamenti russi**, anche in ragione delle difficoltà di attivare canali d'importazione di gas in tempi rapidi (v. *Focus* 16/2013). Tra le diverse opportunità d'importazione di gas da mesi al vaglio del governo ucraino, quella legata all'approvvigionamento dai vicini occidentali del paese è certamente la più concreta. Mentre, infatti, le possibilità di attivare canali

d'importazione dai paesi produttori del Caspio non sembra realizzabile nel breve e medio periodo, l'opzione di dotarsi di terminali di rigassificazione sulla costa del Mar Nero sconta la contrarietà di Ankara ad appesantire ulteriormente il traffico di carichi pericolosi lungo il già congestionato Stretto del Bosforo.

Sul versante europeo, invece, sulla base di un accordo siglato nel maggio 2012 tra Naf-togaz e la compagnia tedesca RWE – per la commercializzazione di 5 Gmc/a espandibili fino a 10 – l'Ucraina ha iniziato a importare gas (russo) dalla Germania attraverso la rete polacca e ucraina. Nel 2013 tale volume ha raggiunto i 2 Gmc, prima di essere interrotto a dicembre perché, paradossalmente, il richiamato sconto sull'acquisto del gas concesso da Mosca rendeva il gas tedesco meno competitivo.

La crisi russo-ucraina sembra aver avuto ripercussioni anche su questo versante della politica energetica di Kiev, nella misura in cui ha congelato, di fatto, i colloqui nel corso del 2013 con la Slovacchia per un'inversione di flusso lungo la rete che collega i due paesi, che permetterebbe all'Ucraina d'importare più significative quantità di gas. Tuttavia, a seguito della crisi ucraina, il primo ministro slovacco, Robert Fico, pur ribadendo la piena disponibilità allo sviluppo del progetto, ha suggerito che Mosca partecipi ai relativi negoziati affianco delle autorità slovacche, ucraine ed europee.

FIGURA 13 – GIACIMENTI OFF-SHORE DELLA CRIMEA



Fonte: <http://blacksea-seismic.com>

Al di là delle ripercussioni di medio e lungo periodo sui piani di sviluppo ucraini, **l'indipendenza della Crimea e la nazionalizzazione degli asset delle pre-esistenti compagnie ucraine generano apprensioni a Kiev anche per il breve periodo**, in ragione della rilevanza delle infrastrutture passate sotto il controllo di Sinferopoli. Secondo la stampa di settore, difatti, simultaneamente alla proclamazione d'indipendenza, le formazioni paramilitari operanti nella penisola hanno preso il controllo dei terminali del porto di Fedosia. La capacità dei siti portuali, che da allora hanno smesso di operare, è di 240.000 barili al giorno, il 70% circa del consumo giornaliero ucraino.

TABELLA 3 – CAPACITÀ NOMINALE DI TRASPORTO DI GAS NATURALE IN USCITA DALLA RETE UCRAINA

PAESE	MASSIMO GIORNALIERO	CAPACITÀ ANNUA MASSIMA
	MMC	GMC
Slovacchia	281	92
Romania	103	34
Ungheria	55	18
Polonia	12	4
totale	451	148

Nota: fattore di utilizzazione continuativa su base annua 90% - Fonte: elaborazione su dati ENTSOG/GIE.

TABELLA 4 – CAPACITÀ NOMINALE DI ESPORTAZIONE DALLA RUSSIA

	PAESI DI	PAESI DI TRANSI-	MAX GIORN.	MAX ANNUO
	INGRESSO	TO	MMC	GMC
Rete ucraina	Slovacchia, Ungheria, Romania, Polonia	Ucraina	452	148
Nord Stream	Germania	-	160	53
Yamal-Europa	Polonia	Bielorussia	102	33
Blue Stream	Turchia	Turchia	49	16
totale gasdotti maggiori			763	250
gasdotti isolati	Estonia, Finlandia Lettonia, Lituania	-	103	34
totale Europa			866	284

Fattore di utilizzazione continuativa su base annua 90% - Fonte: elaborazione su dati ENTSOG/GIE e EEAG.

2.2. BACINO DEL CASPIO

L'adozione, avvenuta lo scorso 17 dicembre a Baku, della decisione finale sugli investimenti necessari allo sviluppo della seconda fase del giacimento caspico di **Shah Deniz (SDII)**, in Azerbaigian, ha rappresentato una tappa decisiva del decennale percorso rivolto all'esportazione del gas azerbaigiano attraverso il **Corridoio meridionale dell'Unione Europea** (v. § 3.2). La rilevanza dell'evento nel quadro della cooperazione lungo il Corridoio meridionale dell'UE è stata peraltro rimarcata dall'ampia presenza di rappresentanti istituzionali a Baku, affianco a quelli delle compagnie energetiche interessate.

Ad esso hanno infatti preso parte il Commissario europeo all'Energia, Gunther Oettinger, l'allora ministro degli **Esteri italiano, Emma Bonino**, il **Ministro degli Affari esteri britannico**, William Hague, ed il ministro per l'Energia turco, Taner Yildiz, assieme ai capi di governo di **Albania, Bulgaria, Croazia, Montenegro e Georgia**. Inoltre, già sottoscritti nel settembre 2013 gli accordi di acquisto del gas in Italia (v. *Focus 15/2013*), lo stesso 17 dicembre l'Azerbaigian ha siglato un **Memorandum di intesa con Albania, Croazia e Montenegro** per la futura commercializzazione di gas nei tre paesi.

Lo sviluppo di SDII dovrebbe garantire dal 2018 un volume annuo di produzione di gas di 16 Gmc – a fronte dei 9 Gmc della prima fase – che saranno commercializzati nei mercati regionali (6 Gmc/a) e in quelli europei (10 Gmc/a). Il costo totale dell'investimento richiesto da SDII si attesta tra i 25 e i 30 miliardi di dollari, necessari per la costruzione di due piattaforme *off-shore*, lo scavo di 26 pozzi sottomarini, la posa di 500 chilometri di oleodotti nel Caspio e l'adeguamento delle infrastrutture di trasporto *on-shore* – il terminale di Sangachal e il South Caucasus Pipeline (SCP), che collega Azerbaigian e Anatolia orientale.

Gli elevati costi di realizzazione del progetto sono stati tra gli elementi che hanno determinato le modifiche apportate ai contratti di sfruttamento – prolungati dal 2036 al 2048 – e un parziale **rimescolamento di quote all'interno del Consorzio titolare dei relativi diritti**. A cedere parte delle proprie quote è stata la compagnia norvegese Statoil, tradizionale capofila del progetto con una quota del 25,5% e, soprattutto, in quanto promotrice di quel *Trans-Adriatic Pipeline* che dovrebbe consentire, entro il 2019, il trasporto del gas azerbaigiano tra Grecia e Italia (v. § 3.2).

In dicembre, la Statoil ha ceduto il 10% delle proprie quote (per un valore di \$1,45 miliardi), rilevate per il 6,7% dalla compagnia petrolifera statale azerbaigiana Socar, e per il

COMPOSIZIONE DEL CONSORZIO SHAH DENIZ.	
BP (GB)	28,8%
Socar (Azb)	16,7%
Statoil (No)	15,5%
NICO (Iran)	10%
Total (Fr)	10%
Lukoil (Ru)	10%
TPAO (Tur)	9%
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

restante 3,3% da BP, già operatore del Consorzio. Inoltre, secondo quanto riportato dalla stampa di settore, la compagnia turca BOTAS (Boru Hatlari Ile Petrol Tasima AS) avrebbe intavolato negoziati con la francese Total per l'acquisto di parte delle quote da questa detenute nel Consorzio SD e nel gasdotto SCP.

L'avvio della produzione di SDII è tanto più importante per l'Azerbaijan in ragione delle incertezze che ancora caratterizzano lo sviluppo del settore petrolifero. La produzione di petrolio è, infatti, andata declinando sensibilmente dopo il 2010 in ragione della contrazione dell'output del principale sito produttivo del paese, il giacimento *off-shore* di Azeri-Chirag-Guneshli (ACG). Sia pur a un ritmo inferiore rispetto a quello degli anni passati (2-3% contro il 12% del 2012), anche il 2013 ha confermato questa tendenza, che non ha mancato di creare tensioni tra le autorità azerbaigiane e BP – leader e operatore del Consorzio – e che, tuttavia, potrebbe essere invertita nel 2014 grazie all'avvio della produzione dalla piattaforma di West Chirag, avvenuto a fine gennaio. Il picco di produzione del giacimento è comunque atteso per il 2016, confermando la strategicità dello sviluppo di SDII per l'Azerbaijan.

Altrettanto strategico per il coerente sfruttamento del potenziale estrattivo azerbaijano è lo sviluppo del giacimento *off-shore* di Absheron, per il quale è atteso entro l'anno un piano da parte della Total e che, nella prima fase di sfruttamento (2020) potrebbe garantire da 3 a 5 Gmc/a di gas. Nonostante il sicuro incremento del volume di output, appaiono tuttavia quantomeno ottimistiche le previsioni del governo di Baku, che punta a raggiungere un livello di output di gas compreso tra i 40 e i 50 Gmc/a (rispetto ai 15,6 Gmc del 2012) entro il 2025.

A fronte delle incertezze che circondano il settore *upstream* nazionale, la compagnia statale **SOCAR prosegue nel percorso d'investimento in *midstream* e *downstream* all'estero avviato nel corso degli ultimi anni in particolar modo in quei paesi – dalla Georgia alla Grecia, passando per la Turchia – che risultano centrali per le esportazioni di idrocarburi.** L'ultimo trimestre, in particolare, ha fatto registrare l'interesse della compagnia azerbaijana ad aumentare la propria partecipazione al progetto di raffinazione STAR, in via di costruzione lungo la costa occidentale del paese, nei pressi di Izmir. SOCAR, che attualmente detiene il 41,5% delle azioni potrebbe aumentare la propria partecipazione fino al 55%, rilevando quote dalla Turcas e lasciando invece inalterata quella detenuta dal Ministero dello Sviluppo Economico azerbaijano, pari al 40%.

Altro progetto strategico per l'Azerbaijan e più in generale per il pieno sviluppo del potenziale caspico è il Gasdotto Trans-Caspico (GTC) che, finalizzato a commercializzare sui mercati europei il gas estratto in Turkmenistan, assicurerebbe al paese una connotazione di territorio di transito oltre che di produzione di gas naturale – già parzialmente acquisita per l'esportazione del petrolio centroasiatico. Obiettivo prioritario delle autorità europee nella prospettiva di pieno sviluppo del potenziale del Corridoio meridionale, il GTC è tornato nel corso degli ultimi mesi in cima alle agende dei paesi coinvolti. Mentre per il Turkmenistan il GTC rappresenterebbe un ulteriore e rilevante tassello di una strategia di diversificazione dei mercati di sbocco già efficacemente perseguita attraverso le esportazioni in Cina e Iran, per l'UE – che ha ribadito il sostegno al progetto anche attra-

verso la decisione sulle infrastrutture prioritarie per il periodo 2014-2020 adottata lo scorso marzo – la realizzazione del GTC acquisisce rinnovata significatività sullo sfondo delle tensioni nei rapporti con la Russia determinate dalla crisi ucraina.

