



OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

nn. 19-20 – luglio/dicembre 2014

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

luglio/dicembre 2014

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

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

Introduzione	3
1. Analisi comparata degli stati europei	12
1.1. Italia.....	18
1.2. Germania.....	19
1.3. Francia.....	20
1.4. Regno Unito.....	21
1.5. Spagna.....	22
1.6. Polonia.....	23
2. Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas	25
2.1. Russia e vicini orientali.....	25
2.2. Bacino del Caspio.....	30
2.3. Turchia e Medio Oriente.....	37
3. Corridoi energetici europei del gas.....	45
3.1. Corridoio Nord-Orientale.....	45
3.2. Corridoio Sud-Orientale.....	46
3.3. Corridoio Mediterraneo.....	53

Parte II - Approfondimenti

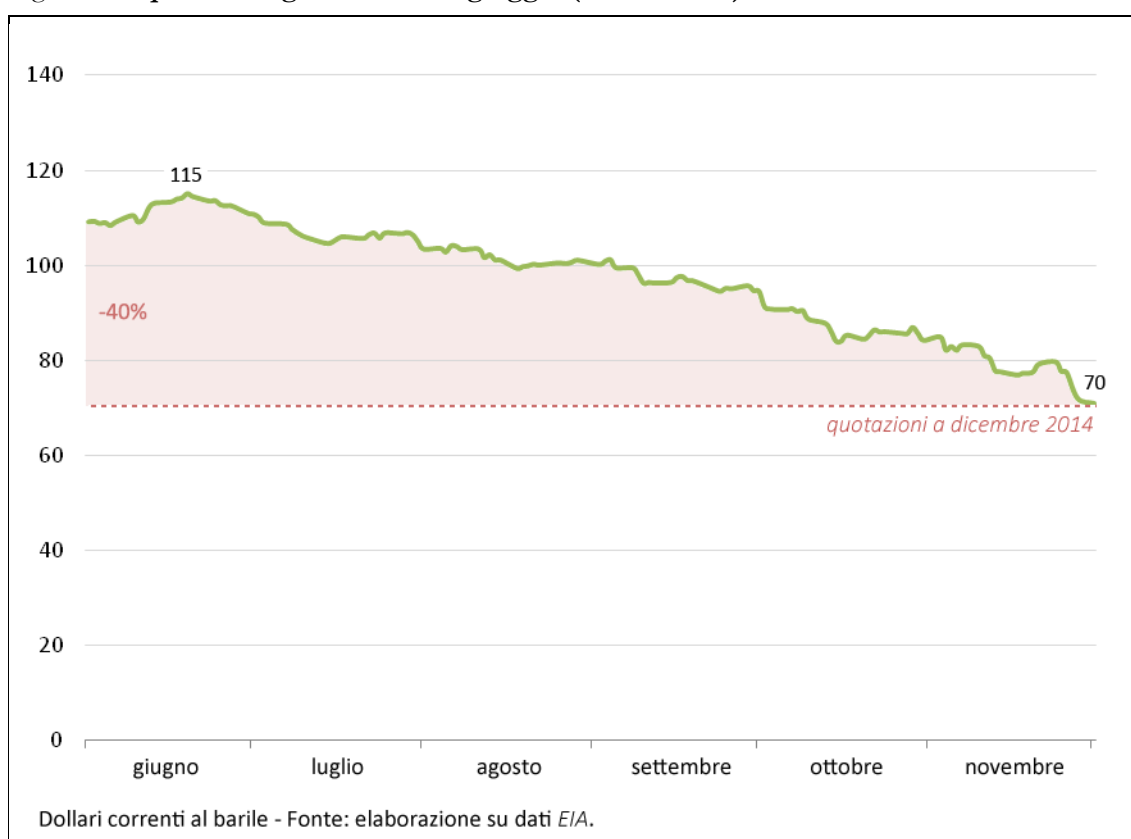
1. Gli impianti essenziali e la sicurezza del sistema elettrico italiano.....	54
2. Sussidi alle rinnovabili: Perché è necessario cambiare strategia.....	64
Fonti.....	73

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

INTRODUZIONE

Il secondo semestre del 2014 è stato dominato dall'**improvvisa e inattesa contrazione delle quotazioni del greggio**. Dopo aver toccato la quotazione record di 115 dollari nel giugno scorso, il valore di mercato del barile di Brent ha iniziato nel terzo trimestre un sentiero di discesa, che ha poi subito una netta accelerazione nel corso del quarto trimestre. All'inizio di dicembre, le quotazioni sono scese sotto il livello di 70 dollari, corrispondenti a una contrazione di oltre il 40% rispetto alle quotazioni di giugno. A metà dicembre l'ulteriore calo registrato superava i 10 dollari, fino ad arrivare a un minimo di 58.

Fig. 1 – Le quotazioni giornaliere del greggio (Brent Dated) nel 2014



La contrazione registrata nelle quotazioni del greggio è stata causata da uno **squilibrio tra i fondamentali del mercato**. L'offerta petrolifera ha, infatti, continuato a crescere nel corso dell'anno, mentre la domanda globale si è indebolita, aumentando meno del previsto. Il risultato è stato un **eccesso di disponibilità di greggio**, che ha innescato un progressivo riequilibrio del mercato.

Per quanto riguarda l'**offerta**, il ciclo d'investimenti avviato negli anni scorsi e favorito dalle alte quotazioni del greggio ha portato sul mercato **volumi crescenti** (v. *Focus* 18/2014). In particolare, la nuova produzione nordamericana è stata trainata in larga misura dalla messa

in produzione di giacimenti non convenzionali. Tra il 2011 e il 2014 i soli **Stati Uniti** hanno aumentato la loro produzione petrolifera da 7,8 a 11,6 milioni di barili al giorno (Mbbbl/g). Se si considera che nello stesso arco temporale i consumi statunitensi sono rimasti stabili, l'effetto netto è stato quello di una riduzione delle importazioni statunitensi pari a 3,8 Mbbbl/g, ossia di altrettanta offerta disponibile sui mercati internazionali. In termini di paragone, è come se nello spazio di un lustro fosse arrivato sul mercato un nuovo grande esportatore mediorientale, con una produzione pari a quella del Kuwait o dell'Iran.

Queste tendenze registrate sul mercato statunitense sono peraltro **continue anche nell'ultima parte del 2014**, aumentando l'effetto cumulato sui mercati globali. Nonostante i livelli di prezzo più bassi che rendono meno profittevoli o addirittura antieconomici i nuovi investimenti, gli operatori che avevano già investito nei trimestri scorsi per iniziare a produrre nella seconda metà del 2014 non hanno alcuna alternativa alla massimizzazione dei volumi prodotti per limitare le perdite.

Dinamiche analoghe faranno aumentare ancora l'offerta nel corso del 2015 e le stime correnti sono di una produzione petrolifera in aumento fino a 12,5 Mbbbl/g, livelli che se raggiunti renderebbero gli Stati Uniti saldamente il primo produttore mondiale. Alla base di questo aumento di offerta c'è soprattutto l'attività dei **produttori indipendenti** di medie e piccole dimensioni, che nell'ultimo lustro hanno impiegato sistematicamente le tecniche produttive innovative – fratturazione idraulica e perforazione orizzontale – per sfruttare i giacimenti non convenzionali.

La **produzione da giacimenti non convenzionali** è arrivata a oltre 3 Mbbbl/g, rappresentando dunque la **gran parte dell'aumento di produzione statunitense**. Questo rapido incremento è stato possibile grazie a una capillare attività di perforazione, molto più intensa rispetto a quella dei giacimenti convenzionali a causa della diversa conformazione geologica. Proprio a causa della diversa struttura, i giacimenti non convenzionali perdono gran parte del proprio potenziale produttivo – circa il 70% entro un anno dall'avvio della produzione. Di conseguenza, il **mantenimento dei livelli produttivi** dipende fortemente da un'incessante attività di **rifinanziamento delle operazioni**.

La contrazione dei prezzi rischia di mettere in seria crisi questo modello produttivo, privando una parte consistente degli operatori del settore della capacità di finanziare le nuove operazioni di trivellazione necessarie a mantenere o accrescere i livelli produttivi, con effetti evidenti in un arco temporale relativamente limitato. In altre parole, se le quotazioni del greggio resteranno basse nel corso del **2015**, il risultato sarà quello di un **esaurimento dello slancio di crescita della produzione statunitense** nel corso dei prossimi trimestri, seguito da una contrazione dovuta al fatto che gli operatori non riusciranno a sostituire le produzioni in rapido esaurimento.

La riduzione della produzione statunitense costituirebbe un importante elemento di riequilibrio dei mercati petroliferi globali. Nella **seconda metà del 2014**, infatti, **l'eccesso di offerta ha portato a un calo dei prezzi perché nessuno dei produttori ha ridotto i volumi immessi sul mercato**. Il **governo saudita**, in particolare, ha deciso di **non**

tagliare la propria produzione (circa 11,5 Mbbl/g), con la conseguenza che l'unico meccanismo di riequilibrio possibile nel breve periodo è stato quello dell'abbassamento di prezzi. La contrazione della produzione statunitense nel 2015, invece, ridurrebbe l'eccesso di domanda, favorendo un aumento dei prezzi del greggio.

Le dinamiche sul lato dell'offerta non hanno tuttavia agito da sole e questo aiuta a spiegare la rapidità con cui si sono modificati gli equilibri di mercato. Pur in un contesto di aumento del fabbisogno globale, infatti, alcune dinamiche sul lato della **domanda** hanno posto la base degli squilibri emersi a partire da giugno 2014.

In primo luogo la **domanda dei paesi industrializzati si è contratta sensibilmente** nel corso degli ultimi anni: 4,5 Mbbl/g (-9%), concentrati soprattutto in UE, dove la domanda è scesa di 2,4 Mbbl/g (-16%) tra il 2005 e il 2013. Questa contrazione della domanda nei paesi industrializzati ha avuto un **carattere largamente strutturale**, essendo stata indotta in primo luogo da un aumento dell'efficienza negli usi finali, cui si è sommata una **marginalizzazione dei prodotti petroliferi nei settori diversi da quello dei trasporti e dalla petrolchimica**. Questo significa che anche quando le economie europee torneranno a espandersi stabilmente, l'aumento della domanda petrolifera sarà meno forte che in passato, a parità di crescita economica.

In secondo luogo, il **tasso di crescita della domanda petrolifera cinese è rallentato** in modo significativo. Tra il 2008 e il 2013, il fabbisogno è cresciuto a un tasso medio del 6% all'anno, passando da 8 a 10,8 Mbbl/g. Nel 2014 il tasso di crescita atteso si è ridotto a valori prossimi al 2% e le aspettative sono di una crescita nel corso del 2015 intorno al 3%, pari a meno di 0,4 Mbbl/g. Ciò significa che l'economia cinese ha una capacità limitata di assorbire i nuovi volumi resi disponibili dagli aumenti di produzione nelle diverse aree geografiche e dalla riduzione strutturale della domanda europea.

L'interscambiabilità dei mercati finali è resa ancora meno immediata dal fatto che esiste una certa **eterogeneità nella qualità dei greggi**, cui corrispondono capacità di raffinazioni diverse e solo in parte sovrapponibili. Nell'attuale congiuntura si registra in particolare un eccesso di offerta di greggi leggeri e con basso zolfo, per cui una riduzione dell'offerta di quelli più pesanti e a più alto contenuto di zolfo non porterebbe automaticamente a un riequilibrio del mercato. Incidentalmente, la produzione saudita e del resto dell'Opec è mediamente più vicina a quest'ultimo tipo di greggio e dunque un intervento di riduzione volontaria dell'offerta non avrebbe necessariamente riequilibrato in modo repentino i mercati.

La **ciclicità** e la difficoltà di governare le oscillazioni è peraltro una **caratteristica di lungo periodo dei mercati petroliferi**. La relativa stabilità che aveva contraddistinto l'ultimo triennio è, infatti, una relativa anomalia rispetto agli andamenti del mercato, anche in epoca recente (v. *Figura 2*). Un secondo aspetto anomalo dei mercati petroliferi negli ultimi tre anni è stato l'alto livello medio dei prezzi. Se si considera la serie storica delle quotazioni medie degli ultimi decenni, emerge come il livello di prezzi stabilmente alto registrato a partire dal 2011 non abbia precedenti storici, se non in parte nella seconda crisi petrolifera (1979-1981) (v. *Figura 3*).

Fig. 2 – Le quotazioni medie mensili del greggio (Brent Dated)

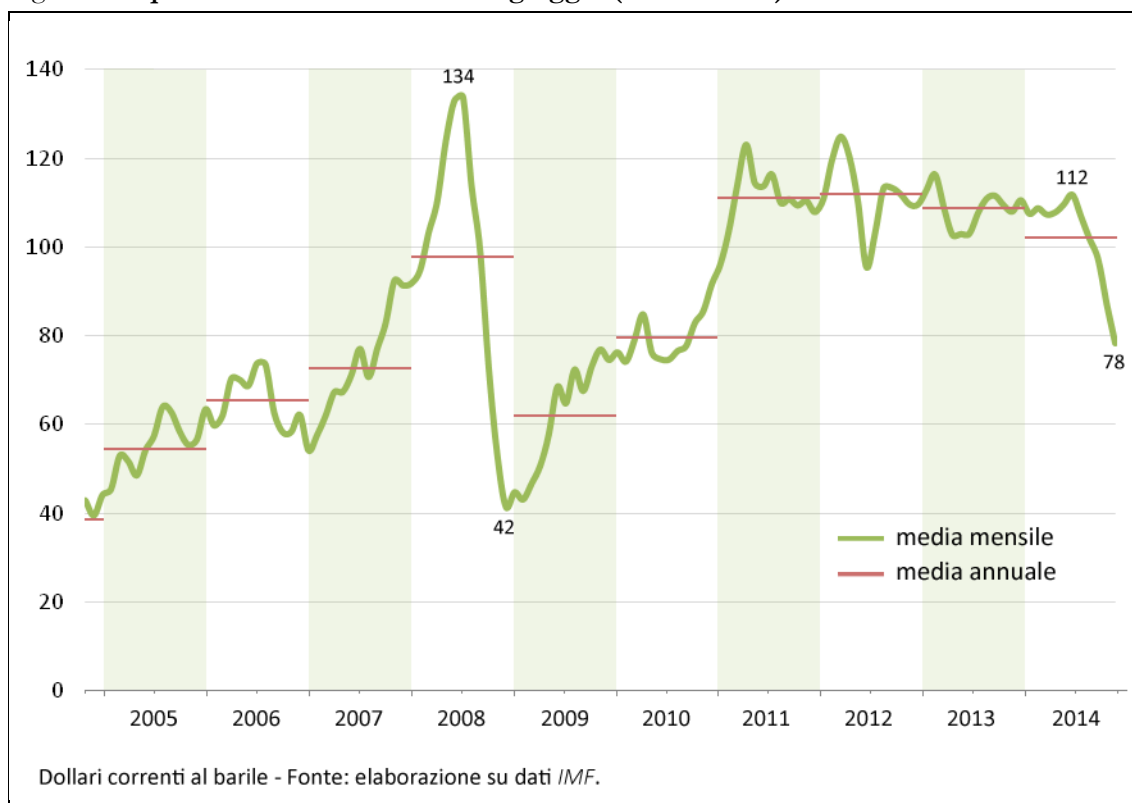
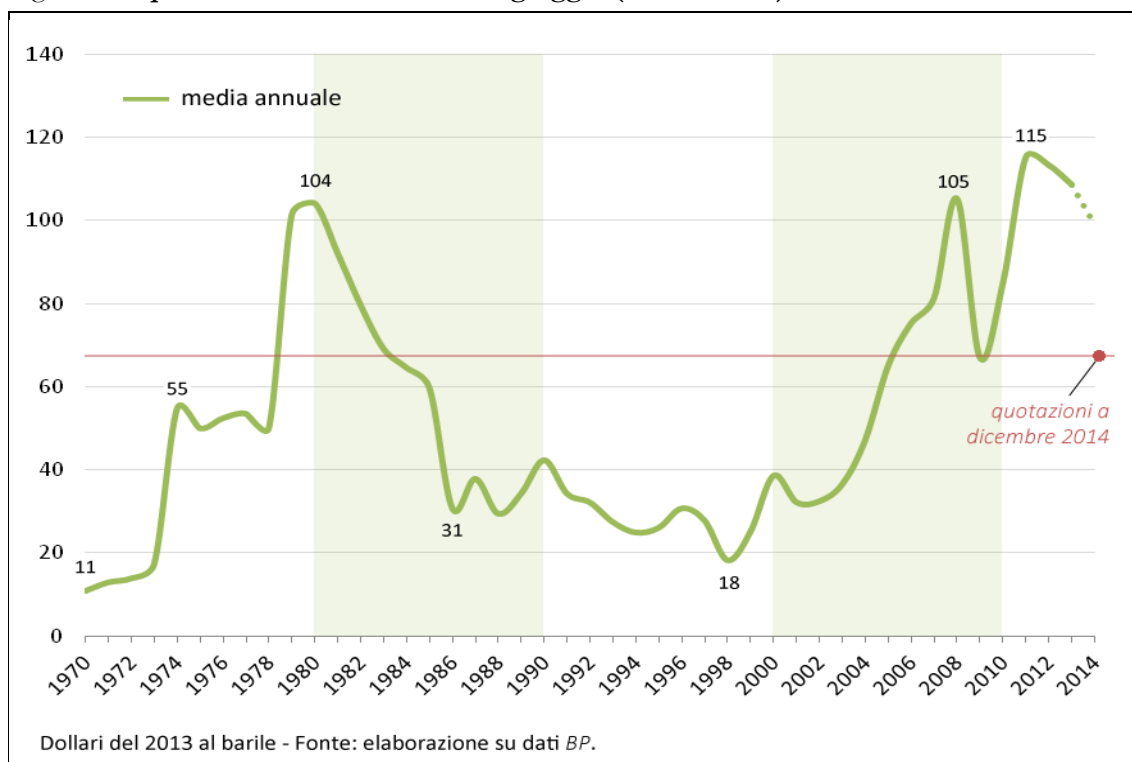


Fig. 3 – Le quotazioni medie annuali del greggio (Brent Dated) in dollari costanti



La ciclicità delle quotazioni si traduce in una marcata ciclicità degli investimenti: quando i prezzi scendono, gli operatori riducono sensibilmente le spese per nuovi progetti. Nel 2015 sono attese **decisioni finali d'investimento** su circa 800 progetti di coltivazione petrolifera, per un controvalore di 500 miliardi di dollari e per riserve complessive pari a 60 miliardi di barili equivalenti, tra petrolio e gas (v. *Focus 18/2014*). Di questi progetti almeno un quinto è destinato a essere posticipato o abbandonato se i prezzi medi attesi resteranno intorno agli 80 dollari al barile. A metà dicembre le previsioni dell'Energy Information Administration statunitense per il 2015 sono di **68 dollari al barile**: se queste condizioni si verificassero, i progetti posticipati potrebbero essere una quota più rilevante.

Particolarmente colpiti potrebbero essere gli investimenti in giacimenti non convenzionali, a cominciare dal Canada, dove l'estrazione del petrolio dalle sabbie bituminose ha costi molto elevati e richiede dunque prezzi di mercato stabilmente alti per attrarre i capitali necessari. Altri progetti con costi particolarmente elevati, dalle aree artiche all'*off-shore* ad alta profondità brasiliano, potrebbero essere rinviati.