Il collegamento tra le due questioni è stato implicitamente richiamato da Malena Mard, capo della Delegazione dell'UE in Azerbaigian, che, nel ribadire il fermo sostegno di Bruxelles al progetto, ne ha sottolineato una volta di più la rilevanza nella prospettiva di evitare l'eccessiva dipendenza da un "unico fornitore". Al di là della crescente valenza politica del gasdotto, la strada verso la sua concreta realizzazione sembra tuttavia tutt'altro che in discesa.

Di là dalla tradizionale **opposizione russa e iraniana** – fondata sulla mancanza di un accordo generalizzato tra gli stati rivieraschi sullo *status* legale del bacino e sulla suddivisione delle sue acque – la perdurante assenza di un accordo bilaterale azerbaigiano-turkmeno sulla demarcazione dei rispettivi confini marittimi e la crescente cooperazione sino-turkmena (v. *Focus* 16/2013) sembrano ridimensionare drasticamente le possibilità di realizzazione del GTC.

Altro ostacolo alla realizzazione del gasdotto sembra essere sorto nel corso degli ultimi mesi come conseguenza della cessione a capitale russo della RWE Dea, già controllata di RWE attiva nel settore *upstream*. Secondo la stampa di settore, la cessione metterebbe in forte discussione il sostegno tradizionalmente assicurato al progetto dalla compagnia tedesca, attiva nell'esplorazione e nello sfruttamento dei giacimenti gassiferi *off-shore* in Turkmenistan.

Altro ostacolo alla realizzazione del GTC è la **Crescente priorità attribuita dal Turkmenistan alla realizzazione del progetto TAPI, gasdotto deputato al trasporto di 33 Gmc/a di gas verso Pakistan e India attraverso lo snodo afghano.** Punto di forza del progetto centroasiatico è l'intesa politica che ha sotteso al suo rilancio a partire dal 2010, anno in cui un accordo quadro tra i paesi coinvolti ha riavviato un processo negoziale già avviato nella seconda metà degli anni '90 da Unocal e arenatosi poi innanzi alle crescenti tensioni tra gli Stati Uniti e il governo talebano di Kabul.

Le successive intese sulla commercializzazione del gas turkmeno raggiunte con India, Pakistan e Afghanistan hanno completato il quadro contrattuale tra i paesi coinvolti nel progetto, assicurando al TAPI – per la cui costruzione l'Asian Development Bank (ADB) ha già stabilito il finanziamento – margini di profittabilità. Facendo segnare un ulteriore passo avanti verso la realizzazione del progetto, a fine 2013 l'ADB ha inoltre assunto il ruolo di consulente sulle transazioni, con l'obiettivo ultimo di facilitare la creazione di un consorzio deputato alla costruzione e operazione del TAPI e di coinvolgere in esso compagnie internazionali di elevata capacità tecnica e commerciale.

Al momento, infatti, le compagnie deputate a entrare nel Consorzio TAPI sarebbero la compagnia statale turkmena Turkmengas, l'afghana Gas Enterprise, la pakistana Inter State Gas System, e l'indiana GAIL. A queste potrebbero aggiungersi, secondo quanto riportato dalla stampa turkmena, alcune delle multinazionali che hanno già manifestato il proprio interesse nel progetto e che comprenderebbero Chevron, Exxon Mobil, BP, BG Group,

RWE e Petronas. Principale ostacolo al loro coinvolgimento resta tuttavia la consuetudine turkmena a non concedere a compagnie straniere diritti sugli idrocarburi estratti *on-shore*.

Principale sostenitore del gasdotto sono gli Stati Uniti, per i quali il TAPI è assunto a pilastro per la promozione della “**nuova Via della Seta**”, ovvero sia al progetto di sviluppo della cooperazione economica e infrastrutturale in Asia centrale e meridionale finalizzato a dare stabilità alla regione all’indomani del ritiro delle truppe dall’Afghanistan. Se il fine ultimo della politica statunitense è fare dell’Afghanistan il nuovo *hub* della cooperazione regionale, è tuttavia proprio dal paese centroasiatico che derivano i principali ostacoli alla realizzazione del TAPI.

Difatti, prima ancora che il dubbio sui volumi di gas aggiuntivi che saranno effettivamente disponibili in Turkmenistan nel medio periodo, la perdurante instabilità afghana non facilita certamente l’avanzamento del progetto verso una Decisione finale sugli investimenti. A fronte delle difficoltà con cui ancora il progetto si sta scontrando, cresce tuttavia l’urgenza politica ed economica per la sua realizzazione. Il fermo sostegno garantito al progetto dalla Casa Bianca deriva, infatti, non secondariamente, dalla volontà di evitare che sia il gas iraniano a soddisfare la crescente domanda di gas indiano e, soprattutto, ad alleviare la pesante crisi che attanaglia il settore energetico pakistano (v. § 2.3.).

Restando sul versante orientale del Mar Caspio, **ancora profonde restano le incertezze sullo sviluppo del potenziale estrattivo del maxi-giacimento kazako di Kashagan** che, stando alle proiezioni della IEA, dovrebbe sostenere nel medio e lungo periodo la crescita dell’output petrolifero centroasiatico. La prima fase di sviluppo del giacimento è stata avviata a inizio settembre 2013, salvo essere interrotta per due volte – in settembre e ottobre – a causa del rilevamento di perdite di gas nell’infrastruttura che collega i terminali *off-shore* con le strutture di trattamento del porto di Atyrau.

Da allora, anche in ragione del risultato dei test idraulici che hanno evidenziato il rischio di ulteriori perdite, la produzione non è ripresa e un’indagine sulle cause della problematica è stata affidata a Total, partner del Consorzio titolare dei diritti di sfruttamento di Kashagan – il North Caspian Operating Company – assieme a Eni (16,81%), KazMunayGas (16,81%), Royal Dutch Shell (16,81%), ExxonMobil (16,81%), China National Petroleum Corp. (8,4%) e Inpex (7,56%).

Stando alle dichiarazioni rilasciate da Uzakbai Karabalin, ministro kazako responsabile del settore energetico, qualora i prossimi test dovessero rivelare rotture nella sezione *off-shore* dell’oleodotto di servizio, allora l’obiettivo di riprendere la produzione nell’anno in corso potrebbe saltare, dovendosi procedere nuovamente alla posa dell’infrastruttura. Al di là delle ricadute economiche sul Consorzio – che, già multato dalle autorità kazake per \$737 milioni per il danno ecologico, vede crescere notevolmente i già elevati costi sostenuti e da sostenere per il progetto – l’interruzione delle operazioni a Kashagan potrebbe avere pesanti ricadute sui piani di sviluppo del giacimento nel medio periodo. In particolare, le difficoltà incontrate nell’avvio della prima fase di sviluppo del giacimento – la più rilevante scoperta dell’ultimo trentennio – potrebbero avere ripercussioni anche sulla tempistica della seconda fase, che difficilmente potrà essere avviata, come da programmi, nel 2019.

Oltre alle difficoltà tecniche, lo sviluppo di Kashagan sembra, infatti, scontare anche il complesso assetto operativo del Consorzio che, a seguito dell'accantonamento del principio dell'operatore unico (Eni fino al 2009), è oggi caratterizzato da un modello "cooperativo", che vede le cinque compagnie con maggior partecipazione responsabili di diversi segmenti delle operazioni. Le difficoltà tecniche e burocratiche, unite agli elevati costi già sostenuti e all'incertezza su quelli ancora da sostenere, rendono dunque complesso il percorso che porta alla Decisione finale sugli investimenti della seconda fase di sviluppo di Kashagan.

2.3. TURCHIA E MEDIO ORIENTE

Lo sviluppo della cooperazione energetica e dei piani infrastrutturali nella regione del Mediterraneo orientale e del vicino oriente resta legata ai piani di sviluppo del potenziale estrattivo del Bacino di Levante – specchio di mare ricompreso tra Israele, Libano e Cipro, dove sono state effettuate le più rilevanti scoperte di giacimenti gassiferi degli ultimi anni. Secondo le stime attuali, **i tre principali giacimenti del Bacino** – Tamar, Afrodite e soprattutto Leviatano – potrebbero conservare circa 30 Tmc di gas.

Il grosso delle riserve è contenuto nella porzione di Bacino ricompreso nelle acque territoriali d'Israele, per il quale lo sviluppo dei giacimenti di gas assumerebbe un significato che trascende i meri benefici economici.

La produzione di gas israeliana potrebbe, infatti, arrivare sino a 20 Gmc/a entro il 2035, permettendo a Tel Aviv, da un lato, di spezzare una dipendenza dalle importazioni dalle pesanti ricadute strategiche e, dall'altro, di avviare flussi di esportazione. Lo sviluppo dei piani energetici israeliani ha ricevuto una rilevante spinta in febbraio, grazie alla finalizzazione dell'intesa per l'ingresso della compagnia australiana Woodside nel consorzio titolare dei diritti di sfruttamento di Leviatano. In base a esso, Woodside acquisirà, al costo di \$1,2 miliardi, il 25% delle quote del consorzio, affiancando in esso Noble Energy (30%), Delek Drilling (16,9%), Avner (16,9%) e Ratio Oil (11,2%). Woodside diventerà inoltre operatrice di eventuali progetti GNL, mentre la Noble resterà responsabile per le operazioni di *upstream*.

L'accordo è basato su una stima delle riserve del giacimento pari a circa 480 Gmc di gas, di cui circa 250 potrebbero essere destinate all'esportazione dopo aver provveduto, a partire dal 2017, alle esigenze del consumo interno. Saltata la scadenza di fine marzo fissata per la finalizzazione dell'accordo – a causa di una vertenza tra la compagnia australiana e l'Autorità per le tasse israeliana – le parti potrebbero tornare presto al tavolo negoziale per finalizzare l'accordo.

Al di là di quanto gas verrà concretamente destinato alle esportazioni coerentemente con la decisione delle autorità israeliane di riservare a esse il 40% della produzione, **la questione delle rotte di esportazione da Israele è tutt'altro che risolta**. Unica eccezione, rilevante più dal punto di vista politico che da quello strettamente economico sono stati gli accordi di fornitura di gas conclusi nel corso dell'anno con compagnie giordane e con la palestinese *Palestine Power Generating Company*. L'opzione più semplice e che garantirebbe alle esportazioni israeliane maggior flessibilità – ovvero la costruzione di un terminale fluttuante

di liquefazione del gas – è anche la più costosa, richiedendo un investimento stimato attorno ai \$10 miliardi per una capacità annua compresa tra i 5 e i 7 Gmc/a.

Molto meno costosa da un punto di vista economico – circa \$2,5 miliardi – ma altrettanto impegnativa su un versante politico è invece la costruzione di un gasdotto verso la Turchia, che permetterebbe un flusso di esportazioni compreso tra i 7 e i 10 Gmc/a. Nonostante il dichiarato interesse all'acquisto del gas israeliano da parte di diverse compagnie turche – tra cui Turcas, Zorlu Enerji, General Enerji e Calik Holding – la possibilità di posare un gasdotto tra i due paesi è ancora ostaggio della tensione tra i due governi, cresciuta a seguito dell'incidente della “*Mavi Marmara*” del maggio 2010.

Le scuse ufficiali rivolte alla Turchia dal governo israeliano lo scorso anno non sembrano, infatti, aver avviato, come da più parti auspicato, un processo di normalizzazione delle relazioni bilaterali che tuttavia potrebbe oggi essere facilitato da un più ampio accordo riguardante anche la cooperazione energetica. Altro ostacolo non secondario in vista della possibile approvazione di un progetto infrastrutturale tra i giacimenti di Levatano e la Turchia è la necessità dell'assenso di Cipro, nelle cui acque territoriali il gasdotto dovrebbe transitare.

Benché la recente disponibilità alla riapertura del dialogo sulle sorti dell'isola apra spiragli d'intesa diplomatica tra Nicosia e Ankara, proprio le prospettive di sfruttamento delle risorse del Bacino di Levante da parte cipriota avevano generato forti tensioni tra i due paesi, a partire dai diritti che sugli stessi avrebbe vantato, secondo la Turchia, la Repubblica Turca di Cipro Nord. Detto ciò, le recenti valutazioni sull'entità delle riserve cipriote effettuate dalla Noble Energy (v. *Focus* 16/2013), ridimensionando notevolmente le aspettative di Nicosia, potrebbero spingere le autorità cipriote ad abbandonare i piani di sviluppo autonomo di infrastrutture di esportazione e spingere a una più ampia intesa con Israele e Turchia. In questa prospettiva, **il dossier energetico del Bacino di Levante ha in sé il potenziale di modificare i parametri della politica regionale, lungo un percorso di dialogo e pacificazione la cui portata sembra tuttavia implicare la necessità di un'attiva mediazione internazionale** – con UE o Stati Uniti *in primis*.

Nonostante i deludenti risultati delle attività di esplorazione condotte dalla Noble al largo dell'isola, **il pieno compimento delle attività di esplorazione dei giacimenti ciprioti – e, dunque, una credibile valutazione delle potenzialità di estrazione ed esportazione – non sarà comunque disponibile prima della fine del 2015**. Difatti, mentre il consorzio composto da Eni e dalla compagnia coreana Kogas – aggiudicatosi le licenze di sfruttamento su tre blocchi *off-shore* – ha annunciato l'avvio delle attività di esplorazione nell'ultimo trimestre dell'anno in corso, la compagnia francese Total avvierà attività analoghe nei blocchi 11 e 12 solo a inizio 2015.

Il trasporto delle risorse cipriote e potenzialmente israeliane verso i mercati europei attraverso il Corridoio meridionale resta comunque uno degli obiettivi strategici della Grecia, la cui compagnia energetica nazionale, Depa, ha avviato una gara d'appalto per uno studio di fattibilità su un progetto di gasdotto tra il Mediterraneo orientale e la costa italiana. Il progetto, della portata di 8 Gmc/a, potrebbe dare nuova vita al progetto di Interconnettore Grecia-Italia, già predisposto da Depa ed Edison per il trasporto

verso occidente del gas azerbaigiano. Il costo totale dell'investimento richiesto (nell'ordine dei \$6,2 miliardi) sarebbe comunque nettamente superiore all'opzione turca, che potrebbe sfruttare le infrastrutture – TANAP e TAP – in più avanzata fase di realizzazione tra il territorio anatolico e quello europeo.

Ultima, ma non secondaria, ramificazione della questione del Bacino di Levante riguarda il Libano, nelle cui acque potrebbero esserci significative risorse di gas e che, in mancanza di un confine definito con Israele, contesta la legittimità di parte delle attività *off-shore* autorizzate da Tel Aviv. L'esplorazione e lo sfruttamento dei giacimenti gassiferi è una delle priorità in agenda del nuovo governo, insediatosi a Beirut lo scorso febbraio, dopo quasi un anno di stallo dovuto alla presenza di un governo di transizione – che difettava delle prerogative necessarie per sviluppare e attuare una coerente strategia energetica. In particolare, lo sviluppo dei piani energetici libanesi necessita dell'approvazione di due decreti finalizzati, da un lato, a determinare il modello di *Production and Sharing Agreement* da adottare con la compagnie estere e, dall'altro, a delimitare l'area dei 10 blocchi di cui si compone la Zona economica esclusiva nazionale.

D'altra parte, nel corso della scorsa estate il governo libanese aveva chiuso la fase di pre-qualificazione all'appalto selezionando 46 compagnie energetiche internazionali, tra cui *major* del calibro di **Eni, ExxonMobil, Chevron, Shell, Total, Statoil, Repsol, Petronas e Inpex**. La scadenza per la chiusura del processo di assegnazione delle licenze di esplorazione, inizialmente fissata per lo scorso novembre, è stata rimandata per quattro volte e, secondo il nuovo ministro responsabile del settore energetico, Arthur Nazarian, potrebbe essere conclusa nel corso della prossima estate, a seguito dell'approvazione dei due decreti fissata entro fine aprile.

L'apertura di un canale d'importazione di gas da Israele rappresenterebbe per la Turchia un importante tassello del datato quanto complesso tentativo di Ankara di assurgere a snodo regionale per la distribuzione del gas alle soglie dell'Europa, assicurandosi al contempo le risorse necessarie per sostenere i crescenti consumi nazionali. Il gasdotto israelo-turco andrebbe ad affiancare, anzitutto, il canale d'importazione e ri-esportazione energetico dall'Azerbaigian che, già inaugurato alla metà degli anni 2000 con la posa dell'oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan e del gasdotto Baku-Tbilisi-Erzurum (SCP, v. § 2.2), è destinato a essere rafforzato dalla costruzione del Trans-Anatolian Pipeline (TANAP), anello di congiunzione tra l'area produttiva del Caspio e i mercati europei (v. § 3.2).

Altra rilevante direttrice di approvvigionamento energetico che potrebbe far presto confluire in Turchia quantità rilevanti di petrolio e gas è quella curdo-irachena. Sulla base di un accordo siglato nel novembre 2013, a partire dalla fine dell'anno le autorità curde di Erbil hanno avviato un flusso di esportazione petrolifera via oleodotto, avendo costruito un'infrastruttura sul proprio territorio che, al confine tra i due paesi, si connette all'oleodotto tra l'Iraq e il porto mediterraneo di Ceyhan.

Da dicembre il flusso totale di esportazioni avrebbe raggiunto un volume compreso tra 1,5 e 2 milioni di barili, destinati alla ri-esportazione verso i mercati europei. Nelle intenzioni delle autorità curdo-irachene, il volume di petrolio instradato attraverso la Turchia verso i mercati occidentali dovrebbe raggiungere i 10-12 milioni di barili (Mb) entro la fine

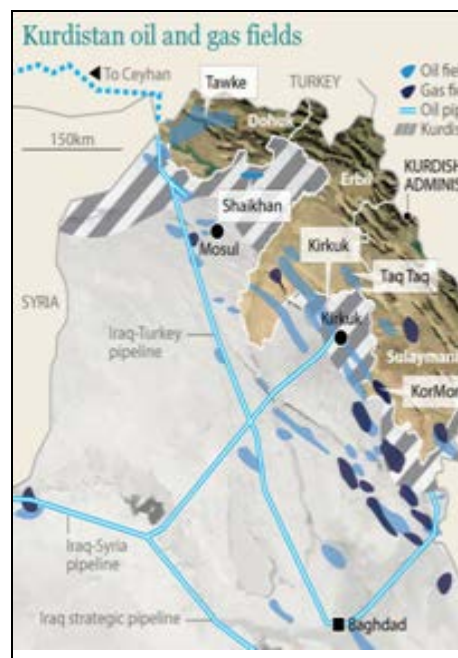
dell'anno, con un flusso giornaliero di esportazione tra i 325 e i 385 mila barili al giorno. Nel tentativo di mantenere un difficile bilanciamento tra confliggenti posizioni di governo federale e regionale curdo sulla gestione del comparto energetico (v. *Focus* 16/2013), il Ministero turco competente in materia energetica ha comunque dichiarato che non avvierà la ri-esportazione del petrolio curdo verso l'Europa prima di una soluzione della vertenza tra Baghdad ed Erbil.

Al contempo ha avanzato una proposta di mediazione tra le parti che è stata tuttavia rigettata dal governo al-Maliki. I terminali di stoccaggio di BOTAS presso Ceyhan hanno una capacità di circa 10 Mb di petrolio, per aumentare la quale la società turca Starpet ha già avviato un progetto di ampliamento del valore di \$120 milioni e capace di stoccare fino a 2 milioni di barili.

Su questo sfondo, **la prima bozza del budget statale iracheno per il 2014 ha riaperto le tensioni tra governo centrale e Governo Regionale Curdo (GRC) sulla gestione del comparto energetico.** In un quadro statale sempre più indebolito da tendenze centrifughe, è questo uno dei maggiori punti di attrito tra le province settentrionali e Baghdad, che da anni tentano senza successo di trovare un'intesa su una legge nazionale che regolamenti il comparto – tradizionalmente ostacolata dalla mancanza di accordo sulla suddivisione dei proventi e sulla titolarità a negoziare contratti di sfruttamento. Secondo la bozza di budget, **il GRC sarebbe obbligato a contribuire alle esportazioni nazionali con una quota (400.000 barili al giorno) che non sarebbe attualmente in grado di garantire.** Al GRC spetterebbe inoltre una quota dei proventi pari al 17%, da cui verrebbero detratte le penali per il mancato raggiungimento della quota stabilita. Lo scontro sul budget 2014 e la dura proposta del governo al-Maliki sono risposta diretta all'avvio di esportazioni autonome – ovvero non autorizzate da Baghdad – verso la Turchia da parte del GRC (tanto più penalizzanti perché implicano la sospensione del flusso dall'Iraq) e, soprattutto, della dichiarata volontà di Erbil di gestirne autonomamente i profitti.

Queste ultime hanno dichiarato l'intenzione, da un lato, di costituire la *Kurdistan Oil Marketing Organization* con lo scopo di commercializzare il petrolio e, dall'altro, di versare i proventi energetici nella banca turca Halkbank – piuttosto che nel fondo petrolifero nazionale iracheno – restituendone parte a Baghdad solo dopo che quest'ultima avrà ripagato i debiti accumulati con i *contractor* locali e le compensazioni che spetterebbero al GRC per le atrocità commesse nella regione dal governo di Saddam Hussein.

FIGURA 14 – LE RISERVE DI IDRO-CARBURI NELL'AREA DEL GRC



Fonte: *The National*.

Le parti sembrano dunque ancora lontane da un accordo, che appare tuttavia imprescindibile per evitare che le risorse energetiche, da valore aggiunto per la ricostruzione e il rilancio economico del paese, possano tramutarsi in un pericoloso focolaio di conflitto interno e regionale.