Il risultato sarebbe quello di una **riduzione della nuova offerta** attesa tra la fine del decennio in corso e il prossimo decennio, che si sommerebbe alla riduzione dell'offerta da non convenzionale statunitense in un orizzonte temporale più breve. L'effetto combinato di queste due dinamiche potrebbe innescare già nei prossimi anni un **nuovo ciclo di alte quotazioni del greggio**, la cui portata dipenderà però in ultima istanza dalle dinamiche della domanda finale, a cominciare da quella cinese e quella indiana.

Gli effetti dei minori investimenti non sarebbero peraltro solo limitati all'offerta di petrolio, ma si estenderebbero anche al gas naturale. In particolare, le basse quotazioni petrolifere mettono **a rischio i ritmi della nuova produzione da non convenzionale** in Nord America, dal momento che parte dei giacimenti resta profittevole e attrae i capitali necessari alle continue trivellazioni solo perché la produzione di gas è associata a quella di petrolio e di gas di petrolio, che danno un contributo determinante alla profittabilità delle operazioni (v. *Focus 16/2013*).

In un contesto di prezzi stabilmente più bassi, una parte della produzione di gas non convenzionale potrebbe dunque non essere disponibile secondo le tempistiche attese, facendo crescere la produzione nordamericana meno del previsto e dunque privando di slancio parte dei **progetti d'esportazione di gas naturale liquefatto** ipotizzati negli ultimi anni.

Un primo segnale in questo senso è arrivato dal Canada, dove BG e Petronas hanno deciso di rimandare le decisioni d'investimento relative a due **terminali di liquefazione** sulla costa occidentale del paese e destinati a rifornire i mercati dell'Asia orientale. Il rinvio o l'**abbandono di altri progetti** potrebbe interessare **sia il Canada sia gli Stati Uniti**, dove intanto a settembre scorso l'operatore Cameron LNG ha ricevuto tutte le autorizzazioni per la realizzazione di un terminale di liquefazione a Hackberry (18 Gmc/a), che dovrebbe sommarsi a quelli in costruzione a Sabine Pass (23 Gmc/a, in costruzione) e Freeport (14 Gmc/a). Gli altri progetti, alcune decine, sono invece ancora in uno stato meno avanzato

del processo autorizzativo e sembra inevitabile che subiscano ulteriori rallentamenti a causa della congiuntura economica.

La **riduzione delle quotazioni del greggio ha anche un effetto diretto sui prezzi del gas naturale**, nella misura in cui i contratti di fornitura includono un'**indicizzazione alle quotazioni proliferare** più o meno marcata. L'effetto è destinato a essere particolarmente evidente del caso delle forniture di **Gnl destinate ai mercati asiatici**, per le quali i meccanismi d'indicizzazione sono più diffusi e più rigidi.

Proprio questo maggior livello d'indicizzazione aveva contribuito a mantenere elevato il **differenziale di prezzo** tra il mercato regionale dell'Asia orientale e quello nordamericano, dove all'opposto le quotazioni sono in genere completamente spot e dunque sganciate da quelle del greggio. Il mercato europeo si colloca su posizioni intermedie, con l'indicizzazione al petrolio ancora diffusa nei contratti di lungo periodo, ma resa più limitata e flessibile dopo le rinegoziazioni degli anni passati (v. *Focus 16/2013*).

Analogamente a quanto accade nel caso del petrolio, la **debolezza della domanda cinese** si fa sentire anche nel caso del gas naturale, generando un rischio di eccesso di offerta che sta già spingendo gli operatori del paese a cercare di rinegoziare parte dei contratti di fornitura di lungo periodo relativi all'acquisto di Gnl australiano, previsto in consegna a partire dalla fine di questo decennio. L'obiettivo è quello di poter reindirizzare i flussi acquistati verso altri mercati, per ridurre il rischio di eccesso d'offerta sul mercato cinese e potenzialmente per mettere più efficacemente in competizione fornitori via Gnl e fornitori via tubo.

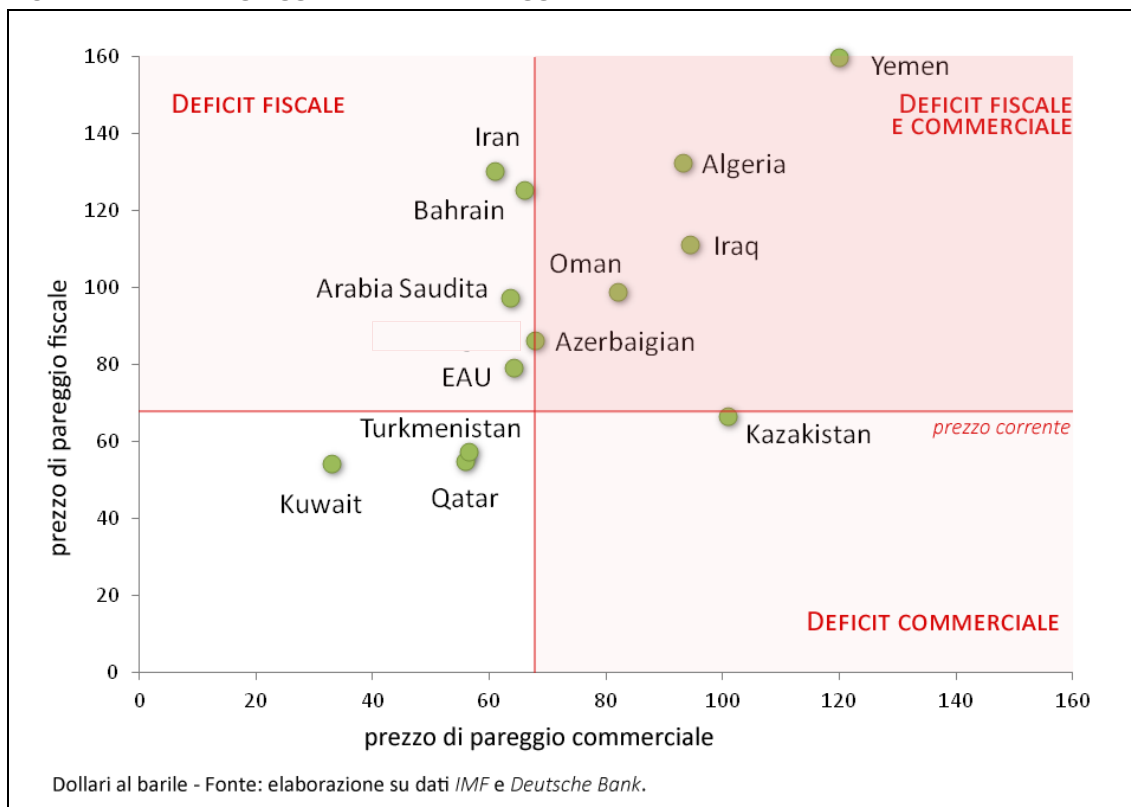
Negli anni passati gli operatori cinesi avevano, infatti, seguito una strategia piuttosto aggressiva per assicurarsi una quota crescente del mercato del gas via nave, in risposta alle attese di un'esplosione della domanda interna e alla competizione giapponese e coreana. In un contesto mutato, in cui i consumi attesi di gas naturale sono destinati ad aumentare con un ritmo meno sostenuto rispetto alle aspettative, l'eccesso di offerta rischia di spingere nella direzione di un **ribasso dei prezzi** che però comprometterebbe gli sforzi del governo cinese per ridurre i consumi, oltre che di rendere ridonanti gli investimenti infrastrutturali in nuova capacità d'importazione e di trasporto.

Le dinamiche che hanno generato il crollo delle quotazioni del greggio sono essenzialmente economiche, ma gli effetti che ne derivano possono avere profonde **implicazioni politiche**. Il controvalore degli scambi petroliferi mondiali è di alcuni miliardi di dollari al giorno e per quasi tutti i paesi esportatori i flussi di cassa derivanti dal settore energetico sono una componente essenziale sia dell'economia nazionale sia soprattutto delle entrate pubbliche.

Per i paesi esportatori, il caso più critico nel breve periodo è quello di un deficit pubblico che metta a rischio la **capacità di effettuare la spesa pubblica corrente**, che spesso rappresenta un elemento essenziale nel mantenimento del consenso al regime politico. È possibile avere una prima valutazione del livello di dipendenza della spesa pubblica dal livello di prezzo considerando a quale quotazione il bilancio pubblico raggiunge il punto di pareggio. Per quanto riguarda l'economia nel suo insieme, è invece particolarmente

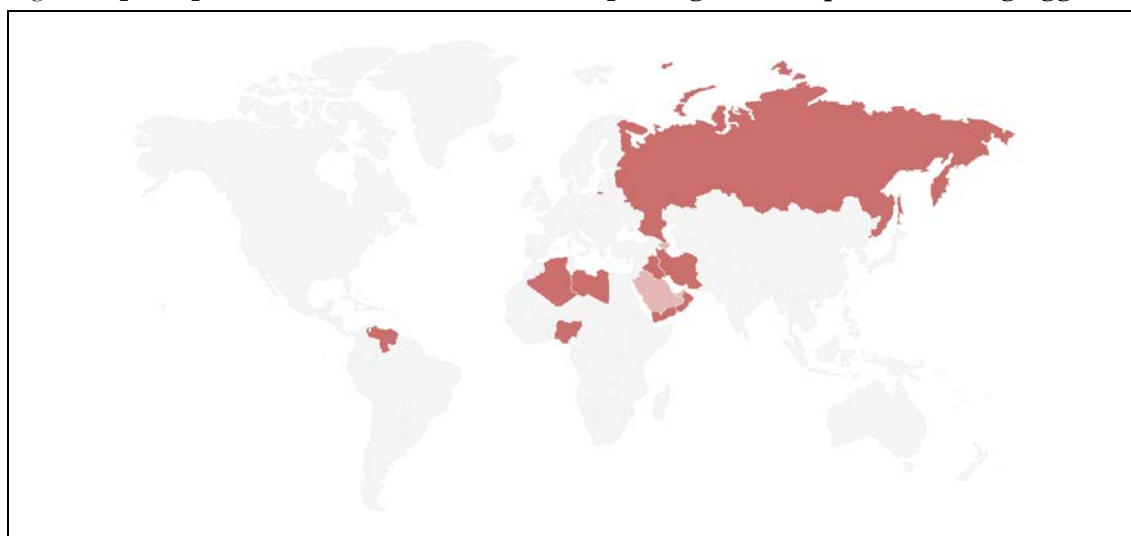
interessante notare a che livello di prezzo un paese esportatore di petrolio cessa di essere in attivo di bilancia commerciale e da esportatore netto si trasforma in un importatore netto (v. *Figura 4*).

Fig. 4 – Prezzo del greggio e punti di pareggio di alcuni paesi produttori



Tra i paesi non indicati nel grafico, la **Russia** ha un prezzo di pareggio fiscale pari a 100 dollari, la **Nigeria** a 126 e il **Venezuela** a 162 (Fonte: IMF e Deutsche Bank).

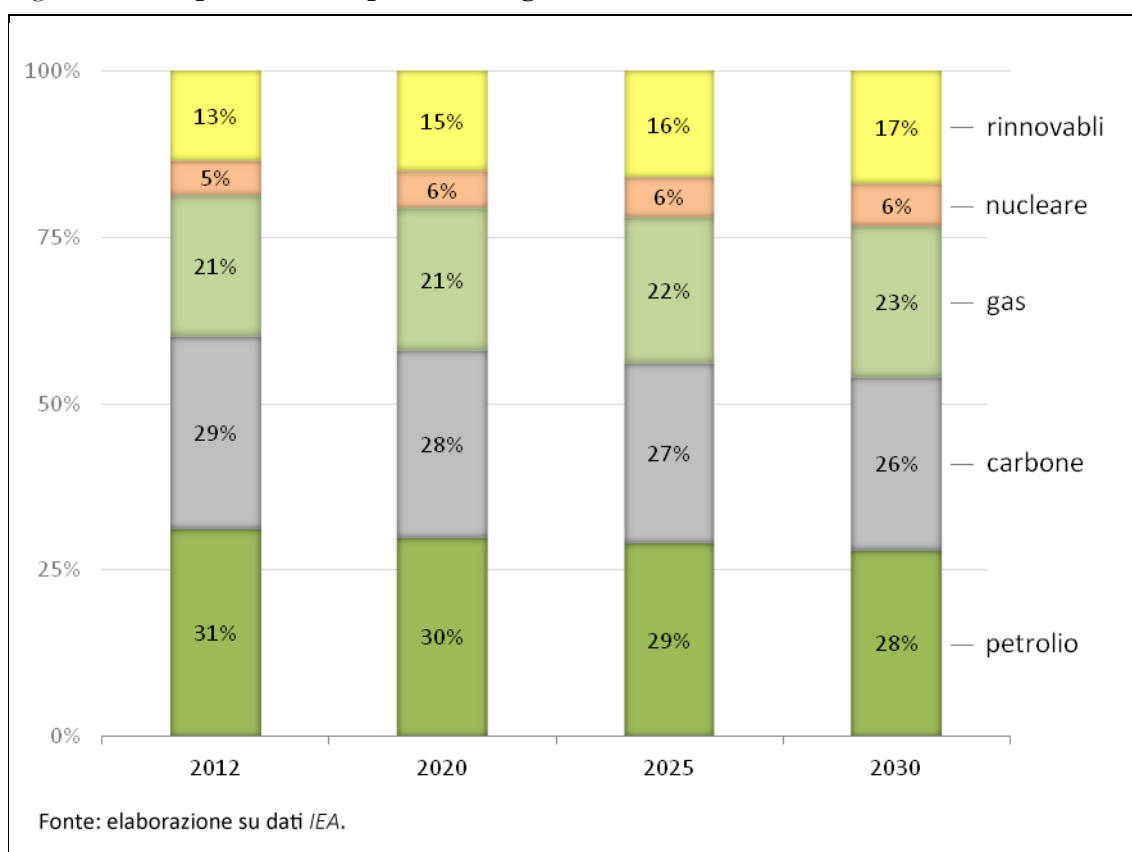
Fig. 5 – I paesi più vulnerabili a una contrazione prolungata delle quotazioni del greggio



La vulnerabilità è data dall'incidenza delle esportazioni petrolifere sul Pil e sulle entrate pubbliche, dai costi di produzione del greggio, dalla presenza di riserve finanziarie significative.

A prescindere dalle fluttuazioni cicliche nei livelli di prezzo, il **petrolio** resterà centrale nel paniere energetico mondiale anche nei prossimi decenni, al pari delle altre fonti fossili (v. *Focus 18/2014*). Nonostante la sua **quota sia destinata a una contrazione di lungo periodo**, secondo le più recenti stime dell’Agenzia internazionale per l’energia **il petrolio resterà la principale fonte energetica e livello mondiale almeno fino al 2030** (v. *Figura 6*).

Fig. 6 – La composizione del paniere energetico mondiale



Se si considerano i valori assoluti, i **consumi di petrolio** sono in ogni caso **destinati a crescere fino alla fine del prossimo decennio**. Nonostante il moderato declino della domanda europea dovuto a una maggiore efficienza nei consumi, a livello globale la crescita economica si accompagnerà inevitabilmente a un aumento significativo del fabbisogno petrolifero.

Complessivamente, l’aumento della domanda proveniente dalla Cina, dall’India e dagli altri Paesi emergenti nel periodo compreso tra il 2012 e il 2030 sarà equivalente a 495 milioni di tonnellate, pari all’incirca agli attuali consumi europei (v. *Tabella 1*). Si conferma anche nel caso del petrolio il doppio fenomeno di allargamento dei mercati energetici mondiali e di spostamento verso Oriente dell’asse dei consumi (v. *Focus 13/2013*).

In questo contesto, la posizione dei **paesi europei** è di una relativa **sicurezza degli approvvigionamenti**. Nonostante l’alto livello di dipendenza, infatti, **l’allargamento dei mercati implica un aumento dell’offerta complessiva** da cui approvvigionarsi

attraverso meccanismi di mercato; una circostanza nel complesso favorevole, considerando che le economie europee godono di un livello di ricchezza nettamente superiore alla media mondiale.

Tab. 1 – **Evoluzione della domanda mondiale di energia**

FONTE	2012	2020	2025	2030	VAR. 2012-2030	CAGR*
petrolio	4.194	4.487	4.612	4.689	495	0,6%
carbone	3.879	4.211	4.293	4.342	463	0,6%
gas	2.844	3.182	3.487	3.797	953	1,6%
nucleare	692	845	937	1.047	355	2,3%
rinnovabili	1.802	2.254	2.540	2.846	1.044	2,6%
<i>totale</i>	13.411	14.979	15.869	16.721	3.310	1,2%


* Tasso di crescita annuale composto medio.

Dati espressi in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) - Fonte: IEA, *World Energy Outlook 2014*, New Policies Scenario.

Per quanto concerne la struttura del *Focus*, il **primo capitolo** è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas e all'evoluzione infrastrutturale dei **principali mercati europei**, con specifico riferimento alle tendenze registrate nel corso del primo semestre del 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 d'**infrastrutture di trasporto** e alle prospettive di realizzazione di nuovi progetti. Il *Focus* è infine completato **due approfondimenti**: uno dedicato alla struttura del sistema elettrico e ai rischi per la sicurezza energetica nazionale, l'altro ai sussidi alle rinnovabili.

1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

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



Nel 2014 le economie europee hanno continuato ad attraversare un periodo di debolezza: la crescita complessiva dell'UE è stata pari all'1,3%, quella dell'area euro ancora più bassa, appena dello 0,8%. Nonostante la crescente terziarizzazione della struttura economica europea e la riduzione dei consumi energetici a parità di Pil prodotto, il **legame tra il ciclo economico e i consumi energetici** resta determinante e i dati preliminari relativi ai consumi di fonti fossili e di energia elettrica indicano una contrazione del fabbisogno.

L'aspettativa circa l'evoluzione della domanda energetica europea riflette chiaramente l'effetto combinato di una crescita economica debole e di un'intensità energetica in costante diminuzione. Nel corso di questo decennio e del prossimo, a fronte di una crescita economica stimata inferiore al 2%, **i consumi energetici sono attesi in debole riduzione**, con un tasso dello 0,3% annuo. In valore assoluto, la contrazione della domanda sarà di 88 milioni di tonnellate equivalenti (Mtep), pari all'incirca ai consumi annui dei Paesi Bassi (v. *Tabella 2*).

La dinamica dei consumi complessivi non rende però conto delle tendenze relative alle diverse fonti. Da un lato, infatti, il **petrolio** e il **carbone** sono destinati a un significativo declino in termini assoluti: -123 e -114 Mtep, rispettivamente, tra il 2012 e il 2030. Di segno negativo, ma più attenuata, anche la variazione relativa al **nucleare** (-24 Mtep), soprattutto a causa della chiusura annunciata delle centrali tedesche (v. *Focus 18/2014*).

Dall'altro lato invece si pongono le fonti i cui consumi sono in aumento. A crescere sono soprattutto le **rinnovabili** (+131 Mtep), grazie all'aumento nell'uso di biomasse e combustibili vegetali (+64 Mtep), nella generazione idroelettrica (+5 Mtep) e nell'uso delle altre rinnovabili, dall'eolico al fotovoltaico (+62 Mtep), utilizzate soprattutto nella generazione elettrica e fortemente sussidiate dalle principali economie europee.