Rilevante direttrice meridionale d'importazione di idrocarburi per la Turchia è quella iraniana, attraverso la quale il paese si approvvigiona già di rilevanti quantità di petrolio e gas, che potrebbero essere ulteriormente incrementate nel medio periodo, sulla base dei colloqui attualmente in corso tra le autorità di Ankara e Teheran. In ambito petrolifero, il mese di gennaio ha fatto registrare un nuovo record di importazioni dall'Iran, cresciute tanto su base mensile che annua fino a garantire il 37% del totale dei flussi in entrata. L'Iran si è così attestato come primo fornitore di petrolio alla Turchia, superando quell'Iraq (28,5%) che a partire dall'aprile 2013 aveva sottratto il primato allo stesso Iran.

La tendenza all'aumento delle importazioni petrolifere dall'Iran risulta tanto più significativa in considerazione della contrazione dei flussi che si era registrata dopo il 2012, nel quadro delle tensioni tra il regime di Teheran e la comunità internazionale frutto della vertenza sul programma nucleare. Prospettive di crescita ancora maggiori – e strategicamente più rilevanti per la Turchia – riguardano invece il settore del gas naturale, rispetto al quale la dipendenza dalle importazioni è pressoché totale. Le importazioni dall'Iran – secondo fornitore del paese dietro la Russia – potrebbero infatti essere raddoppiate, secondo le dichiarazioni del ministro dell'Energia, Taner Yildiz, dai 10 Gmc/a contrattualizzati nel 1996 per un periodo venticinquennale (in vigore dal 2001) fino a 20 Gmc/a.

Ostacolo principale all'aumento del flusso di importazioni di gas dall'Iran è tuttavia una mai sopita vertenza bilaterale sui prezzi di acquisto della risorsa, ritenuti da Ankara eccessivi rispetto a quelli praticati dagli altri fornitori, tanto da spingere la compagnia nazionale BOTAS a ricorrere nel 2008 a un primo arbitrato internazionale (che, mai adottato, stabilì uno sconto del 16%) e a un secondo nel 2012 (il cui pronunciamento è invece ancora pendente). Il prezzo di acquisto del gas iraniano, accompagnato da clausole *take or pay*, è, infatti, fissato a \$505 per metro cubo, contro i \$330 pagati all'Azerbaijan e i \$400 alla Russia. Nonostante gli sforzi negoziali compiuti negli ultimi mesi – ivi compreso in occasione della visita compiuta a fine gennaio a Teheran dal primo ministro, Recep Tayyip Erdoğan, unitamente al ministro dell'Energia – le parti non sono tuttavia arrivate a un compromesso e, come di recente ribadito dall'amministratore delegato National Iranian Gas Co., l'Iran, per quanto sia ben disposto ad aumentare i volumi di gas commercializzati in Turchia, non sarebbe intenzionato a concedere alcuno sconto sui prezzi.

Per l'Iran la Turchia rappresenta d'altra parte un interlocutore chiave nella prospettiva di rilancio del comparto energetico, duramente colpito dalle sanzioni internazionali che hanno colpito il paese a seguito della vertenza sul programma nucleare. Secondo i dati più recenti del servizio studi del Congresso statunitense, per effetto delle sanzioni varate da Stati Uniti e Unione Europea, il flusso di esportazioni petrolifere iraniane si sarebbe contratto dai 2,5 Mb/g del 2011 fino a 1 Mb/g nel 2013, assestando un duro colpo al budget statale di Teheran, la cui spesa è coperta per il 50% circa proprio dalle entrate del setto-

re energetico. Inoltre, per effetto combinato della riduzione delle esportazioni energetiche e dell'esclusione dell'Iran dal sistema bancario internazionale, nel biennio 2012-2013 il valore della moneta nazionale si sarebbe drasticamente ridotto al pari della disponibilità di valuta straniera, mentre l'inflazione sarebbe salita oltre il 50%.

L'elezione di Hassan Rouhani alla presidenza della Repubblica, nel giugno 2013, sembra aver portato a quell'allentamento della tensione con il fronte euro-atlantico e a quella ripresa del dialogo sul nucleare auspicati tanto dagli operatori economici quanto dalle cancellerie occidentali. Lo scorso 24 novembre, infatti, Teheran ha accettato i termini di un accordo *ad interim* che ha interrotto lo sviluppo del programma nucleare in cambio di un parziale allentamento delle sanzioni, effettivo dallo scorso 20 gennaio.

TABELLA 5 – EFFETTO DELLE SANZIONI SULLE ESPORTAZIONI PETROLIFERE IRANIANE

PARTNER	MEDIA 2011	MEDIA ATTUALE
UE	600	irrilevante
Cina	550	420
Giappone	325	200
India	320	200
Corea del Sud	230	130
Turchia	200	120
Sudafrica	80	irrilevante
Malaysia	55	irrilevante
Sri Lanka	35	irrilevante
Taiwan	35	10
Singapore	20	irrilevante
Altri	55	irrilevante
totale	2.500	1.087

Nota: valori espressi in migliaia di barili al giorno. Fonte: Congressional Research Service (2014).

Su questo sfondo e nella prospettiva di rilancio del comparto energetico nazionale, **il coerente sviluppo del settore del gas naturale – risorsa della quale l'Iran conserva le più estese riserve provate su scala mondiale – risulta determinante.** Non è un caso che, già nel corso del prossimo anno del calendario iraniano (ovvero da marzo 2014), il governo punti a un netto incremento dell'output di gas, favorito dall'entrata in produzione di cinque ulteriori fasi di sfruttamento del maxi-giacimento di South Pars.

D'altra parte, secondo stime governative, l'avvio delle restanti fasi di sviluppo del giacimento (dalla 11 alla 24) richiede un volume totale di investimenti pari a \$25 miliardi – parte dei quali la compagnia statale turca TPAO sembrava essere pronta a investire sulla base di una serie di accordi non vincolanti sottoscritti tra il 2007 e il 2008. Sulla base di detti accordi, TPAO avrebbe acquisito licenze di sfruttamento per tre fasi di sviluppo di South Pars (22, 23 e 24), ciascuna delle quali con un potenziale produttivo di 25 Gmc/a di gas. Nello stesso giro di accordi rientrava inoltre l'intesa per la costruzione di un gasdotto tra i due paesi, che dal 2010 vedeva impegnata la compagnia turca Turang.

Per quanto l'allentamento delle sanzioni abbia generato un clima favorevole alla ripresa dei progetti menzionati – di fatto congelatisi assieme all'imposizione delle stesse – nel quadro delle tensioni turco-iraniane sui prezzi di acquisto del gas, **il Ministero dell'Energia turco ha tuttavia fatto sapere che TPAO non prenderà parte ad attività produttive in Iran** e lo stesso progetto di gasdotto potrebbe essere definitivamente congelato. A dimostrazione dell'offensiva diplomatica lanciata da Ankara nel quadro dei negoziati sui prezzi del gas, il ministro Yildiz ha inoltre dichiarato che in caso di mancato accordo tra le parti, la Turchia potrebbe richiedere \$2 miliardi di compensazioni per il prezzo pagato per le forniture di gas nonostante l'esito dell'arbitrato del 2008.

Principali alternative alla Turchia per le esportazioni di gas dall'Iran sono Iraq, verso occidente, e Pakistan e India verso oriente. Più che per la rilevanza del mercato iracheno in sé, la direttrice d'esportazione occidentale acquisisce rilevanza soprattutto nella prospettiva di poter raggiungere attraverso il suo territorio e quello siriano uno sbocco sul mediterraneo che possa permettere flussi d'esportazione verso l'Europa. Per quanto intese tra i tre paesi coinvolti siano già state raggiunte, e la prima parte della rotta – ovvero tra Iran e Iraq – sia ormai prossima a entrare in operazione, la complessità dello scenario regionale rende tale prospettiva altamente improbabile nel breve e medio periodo. Difficoltà significative sconta peraltro anche la direttrice orientale d'esportazione

Punto di forza del progetto di gasdotto tra Iran e Pakistan è dato dal prossimo completamento dei lavori in territorio iraniano e, al contempo, dall'urgenza delle autorità di Islamabad di assicurarsi nuovi canali di approvvigionamento energetico a fronte della dura crisi che ha colpito il settore nel corso degli ultimi anni. Determinata dal crescente indebitamento del settore energetico (pari a circa \$2,7 miliardi), la crisi energetica ha, infatti, causato il razionamento dell'energia tanto per uso domestico quanto commerciale, riducendo i tassi di crescita economica pakistani e contribuendo all'aumento della disoccupazione e al crescente disagio sociale che attraversa pericolosamente il paese.

La ferma opposizione della Casa Bianca al progetto costituisce tuttavia un ostacolo non secondario al completamento del gasdotto, mentre l'avanzamento del progetto TAPI offre a Islamabad alternative di approvvigionamento.

3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI DEL GAS

3.1 CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

Secondo i dati resi noti da Gazprom, nel 2013 il flusso di gas in transito attraverso il *Nord Stream* sarebbe raddoppiato, fino a raggiungere i 23,77 Gmc, a fronte degli 11,8 Gmc del 2012.

Ciò nonostante, il flusso di esportazione di gas resta ben al di sotto della capacità massima dell'infrastruttura (55 Gmc/a). A limitare le potenzialità del *Nord Stream* contribuiscono anzitutto le limitazioni imposte dalla normativa europea all'utilizzo del gasdotto OPAL che consente di raggiungere, attraverso il territorio tedesco, i mercati centroeuropei. **Le autorità europee, che hanno già concesso a Gazprom un'esenzione dalla legislazione europea utile a consentire l'utilizzo del 50% della capacità di OPAL (36 Gmc/a), non sarebbero disposte a consentire un'ulteriore espansione della capacità utilizzabile da Gazprom.** Inoltre, sullo sfondo della crisi ucraina e delle conseguenti tensioni russo-europee, è slittato il pronunciamento ufficiale delle autorità europee in merito alla domanda formale di ulteriore esenzione dalla legislazione europea presentata lo scorso anno da Gazprom.

Come anche nel caso del *South Stream* (v. § 3.2), la risoluzione della vertenza russo-europea sul trasporto e la commercializzazione del gas in UE sembra rappresentare la chiave di volta per i progetti di espansione del *Nord Stream*, lanciati lo scorso anno e finalizzati al raddoppio della capacità dell'infrastruttura con la posa di altre due linee parallele a quelle già esistenti della portata di 27,5 Gmc/a ciascuna entro il 2018. Il Consorzio Nord Stream ha peraltro completato l'analisi tecnica ed economica sul raddoppio del gasdotto. L'analisi, nella nota rilasciata da Gazprom a margine di un incontro tra la dirigenza della società russa e del Consorzio *Nord Stream*, avrebbe dimostrato come il progetto sia realizzabile da un punto di vista tecnico-ambientale e, soprattutto, che sarebbe in grado di attirare finanziamenti necessari alla sua costruzione.