In crescita, unico tra le fonti fossili, è atteso anche il consumo di gas naturale (+42 Mtep), che grazie alle minori emissioni climalteranti risulta meglio posizionato per sostenere i costi

¹ Salvo dove diversamente specificato, i dati relativi ai consumi di gas sono elaborazioni su fonte JODI. I volumi di gas sono tutti uniformati a 39 MJ/mc standard.

delle ulteriori restrizioni in termini di emissioni che potrebbero derivare dalle politiche energetiche a livello europeo per il prossimo decennio (v. oltre).

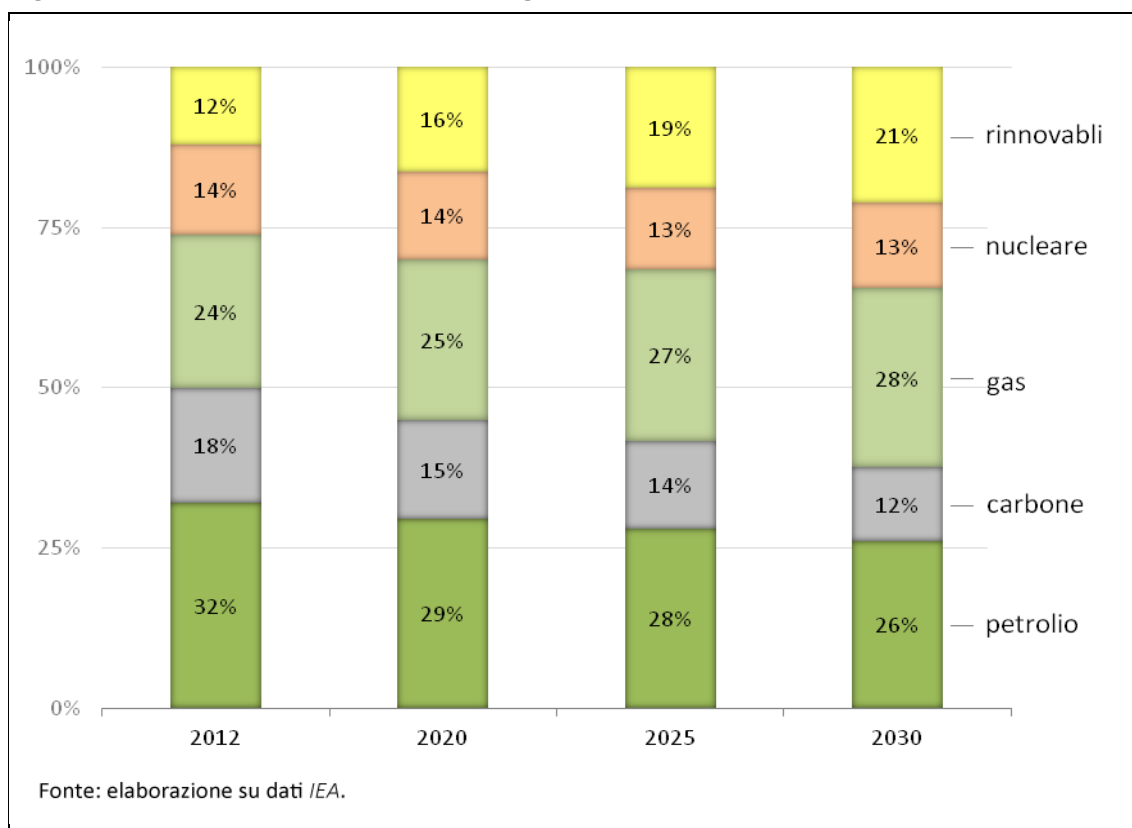
Tab. 2 – Evoluzione della domanda europea di energia

FONTE	2012	2020	2025	2030	VAR. 2012-2030	CAGR*
petrolio	526	476	441	403	-123	-1,5%
carbone	294	249	218	180	-114	-2,7%
gas	392	403	423	434	42	0,6%
nucleare	230	223	202	206	-24	-0,6%
rinnovabili	199	263	298	330	131	2,8%
<i>totale</i>	1.641	1.614	1.582	1.553	-88	-0,3%

* Tasso di crescita annuale composto medio.

Dati espressi in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) - Fonte: IEA, *World Energy Outlook 2014*, New Policies Scenario.

Fig. 7 – La composizione del paniere energetico europeo



Il differenziale di crescita nei consumi delle diverse fonti si traduce in una progressiva **modificazione del paniere energetico europeo** atteso per la fine del prossimo decennio, con il gas naturale che prende il posto del petrolio come prima fonte e le rinnovabili che

sorpassano il carbone e si collocano in terza posizione. Nel complesso, l'evoluzione del paniere energetico europeo è nella direzione di una **riduzione delle emissioni climalteranti a parità di energia consumata**, in linea con le politiche energetiche avviate negli ultimi due decenni a livello europeo e che continueranno anche in futuro, con vincoli sempre più stringenti.

Nel mese di ottobre, infatti, il **Consiglio europeo** ha definito gli obiettivi delle politiche ambientali ed energetiche al **2030**. Come primo obiettivo, è stata decisa una **riduzione delle emissioni del 40% rispetto al 1990**, una netta accelerazione rispetto all'obiettivo di riduzione del 20% entro il 2020, previsto dalla legislazione vigente.

La decisione del Consiglio europeo, che dovrà essere tradotta in disposizioni normative nei prossimi anni, mira a rafforzare la posizione europea in vista della **21° Conferenza sul clima (COP21)**, prevista per **dicembre 2015 a Parigi**. Il tentativo europeo è quello di adottare obiettivi molto più stringenti della media mondiale e spingere così i governi delle altre grandi economie ad adottare politiche più efficaci di riduzione delle emissioni.

La strategia europea è condizionata da un contesto nel quale le emissioni europee sono sempre più marginali (11% del totale mondiale, v. *Focus 16/2013*) e dunque **ogni riduzione unilaterale europea è destinata ad avere un impatto molto limitato sull'atmosfera**. La collaborazione dei governi delle economie emergenti, responsabili già oggi della maggioranza delle emissioni a livello globale, è dunque assolutamente necessaria per ottenere riduzioni significative.

Permangono tuttavia dei dubbi circa la propensione di questi governi ad assumere impegni vincolanti, soprattutto a causa della preoccupazione per i possibili **effetti negativi che i limiti alle emissioni hanno sulla crescita economica**. In questo senso, la scelta europea di adottare nuovi e più ambiziosi obiettivi potrebbe non essere sufficiente a ottenere una piena adesione da parte dei governi dei paesi emergenti.

Il Consiglio europeo di ottobre ha anche individuato un secondo obiettivo vincolante per le politiche energetiche europee al 2030: una penetrazione delle fonti **rinnovabili** di almeno il **27% sul totale dei consumi, in aumento di 7 punti percentuali rispetto agli obiettivi vigenti per il 2020**. Questo secondo obiettivo è meno ambizioso in termini quantitativi rispetto a quello relativo alle emissioni perché negli ultimi anni sono diventati sempre più evidenti i problemi creati dai costi delle politiche di sussidio diretto alle rinnovabili (stimati in 52 miliardi all'anno) e dai costi d'integrazione nelle reti elettriche di una quantità crescente di generazione elettrica discontinua e imprevedibile (v. *Approfondimento*).

A differenza degli obiettivi al 2020, che sono declinati su base nazionale, l'**obiettivo al 2030 sarà vincolante solo a livello europeo**. Questa scelta risponde all'esigenza espressa da numerosi governi europei di riconsiderare la logica delle politiche energetiche e ambientali dell'UE. L'obiettivo primario è, infatti, quello della riduzione delle emissioni, mentre la diffusione delle rinnovabili rappresenta solo uno dei possibili strumenti a disposizione, che includono anche l'efficienza, la fiscalità, i sistemi di quote.

Il fatto che l'obiettivo delle rinnovabili non sia vincolante a livello nazionale consentirà ai governi europei di mettere in competizione diversi strumenti per ottenere il risultato della

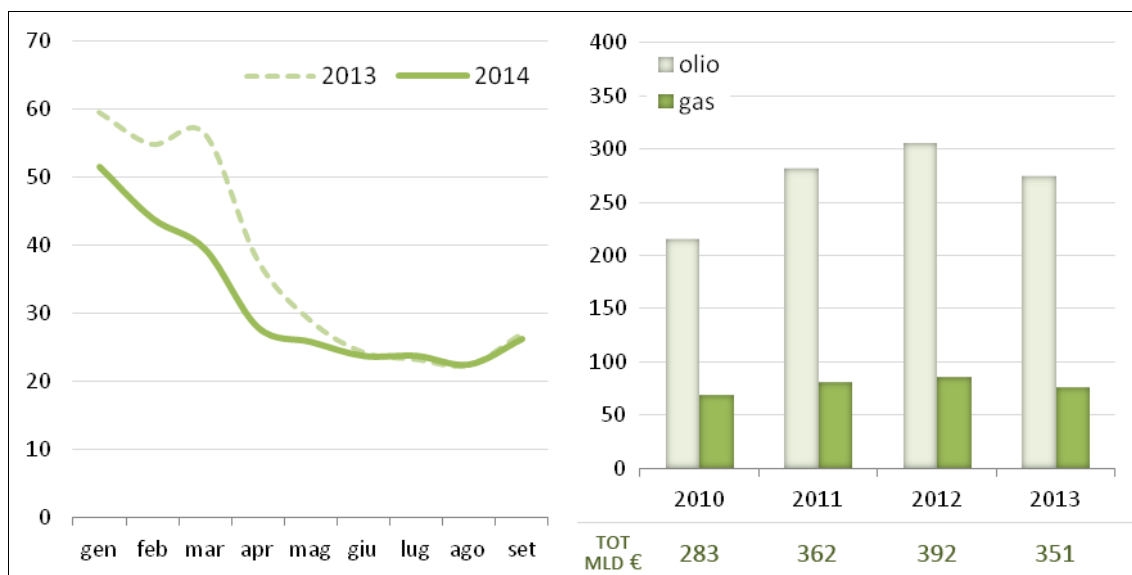
riduzione delle emissioni in modo più efficiente. Di conseguenza, in assenza di meccanismi d'incentivazione a livello europeo, il raggiungimento dell'obiettivo del 27% di rinnovabili entro il 2030 sarà subordinato a un aumento della competitività economica delle fonti rinnovabili, in particolare nel settore elettrico.

Il Consiglio europeo di ottobre ha infine indicato un terzo obiettivo per il 2030: un aumento del 27% dell'**efficienza energetica**. In questo caso l'obiettivo è completamente non vincolante, come già accade nella legislazione vigente al 2020, sulla base della logica di competizione tra misure alternative di riduzione delle emissioni.

Le **indicazioni-quadro** relative alle future politiche energetiche europee saranno seguite nei prossimi anni da misure attuative e da un **aggiornamento della legislazione vigente** in materia. A prescindere dagli strumenti che saranno individuati, la tendenza generale è quella verso una netta **riduzione delle emissioni climalteranti connesse ai consumi energetici**, che inevitabilmente aggraverà i costi dell'utilizzo delle fonti a più alte emissioni, ossia il petrolio e il carbone, favorendo invece il gas naturale, oltre che naturalmente delle rinnovabili.

Se i **consumi di gas naturale** hanno dunque prospettive potenzialmente positive nel medio e lungo periodo, i dati relativi alla domanda europea nel 2014 sono particolarmente negativi. Nei primi nove mesi dell'anno i consumi sono **diminuiti del 15%** rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, in modo relativamente omogeneo a livello europeo (v. *Tabella 2*). Secondo le stime di Eurogas, la contrazione su base annuale dovrebbe essere di almeno il 9%.

Fig. 8 – Consumi di gas mensili (Gmc) e importazioni energetiche nette (mld €)



Fonte: elaborazione su dati JODI ed Eurostat [DS-018995].

La ragione principale della contrazione dei consumi di gas in Europa sono state le **temperature particolarmente miti registrate nel corso del primo trimestre**, che hanno comportato una netta riduzione della domanda per il riscaldamento degli edifici. La rilevanza di questo fattore è evidente guardando alla curva dei consumi mensili, che risulta

molto più bassa rispetto all'anno passato proprio nel primo trimestre, quello più freddo, per poi riallinearsi completamente a partire dalla fine del secondo trimestre (v. *Figura 8*).

Le oscillazioni nelle temperature medie sono un elemento fortemente imprevedibile, ma la stagione invernale del 2014 è stata mite in modo fortemente anomalo. Dal punto di vista statistico, dunque, è probabile che il 2015 sarà un anno caratterizzato da temperature invernali più basse e dunque da una significativa espansione della domanda per riscaldamento rispetto al 2014.

Alla minor domanda per riscaldamento si è poi aggiunta la perdurante **debolezza** della domanda delle **centrali termoelettriche**, che hanno risentito sia della significativa contrazione del fabbisogno elettrico nel suo insieme, sia della concorrenza delle fonti rinnovabili sussidiate.

Per un'economia fortemente dipendente dalle importazioni energetiche come quella europea, la contrazione del fabbisogno si è tradotta in un miglioramento della bilancia commerciale (v. *Figura 8*). Già nel corso del 2013 il controvalore delle **importazioni di gas** si era ridotto rispetto al 2012, passando da 86 a **76 miliardi di euro**. Nel corso dei primi otto mesi del 2014 il controvalore delle importazioni petrolifere di gas in UE si è ulteriormente ridotto, attestandosi a 45 miliardi di euro: 11 miliardi in meno rispetto allo stesso periodo del 2013, pari a una riduzione del 20%.

Dal punto di vista dell'approvvigionamento, le questioni di maggior rilievo del secondo semestre 2014 sono state il raggiungimento a **fine ottobre di un accordo sulle forniture di gas russo all'Ucraina**, che ha scongiurato l'ipotesi di un'interruzione dei flussi attraverso il paese (v. § 2.1.), e **l'annuncio a inizio dicembre della cancellazione del progetto South Stream** (v. § 3.2.).

Nel complesso, **per l'inverno 2015 il livello di sicurezza degli approvvigionamenti di gas in tutta Europa non presenta particolari criticità**, sia per la debolezza strutturale della domanda interna sia per la disponibilità di capacità d'importazione ridondante e relativamente diversificata, almeno fintanto che proseguirà la volontà politica di sostenere finanziariamente il costo dell'approvvigionamento energetico ucraino.


Tab. 2 – Consumi di gas naturale nei primi 9 mesi del 2014

PAESE	CONSUMI	VARIAZIONE	VARIAZIONE IN %
Austria	5,3	-0,5	-8%
Belgio	10,3	-2,2	-17%
Bulgaria	2,0	-0,1	-3%
Cechia	5,0	-0,7	-12%
Croazia	1,5	-0,2	-10%
Danimarca	2,4	-0,5	-18%
Estonia	0,4	-0,2	-31%
Finlandia	2,1	-0,3	-13%
Francia	26,3	-6,0	-18%
Germania	51,7	-14,3	-22%
Grecia	2,2	-0,7	-23%
Irlanda	3,5	-0,1	-1%
Italia	42,9	-5,8	-12%
Lettonia	0,4	-0,1	-17%
Lituania	1,7	-0,3	-14%
Lussemburgo	0,7	-0,1	-7%
Paesi Bassi	24,5	-4,5	-15%
Polonia	11,3	-0,6	-5%
Portogallo	3,2	-0,4	-11%
Regno Unito	50,2	-6,9	-12%
Romania	8,0	-0,8	-9%
Slovacchia	2,3	-1,6	-40%
Slovenia	0,5	-0,1	-11%
Spagna	20,6	-2,0	-9%
Svezia	0,7	-0,2	-22%
Ungheria	5,5	-0,8	-12%
UE	285,2	-49,5	-15%

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

1.1. ITALIA

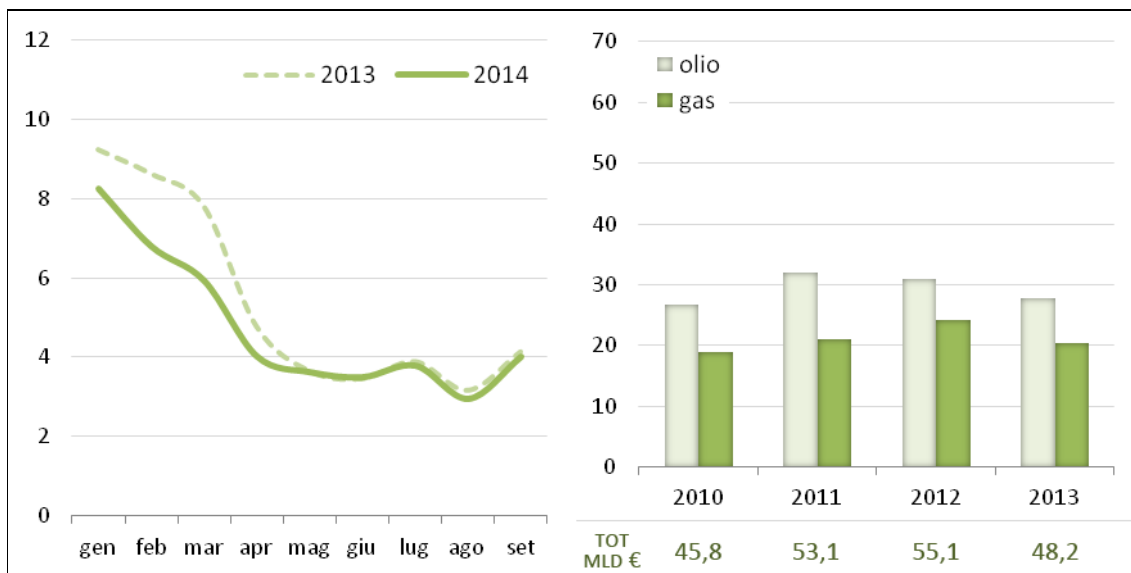
ITALIA			
Consumo di gas	68,4	Gmc	(2013)
Variazione annuale	-6,5	%	(2013)
Consumi di gas (primi 9 mesi)	42,9	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013	-11,9	%	(2014)
Importazioni nette di gas	20,4	mld €	(2013)
Importazioni nette di greggio e derivati	27,8	mld €	(2013)



I consumi italiani di gas nel corso dei primi nove mesi del 2014 sono stati di 42,9 Gmc, in **contrazione dell'11,9% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente**. Complessivamente, i minori consumi sono stati pari a 5,8 Gmc. La flessione è stata particolarmente marcata nei mesi di febbraio e marzo, quando le temperature miti hanno ridotto la domanda per il riscaldamento.

Per quanto concerne il **controvalore delle importazioni**, nei primi otto mesi del 2014 i passivi di bilancia commerciale relativi al gas naturale sono stati pari a **10,6 miliardi di euro**, 3,1 miliardi in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Si conferma così nettamente la tendenza alla **contrazione dei passivi di bilancia** avviatasi nel 2012, attribuibile sia ai minori volumi importati sia a una riduzione del prezzo medio d'importazione.


Fig. 9 – Consumi di gas mensili (Gmc) e importazioni energetiche nette (mld €)



Fonte: elaborazione su dati JODI ed Eurostat [DS-018995].

1.2. GERMANIA

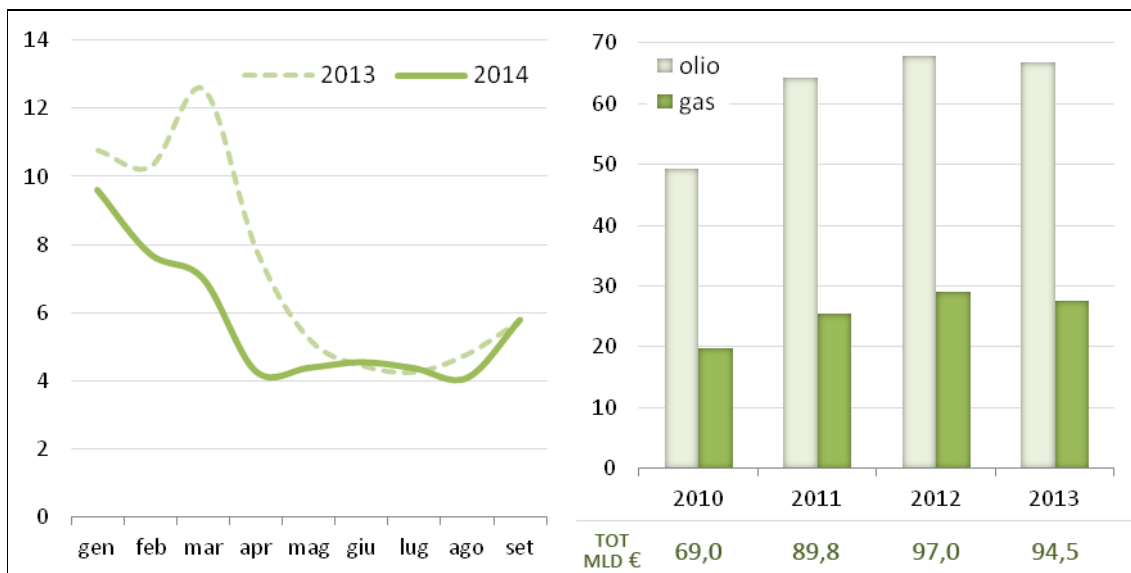
GERMANIA			
Consumo di gas	89,7	Gmc	(2013)
Variazione annuale	+11,0	%	(2013)
Consumi di gas (primi 9 mesi)	51,7	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013	-21,5	%	(2014)
Importazioni nette di gas	27,6	mld €	(2013)
Importazioni nette di greggio e derivati	66,9	mld €	(2013)



I consumi tedeschi di gas nel corso dei primi nove mesi del 2014 sono stati di 51,7 Gmc, in **contrazione del 21,5%** rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Complessivamente, i minori consumi sono stati pari a 14,2 Gmc. La flessione è stata particolarmente marcata nei mesi di marzo e aprile, quando le temperature miti hanno ridotto la domanda per il riscaldamento.

Per quanto concerne il **controvalore delle importazioni**, nei primi otto mesi del 2014 i passivi di bilancia commerciale relativi al gas naturale sono stati pari a **15 miliardi di euro**, 3,5 miliardi in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Si conferma così la tendenza alla contrazione dei passivi di bilancia avviatosi nel 2012 e attribuibile nel 2014 alla riduzione dei volumi importati e nonostante un aumento dei prezzi medi delle importazioni.

Fig. 10 – Consumi di gas mensili (Gmc) e importazioni energetiche nette (mld €)




Fonte: elaborazione su dati JODI ed Eurostat [DS-018995].

Per quanto concerne le attività degli operatori, **E.On** ha annunciato a fine novembre un piano di separazione delle attività di generazione elettrica da fonti tradizionali dalle attività di produzione da rinnovabili e di distribuzione. Questa decisione è particolarmente importante perché rappresenta un segnale di un forte allineamento tra le politiche energetiche promosse del governo di Berlino a livello europeo e le strategie commerciali degli attori privati.

1.3. FRANCIA

FRANCIA			
Consumo di gas	46,3	Gmc	(2013)
Variazione annuale	+1,6	%	(2013) ²
Consumi di gas (primi 9 mesi)	26,3	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013	-18,5	%	(2014)
Importazioni nette di gas	14,9	mld €	(2013)
Importazioni nette di greggio e derivati	48,1	mld €	(2013)



I consumi francesi di gas nel corso dei primi nove mesi del 2014 sono stati di 26,3 Gmc, in **contrazione del 18,5%** rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Complessivamente, i minori consumi sono stati pari a 6 Gmc. La flessione è stata particolarmente marcata nel corso di tutto il primo trimestre.

Per quanto concerne il **controvalore delle importazioni**, nei primi otto mesi del 2014 i passivi di bilancia commerciale relativi al gas naturale sono stati pari a **8,8 miliardi di euro**, 2,5 miliardi in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Si avvia così anche per le importazioni francesi la tendenza alla contrazione, dopo che nell'ultimo biennio i passivi di bilancia commerciale dovuti al gas erano rimasti stabili, anche in termini di prezzi medi.

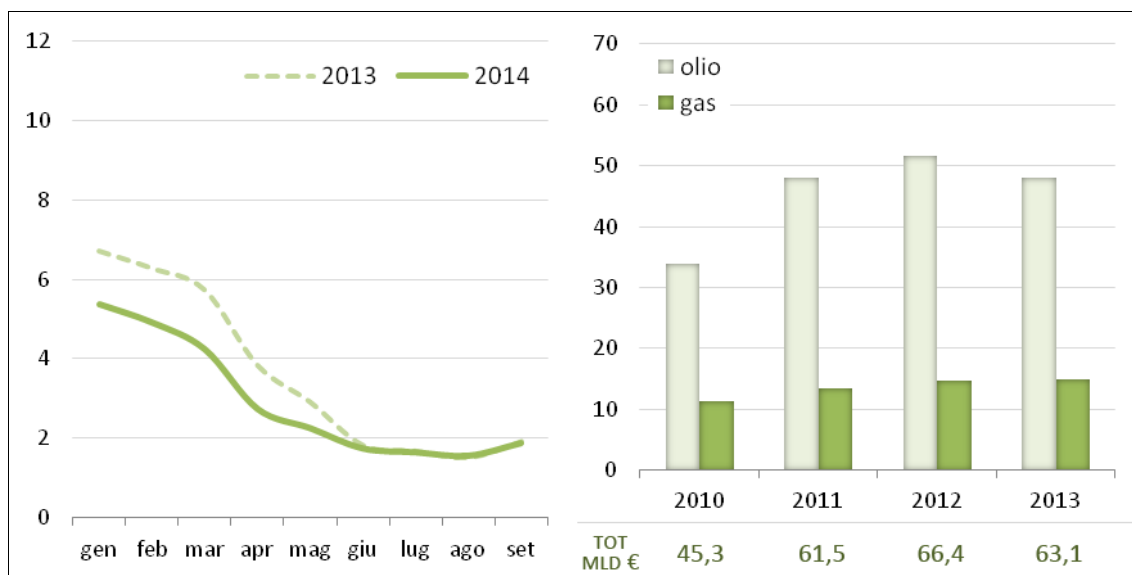
Per quanto concerne le infrastrutture energetiche in corso di realizzazione in Francia, nel terzo trimestre sono emersi ulteriori ritardi nella realizzazione della centrale nucleare di terza generazione di Flamanville. Il cantiere del **reattore EPR**, inizialmente previsto in attività dal 2012, ha conosciuto diversi slittamenti e secondo le ultime dichiarazioni di EDF non sarà operativo prima del 2017. Alla base dei ritardi si troverebbero alcune complicazioni tecniche dovute alle misure di sicurezza europee, particolarmente stringenti.

Il ritardo, oltre a far lievitare i costi a 8,5 miliardi di euro, getta un'ombra sulla **competitività dell'industria nucleare europea**. Anche l'altro reattore di terza generazione in costruzione, quello di Olkiluoto, sta infatti sperimentando continui ritardi e

² Variazioni dovute alla revisione dei dati provvisori.

aumenti dei costi. Il rischio è che l'industria nucleare europea non riceva nei prossimi anni sufficienti ordinativi per mantenere la propria competitività nei confronti dei concorrenti internazionali, a cominciare da quelli cinesi. Proprio in Cina sono attualmente in costruzione 27 reattori.


Fig. 11 – Consumi di gas mensili (Gmc) e importazioni energetiche nette (mld €)



Fonte: elaborazione su dati JODI ed Eurostat [DS-018995].

1.4. REGNO UNITO

REGNO UNITO			
Consumo di gas	78,3	Gmc	(2013)
Variazione annuale	-0,9	%	(2013)
Consumi di gas (primi 9 mesi)	50,2	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013	-12,1	%	(2014)
Importazioni nette di gas	7,2	mld €	(2013)
Importazioni nette di greggio e derivati	8,5	mld €	(2013)

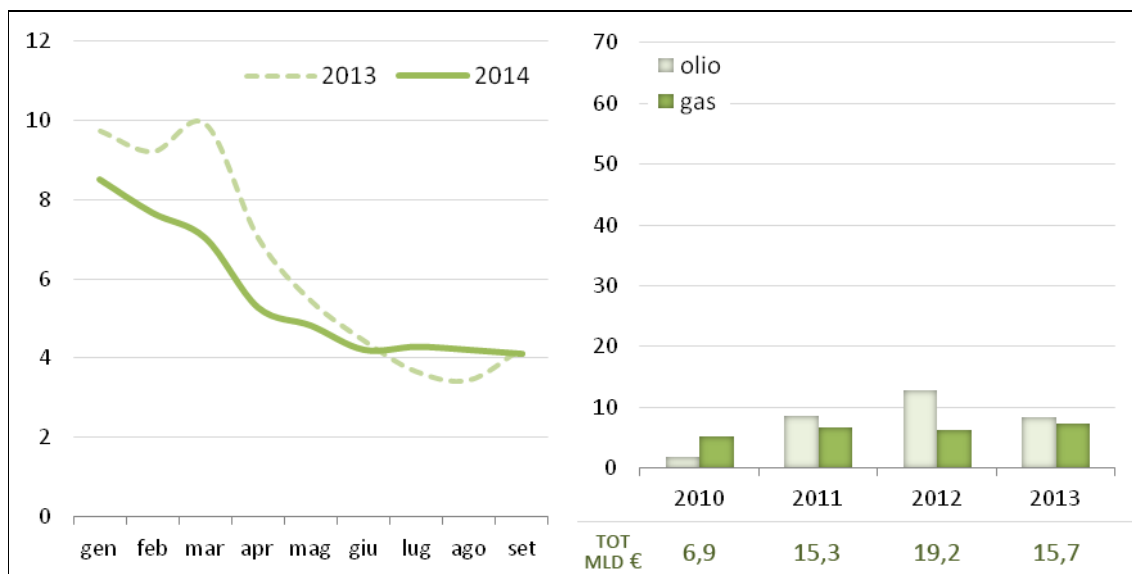


I consumi britannici di gas nel corso dei primi nove mesi del 2014 sono stati di 50,2 Gmc, in **contrazione del 12,1%** rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Complessivamente, i minori consumi sono stati pari a 6,9 Gmc. La flessione è stata particolarmente marcata nel corso di tutto il primo trimestre.

Per quanto concerne il **controvalore delle importazioni**, nei primi otto mesi del 2014 i passivi di bilancia commerciale relativi al gas naturale sono stati pari a **3,2 miliardi di euro**, 2,3 miliardi in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Si avvia così anche per le importazioni britanniche una marcata tendenza alla contrazione, anche se i dati

dominanti restano la **limitata dipendenza britannica rispetto alle importazioni** (43%) e prezzi d'importazione medi inferiori al resto d'Europa, grazie a un mercato più liquido e a un alto livello d'interconnessione con gli altri mercati europei.


Fig. 12 – Consumi di gas mensili (Gmc) e importazioni energetiche nette (mld €)



Fonte: elaborazione su dati JODI ed Eurostat [DS-018995].

1.5. SPAGNA

SPAGNA			
Consumo di gas	31,1	Gmc	(2013)
Variazione annuale	-7,9	%	(2013) ³
Consumi di gas (primi 9 mesi)	20,6	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013	-8,8	%	(2014)
Importazioni nette di gas	8,9	mld €	(2013)
Importazioni nette di greggio e derivati	24,5	mld €	(2013)

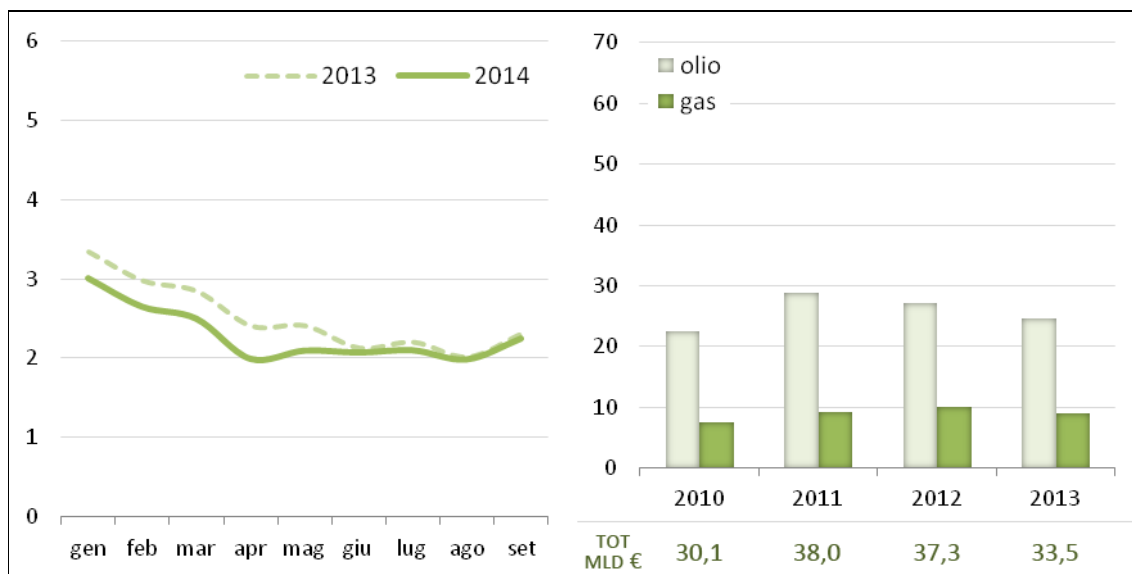


I consumi spagnoli di gas nel corso dei primi nove mesi del 2014 sono stati di 20,6 Gmc, in **contrazione dell'8,8%** rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Complessivamente, i minori consumi sono stati pari a 2 Gmc. La flessione è stata spalmata su tutto il primo semestre, riflettendo il minor peso dei consumi per riscaldamento nel paese e la maggiore incidenza della debolezza dei consumi elettrici.

³ Variazioni dovute alla revisione dei dati provvisori.

Per quanto concerne il **controvalore delle importazioni**, nei primi otto mesi del 2014 i passivi di bilancia commerciale relativi al gas naturale sono stati pari a **5,3 miliardi di euro**, 900 milioni in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Fig. 13 – Consumi di gas mensili (Gmc) e importazioni energetiche nette (mld €)



Fonte: elaborazione su dati JODI ed Eurostat [DS-018995].

Per quanto riguarda le **politiche energetiche**, nel corso del secondo semestre hanno continuato a emergere le conseguenze del **taglio retroattivo ai sussidi alle rinnovabili** deciso nel giugno scorso (v. *Focus 18/2014*), resosi necessario per affrontare il deficit di 30 miliardi di euro dovuto alle misure d'incentivazione. In particolare, circa un miliardo di euro sui 20 prestati dal sistema bancario spagnolo per investimenti in rinnovabili sarebbe ora a rischio insolvenza. Nonostante le ricadute negative sul sistema creditizio, la questione non sembra destinata ad avere conseguenze di rilievo per il sistema energetico spagnolo.

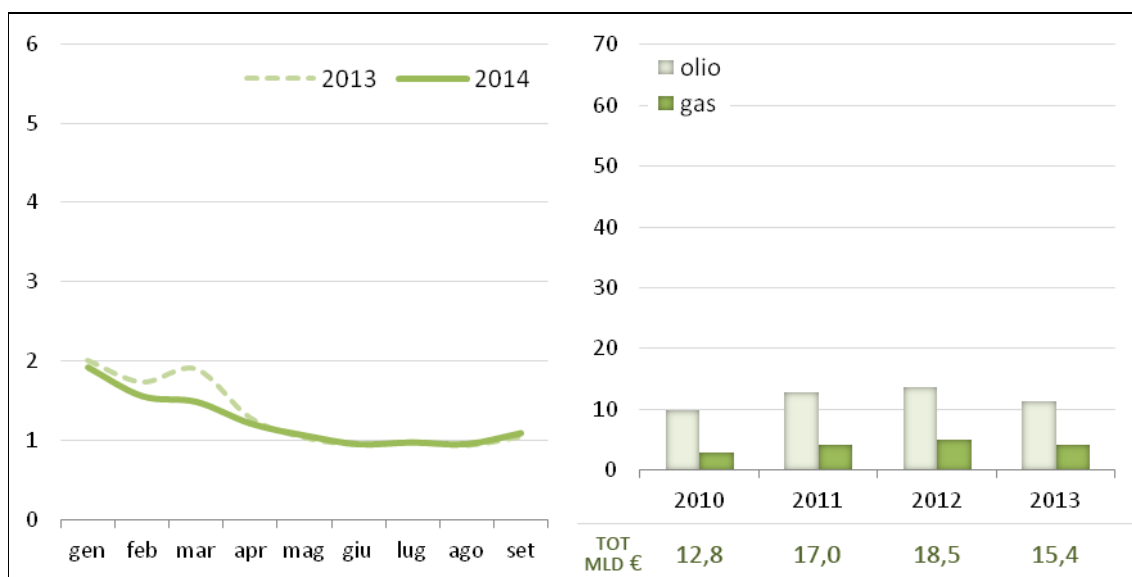
1.6. POLONIA

POLONIA			
Consumo di gas	16,4	Gmc	(2013)
Variazione annuale	+1,4	%	(2013)
Consumi di gas (primi 9 mesi)	11,3	Gmc	(2014)
Variazione stesso periodo 2013	-5,3	%	(2014)
Importazioni nette di gas	4,2	mld €	(2013)
Importazioni nette di greggio e derivati	11,2	mld €	(2013)

I consumi polacchi di gas nel corso dei primi nove mesi del 2014 sono stati di 11,3 Gmc, in **contrazione del 5,3%** rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Complessivamente, i minori consumi sono stati pari a 0,6 Gmc. La flessione si è concentrata nel mese di marzo ed è stata causata esclusivamente dalla congiuntura meteorologica.

Per quanto concerne il **controvalore delle importazioni**, nei primi otto mesi del 2014 i passivi di bilancia commerciale relativi al gas naturale sono stimabili in **2,7 miliardi di euro**, 300 milioni in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente⁴.

Fig. 14 – Consumi di gas mensili (Gmc) e importazioni energetiche nette (mld €)



Il controvalore delle importazioni di gas è stimato sulla base dei prezzi tedeschi.
Fonte: elaborazione su dati JODI ed Eurostat [DS-018995].

Le importazioni di gas naturale in Polonia sembrano destinate a crescere nei prossimi anni, di pari passo con la crescita economica e con l'aumento dei consumi. Le **speranze del governo polacco di aumentare la produzione interna** sviluppando le ampie riserve di gas non convenzionale stanno progressivamente riducendosi. Finora, su 66 pozzi scavati, nessuno ha prodotto gas in quantità commercialmente rilevanti.

Nel secondo semestre ha così continuato ad aumentare il numero degli operatori internazionali che dopo anni di investimenti hanno deciso di **abbandonare le operazioni di esplorazione nel paese**, nonostante le centinaia di milioni spesi. Tra gli 11 operatori che hanno già interrotto le attività vi sono anche grandi operatori come Eni, Total ed ExxonMobil. Alla base dell'attuale insuccesso delle operazioni in Polonia vi è la **conformazione geologica particolarmente difficile dei giacimenti, che fa lievitare i costi proprio in una congiuntura caratterizzata da eccesso di offerta**.