NORD STREAM	
Capacità annua	27,5 Gmc (seconda fase: 55 Gmc)
Operativo dal	2011 (seconda fase: 2012)
Provenienza del gas	Federazione russa
Paesi attraversati	Danimarca, Finlandia, Svezia (acque territoriali e/o zone economiche esclusive)
Paese di arrivo	Germania
Società coinvolte	Gazprom (51%), E.On (15,5%), Wintershall (15,5%), Gasunie (9%), Gdf Suez (9%)

FIGURA 15 – I GASDOTTI *NORD STREAM* E LA RETE DI DISTRIBUZIONE COLLEGATA



Fonte: *Wingas*.

TAP

3.2 CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

A seguito della selezione del Trans-Adriatic Pipeline per il trasporto del gas che andrà in produzione dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento azerbaigiano di Shah Deniz, la Decisione finale sugli investimenti per lo sviluppo di SD rappresenta il **passaggio fondamentale per l'inaugurazione del Corridoio meridionale dell'Unione Europea, terzo canale di approvvigionamento esterno di gas – accanto a quello russo e nordafricano. Il TAP è entrato dunque in fase di realizzazione** e, secondo quanto annunciato, tra la fine del 2014 e l'inizio del 2015 il Consorzio assegnerà gli appalti per la costruzione dell'infrastruttura .

Nel frattempo ha tuttavia incassato il significativo interessamento di enti finanziatori. Primo tra questi è **la Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo**, il cui presidente **Suma Chakrabarti**, riconoscendo la strategicità del progetto ha dichiarato l'intenzione di avviare i colloqui finalizzati alla partecipazione della Banca.

Al di là delle procedure necessarie alla posa del TAP lungo la rotta principale tra Grecia e Italia, il Consorzio TAP va definendo le possibili interconnessioni che, stando al progetto originario del gasdotto dovrebbero interessare la Bulgaria (**Interconnettore Grecia-Bulgaria**, IGB) e la regione balcanica (**Ionian Adriatic Pipeline**, IAP). In questa prospettiva – sostenuta dalle autorità europee nell'ottica della piena attuazione delle finalità di diversificazione del Corridoio meridionale – il Consorzio deputato alla costruzione e operazione del TAP e quello dell'IGB hanno siglato in gennaio un *Memorandum* di intesa e cooperazione per lo sviluppo del progetto. Nella stessa prospettiva, peraltro il Consorzio TAP ha avviato a metà marzo la cosiddetta *Booking Phase*.

Capacità annua	10 Gmc (scalabili a 20)
A partire dal	2019
Provenienza del gas	Azerbaijan
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%)

FIGURA 16 – IL GASDOTTO TRANS-ADRIATIC PIPELINE



Fonte: TAP.

Resta invece ancora da definire l'assetto proprietario del Tran-Anatolian Pipeline (TANAP), infrastruttura del costo stimato di 20 miliardi di dollari e deputata al trasporto del gas azerbaijano dall'Anatolia orientale sino al confine turco-greco, le cui quote – oggi detenute all'80% dalla compagnia statale azerbaijana Socar – sono state già offerte alle compagnie impegnate nell'*upstream* nel Mar Caspio. Mentre Statoil – che, a seguito dei recenti accordi con Socar (Cfr. §2.2) detiene il 15,7% delle quote – non entrerà nel relativo consorzio, resta ancora da finalizzare l'intesa di massima raggiunta con BP per la cessione di una partecipazione pari al 12%. nessuna novità si registra, d'altra parte, nei negoziati con Total, cui la Socar aveva offerto una partecipazione del 5%.

Segnali contraddittori giungono d'altra parte dalla Turchia, le cui compagnie statali sembravano interessate a rilevare ulteriori quote del progetto. Difatti, sebbene inizialmente fosse giunta dalla Turchia la richiesta di accrescere la quota del consorzio **TANAP** dall'attuale 20% al 30%, le recenti dichiarazioni del ministro dell'Energia – che preannunciano una parziale privatizzazione delle quote detenute da BOTAS (15%) e TPAO (5%) – sembrano andare in direzione contraria.

Su questo sfondo, le autorità azerbaijane sono tuttavia attive nel sondare il terreno rispetto alla possibilità di approntare uno schema di approvvigionamento multiplo del TANAP la cui capacità, nelle intenzioni dei suoi promotori, potrebbe essere espansa fino a 31 Gmc/a. In questa prospettiva, il Ministro degli Esteri azerbaijano Elmar Mammadyarov, in occasione della non programmata visita svolta a Baghdad a inizio febbraio, ha intavolato negoziati con il Governo federale iracheno per l'approvvigionamento del TANAP da sud.

Secondo la stampa turca, d'altra parte, un analogo negoziato sarebbe stato avviato dalle autorità governative di Ankara e dalla Botas. Ciò nonostante, sullo sfondo delle crescenti tensioni sull'asse Baghdad-Erbil-Ankara (v.§ 2.3) legate alla più ampia gestione del compar-

to energetico iracheno, l'approvvigionamento di gas da sud al TANAP non potrà concretizzarsi prima della risoluzione definitiva dei rapporti tra il Governo federale iracheno e il GRC.

La perdurante crisi russo-ucraina ha dato nuovo slancio al progetto South Stream, il cui valore aggiunto in ottica russa sarebbe, per l'appunto, l'aggiornamento della scarsamente affidabile rete infrastrutturale ucraina. D'altra parte, il progetto aveva acquisito maggior fattibilità nel corso della seconda metà del 2013, in ragione dell'accantonamento dell'opzione Nabucco West – che puntava agli stessi mercati danubiano-balcanici del South Stream – per il trasporto del gas che andrà in produzione dalla seconda fase di sfruttamento del **giacimento azerbaigiano di Shah Deniz.**

Oltre che rafforzare Gazprom nella determinazione a realizzare l'infrastruttura, la crisi ucraina è stata addotta come ulteriore motivazione per l'accelerazione del progetto anche dai partner europei di Gazprom. Primo tra questi il governo serbo che ha annunciato l'avvio della costruzione del gasdotto entro il secondo trimestre dell'anno in corso. La posizione di Belgrado e la crescente strategicità del *South Stream* ha trovato echi anche in Bulgaria, Ungheria e Slovenia.

È su questo sfondo che si è collocata a inizio marzo la conclusione di accordi, del valore di circa 2 miliardi di euro, tra **Gazprom e Saipem** per la posa della prima delle quattro linee parallele che copriranno il tratto *off-shore* del South Stream nel Mar Nero – ciascuna delle quali con una capacità di circa 15 Gmc/a. Secondo la tempistica resa nota da Gazprom, i lavori per la posa della prima conduttura avranno inizio nell'autunno 2014 e si concluderanno nell'ultimo trimestre del 2015. A un anno di distanza dovrebbero poi essere inaugurate la seconda e la terza linea, mentre il completamento della quarta è fissato per la fine del 2017.

Se dunque, da un lato la crisi ucraina ha ridato vigore alle motivazioni che hanno determinato la predisposizione del progetto *South Stream*, allo stesso tempo **le rinnovate tensioni russo-europee allontanano le possibilità di trovare un accordo sui nodi normativi che ancora ne ostacolano la realizzazione.** L'applicazione al gasdotto della normativa sull'*unbundling* contenuta nel Terzo pacchetto europeo – che impedisce che a una posizione dominante nell'approvvigionamento di idrocarburi possa corrispondere una posizione dominante anche rispetto al trasporto degli idrocarburi stessi – minaccia infatti gli assetti pro-

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

prietari predisposti da Gazprom nei diversi territori di transito del South Stream e, con essi, la stessa fattibilità del progetto.

Ostacolo altrettanto rilevante per i piani di Gazprom è la necessità, coerente con la legislazione europea, di consentire l'accesso di terze parti all'infrastruttura. Avviati da tempo, i negoziati tra Mosca e Bruxelles per l'esenzione del South Stream dalla normativa europea verranno tuttavia verosimilmente congelati sull'onda della crisi ucraina, così come lasciato intravedere dalle dichiarazioni del Commissario europeo per l'Energia, Gunther Oettinger. D'altra parte, i rapporti Ue-Russia avevano già risentito, nei mesi scorsi, delle presunte pressioni del Cremlino che avevano indotto l'Ucraina, in occasione del Summit di Vilnius del novembre 2013, a rifiutare la prospettiva di ulteriore integrazione con l'Europa congelando, dopo circa sette anni di sforzi diplomatici, i negoziati per l'accordo di associazione e libero scambio.

La dirigenza di Gazprom si è detta comunque fiduciosa che un accordo con le autorità europee possa essere raggiunto entro la fine del 2015, quando cioè è previsto che il primo gas transitante attraverso il South Stream raggiungerà il territorio bulgaro.

Perplessità sorgono, infine, sul versante del finanziamento del South Stream. Il progetto richiederebbe un investimento nell'ordine dei \$46 miliardi, oggi non facilmente reperibili da Gazprom in ragione del contemporaneo e strategico sviluppo dei progetti di GNL nell'area di Vladivostok (circa \$10 miliardi) e l'espansione del gasdotto Yamal-Europa (\$5 miliardi.)

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

3.3 CORRIDOIO MEDITERRANEO

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

PARTE II - APPROFONDIMENTO

LA CRISI DELLE *UTILITY* TRADIZIONALI E LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

di Nicolò Rossetto, Istituto Universitario di Studi Superiori di Pavia

La pesante crisi economica che ha attanagliato l'Italia quasi ininterrottamente dal 2008 non ha risparmiato il settore dell'energia elettrica, che ha registrato nel 2013 il secondo anno consecutivo di calo della domanda e del prezzo medio pagato sulla Borsa elettrica. Tale contrazione, confermata nei primi mesi di quest'anno, sta ponendo in grossa difficoltà numerosi operatori, in particolar modo quelli attivi nel comparto della produzione termoelettrica.

Non riuscendo talvolta neppure a coprire i costi variabili di produzione, alcuni di essi hanno avviato la chiusura o quanto meno la messa in stato di conservazione di diverse centrali elettriche e hanno invocato il sostegno da parte del Governo sotto forma di un *capacity payment*, che dovrebbe remunerare i produttori in grado di garantire al sistema elettrico capacità di generazione e flessibilità di funzionamento per un ammontare di 500-800 milioni di euro all'anno da qui al 2017. Entro quella data è infatti prevista l'entrata in funzione di un meccanismo di mercato della capacità (*capacity market*), meccanismo elaborato da Terna, già approvato con modifiche dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), ma ancora in attesa di adozione finale da parte del Ministero dello Sviluppo Economico⁶.

A giustificazione di questa richiesta si sostiene che i produttori termoelettrici siano stati fortemente penalizzati da una crescita troppo rapida delle rinnovabili elettriche, crescita che è dovuta in larga misura ai generosi incentivi approvati dal Governo e che ha spiazzato la produzione da fonti fossili, diminuendo la redditività di impianti, spesso realizzati da meno di 5 o 10 anni. Al di là di tale questione, che qui interessa poco e che ha essenzialmente natura redistributiva, i produttori termoelettrici sostengono che un meccanismo di *capacity payment* sia necessario per garantire la sicurezza del sistema elettrico italiano, la quale sarebbe minacciata gravemente dall'attuale non profittabilità degli impianti termoelettrici, impianti tuttavia essenziali per garantire sufficiente capacità di generazione indipendentemente dalle condizioni meteorologiche, e per colmare, almeno nel caso delle centrali a turbogas, le improvvise fluttuazione della domanda di energia e della produzione da fonti intermittenti (solare ed eolico).