⁴ I dati ufficiali relativi ai controvalori delle importazioni di gas polacco non sono disponibili, pertanto si è provveduto a stimarli sulla base dei prezzi medi d'importazione alla frontiera tedeschi.

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

2.1. RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Crisi ucraina e potenziali rischi per gli approvvigionamenti di gas all'Europa centro-occidentale hanno continuato ad attirare l'attenzione dei media internazionali nel corso dell'ultimo trimestre. Trimestre che ha fatto segnare rilevanti passi in avanti verso una *de-escalation* della crisi, per lo meno sul versante energetico.

Il principale progresso è certamente la conclusione della vertenza russo-ucraina che permetterebbe la ripresa degli approvvigionamenti di gas all'Ucraina, sospesi da Gazprom lo scorso 16 giugno in conformità con il contratto di fornitura sottoscritto con la compagnia nazionale Naftogaz e in risposta all'accumulo di debiti sulle forniture – che, secondo Gazprom, ammonterebbero a 5,3 miliardi di dollari. **Grazie alla mediazione europea – e, in particolare, del Commissario per l'energia uscente, Günther Oettinger – le parti hanno sottoscritto, il 30 ottobre, un accordo di ampio respiro che regola i tre principali punti della vertenza bilaterale russo-ucraina**, fissando un nuovo prezzo d'acquisto del gas e stabilendo le modalità per il ripianamento del debito accumulato da Naftogaz e quelle per il pagamento delle forniture a venire. La vertenza sui prezzi d'acquisto del gas era sorta a partire dalla decisione di Gazprom di cancellare l'accordo sottoscritto nel dicembre 2013 con l'allora presidente Viktor Yanukovych che garantiva all'Ucraina uno sconto sul prezzo del gas, fissato a \$268,5 per migliaia di metri cubi (mmc). A seguito del rovesciamento di Yanukovych, il prezzo di vendita del gas era stato dunque portato a 385,5 dollari prima, e a 485 dollari successivamente. Su questo sfondo, **il prezzo concordato a Bruxelles – e pari a \$378/mmc per il 2014 e \$365 per il primo trimestre del 2015 – segna il ritorno a livelli più coerenti con quelli di mercato, bilanciati però dall'introduzione del principio, fortemente voluto da Mosca, del pagamento anticipato del gas su base mensile**. Secondo quanto dichiarato dalle autorità governative nazionali, l'Ucraina in linea con gli accordi di ottobre, avrebbe avviato il pagamento anticipato del gas russo nella prima settimana di dicembre, attendendo la ripresa dei flussi di gas a partire dalla seconda settimana del mese.

Il prezzo d'acquisto scontato concesso a Yanukovych – \$268,5/mmc – è invece servito da riferimento per il calcolo del debito accumulato da Naftogaz che, secondo quanto stabilito a Bruxelles, sarà ripianato in gran parte entro il 2014 attraverso due tranches del valore, rispettivamente, di 1,45 e 1,65 miliardi di dollari. La residua parte del debito sarà invece ripianata a seguito del calcolo del prezzo del gas che sarà effettuato – presumibilmente entro il primo semestre del 2015 – grazie all'arbitrato internazionale della Camera di Commercio di Stoccolma, cui entrambe le parti si erano rivolte per la risoluzione della vertenza. L'Unione Europea, d'intesa e in cooperazione con il Fondo monetario internazionale, garantirà a Kiev l'accesso al credito necessario per ripianare i propri debiti.

Sullo sfondo delle vertenze ancora aperte tra Gazprom e Commissione europea in relazione ai piani di crescita della compagnia russa in Europa (Cfr. § 3.1.), **l'intesa raggiunta a Bruxelles ha permesso alla Russia di allentare parzialmente le tensioni**

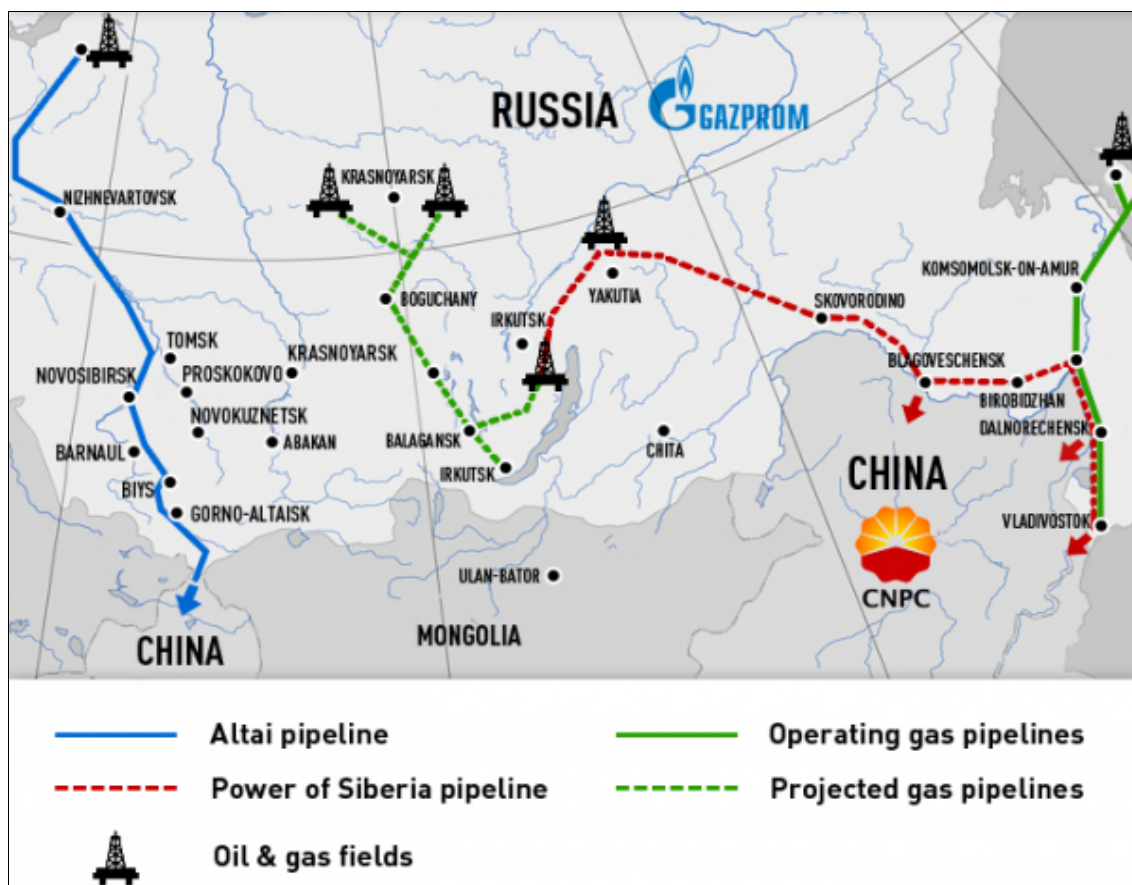
con il blocco euro-atlantico – o, quantomeno, con i partner europei – dopo il nuovo round di sanzioni annunciate dall'Ue a inizio settembre e in un momento particolarmente delicato per l'economia nazionale. L'effetto combinato delle sanzioni euro-atlantiche contro i settori energetico, bancario e della difesa russi, della crisi del rublo e della caduta dei prezzi del petrolio mette infatti a dura prova il sistema economico russo, alle soglie della recessione. Secondo quanto dichiarato dallo stesso viceministro dell'economia, Alexei Vedeva, le previsioni di crescita del Pil per il prossimo anno, inizialmente fissate all'1,2%, sono state abbassate fino a uno -0,8%. Al contempo, il ministro delle Finanze, Anton Siluanov, ha affermato che le sanzioni e il crollo dei prezzi del petrolio costano alla Russia circa 135 mld di dollari l'anno, ovvero il 7% circa del Pil.

D'altra parte non è escluso che Stati Uniti e Unione Europea possano ulteriormente inasprire le **sanzioni** contro la Russia in **risposta al sostegno offerto da Mosca ai separatisti in Ucraina**. Nonostante la ritrosia di molti governi europei verso un nuovo round di sanzioni – potenzialmente destabilizzanti per la stessa economia del Vecchio continente, le cui esportazioni verso la Russia sono crollate da agosto in poi – un'apparente intesa intratlantica sembra essere stata ritrovata a seguito della visita condotta a Bruxelles dal segretario di stato statunitense John Kerry e dal segretario per l'Energia Ernest Moniz a inizio dicembre. Nell'occasione le parti hanno sottoscritto una dichiarazione con la quale hanno convenuto sulla necessità di rafforzare la sicurezza energetica europea e ucraina, sottolineando, nella prospettiva della diversificazione dei canali e delle fonti di approvvigionamento, la rilevanza delle esportazioni di Gnl statunitense verso l'Europa e di un possibile accordo transatlantico in materia.

Su questo sfondo, **la rinuncia alla costruzione del South Stream** – annunciata da Vladimir Putin il 1° dicembre nel corso di una visita in Turchia (Cfr. § 3.1.) – sembra essere soprattutto una risposta alle difficoltà economiche russe e al calo dei prezzi degli idrocarburi, prima ancora che alle difficoltà di perseguire un assetto proprietario contrario alla normativa comunitaria posta dal Terzo pacchetto sull'energia. Inoltre, elemento non sottovalutabile nel quadro delle strategie d'esportazione di Gazprom, deriva dagli investimenti messi in cantiere dalla compagnia russa nella prospettiva di approntare un sistema infrastrutturale in grado di aprire alla Russia il mercato cinese. Difatti, **mentre la cooperazione energetica con i partner europei resta caratterizzata da diversi e rilevanti focolai di tensione, le autorità russe e Gazprom proseguono nella direttrice orientale della propria politica energetica e, in particolare, nell'apertura agli scambi con la Cina**. A inizio novembre, a margine del vertice Apec di Pechino, nel più ampio contesto della firma di una serie di accordi strategici tra il presidente russo Vladimir Putin e la controparte cinese Xi Jinping, i vertici di Gazprom e della China National Petroleum Corporation (Cnpc) hanno definito e siglato un accordo quadro in vista della conclusione di un nuovo contratto di commercializzazione di gas. L'accordo segue e amplia la cooperazione bilaterale nel settore del gas definita grazie all'accordo siglato lo scorso maggio (Cfr. *Focus* 18/2014) a seguito della conclusione di un negoziato protrattosi per anni. Mentre in maggio Gazprom e Cnpc si erano accordati per la commercializzazione di 38 Gmc/a di gas per un periodo trentennale e a partire dal 2018-2019, a Pechino le parti

hanno sottoscritto un'intesa finalizzata all'incremento delle esportazioni per un volume aggiuntivo di 30 Gmc/a per un periodo trentennale, definendo i contorni e fissando la tempistica per la conclusione dei relativi accordi contrattuali. Secondo quanto dichiarato dall'AD di Gazprom, Alexey Miller, la conclusione del contratto è fissata per il 2015, mentre le esportazioni di gas sono attese avviarsi in un lasso temporale compreso tra i quattro e i sei anni.

Fig. 15 – Il sistema infrastrutturale connesso alla cooperazione sino-russa



Fonte: Gazprom.

Elemento di maggior interesse strategico fissato dall'intesa sino-russa è la previsione che l'aumento dei volumi di gas diretti verso la Cina potrebbe essere assicurato non già dal gasdotto Power of Siberia – la cui costruzione è stata inaugurata da Putin e dal vicepremier cinese, Zhang Gaoli, in settembre –, ma bensì attraverso la cosiddetta “rotta occidentale”. La rotta occidentale, il cui perno è costituito dal progetto infrastrutturale denominato Altai, permetterebbe a Gazprom d’inaugurare un canale d’esportazione verso la Cina a partire dai giacimenti della Siberia occidentale – tradizionale fonte per gli approvvigionamenti diretti verso i mercati europei – assicurando alla compagnia russa un più elevato grado di flessibilità nelle scelte d’esportazione. Se, dunque, il progetto Altai è altamente significativo per la Russia – anche in ragione della relativa prossimità tra il confine sino-russo e il corridoio di trasmissione tra i giacimenti siberiano-occidentali e Novosibirsk – esso risulta

tuttavia meno attrattivo per Pechino. Il gasdotto Altai porterebbe, infatti, il gas nelle aride regioni della Cina nord-occidentale, a una distanza notevole dalle aree industriali del paese. Di conseguenza, benché i particolari dell'accordo quadro di novembre non siano stati resi pubblici – e che, a quanto dichiarato dalle parti, questo non riguardasse il costo del gas – sembra logico presumere che i prezzi di vendita dovranno essere fissati tra Gazprom e Cnpc a un livello nettamente più conveniente per la seconda di quanto non lo siano stati quelli concordati con l'accordo di primavera. L'accordo di maggio, difatti, aveva fissato un livello di prezzo pari a \$360/mmc – parzialmente indicizzato ai prezzi del petrolio – in linea con quello praticato l'anno precedente sul mercato tedesco (\$366/mmc). D'altra parte, sullo sfondo della perdurante tensione con i partner europei, la profonda strategicità rivestita dal gasdotto per le strategie d'esportazione di Gazprom e, al contempo, la minor pressione negoziale derivante alla Cina dalla disponibilità di un crescente flusso d'importazione di gas dall'Asia centrale, si traducono naturalmente in una più debole posizione negoziale per il gigante russo, che sembra dunque chiamato a fare notevoli concessioni al punto di vista cinese.

La conclusione dell'accordo tra Kiev e Mosca rappresenta un primo, rilevante passo per affrontare i problemi che da tempo affliggono il settore energetico ucraino e che hanno più a che fare con le politiche energetiche perseguite da Kiev che con la crisi russo-ucraina: inefficienza del comparto energetico e obsolescenza infrastrutturale *in primis*.

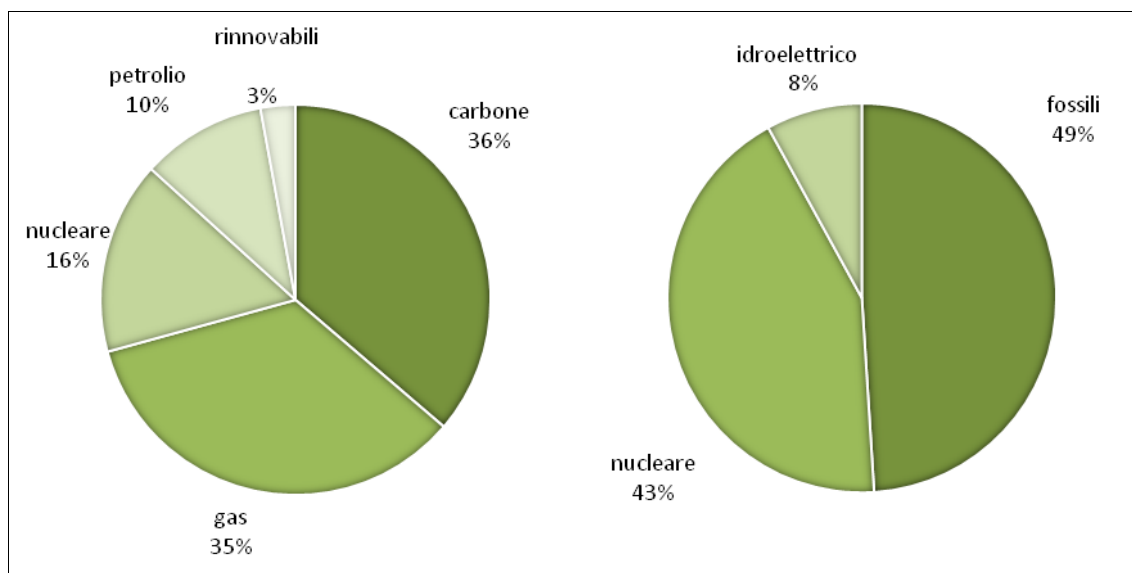
Sul primo versante una spinta in senso riformistico deriva dalla ratifica da parte del Parlamento ucraino, lo scorso 2 dicembre, della nuova compagine governativa formata a seguito delle elezioni tenutesi il 26 ottobre e guidata da Arseniy Yatsenyuk – che deteneva la carica di primo ministro già dallo scorso febbraio. Stabilizzare l'economia e combattere la dilagante corruzione sono i principali imperativi del nuovo governo ucraino, entrambi strettamente legati al rilancio della politica energetica del paese su basi più solide che in passato. Compito non facile quello che attende Volodymyr Demchyshyn, nuovo ministro competente in materia energetica, la cui entrata in carica è seguita di qualche ora a un incidente alla centrale nucleare di Zaporizhzhya, la più grande in Europa, localizzata nel sud-est del paese. Per quanto sia le autorità governative ucraine sia organismi internazionali – l'Istituto francese per la Radioprotezione e la Sicurezza Nucleare e l'International Atomic Energy Agency – abbiano assicurato che l'incidente non avrebbe avuto alcuna ripercussione e non vi sarebbero stati rischi di fuga di materiali radioattivi, esso è suonato come campanello d'allarme rispetto al pessimo stato in cui versano le infrastrutture energetiche nazionali.

L'ammodernamento e la messa in sicurezza delle infrastrutture e della rete energetica nazionale è priorità assoluta per il nuovo governo Yatsenyuk, che su questo versante può tuttavia contare sul sostegno dei *donors* europei – dopo anni di infruttuosi tentativi di coinvolgere i partner europei nella gestione del comparto energetico nazionale. In questo quadro, la visita di Werner Hoyer, presidente della Banca europea per gli investimenti, in Ucraina il 1° dicembre ha offerto l'occasione per la sottoscrizione di un prestito del valore di 150 milioni di euro finalizzato all'ammodernamento del tratto nazionale del gasdotto

Urengoy-Pomary-Uzhgorod, principale arteria attraverso la quale il gas russo fluisce dalla Siberia occidentale ai mercati europei. L'accordo è parte del più ampio pacchetto di aiuti, del valore totale di 3 miliardi di euro, stanziato per il triennio 2014-2016 dalla Bei a favore dell'Ucraina – che con uno stock di accordi di prestito del valore di 2,1 miliardi è già il principale recipiente di aiuti della Banca tra i paesi del partenariato orientale dell'UE, dove essa agisce su mandato del Parlamento e del Consiglio europeo. A loro volta, i 3 miliardi di euro stanziati dalla Bei fanno parte del più ampio pacchetto – del valore totale di 11 miliardi – annunciato dalle autorità europee a favore dell'Ucraina per lo stesso arco temporale.

Ulteriore priorità d'azione governativa in materia energetica deriva dalla necessità di predisporre una più razionale gestione del comparto energetico nazionale, nella prospettiva di affrontare le problematiche tanto di breve quanto di medio e lungo periodo.

Fig. 16 – Il paniere energetico (sx) e il paniere elettrico ucraino (dx) nel 2013



Fonte: elaborazione su dati ВР e Держстат України.

Nel breve periodo c'è anzitutto da far fronte alla crisi nella capacità di generazione elettrica determinatasi in conseguenza della netta diminuzione degli stoccaggi di gas e, non secondariamente, delle scorte di carbone. Il blocco delle forniture russe di gas non rappresenta difatti la sola ripercussione negativa della crisi sul comparto energetico ucraino, duramente colpito da una crisi del settore carbonifero che, per quanto meno coperta dalla stampa internazionale, ha ricadute non meno rilevanti di quella nel settore del gas. Il **carbone**, di cui l'Ucraina conserva **rilevanti scorte** ed è **uno dei principali produttori su scala europea**, rappresenta difatti una delle voci tradizionalmente più rilevanti nei consumi energetici annuali del paese – la più rilevante nel 2013 (v. *Figura 16*). Tuttavia, la concentrazione dell'industria mineraria nella parte orientale del paese ha fatto sì che la produzione venisse sospesa in oltre la metà delle miniere attive. Nelle sole regioni di Luhansk e Donetsk, responsabili di circa il 70% della produzione ucraina, sarebbero cadute

nelle mani dei separatisti la quasi totalità delle miniere e, d'altra parte, anche quelle funzionanti hanno oggi difficoltà a trasportare la risorsa verso la parte occidentale del paese a causa delle interruzioni lungo la rete ferroviaria nazionale. In queste condizioni, non è dunque escluso che l'Ucraina debba ricorrere alla Russia per l'importazione di energia elettrica o di carbone, responsabile di circa la metà della generazione elettrica nazionale (v. *Figura 16*).

La diminuzione delle materie prime necessarie per la generazione elettrica si è tradotta in carenze sulla rete elettrica e in ripetuti blackout, che non hanno mancato di suscitare dure reazioni nella capitale così come nella parte orientale del paese. In questa prospettiva, oltre ad annunciare un incremento dei flussi d'importazione di gas dalla Slovacchia a partire da metà dicembre, il ministro dell'Energia, Vladimir Demchyshyn, ha richiesto all'industria pesante una diminuzione volontaria dei consumi di elettricità pari al 15%, prospettando inoltre a possibilità di attivare lavorazioni notturne in cambio di tariffe agevolate.

Parallelamente, e in una prospettiva di medio e lungo periodo, **il Governo ucraino è chiamato a riformare l'inefficiente Naftogaz, il cui deficit di bilancio ha raggiunto quest'anno i 6,4 miliardi di dollari** – il 6% circa del prodotto interno lordo ucraino. Una problematica, quest'ultima, dalle rilevanti ripercussioni socio-politiche, nella misura in cui la **fine del sistema dei sussidi governativi ai consumi energetici domestici** – principale fonte dei deficit di bilancio di Naftogaz – si è tradizionalmente scontrata con l'esigenza dei governi succedutisi a Kiev di assicurarsi il consenso dell'elettorato. La fine del sistema dei sussidi sembra tuttavia iniziativa oramai ineludibile, tanto più per le richieste di riforma proveniente dai *donor* esteri del paese. L'esigenza di riformare Naftogaz e di riportare i prezzi di vendita del gas sul mercato interno a livelli più coerenti con quelli di mercato potrebbe essere unita alla più ampia esigenza del governo ucraino di fare cassa cedendo a privati, come di recente affermato dallo stesso primo ministro, le inefficienti imprese statali. Nel frattempo, lo “spirito” degli accordi di Bruxelles avrebbe permesso la risoluzione di una prima vertenza sino a oggi irrisolta tra Russia e Ucraina. Difatti, secondo quanto dichiarato alla stampa russa dal portavoce di Gazprom, Sergey Kupriyanov, la compagnia energetica avrebbe saldato a Naftogaz le spettanze accumulate per le tasse di transito del gas russo attraverso il territorio ucraino sino a ottobre 2014. A impedire, sino a oggi, la risoluzione della questione aveva contribuito la circostanza che le tariffe di transito erano calcolate sulla base del prezzo di vendita del gas all'Ucraina.

2.2. BACINO DEL CASPIO

Il 20 settembre, in occasione delle celebrazioni per il 20° anniversario della firma di quel “Contratto del Secolo” che nel 1994 segnò l'avvio del rilancio del comparto petrolifero nazionale, si è tenuta in Azerbaigian la cerimonia d'inaugurazione dei lavori che nel prossimo quinquennio daranno vita al **Corridoio meridionale del gas dell'Unione Europea**. La cerimonia, tenutasi presso il terminale di Sangachal, sulla costa del Caspio, ha segnato l'avvio del **progetto di espansione del South Caucasus Pipeline (Scp)** primo

dei tre segmenti che consentirà di trasportare il gas estratto nell'*off-shore* azerbaijano fino alle coste adriatiche dell'Italia.

A dimostrazione della vasta valenza regionale del progetto, alla cerimonia hanno preso parte, accanto al presidente azerbaijano, Ilham Aliyev, il presidente bulgaro, Rosen Plevneliev, e i primi ministri di Grecia, Georgia e Montenegro oltre al ministro per l'Energia turco, Taner Yildiz, al sottosegretario allo Sviluppo economico italiano, Claudio De Vicenti, e a rappresentanti governativi di Albania e Croazia.

Mentre la cerimonia del 20 settembre segna simbolicamente l'avvio della realizzazione del Corridoio meridionale, **la Commissione europea, a diciassette mesi dal completamento della relativa asta, ha avviato una procedura d'accertamento sull'acquisizione dell'operatore greco DESFA da parte di SOCAR (State Oil Company of Azerbaijan Republic), una delle tappe fondamentali attraverso cui è transitato il percorso d'apertura del Corridoio meridionale** nella sua attuale configurazione (v. *Focus* 16/2013). A poche settimane di distanza dall'annuncio, da parte del Consorzio di Shah Deniz, dell'infrastruttura selezionata per la commercializzazione del gas in Europa, l'acquisizione di DESFA aveva difatti rappresentato un ulteriore punto di forza per il **progetto Tap e la rotta mediterranea rispetto all'alternativa Nabucco West e alla rotta danubiano-balcanica**. SOCAR, attraverso una nota, ha fatto sapere che collaborerà costruttivamente con la Commissione in vista della positiva conclusione del processo d'acquisizione del 66% delle quote di DESFA – operazione del valore di 400 milioni di euro prevista concludersi entro il primo semestre 2015.

Difficile, d'altra parte, sottovalutare l'importanza dell'operazione per la stessa SOCAR. L'acquisizione di DESFA ha, infatti, rappresentato per la compagnia di stato azerbaijana uno dei pilastri fondamentali della nuova, rilevante fase di espansione aziendale. Un'espansione che, finalizzata a coinvolgere SOCAR in tutte le fasi della “catena energetica” tra produzione e consumo, mira a fare dell'Azerbajiano un attore stabile della cooperazione energetica nello spazio tra Mar Caspio ed Europa meridionale.

La privatizzazione di DESFA, parte del più ampio piano economico concordato tra UE e governo greco era finalizzata alla modernizzazione e liberalizzazione del mercato energetico nazionale. In questo contesto, **la procedura avviata dalla Commissione** – che, secondo la tempistica resa nota, dovrebbe concludersi entro il marzo 2015 – **è diretta ad accertare che l'acquisizione da parte di SOCAR non si traduca in una restrizione della concorrenza nell'accesso alla rete di trasmissione del gas in Grecia e, potenzialmente, in un aggravio dei costi dell'energia per gli utenti finali**. Un'iniziale indagine di mercato condotta dalla Commissione ha evidenziato tale rischio. Un rischio frutto del duplice ruolo di SOCAR che, presentandosi al contempo fornitore e distributore di gas, potrebbe ostacolare l'accesso di nuovi concorrenti al mercato greco, limitando gli investimenti in future espansioni della capacità d'importazione e, in ultima analisi, gestendo la rete di trasmissione del gas in maniera discriminatoria per gli interessi di parti terze.

Tra le nuove infrastrutture che, stando alla Commissione, SOCAR potrebbe non aver interesse ad ampliare, c'è anzitutto il terminale Gnl dell'isola di Revithoussa, al largo di

Atene. Stando ai piani di ampliamento dell'infrastruttura approvati in giugno, il terminale potrebbe essere dotato entro il 2016 (e a un costo di 156 milioni di euro) di un terzo terminale di stoccaggio, in grado di aumentare la capacità complessiva del 70% circa e, dunque, di ampliare e conferire maggior flessibilità alle fonti di approvvigionamento di gas nazionali. L'aumento di capacità dell'impianto permetterebbe, d'altra parte, di ampliare i flussi di riesportazione verso la Bulgaria, possibilità attualmente allo studio delle autorità competenti di Sofia e Atene. In ragione dell'impatto positivo che tale progetto potrebbe avere sulla diversificazione dei fornitori di energia all'area balcanica, la Banca europea per gli investimenti (Bei) ha autorizzato lo stanziamento di un finanziamento di 80 milioni di euro.

Altro determinante pilastro della crescita di SOCAR lungo tutta la filiera energetica è costituito dal gasdotto trans-anatolico Tanap (Trans-Anatolian Pipeline), deputato al trasporto di gas dall'estremità orientale della Turchia sino al confine con la Grecia. Il **Tanap che, assicurando il collegamento tra il gasdotto trans-caucasico Baku-Erzurum e il Trans-Adriatic Pipeline (Tap), rappresenta lo snodo centrale del Corridoio meridionale dell'UE**, è frutto di un'intesa bilaterale turco-azerbaigiana rispecchiata dalle quote di partecipazione al relativo consorzio. Difatti, in attesa che BP finalizzi un'opzione di acquisto del 12% del pacchetto di SOCAR, la compagnia azerbaigiana è titolare del 70% delle quote, mentre il restante 30% è controllato dalle compagnie energetiche statali turche TPAO e BOTAS. Inoltre, secondo quanto reso noto dalla stampa di settore, BP potrebbe concludere l'acquisto del 12% delle quote del consorzio già entro la fine del 2014, consentendo così l'avvio dei lavori nel primo semestre del prossimo anno. Stando alle dichiarazioni del presidente di SOCAR, Rovnag Abdullayev, i lavori di realizzazione del Tanap sono previsti iniziare il 1° aprile. In questa prospettiva, SOCAR e i partner turchi del Consorzio hanno firmato in ottobre i contratti di fornitura delle tubature necessarie alla posa di un'infrastruttura che correrà per circa 1.800 chilometri dal confine turco-georgiano sino a quello tra Turchia e Grecia.

L'attuale configurazione del Consorzio Tanap è frutto del recente aumento delle quote spettanti alle compagnie turche. In agosto, infatti, è stato concluso a Baku un accordo per la cessione di un ulteriore 10% delle quote detenute da Socar alla Turchia che – dopo aver rilevato il pacchetto azionario detenuto da Total su Shah Deniz e portato la propria partecipazione sino al 19% – ha notevolmente rafforzato la profondità del partenariato con l'Azerbaijan. Azerbaijan che, a sua volta, sta invece assurgendo a investitore determinante per il comparto energetico turco. A seguito della posa del Tanap e sulla base degli investimenti già avviati nel settore della trasformazione e distribuzione di energia nella parte occidentale del paese, il totale degli investimenti azerbaijani in Turchia potrebbe infatti, secondo le stime di SOCAR, giungere fino a 20 miliardi di dollari.

Sul versante della produzione e del trasporto del gas azerbaigiano, **in ottobre si è registrato un rilevante accordo che ha ridefinito gli assetti proprietari dei più rilevanti consorzi internazionali attivi nel paese.** Attraverso una transazione del valore totale di 2,25 miliardi di dollari supposta entrare in vigore a inizio 2015, la compagnia norvegese Statoil ha ceduto alla malese Petronas le proprie quote di partecipazione nel consorzio titolate dei diritti di sfruttamento di Shah Deniz

COMPOSIZIONE DEL CONSORZIO SHAH DENIZ	
BP (GB)	28,8%
Tpao (Tur)	19,0%
Socar (Azb)	16,7%
Statoil (No)	15,5%
Nico (Iran)	10,0%
Lukoil (Ru)	10,0%
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

(15,5%), nella compagnia operatrice del gasdotto tra Baku, Tbilisi ed Erzurum (South Caucasus Pipeline, Scp, 15,5%) e nella Azerbaijan Gas Supply Company (Agsc, 12,4%), società che commercializza il gas in Azerbaijan, Georgia e Turchia.

La transazione si è tradotta in un netto ridimensionamento degli interessi della compagnia in Azerbaijan dove, assieme a BP, era tradizionalmente stata in prima linea nello sviluppo del potenziale gassifero del *off-shore* caspico. Per lungo tempo principale azionista di Shah Deniz e del Scp assieme a BP, alla fine del 2013 Statoil aveva ceduto una prima parte (10%) dei propri pacchetti azionari alla stessa BP e a SOCAR (rispettivamente 3,3% e 6,7%), ridimensionando la partecipazione ai due consorzi dal 25,5% sino a quel 15,5% ceduto a Petronas in ottobre. La contemporanea cessione delle quote in Agsc equivale all'uscita di Statoil dal comparto gas in Azerbaijan, paese nel quale rimane ancora impegnata nell'estrazione e trasporto di petrolio. La compagnia norvegese detiene infatti l'8,6% delle quote del giacimento *off-shore* di Azeri-Chirag-Guneshli (Acg) e l'8,7% nell'oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan (Btc). Statoil detiene, d'altra parte, il 20% del pacchetto azionario del Trans Adriatic Pipeline (Tap), ultimo segmento del sistema di gasdotti che, entro la fine del decennio, collegherà la costa azerbaigiana del Caspio con quella italiana (v. § 3.2).

Frutto, secondo quanto reso noto da Statoil, della razionalizzazione del proprio portafoglio estero, la decisione di uscita dal comparto del gas azerbaigiano è legata principalmente alle perplessità sugli elevati costi preventivati per la seconda fase di sviluppo del giacimento di Shah Deniz e per l'adeguamento del gasdotto tra Azerbaijan e Turchia – oneri che avevano spinto anche la compagnia francese Total, in maggio, a cedere la propria partecipazione in SD2 alla compagnia turca TPAO.

L'ingresso di Petronas nella produzione e nel trasporto del gas azerbaigiano assume una significatività che trascende i confini del paese caucasico per proiettarsi sulla più ampia regione caspica. Dal 1996 la compagnia malese è infatti titolare dei diritti di sfruttamento di una promettente area *off-shore* (il Blocco 1) nelle acque territoriali turkmene del Mar Caspio, che include i giacimenti di Diyarbakir, Magtymguly, Ovez, Mashrykov e Garagol Deniz. Secondo le stime della compagnia, oltre a quantità rilevanti di petrolio, l'area potrebbe contenere riserve di gas pari a 240 Gmc. Mentre la

produzione petrolifera è iniziata già nel 2006, quella di gas è stata avviata solo cinque anni dopo e parallelamente all'inaugurazione di un complesso industriale per il trattamento del gas a Kiyarly, sul tratto di costa turkmena nei pressi di Turkmenbashi, della capacità di 5 Gmc/a, espandibile fino a 10 Gmc/a – volume che, stando alle previsioni della compagnia malese, sarebbe potenzialmente estraibile dal Blocco. Su questo sfondo, la decisione di Petronas d'investire nelle attività di estrazione e trasporto sul versante occidentale del Caspio sembra dare nuovo slancio al datato progetto di costruzione di un'infrastruttura trans-caspica (il Trans-Caspian Gas Pipeline, Tcgp), in grado di convogliare le ingenti risorse gassifere turkmene – e, potenzialmente, centroasiatiche – verso l'Azerbaigian e, da qui, verso i mercati europei attraverso il Corridoio meridionale. Azerbaigian che, peraltro, già riceve ed instrada verso occidente la produzione petrolifera di Petronas nell'*off-shore* turkmeno.

Tab. 3 – Riserve e produzione di gas in Asia centrale

	RISERVE PROVATE	PERCENTUALE SU RISERVE MONDIALI	PRODUZIONE (2013, IN GMC)	PERCENTUALE SU PRODUZIONE MONDIALE
Turkmenistan	17,5 Tmc	9,4%	62,3 Gmc	1,8%
Kazakhstan	1,5 Tmc	0,8%	18,5 Gmc	0,5%
Uzbekistan	1,1 Tmc	0,6%	55,2 Gmc	1,6%

Fonte: elaborazione su dati BP.

D'altra parte, nonostante la compagnia malese offra le più concrete prospettive di incremento di produzione di gas nelle acque turkmene, altre licenze concesse da Ashgabat nel corso dell'ultimo decennio potrebbero garantire volumi aggiuntivi di output da esportare verso occidente – in linea con un potenziale estrattivo *off-shore* che le autorità turkmene fissavano, forse ottimisticamente, a 16-17 Gmc/a già per la fine del decennio in corso. La compagnia internazionale che, al momento, sembra offrire le più concrete prospettive di produzione di gas è la Dragon Oil. Titolare dal 2000 dei diritti di esplorazione e sfruttamento del blocco *off-shore* di Cheleken – che comprende i giacimenti di Jeytun e Dzhigalybek – la compagnia, che già produce petrolio a un ritmo di 74.000 barili al giorno, ha stimato le riserve gassifere dell'area in 78 Gmc estraibili ad un ritmo di 2 Gmc/a. Accanto alla Dragon Oil, titolari di licenze di esplorazione e sfruttamento sono inoltre la omanita-canadese Buried Hill Energy (Blocco 3), le russe Zarubezhneft e Itera (Blocco 21) e la tedesca RWE – prevista iniziare entro fine anno attività di trivellazione. A testimonianza dell'elevato potenziale estrattivo dell'*off-shore* turkmeno si registra inoltre il **crescente interesse di Eni**, formalizzato in occasione della recente estensione sino al 2032 del *Production and Sharing Agreement* (Psa) relativo al blocco *on-shore* di Nebit Dag, nella parte occidentale del paese. Lo scorso 18 novembre, in occasione della firma del protocollo aggiuntivo al Psa avvenuta ad Ashgabat, la compagnia italiana e l'Agenzia di stato turkmena responsabile della gestione e dell'utilizzo delle risorse di idrocarburi hanno infatti siglato un

Memorandum finalizzato a verificare la possibilità di estensione delle attività di Eni al comparto *off-shore*.