⁶ Si veda la delibera dell'AEEG 375/2013/R/eel.

Quanto segue cercherà di valutare la solidità di questo argomento, ovvero se le innegabili difficoltà in cui versano i produttori di energia da fonti fossili possano avere significative conseguenze negative sulla sicurezza del sistema, e proverà a dare una valutazione delle modalità d'intervento che sono state proposte a riguardo. Prima però, è necessario ripercorrere la recente evoluzione del settore elettrico italiano per avere una chiara consapevolezza della situazione attuale.

UNA CAPACITÀ COSTOSA ED IN ECCESSO

Nel corso degli ultimi vent'anni il settore elettrico italiano ha conosciuto profondi cambiamenti sia dal punto di vista qualitativo che quantitativo. Negli anni che hanno preceduto la liberalizzazione del 1999 il settore era infatti dominato dal monopolista pubblico Enel, **la domanda di energia era in costante crescita ed il sistema manifestava un deficit di capacità di generazione a basso costo**, che veniva colmato con le importazioni dall'estero. Con il provvedimento CIP6 del 1992 il governo introdusse una prima forma di sostegno alla creazione di nuova capacità presso i grandi consumatori industriali, che potevano cedere l'eccesso di produzione alla rete a prezzi sussidiati. Anche in conseguenza di questo provvedimento la capacità di generazione passò tra il 1992 e il 1999 da circa 65 GW a 76 GW, a fronte di una domanda che crebbe da 245 TWh a 286 TWh (nel frattempo le importazioni nette salirono da 35 a 42 TWh annui).

Nel 1999 il decreto Bersani ha interrotto ufficialmente il monopolio dell'Enel nella generazione e ha avviato la progressiva liberalizzazione del mercato, inducendo numerosi investitori sia italiani che stranieri a entrare nel settore. Grazie anche al decreto "Sblocca centrali" del 7 febbraio 2002 ha preso allora avvio un poderoso ciclo di investimenti, per lo più in moderne centrali a cicli combinati alimentati a gas naturale. Sebbene ciò non abbia evitato la serie di *black-out* che ha colpito l'Italia nel 2003, si registra tra quell'anno e il 2008 l'aggiunta di circa 22 GW di potenza efficiente lorda, di cui ben 17,6 di tipo termoelettrico.

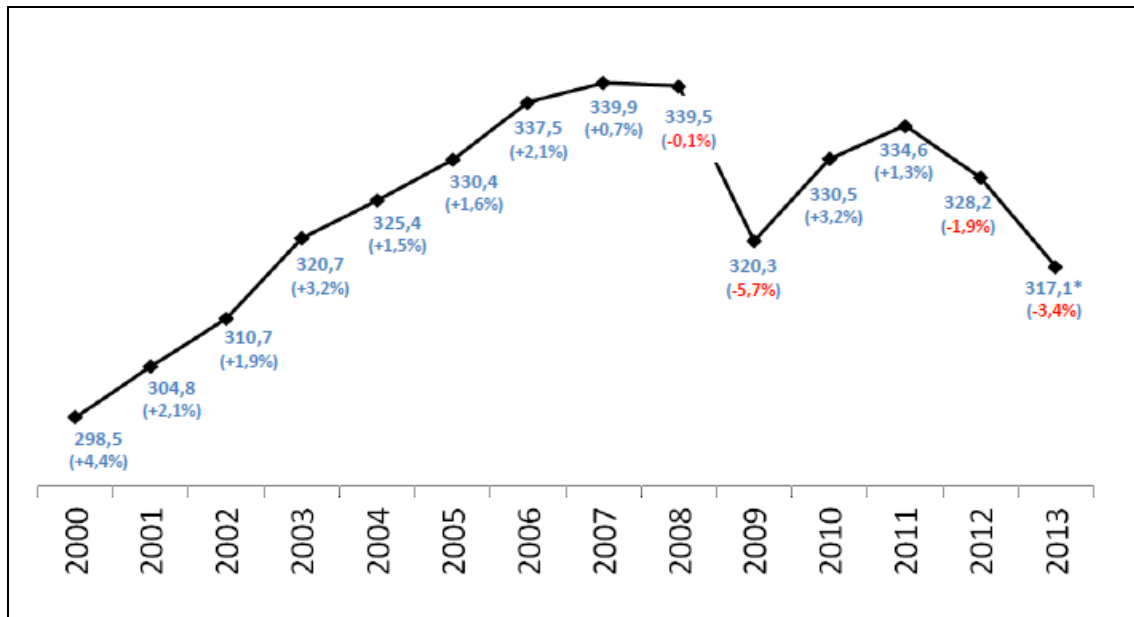
La posizione dominante di Enel nella generazione è stata così ridimensionata e la potenza installata complessiva ha raggiunto gli oltre 100 GW, mostrando una dinamica ben maggiore della domanda lorda, che è passata dai 320 TWh del 2003 ai circa 339 TWh nel 2007 e nel 2008. Anche la crescita della potenza di punta richiesta dalla rete ha rallentato notevolmente, passando da circa 53 GW nell'estate del 2003 a circa 57 GW nell'estate del 2007.

Il sistema ha iniziato perciò a manifestare un eccesso di capacità, che tuttavia non ha annullato il ricorso alle importazioni di elettricità dall'estero (nel 2008 si sono importati circa 40 TWh) a causa dei costi di produzione medi maggiori delle centrali italiane rispetto a quelle francesi e svizzere.

La situazione per i produttori italiani di energia è diventata tuttavia preoccupante negli anni seguenti, quando la crisi economica ha interrotto la crescita della domanda di elettricità e le politiche pubbliche hanno incentivato lo sviluppo di centrali alimentate da fonti rinnovabili, cui si è concessa la priorità di dispacciamento e generosi sussidi sulla produzione realizzata. A fronte di una domanda annua ristagnante tra i 320 e i 330 TWh (vedi *Figura A1*), il parco centrali italiano si è ampliato ancora, raggiungendo nel 2012 una poten-

za efficiente lorda di circa 128 GW (circa 124 GW netti), di cui 22 idroelettrici, 80 termici e 25 suddivisi tra fotovoltaico, eolico e geotermico. Si tratta di un valore enorme, superiore di oltre 2 volte rispetto alla potenza di punta che il sistema ha dovuto sostenere, potenza che nel 2012 e nel 2013 si è aggirata attorno ai 54 GW.

FIGURA A1 – DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA ESPRESSA IN TWh



Fonte: Terna.

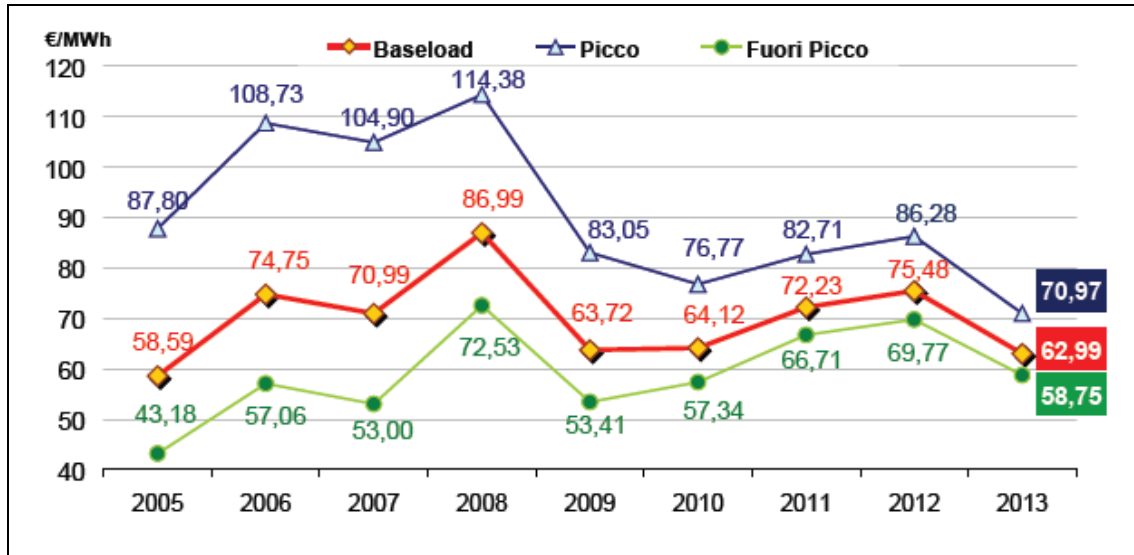
In vent'anni, quindi, il parco centrali italiano ha raddoppiato in grandezza e ha cambiato significativamente in composizione, con una netta riduzione della quota di centrali a olio combustibile, una crescita sostenuta della quota di centrali a gas e l'apparizione di una consistente fetta di centrali a fonti rinnovabili "nuove", che si sono affiancate al tradizionale idroelettrico. Questo cambiamento si è riflesso nella ripartizione della produzione per tipo di fonte, che ha visto il gas salire fino a ricoprire oltre il 55% della produzione lorda nel 2007, per poi essere progressivamente scalzato dalle nuove rinnovabili e da un leggero ritorno del carbone.

Nel **2012** il quadro è stato il seguente: il 16% della produzione lorda di energia elettrica dal carbone, il 43% dal gas naturale, il 2% dai derivati del petrolio, l'8% da altri combustibili solidi e gassosi, il 15% dall'idroelettrico, il 2% dal geotermico, il 4% dall'eolico e il 6% dal fotovoltaico (i dati provvisori sul 2013 indicano un ulteriore calo del gas naturale e un significativo aumento sia dell'idroelettrico che di eolico e fotovoltaico). L'import, infine, è valso 43 TWh, ossia circa il 13% dell'energia richiesta dal sistema (il dato provvisorio sul 2013 indica un aumento delle importazioni sul totale dei consumi).

La combinazione di una maggiore offerta e di una domanda in calo ha portato tra il 2008 e il 2013 a una riduzione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, che comunque sono rimasti tra i più alti d'Europa. Dopo il picco toccato nel 2008 a seguito

dell'aumento dei prezzi delle materie prime (petrolio e gas naturale), la media del prezzo unico nazionale (PUN) registrato sulla Borsa elettrica si è abbassata notevolmente, raggiungendo i 63 €/MWh nel 2013 (vedi *Figura A2*).

FIGURA A2 – VALORI MEDI ANNUI DEL PREZZO UNICO NAZIONALE



Fonte: GME.

I bilanci e le quotazioni in borsa delle imprese elettriche hanno risentito fortemente di questo calo dei volumi e dei prezzi di vendita dell'elettricità. A soffrire in modo rilevante sono state tuttavia soprattutto le imprese esposte maggiormente sulla generazione termoelettrica, la quale non ha ovviamente goduto dei sussidi erogati per le rinnovabili e si è anzi dovuta accontentare di un mercato contendibile sempre più piccolo a causa della priorità di accesso alla rete accordata alla produzione da fonti rinnovabili.