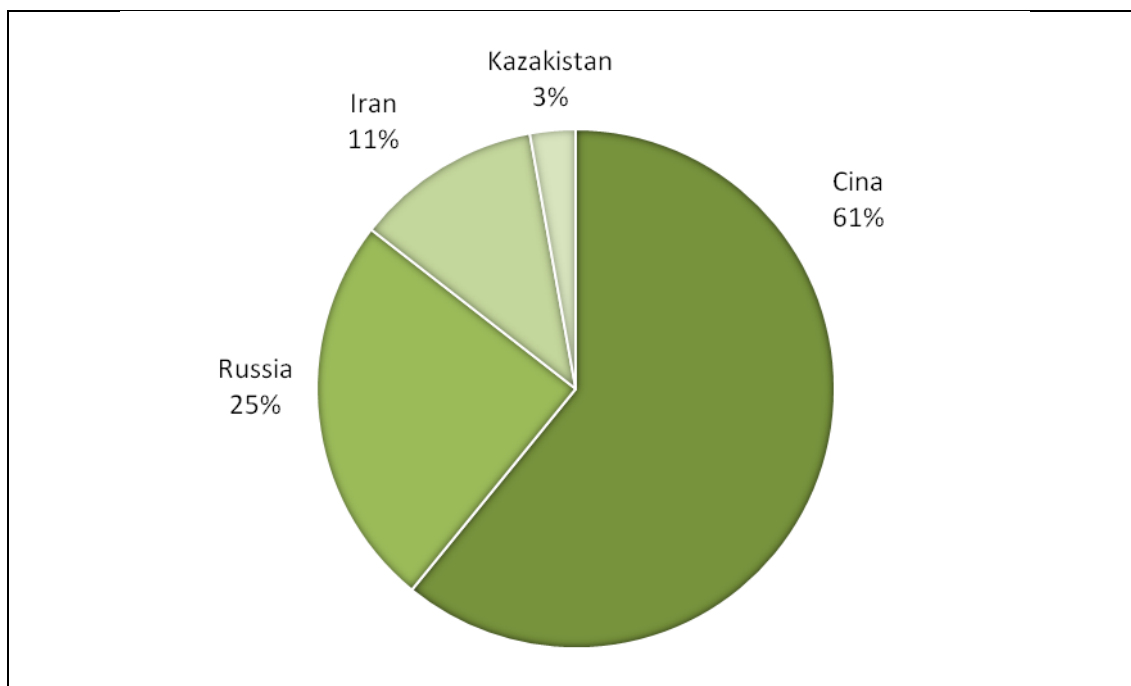
Nonostante gli ostacoli che hanno sino a oggi reso improponibile la costruzione del Tcgp permangono inalterati – opposizione russo-iraniana e mancanza di un accordo tra Baku e Ashgabat sulla delimitazione dei rispettivi confini marittimi *in primis* – pur tuttavia la posa dell'infrastruttura trans-caspica è di recente tornata in cima all'agenda della diplomazia regionale, tanto per iniziativa dei paesi direttamente coinvolti quanto per il rinnovato interesse dei suoi sostenitori extra-regionali. Dopo i segnali di riapertura dei negoziati sulla realizzazione del Tcgp giunti nel corso dell'anno – e, in particolare, a seguito del primo incontro tripartito dei ministri degli Esteri di Azerbaigian, Turchia e Turkmenistan tenutosi a Baku in aprile – nel corso dell'ultimo trimestre è stata la diplomazia di Ankara e Baku a rivitalizzare un progetto che sembrava destinato a rimanere fuori dai tavoli negoziali ancora a lungo. Sviluppo più rilevante, in questa prospettiva, è giunto a seguito della visita condotta ad Ashgabat dal neo-presidente della Repubblica turca, Recep Tayyip Erdoğan. Il 7 novembre, a seguito dell'incontro tenuto nella capitale turkmena con il proprio omologo Gurbanguly Berdimuhamedov, i due interlocutori hanno presenziato alla firma di un accordo quadro – i cui dettagli non sono stati resi pubblici – tra la compagnia statale turkmena Turkmengas e la turca Atagas per l'acquisto e la commercializzazione di gas attraverso il Trans-Anatolian Pipeline (Tanap). A sottolineare la crescente intesa trilaterale, all'accordo citato ha fatto eco l'AD della compagnia azerbaigiana SOCAR, Rovnag Abdullayev, che ha rimarcato la disponibilità dell'Azerbaigian a offrire le infrastrutture necessarie per lo sviluppo dei progetti di trasporto turkmeni – lasciando dunque intendere che, qualora ve ne fossero le premesse commerciali, SOCAR potrebbe direttamente impegnarsi nella costruzione del gasdotto trans-caspico.

Segnali del ritorno d'interesse verso il gasdotto trans-caspico erano ripetutamente giunti, nel corso dell'anno, anche dalle autorità europee, per le quali il collegamento tra le due sponde del bacino ha da sempre rappresentato il logico completamento del canale d'importazione dal Caspio lungo il Corridoio meridionale dell'UE – tanto da giungere, nel settembre 2011, a conferire alla Commissione europea un mandato senza precedenti per negoziare a nome degli Stati membri un accordo vincolante con Azerbaigian e Turkmenistan. **Il ritorno d'interesse europeo verso il Tcgp si colloca nel più ampio quadro della crisi ucraina e delle rinnovate tensioni con la Russia, che hanno riportato in cima all'agenda regionale di Bruxelles la questione della diversificazione dei fornitori e dei canali di approvvigionamento di gas.** È in questo contesto che, lo scorso 22 ottobre, l'Ambasciatore europeo in Azerbaigian, Malena Mard, ha espresso l'interesse europeo alla ripresa del dialogo trilaterale tra Bruxelles, Baku ed Ashgabat per la realizzazione del Tcgp. Sostegno alla posizione europea è stata al contempo espressa dal Dipartimento di Stato statunitense, cui si deve l'iniziale formulazione del progetto trans-caspico sul finire degli anni Novanta.

Ultima, ma non meno rilevante ragione alla base del ritorno di interesse verso la realizzazione del Tcgp giunge dallo stesso Turkmenistan e da una politica di

diversificazione dei mercati di sbocco del gas che, dopo aver con successo spezzato il sostanziale monopsonio⁵ russo, rischia oggi di tradursi in una rinnovata dipendenza dalle rotte di esportazione, questa volta verso la Cina. Verso la Cina fluisce oggi, difatti, il grosso delle esportazioni turkmene (v. *Figura 17*) secondo una tendenza in rapido aumento destinata ad approfondirsi nel breve e medio periodo, coerentemente con gli accordi di esportazione sottoscritti nel settembre 2013 tra Ashgabat e Pechino (Cfr. *Focus 16/2013*). Un aumento dell'output e delle esportazioni reso peraltro possibile anche grazie ai generosi prestiti concessi dalle istituzioni finanziarie cinesi ad Ashgabat secondo la logica del *loan for oil*.

Fig. 17 – Turkmenistan: andamento della produzione di gas e mercati di sbocco (2014)



Fonte: elaborazione su dati BP.

Su questo sfondo, il rischio che la cooperazione energetica sino-turkmene imbrigli il paese in una nuova forma di dipendenza – e dunque il ritorno dell'interesse turkmeno verso l'apertura di un canale di esportazione trans-caspico – deriva dalle incertezze che circondano tanto i tradizionali canali di esportazione alternativi quanto i progetti di ulteriore diversificazione. Sul versante della domanda proveniente dai tradizionali mercati di sbocco del gas turkmeno, incertezze si registrano tanto sul versante iraniano quanto, e soprattutto, su quello russo. Mentre, da un lato, i piani iraniani di sviluppo del comparto del gas potrebbero implicare nel medio periodo l'interruzione del flusso di importazione dal

⁵ **Monopsonio** è la situazione di mercato caratterizzata, di fronte alla concorrenza perfetta tra venditori, dall'accentramento della domanda nelle mani di un solo soggetto economico e dall'impossibilità per altri acquirenti di entrare sul mercato.

Turkmenistan – come anticipato dal Ministro per l'energia iraniano Bijan Zanganeh – dall'altro, Gazprom ha di recente dichiarato la propria intenzione di cessare le importazioni di gas dall'Asia centrale, già notevolmente ridimensionatesi a seguito del calo della domanda successivo alla crisi del 2008 e del parallelo aumento delle esportazioni dai produttori regionali verso la Cina. Mentre dunque la domanda russa e iraniana non offre concrete e stabili alternative per le esportazioni turkmene, il principale progetto infrastrutturale in grado di assicurare ad Ashgabat una reale diversificazione dei mercati di sbocco – il Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India – sembra stentare a decollare, al di là delle ottimistiche dichiarazioni dei governi dei paesi coinvolti. Sulla realizzabilità del progetto pesa infatti la difficoltà di coinvolgimento di capitali e tecnologia straniera. Difficoltà che deriva, prima ancora che dai rischi connessi al transito attraverso un Afghanistan tutt'altro che stabilizzato, dalla difficoltà per le compagnie internazionali di relazionarsi con il Turkmenistan e di vedere nella compagnia nazionale Turkmengas un partner affidabile. Non a caso le due compagnie statunitensi che tradizionalmente erano in prima linea per l'assunzione della leadership nel consorzio cui demandare la realizzazione del gasdotto – Chevron ed ExxonMobil – avrebbero definitivamente ritirato la propria disponibilità, in risposta alla mancata concessione da parte turkmena di diritti sui giacimenti dai quali dovrebbe essere estratto il gas destinato ad alimentare il Trans-Afghanistan Pipeline (Tapi). Nonostante sembri che, alla decisione di Chevron ed ExxonMobil abbia fatto da contraltare l'interessamento di Total e Petronas a guidare il consorzio, le prospettive di realizzazione del gasdotto restano labili, accrescendo di conseguenza l'interesse turkmeno alla possibilità di inaugurare un canale di esportazione trans-caspico verso l'Azerbaijan e i mercati europei.

2.3. TURCHIA E MEDIO ORIENTE

Le potenzialità estrattive del Bacino di Levante, nel Mediterraneo orientale, restano pericolosamente in bilico tra offrire un incentivo al rilancio della cooperazione regionale e, all'opposto, rappresentare un focolaio di polarizzazione e contrapposizione tra gli attori in gioco. Lo sfruttamento dei **giacimenti gassiferi, localizzati in uno specchio di mare compreso tra le coste cipriote, libanesi, israeliane ed egiziane,** tocca infatti direttamente i più intricati e datati nodi della politica regionale – dalla quarantennale divisione dell'isola di Cipro alla più ampia vertenza sulla delimitazione della piattaforma continentale tra Grecia e Turchia, dalla mancanza di un accordo sui confini tra Israele e Libano sino al conflitto israelo-palestinese.

Dopo una fase in cui sembrava che le tensioni turco-cipriote dell'estate 2011 fossero state superate da un atteggiamento costruttivo in grado di inquadrare i piani di sviluppo energetici regionali in una prospettiva di “gioco a somma 1”, l'ultimo trimestre ha fatto registrare una **nuova intensificazione degli attriti tra Ankara e Nicosia. A far salire**

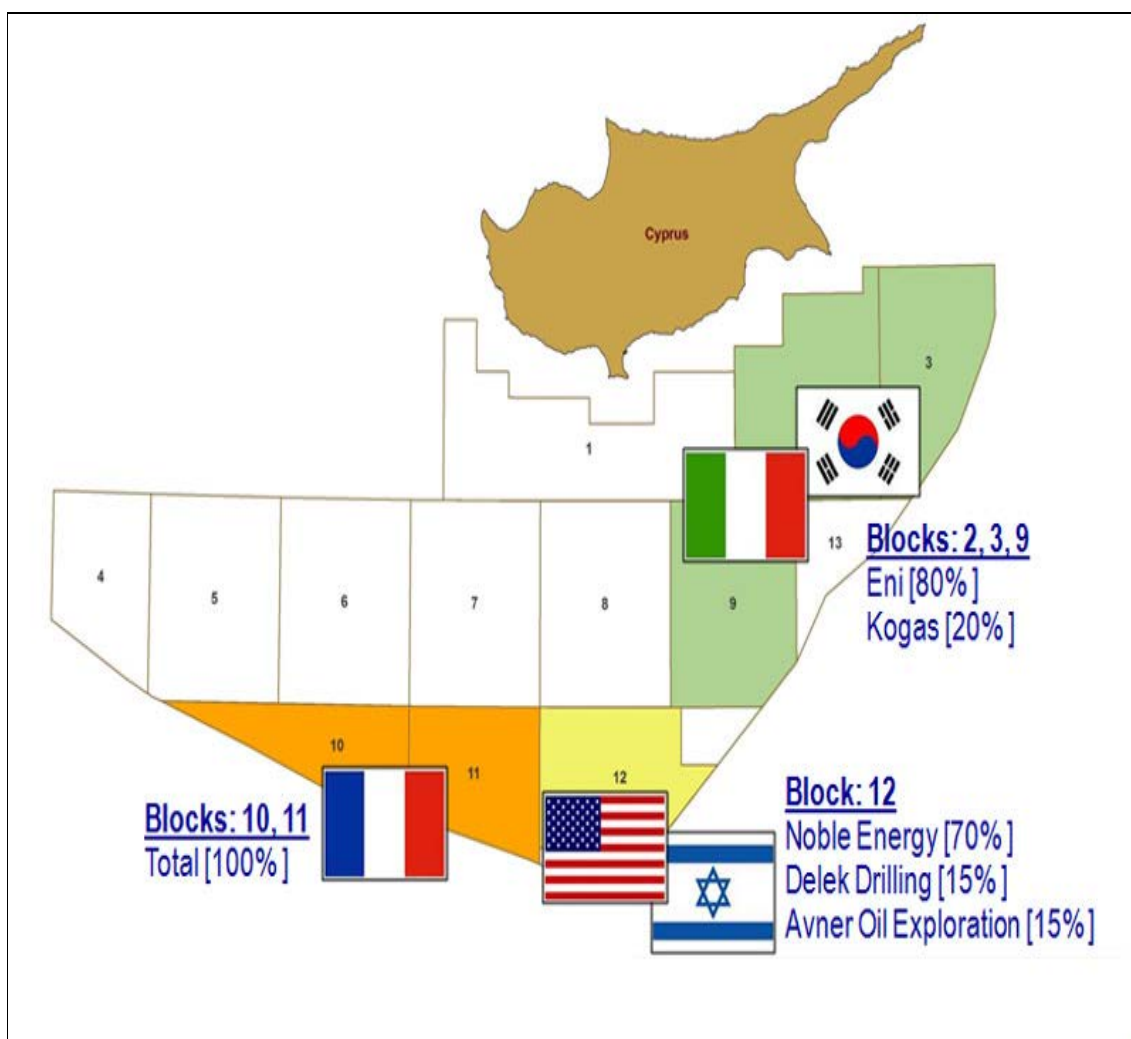
nuovamente la tensione regionale è stato l'avvio, a fine settembre, delle trivellazioni esplorative nella Zona Economica Esclusiva cipriota da parte di Eni, titolare, dal gennaio 2013 e assieme alla compagnia coreana Kogas, dei diritti di esplorazione e sfruttamento dei blocchi 2, 3, 9 dell'*off-shore* di Cipro. Le trivellazioni – iniziate nel blocco 9 e determinanti per valutare le reali potenzialità estrattive cipriote – sono state tradizionalmente considerate e condannate da Ankara, al pari della concessione delle licenze esplorative e di sfruttamento, come **atti unilaterali lesivi dei diritti della Repubblica turca di Cipro nord, a oggi internazionalmente riconosciuta dalla sola Turchia**. Non a caso, già a cavallo della concessione delle licenze (gennaio 2013), Ankara aveva minacciato ritorsioni tanto nei confronti delle compagnie appaltatrici quanto di Cipro stessa. Sin dalla primavera del 2013, dunque, obiettivo della politica turca verso il nodo dello sfruttamento dei giacimenti gassiferi a largo di Cipro sembrava essere duplice e strettamente legato al tentativo di risoluzione della divisione dell'isola (risalente al 1974). Attraverso l'innalzamento dei toni e della tensione regionale rispetto ad una tematica di primario interesse per i principali attori statali e sovranazionali dello spazio euro-atlantico, Ankara sembrava spingere verso un'accelerazione dei negoziati mediati dall'ONU e finalizzati alla riunificazione dell'isola o, all'opposto e in caso di fallimento di questi ultimi, per la definitiva divisione dell'isola in due entità separate e riconosciute internazionalmente. In attesa del rilancio dei negoziati, obiettivo “intermedio” sembrava essere il congelamento delle attività di sfruttamento degli idrocarburi da parte cipriota. Congelamento in grado di tradursi in una pressione negoziale su Nicosia e, indirettamente, sulla Grecia – per la quale lo sfruttamento dei giacimenti ciprioti potrebbe generare rilevanti flussi di cassa in una delicata fase di rilancio dell'economia nazionale.

È in tale contesto che va dunque inquadrata la **decisione del governo turco di lanciare analoghe attività di rilevamento sismico** tra il 20 ottobre e il 20 dicembre in quella che è considerata la ZEE turco-cipriota e, di fatto, parzialmente coincidente con i blocchi dati in concessione a Eni/Kogas oltre che **ricadente in acque internazionalmente riconosciute come cipriote**. Benché il governo cipriota abbia chiarito che la zona di attività di Eni fosse lontana da quella in cui avrebbe operato l'imbarcazione turca – evocativamente dedicata al Grande Ammiraglio della flotta ottomana Barbarossa – la provocazione turca non ha mancato di generare rilevanti ricadute politico-diplomatiche, senza tuttavia impedire il proseguimento dei lavori di trivellazione di Eni. Il governo di Nicosia ha difatti chiarito che non intende interrompere le trivellazioni in cambio del rientro in patria della Barbarossa – possibilità adombrata dalla stampa cipriota – tanto più in previsione del nuovo *round* di esplorazioni che Total si appresta a lanciare, nel corso del 2015, nei blocchi sui quali ha acquisito diritti di sfruttamento. Su versante diplomatico, invece, in un circolo vizioso che alimenta sé stesso, le nuove tensioni sul dossier energetico si sono sovrapposte al nuovo giro di negoziati sulla divisione dell'isola. Ripresi dopo una interruzione di due anni nel febbraio 2013, i **negoziati di pace** sono stati nuovamente interrotti il 7 ottobre dalle autorità cipriote – alla vigilia del primo incontro tra i presidenti delle due parti, Nicos Anastasiades e Dervis Eroglu – in risposta alle “provocatorie” e

“aggressive” azioni intraprese dalla Turchia in violazione della sovranità di Cipro e del diritto internazionale.

A conferire alla vertenza turco-cipriota un'ulteriore connotazione politica è stata poi la posizione assunta dalle autorità di Bruxelles. **Nel condannare l'intervento turco nella zona economica esclusiva cipriota, l'Ue ha infatti richiamato Ankara al rispetto della sovranità di Cipro ed alla necessità di normalizzare i rapporti con Nicosia, componente necessaria del processo di accesso all'Unione.** Più bilanciata, invece, la posizione dell'Amministrazione statunitense che, pur ribadendo il pieno diritto di Cipro a portare avanti piani di sfruttamento della propria ZEE, ha tuttavia richiamato “le parti” ad assumere atteggiamenti costruttivi per evitare il deragliamento dei negoziati di pace.

Fig. 18 – I blocchi e le licenze *off-shore* ciprioti



Fonte: cyprusprojectshipping.com.

Ad ulteriore dimostrazione del **potenziale destabilizzatore del nodo energetico**, nella seconda metà di ottobre il governo di Nicosia ha promosso, tra il 20 e il 23 ottobre, esercitazioni navali congiunte con la marina russa, greca ed israeliana. A stretto giro, la

risposta della Marina turca si è concretizzata nell'annuncio, da parte dell'Ammiraglio Bülent Bostanoğlu, di nuove regole di ingaggio per le unità navali turche.

La crescente tensione turco-cipriota sembra tuttavia inficiare i più ampi progetti di Ankara in relazione allo sviluppo del potenziale estrattivo del Mediterraneo orientale. Difatti, al di là della potenziale partecipazione ad attività di estrazione nelle aree ricadenti sotto la pretesa sovranità turco-cipriota, **i principali e più sicuri dividendi per la Turchia della partita regionale derivano dalla possibilità di fungere da snodo alle future esportazioni israeliane di gas.** La posa di un oleodotto sottomarino tra i giacimenti israeliani e la costa turca presuppone tuttavia un assenso – e potenzialmente una partecipazione – delle autorità cipriote (onde evitare le acque territoriali siriane) che, allo stato attuale, sembra piuttosto lontano dal realizzarsi. Un “gasdotto della pace”, come era stato etichettato, le cui possibilità di realizzazione sembrano peraltro essere ulteriormente limitate dal difficile stato delle relazioni bilaterali tra Turchia e Israele all'indomani del conflitto di Gaza della passata estate. La dura retorica utilizzata dalle massime autorità governative turche innanzi alle operazioni militari israeliane non ha tardato infatti a riverberarsi sui piani di cooperazione energetica bilaterale. Ad inizio settembre il Ministro per l'Energia turco Taner Yildiz ha così dichiarato che, al di fuori del raggiungimento di una pace duratura a Gaza, la Turchia non porterà avanti alcun progetto congiunto con Israele, congelando di fatto la cooperazione.