Tra le produzioni da fonti fossili la più colpita è stata quella da gas naturale, a causa dei margini sempre più ridotti per gli operatori. Infatti, data un'efficienza degli impianti a gas di circa il 50% e un prezzo medio del gas naturale tra i 25 e i 30 €/MWh, i produttori di elettricità da gas naturale hanno bisogno di un prezzo di vendita dell'energia elettrica di almeno 50-60 €/MWh per recuperare i soli costi del combustibile. Se a ciò si aggiungono gli altri costi variabili (lavoro, manutenzione, ecc.), è evidente che la convenienza a produrre è limitata alle ore di picco della domanda o ai casi in cui Terna ha bisogno di servizi di dispacciamento per bilanciare la rete a seguito di variazioni dei carichi non previste.

Queste difficoltà risultano confermate dai dati sui fattori di carico delle centrali a gas, che sono scesi in molti casi ben al di sotto del 50%, inducendo alcune imprese a chiudere o a fermare temporaneamente alcuni impianti. Queste chiusure o fermi hanno generalmente riguardato impianti a gas di piccole dimensioni realizzati negli anni '90 e operanti in assetto co-generativo al fine di vendere calore a imprese o municipalità collocate nelle prossimità del sito produttivo (un esempio in questo senso sono le tre centrali di Sul-

mona, Jesi e Porto Viro che Edison ha chiuso nel corso del 2013), oppure ancora vecchie centrali a olio combustibile o a carbone aventi scarsa efficienza o problemi con le normative ambientali (un esempio è dato dai gruppi a olio combustibile della centrale di Fiume Santo a Porto Torres di E.on oppure dalla centrale a carbone di Edipower a Brindisi Nord). Solo in pochi casi la chiusura o il fermo hanno per il momento riguardato centrali a gas costruite più di recente (un esempio è la centrale di Chivasso, vicino Torino, di proprietà di Edipower che è stata ammodernata solo nel 2005). E **una sola società, Sorgenia**, si trova attualmente in **gravi condizioni finanziarie**, ma questo soprattutto a causa dell'ingente debito accumulato e degli onerosi contratti *take-or-pay* sottoscritti per l'acquisto di gas.

Nel complesso, in base ai dati forniti da Terna, la potenza netta di impianti termoelettrici installati in Italia si è ridotta nel corso del 2013 di circa 2,3 GW, nonostante la realizzazione di alcune centinaia di nuovi impianti, per lo più di piccolissime dimensioni e alimentati a biomasse. Da ciò si può dedurre che l'anno scorso siano state chiuse o messe in conservazione centrali termoelettriche di grandi dimensioni per circa 2,5 GW, cifra non piccola ma neppure così rilevante nel complesso del sistema elettrico nazionale.

In sostanza, il sistema elettrico italiano si trova attualmente in uno stato di forte eccesso di capacità, cosa che ha messo in difficoltà i produttori tradizionali che non godono di forme di sussidio, siano esse gli incentivi alle rinnovabili. Quest'eccesso, tradottosi in un calo dei prezzi e dei margini sui costi variabili, ha già indotto un primo aggiustamento dell'offerta, con la chiusura di alcune centrali poco efficienti o collocate in aree a domanda particolarmente bassa. L'aggiustamento è tuttavia ancora parziale, tanto più che non si prevede nel breve periodo un recupero significativo della domanda.

A riguardo, le recenti stime del Gestore dei Mercati Energetici (GME) parlano di un aumento della domanda dell'1% nel 2014, ma ciò sembra smentito dall'andamento dei primi 3 mesi di quest'anno che ha fatto segnare secondo Terna un -3,7% della domanda rispetto al 2013 e un ulteriore crollo del PUN fino al minimo storico di circa 43 €/MWh registrato a inizio aprile. **La crisi economica da cui l'Italia sta ora uscendo ha impoverito in maniera permanente il sistema industriale della penisola** e ha favorito gli investimenti in efficienza energetica, fatti che dovrebbero avere come effetto quello di una riduzione strutturale della domanda di energia sia da parte delle imprese che da parte delle famiglie.

LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO È A RISCHIO?

Passiamo ora a considerare se la situazione attuale possa costituire una minaccia per la sicurezza del sistema elettrico italiano, come sostenuto dai fautori del *capacity payment*. Per farlo dobbiamo declinare operativamente il concetto di sicurezza. In ciò che segue adotteremo un approccio che è stato fatto proprio anche dall'**Agenzia per la cooperazione dei Regolatori nazionali dell'energia** (ACER), ossia definiremo la sicurezza dell'offerta come «la capacità di un sistema elettrico di fornire elettricità ai consumatori finali con uno specifico livello di continuità e qualità in maniera sostenibile»; individuiamo inoltre due

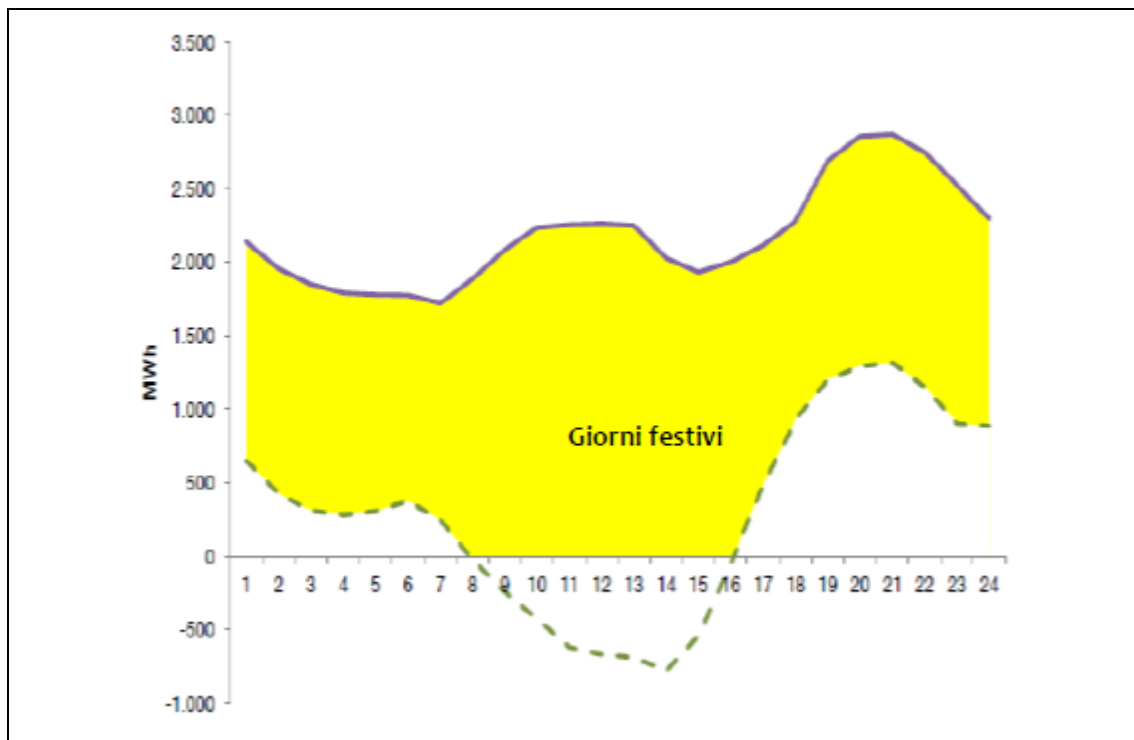
elementi costitutivi di tale definizione: l'adeguatezza delle risorse (*resource adequacy*) e l'affidabilità operativa (*operational reliability*).

Il **primo elemento** richiede che il sistema presenti una disponibilità di capacità di generazione sufficiente a coprire la domanda in ogni momento, ossia anche durante i picchi più intensi. Il **secondo elemento** prescrive invece che il sistema mantenga sufficiente flessibilità per bilanciare istante per istante domanda e offerta, a fronte di improvvise variazioni dei carichi connessi alla rete.

Applichiamo ora questi due criteri al sistema elettrico italiano, tanto nella situazione attuale, che in quella che si potrebbe manifestare fra qualche anno a seguito della crisi di numerosi produttori termoelettrici.

In base a quanto detto nel paragrafo precedente, il nostro sistema non presenta nell'immediato alcun rischio per quanto concerne l'adeguatezza delle risorse. La capacità di generazione disponibile è, infatti, più che doppia rispetto ai picchi di potenza richiesta, che si possono ragionevolmente manifestare nei prossimi mesi o nei prossimi 2 o 3 anni. Alcune congestioni potrebbero manifestarsi localmente, come ad esempio tra Sicilia e Calabria o tra l'area sud e l'area centro-sud oppure tra l'area nord e l'area centro-nord, ma ciò non dovrebbe portare a perdite di carico di ammontare significativo. L'unica conseguenza in questo caso sarebbe qualche euro di divergenza fra i prezzi pagati nelle varie zone del paese. Sotto questo punto di vista, un meccanismo di *capacitypayment* che remunerer gli impianti termoelettrici e ne eviti la chiusura non sembrerebbe necessario.

FIGURA A3 – ANDAMENTO GIORNALIERO MEDIO DEL CARICO E DELLA PRODUZIONE NON PROGRAMMABILE (IN GIALLO) NELL'AREA SUD DURANTE I GIORNI FESTIVI DEL MESE DI MARZO DEL 2013



Con riferimento invece al criterio dell'affidabilità operativa qualche rischio è rinvenibile, perché in alcune aree del paese il sistema si trova già ora in difficoltà per via della forte penetrazione delle rinnovabili non programmabili. Nell'area sud, in particolare, vi sono condizioni meteorologiche e della domanda in cui eolico e fotovoltaico possono soddisfare quasi interamente il carico locale, mettendo sotto stress tanto le reti di distribuzione quanto le linee di trasmissione che collegano l'area sud alla Sicilia o all'area centro-sud (vedi *Figura A3 e A4*). Tale abbondanza di potenza e l'impossibilità di "esportarla" nelle zone vicine per via delle congestioni possono effettivamente imporre lo spegnimento di tutte le altre centrali termoelettriche nell'area, riducendo ogni flessibilità dal lato dell'offerta nel caso di repentini cali della potenza fotovoltaica e/o eolica, come al momento dell'imbrunire o nelle fasi di bonaccia.

In questo caso tuttavia, l'unica via per garantire un buon livello di sicurezza non è solo quella del *capacity payment*. Piuttosto sarebbe auspicabile **rendere più flessibile il sistema** attraverso:

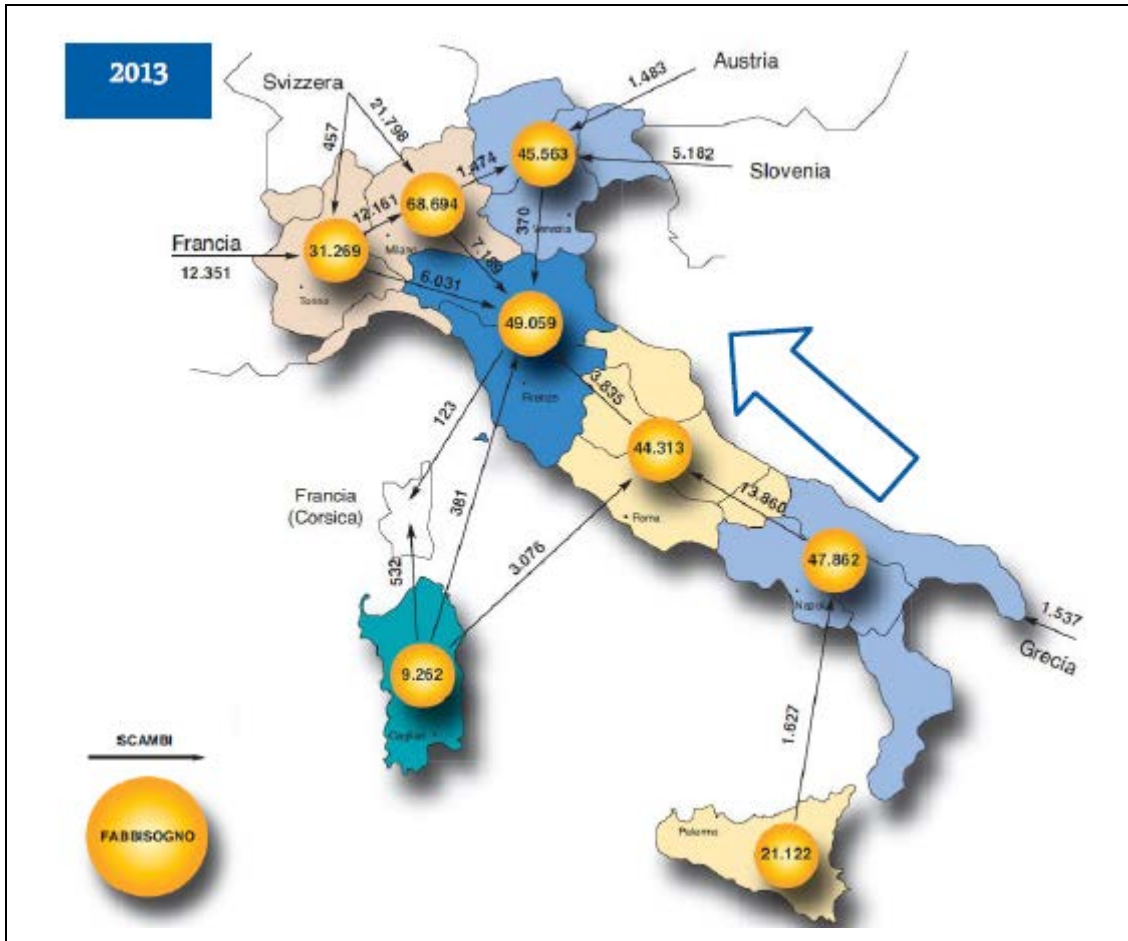
- ✓ un potenziamento delle reti, così da accomodare maggiore produzione da fotovoltaico ed eolico, reindirizzandola verso aree caratterizzate da consumi superiori alla produzione;
- ✓ un'estensione degli oneri di sbilanciamento a tutti i produttori, così da indurre gli operatori ad adottare soluzioni tecniche e commerciali che riducano le fluttuazioni impreviste dell'offerta dalle proprie centrali;
- ✓ un'estensione progressiva della partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento ai produttori da fonti rinnovabili;
- ✓ l'introduzione di forme di *demand side management* e di sistemi di accumulo dell'energia elettrica in modo da accrescere la flessibilità del sistema anche sul lato della domanda, non riponendo ogni onere solo sull'offerta;
- ✓ un calmieramento dell'installazione di nuovi impianti alimentati da fonti intermittenti in aree dove la rete è sotto forte stress, eventualmente introducendo moratorie temporanee sulle nuove autorizzazioni.

Nel più lungo termine, ossia nell'arco dei prossimi 10-15 anni, la valutazione dei rischi per la sicurezza del sistema elettrico risulta più complessa perché, al di là dell'eccesso di capacità, il settore elettrico sta affrontando profondi cambiamenti che potrebbero richiedere un ripensamento notevole tanto del ruolo delle *utility* tradizionali quanto delle regole sulla gestione della rete. Senza entrare nel merito della questione, basterà qui osservare che lo sviluppo della generazione distribuita e delle tecnologie di generazione a costi variabili praticamente nulli, come il fotovoltaico o l'eolico, mal si conciliano con un'organizzazione del sistema elettrico nata attorno a poche grandi centrali e basata sul meccanismo del prezzo marginale e la ripartizione degli oneri di rete in base ai kWh prelevati.

In questo senso tanto i modelli di business dei produttori di elettricità quanto il quadro regolatorio dovranno probabilmente cambiare e questo aumenta notevolmente

l'incertezza su quali profili di rischio caratterizzeranno il sistema elettrico da qui a 10 anni o più.

FIGURA A4 – SALDI DEI FLUSSI FISICI DI ENERGIA NELLA RETE ELETTRICA



Fonte: Terna.

In generale, si può comunque osservare che un protrarsi dei livelli di prezzo degli ultimi mesi tanto per l'elettricità quanto per il gas naturale non si concilia con la sostenibilità economica di lungo periodo della generazione di elettricità mediante gas. Questo implica che nel lungo periodo le centrali a gas chiuderanno o che, come minimo, non ne verranno realizzate di nuove, con la conseguenza che il parco centrali italiano potrebbe perdere una quarantina di GW di potenza sui 124 totali e l'attuale eccesso di capacità sparire completamente.

In queste condizioni la sicurezza del sistema sarebbe chiaramente compromessa, perché in assenza di sole o di vento o durante periodi di prolungata siccità dipenderemmo in modo sostanziale dalle importazioni (attualmente queste possono garantirci 7 o 8 GW di potenza, attraverso 22 diverse connessioni, soprattutto con **Francia e Svizzera**). Tuttavia, più che per la scarsità di capacità, i rischi si avrebbero con riferimento all'inaffidabilità del servizio. Le continue fluttuazioni dell'*output* di sole e vento, infatti, ren-

derebbero estremamente difficile e costoso il bilanciamento costante di domanda e offerta di energia nei vari segmenti della rete, richiedendo in particolare una sovra-abbondante capacità tanto della rete quanto delle centrali di generazione. In assenza di progressi tali da rendere economico l'accumulo di energia elettrica nei momenti di sovra-produzione e il suo rilascio in quelli di sotto-produzione, la scomparsa delle centrali termoelettriche limiterà la capacità flessibile del sistema ai soli impianti idroelettrici a bacino, i quali non sono omogeneamente distribuiti nel territorio nazionale, con la conseguenza che ci si dovranno aspettare frequenti distacchi di parti della rete o ampie fluttuazioni dei prezzi dell'energia, come già oggi osserviamo in sistemi caratterizzati da alta penetrazione di rinnovabili intermittenti.

In quest'ottica è ragionevole pensare all'introduzione di un meccanismo che premi la fornitura di potenza e che si affianchi a un efficiente mercato dell'energia e dei servizi di dispacciamento. Tale meccanismo dovrebbe assumere la forma di un sussidio pubblico ai produttori solamente come *extrema ratio*, qualora tutti gli alti strumenti di mercato si siano rivelati inadeguati. Come suggerisce il Consiglio dei Regolatori Europei dell'Energia (CEER), si dovrebbe invece cercare prima di costruire un mercato della capacità in cui chi s'impegna a fornire un certo ammontare di capacità viene remunerato dal soggetto deputato a garantire l'adeguatezza del sistema (ad esempio, nei vari modelli di mercato della capacità, l'obbligo può ricadere sulle società di vendita al dettaglio, sui distributori locali, o sulla società di trasmissione).

Tale meccanismo dovrebbe essere neutrale alle varie tecnologie, aperto alla partecipazione di chiunque, e trasparente. Esso sarebbe preferibile al *capacity payment*, perché la remunerazione per la capacità sarebbe definita dal mercato in base alle condizioni di domanda e offerta nelle differenti zone di mercato. Al contrario, un valore definito amministrativamente— come nel caso del *capacity payment* —non garantirebbe il raggiungimento degli obiettivi di capacità al minimo costo (il *capacity payment* potrebbe essere fissato a un valore troppo alto o a uno troppo basso). In questo senso va valutata positivamente l'introduzione di un mercato della capacità che, come detto in apertura, dovrebbe partire per l'Italia dal 2017 e si dovrebbe caratterizzare per aste trasparenti aperte a vari soluzioni tecnologiche.

CONCLUSIONI

Il forte eccesso di capacità di generazione presente attualmente nel sistema elettrico italiano ha messo in difficoltà i produttori di energia da fonti fossili, i quali invocano misure di sostegno per le loro centrali in virtù del contributo positivo che esse garantirebbero alla sicurezza dell'offerta. Tuttavia, alla luce dei criteri di adeguatezza delle risorse e affidabilità del servizio che abbiamo individuato non sembra che tale posizione sia giustificata. Al momento e per i prossimi anni il sistema elettrico italiano gode di un ampio margine fra la potenza efficiente disponibile e il picco della potenza richiesta. Per quanto riguarda l'affidabilità operativa sembra invece più conveniente garantirla rafforzando le reti sia domestiche che d'interconnessione con l'estero, distribuendo meglio gli oneri di sbilanciamento e organizzando in modo più trasparente il mercato dei servizi di dispacciamento. Sarebbe inoltre auspicabile promuovere la gestione della domanda e dello sviluppo di efficienti ed economici sistemi d'accumulo.

Nel medio-lungo periodo i rischi per la sicurezza crescono, ma è suggeribile che si cerchi una soluzione tramite la creazione di un mercato della capacità quale quello disegnato dall’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico e attualmente all’approvazione del Ministro dello Sviluppo economico

Anziché aggiungere un ulteriore correttivo *ad hoc* all’acciaccato mercato elettrico italiano, sarebbe meglio lasciare agire di più le forze del mercato. Al limite, si potrebbe cercare di minimizzare lo spreco delle risorse già investite, favorendo una crescita della domanda di energia elettrica attraverso una maggiore elettrificazione dei consumi finali, trasposto e riscaldamento/raffrescamento *in primis*.

A riguardo è comunque attesa la decisione del **Ministro dello Sviluppo economico**, che ai sensi dell’art. 1, comma 153 della **legge di stabilità dello scorso dicembre** avrebbe avuto il compito di definire già entro lo scorso mese di marzo «le condizioni e le modalità di un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell’energia elettrica per i clienti finali».

Si tratta certamente di una decisione molto dibattuta, dati gli importanti esiti redistributivi che comporterebbe, in particolare alla luce del divieto di recuperare le risorse tramite un aumento dei prezzi e delle tariffe per gli utenti finali, ma che tuttavia non dovrebbe rappresentare nel lungo periodo lo strumento principe per risolvere i problemi di sicurezza delle forniture per il sistema elettrico italiano.

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

ENTSOE – *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

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
<http://www.parlamento.it/osservatoriointernazionale>