Tab. 4 – **Andamento importazioni di gas in Turchia (2006-2013, in Gmc/a)**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Importazioni via Blue Stream	7,5	9,5	10,1	9,8	8,1	14	14,7	13,7
Importazioni annue da Russia	19,9	23,4	23,8	20,0	18,0	26,0	27,0	26,7
Totale importazioni	38,2	45,2	47,0	44,7	48,9	56,0	56,7	57,2
Quota gas russo	52%	52%	51%	45%	37%	46%	48%	47%

Fonte: elaborazione su dati Gazprom e BP.

Come già evidenziato dai negoziati sulla riunificazione di Cipro, **la muscolare politica energetica di Ankara nel Mediterraneo orientale non sembra assicurare alla Turchia proficui dividendi, tanto nella prospettiva di inserimento nel giro d'affari legato allo sfruttamento delle riserve gassifere dell'area, quanto da una più ampia prospettiva politico-diplomatica.** Come più volte accaduto in passato rispetto ad altri, intricati nodi della politica regionale turca, anche nel caso del Bacino di Levante, quanto più muscolare si presenta la strategia turca, tanto più viene rinsaldato per reazione un asse di cooperazione opposto e contrario, che finisce per limitare ulteriormente i margini di manovra diplomatica

a disposizione di Ankara. Una Turchia che dunque – anche in considerazione delle prospettive di possibile incremento della cooperazione energetica con Mosca, a seguito della rinuncia di quest'ultima alla costruzione del South Stream (v. § 3.1.) – più che sfruttare appieno la favorevole collocazione geografica per diversificare i flussi di importazione di gas e presentarsi come hub regionale alle porte dell'Europa, sembra al contrario approfondire la propria dipendenza dai tradizionali fornitori della risorsa e, in particolar modo, dalla Russia.

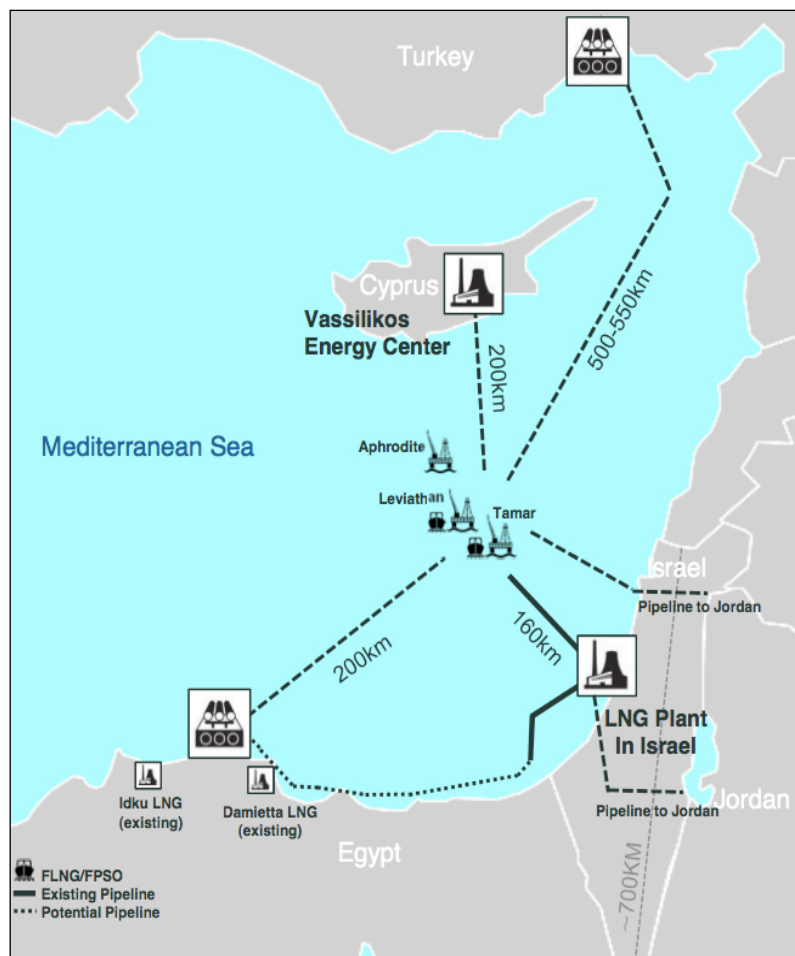
Nella fattispecie, l'atteggiamento assunto dal governo di Ankara rispetto al riconoscimento dei diritti di Cipro Nord ha finito per saldare assieme le strategie greche e cipriote con quelle di un Egitto che già nei mesi passati si era presentato ad Israele come interlocutore alternativo alla Turchia per l'acquisto e il trasporto del gas del Bacino di Levante (cfr. *Focus* n.18). Lo scorso giugno, difatti, le compagnie impegnate nel maggiore dei giacimenti scoperti nell'off-shore israeliano – Leviatano – avevano siglato un memorandum di intesa con BG per la vendita di 7 Gmc/a di gas per un periodo quindicennale da instradare verso l'impianto Gnl egiziano di Idku. Un analogo accordo è stato inoltre sottoscritto per la fornitura di gas dal giacimento israeliano di Tamara – in produzione dalla primavera 2013 – all'impianto Gnl di Damietta, di proprietà della compagnia spagnola Union Fenosa e di Eni ed attualmente fermo in ragione della diversione del gas destinato alle esportazioni verso il consumo interno egiziano.

Su questo sfondo, lo scorso 8 novembre il Presidente egiziano Abdel-Fattah al-Sissi ha ricevuto la visita dei propri omologhi greco e cipriota, Antonis Samaras e Nicos Anastasiades. A margine dell'incontro, i tre hanno siglato la cd. “Dichiarazione del Cairo”, che inaugura una collaborazione tripartita fondata, tra il resto, sulla consapevolezza “che la scoperta delle riserve energetiche del Mediterraneo orientale può servire da catalizzatore per la cooperazione regionale”. La significatività dell'incontro in relazione alla partita energetica del mediterraneo orientale deriva evidentemente dalla possibilità che, come già avvenuto nel caso di Israele, la Repubblica di Cipro possa decidere di instradare verso sud le proprie risorse energetiche. Difatti, in attesa che le trivellazioni di Eni/Kogas e Total chiariscano il reale potenziale estrattivo dell'off-shore cipriota, le relativamente modeste riserve sin qui scoperte nel giacimento di Afrodite – attorno ai 150 Gmc – non giustificerebbero la costosa costruzione di un terminale Gnl sulla costa, soluzione per le esportazioni preferita dal governo.

La più concreta possibilità di esportare il gas verso sud era stata peraltro già discussa nel corso dell'estate ed alla vigilia dell'avvio delle trivellazioni di Eni nei blocchi 2, 3 e 9 dell'off-shore cipriota. In occasione di una visita al Cairo del Ministro per l'energia Yiorgos Lakkotrypis, le parti si erano infatti confrontate tanto sulle opzioni di trasporto del gas cipriota verso l'Egitto, quanto sulla possibilità di definire un quadro regolatorio per lo sviluppo di possibili giacimenti condivisi. Inoltre, a dimostrazione della crescente intesa, a fine ottobre una visita a Nicosia dei ministri degli Esteri egiziano e greco aveva offerto l'occasione per una condanna congiunta della politica turca verso il nodo cipriota. Guardando alle più ampie dinamiche politiche regionali, il vertice tripartito del Cairo segnala invece, una volta di più, il **crescente isolamento regionale della Turchia** e la

contrapposizione sempre più frontale con l'Egitto di al-Sisi, la cui legittimità non è mai stata riconosciuta dall'esecutivo in carica ad Ankara. Al contrario, il crescente interesse degli attori regionali verso la cooperazione con il Cairo dimostra il successo dell'attuale esecutivo egiziano nell'offrire prospettive – se non garanzie – di stabilità agli investitori esteri. Significativo è, peraltro, che il dialogo con Israele non si sia interrotto nonostante la crisi israelo-palestinese della scorsa estate e il connesso scetticismo di un'ampia parte dell'opinione pubblica egiziana rispetto all'approfondimento della cooperazione bilaterale. Un atteggiamento, quello delle autorità governative egiziane, tanto più significativo se messo a paragone con la dura reazione di Ankara alle operazioni militari israeliane condotte a Gaza tra luglio ed agosto.

Fig. 19 – Le infrastrutture di trasporto israeliane esistenti e allo studio



Fonte: Delek Energy.

La nascente intesa israelo-egiziana segnala la crescente tendenza di Tel Aviv a guardare ai mercati mediorientali – piuttosto che a quelli europei – come naturale sbocco della produzione di gas dal Bacino di Levante e, in particolare, dal maxi-giacimento di Leviatano. Il giacimento, che potrebbe contenere riserve di gas pari a circa

600 Gmc, dovrebbe andare in produzione, stando alla tempistica ufficiale, a partire dal 2017. La progressiva perdita di terreno dell'opzione di trasporto del gas verso nord – via gasdotto verso la Turchia o via Gnl verso Cipro e la Grecia – sembra essere testimoniata anche dal recente avanzamento dei negoziati per l'esportazione di gas con la Giordania. Sulla base di un'intesa preliminare già raggiunta con Amman, ad inizio settembre le compagnie titolari dei diritti di sfruttamento di Leviatano – Noble Energy e Delek Drilling – hanno infatti siglato un accordo preliminare con la giordana National Electric Power Company per la fornitura quindicennale di 45 Gmc di gas. L'accordo preliminare con la compagnia giordana – i cui negoziati potrebbero concludersi già entro la fine del 2014 – si aggiunge alla menzionata intesa con BG ed all'accordo sottoscritto in gennaio con la Palestine Power Generation Company per la fornitura di 4,75 Gmc di gas in un periodo ventennale.

In attesa che vengano presentati al governo israeliano i piani di sviluppo del giacimento di Leviatano – con una scadenza fissata per novembre – resta da sciogliere definitivamente il nodo delle direttrici di esportazione, di centrale importanza tanto da un punto di vista politico quanto economico. Mentre infatti per il governo Netanyahu la scelta delle direttrici di esportazione riveste un'evidente valenza strategica, la conclusione di contratti di commercializzazione di gas potrebbe risultare determinante per sostenere gli investimenti necessari per l'*upstream*. Anche da questa angolatura, dunque, la direttrice d'esportazione verso la Turchia appare difficilmente rilanciabile nel breve periodo.

Il completamento di nuove infrastrutture di trasporto ed esportazione del gas – la prima delle quali potrebbe entrare in funzione nel 2017 – risulta determinante anche dal punto di vista strategico. Al momento, difatti, Israele può contare su un'unica infrastruttura off-shore (v. *Figura 19*) in grado di collegare i giacimenti in produzione con la terraferma ed il terminale – anch'esso l'unico attualmente in funzione – di Ashdod. Benché le infrastrutture energetiche off-shore siano pesantemente controllate dalla Marina israeliana, il rischio di attacchi terroristici rimane elevato. Un forte allarme è d'altra parte suonato nella seconda metà di agosto, quando Hamas, alla ripresa delle operazioni militari dopo un breve cessate-il-fuoco, ha dichiarato di aver per la prima volta attaccato le installazioni energetiche di Noa, in prossimità del giacimento di Mari-B e del gasdotto che collega il più rilevante giacimento di Tamar alla costa israeliana.

Sul versante della cooperazione energetica nell'area vicino e mediorientale, il trimestre appena passato ha fatto registrare un'importante **evoluzione nello scenario iracheno**. Ad inizio dicembre, infatti, **il governo di Bagdad e il governo regionale curdo (Grc) hanno siglato un accordo temporaneo sulla gestione del comparto energetico che segna un rilevante passo in avanti verso la conclusione di una vertenza che impediva il coerente sfruttamento del potenziale estrattivo del paese e generava pericolosi focolai di tensione** interni e regionali in un contesto tutt'altro che stabile. Nello specifico, l'accordo regola le esportazioni petrolifere e la divisione dei proventi delle medesime, due elementi attorno ai quali sin dal 2006 le parti avevano mantenuto posizioni apparentemente inconciliabili, determinando uno stallo negoziale che aveva spinto Erbil ad avviare attività di esplorazione e flussi di esportazione verso la Turchia al di fuori

dell'autorizzazione del governo federale – che considerava entrambi illegittimi, minacciando ritorsioni tanto verso il Grc quanto verso i suoi partner statali e privati. L'accordo ha difatti definito il volume di esportazioni petrolifere verso il terminale turco di Ceyhan – 300.000 b/g da Kirkuk e 250.000 dal Grc – attribuendone la responsabilità ad un'agenzia federale, l'Organizzazione statale per la commercializzazione del petrolio, riconoscendo così di fatto la titolarità di Bagdad a gestire le risorse energetiche nazionali. Al contempo, tuttavia, il governo federale ha accettato di riattivare i trasferimenti di budget – per una quota del 17% – al Grc, sospesi in ragione dell'avvio unilaterale delle esportazioni.

La minaccia rappresentata dall'avanzata regionale dello Stato Islamico (SI) ha certamente rappresentato un elemento decisivo nel riavvicinare le posizioni delle parti. L'accordo di dicembre rappresenta infatti per Bagdad un utile strumento attraverso il quale dare nuova linfa ad entrate statali che, ridimensionate dal crollo delle quotazioni del petrolio, risultano determinanti per sostenere le spese militari necessarie per contrastare le forze dello SI. D'altra parte, e a dimostrazione della stretta connessione tra l'intesa in materia energetica e la lotta allo SI, contestualmente all'accordo Bagdad e Erbil hanno definito la copertura economica – pari ad 1 miliardo di dollari – a valersi sul budget federale dei salari e degli equipaggiamenti necessari ai Peshmerga curdi per le attività militari condotte nel nord dell'Iraq.

3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI DEL GAS

3.1. CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

Il clima di tensione tra le autorità europee e la Federazione russa generato dalla crisi ucraina sembra riverberarsi sulle ulteriori direttrici d'esportazione di Gazprom verso i mercati europei, sul Corridoio Nord-Orientale, così come su quello Sud-Orientale. Guardando al primo di essi, è il sistema di gasdotti tra la Russia e lo snodo tedesco a subire, apparentemente, le ripercussioni negative della crisi in atto.

Il riferimento va, anzitutto, ai piani di ampliamento del gasdotto Nord Stream attraverso la posa di nuove linee sottomarine in grado di raddoppiare l'attuale capacità di trasporto, garantendo al gas russo nuovi sbocchi sui mercati di Gran Bretagna e Paesi Bassi. Se, difatti, tanto il governo britannico quanto BP avevano mostrato interesse verso il progetto, tali aperture sembrano oggi in dubbio, anche a seguito del parere negativo dato dalle autorità europee su un progetto che rischierebbe di accentuare la dipendenza dei consumatori europei dagli approvvigionamenti di gas russo.

Fig. 20 – Il corridoio nord-orientale e il gasdotto Opal



Fonte: Gazprom.

Ulteriore versante del confronto tra Bruxelles e Mosca riguarda la gestione del gasdotto Opal che, assieme al Nel, assicura la distribuzione del gas in arrivo al terminale di Greifswald, sulla costa tedesca del Baltico, verso i mercati regionali. Mentre il Nel provvede alla distribuzione del gas trasportato dal Nord Stream verso occidente, l'Opal, con una capacità di 36 Gmc/a, transita lungo il confine orientale della Germania per raggiungere la Repubblica ceca presso Brandov.

La vertenza russo-europea è frutto delle limitazioni imposte a Gazprom nell'utilizzo di Opal, che violerebbe la normativa comunitaria contenuta nel Terzo pacchetto sull'Energia. La normativa prevede, in particolare, che Gazprom riservi il 50% della capacità di trasporto del gasdotto a terze parti, assicurando così il rispetto della concorrenza. Nel novembre 2013 l'ente regolatore tedesco BnetzA e Gazprom – che utilizza oggi solo il restante 50% della capacità di trasporto del gasdotto – hanno richiesto ufficialmente alla Commissione l'esenzione di Opal dalla normativa del Terzo pacchetto e, dunque, la possibilità di utilizzarne la piena capacità. Una richiesta, quest'ultima, divenuta tanto più rilevante per Gazprom in ragione della possibilità di reindirizzare verso nord parte delle esportazioni di gas normalmente transitanti attraverso l'Ucraina, innanzi al rischio d'interruzione dei flussi da parte di Kiev. Più che incentivo a permettere il reindirizzamento dei flussi verso nord, lo stallo negoziale (Cfr. § 2.1.) tra Mosca e Kiev sui termini della commercializzazione del gas russo sembra aver funzionato da ostacolo alla risoluzione della vertenza Opal. Con un atteggiamento apparentemente dilatorio finalizzato a concedere ad Ucraina ed UE maggiori margini negoziali, la Commissione ha infatti più volte rimandato il pronunciamento sulla questione, già atteso in luglio e settembre e poi slittato a fine ottobre. Lo scorso mese tuttavia le autorità europee, d'accordo con BnetzA, hanno reso noto che per la necessità di chiarire “ulteriori dettagli tecnici” la decisione finale su Opal verrà resa nota solo a gennaio 2015 – a seguito della conclusione dei lavori di una nuova commissione di tecnici previsti iniziare il 1° novembre.

In attesa della decisione finale su Opal, il gasdotto Nord Stream continua a funzionare al 50% della propria capacità di trasporto massima.

3.2. CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

Sullo sfondo della inaugurazione dei lavori sul segmento più orientale del Corridoio meridionale del gas dell'Ue, il South Caucasus Pipeline tra Azerbaigian e Turchia, **prosegue, non senza difficoltà, l'iter autorizzativo del gasdotto Trans Adriatic Pipeline (Tap) in Italia – ultimo tassello mancante per l'avvio dei lavori di realizzazione dell'infrastruttura.**

A fine agosto, la commissione nazionale per la Valutazione di impatto ambientale (Via) ha dato parere favorevole alla realizzazione del gasdotto, avallandone di fatto l'area di approdo sulla costa pugliese – oggetto di scontro con le istituzioni locali – e disponendo al contempo una serie di prescrizioni finalizzate a minimizzare i rischi ambientali legati alla costruzione e operazione dell'infrastruttura. Su questa base, nonostante il **parere negativo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del**

turismo (Mibact), in settembre è giunta anche la conseguente firma del relativo decreto di rilascio della Via da parte del Ministero dell'Ambiente. Quest'ultimo atto ha aperto la strada al rilascio dell'Autorizzazione unica, che completa il processo autorizzativo dando via libera alla apertura dei cantieri. In questo contesto, l'impossibilità di raggiungere un accordo sull'Autorizzazione nel corso della Conferenza dei servizi convocata dal Ministero dello Sviluppo economico (Mise) e tenutasi a inizio dicembre – in ragione dei contrasti tra Mise e Mibact – rimette la decisione nelle mani del Consiglio dei ministri. Quest'ultimo potrebbe intervenire evitando il rischio di revisione del progetto, che comporterebbe un notevole slittamento dell'iter. Una rapida conclusione del processo autorizzativo è d'altra parte imprescindibile per rispettare una **tempistica che prevede l'avvio dei lavori nel 2016** e il loro **completamento**, coerentemente con le tempistiche degli altri segmenti del Corridoio energetico, **entro il 2019-2020**.

Nel frattempo, l'**assetto proprietario del Consorzio** deputato alla costruzione e operazione del gasdotto Tap è stato modificato, in settembre, a seguito dell'ingresso della compagnia spagnola Enagás, con una quota del 16%, e dell'aumento delle quote di Fluxys dal 16 al 19%. A cedere il proprio pacchetto azionario sono state – come già preannunciato nel corso dell'estate – la Total, in linea con la più ampia opera di razionalizzazione del portafoglio estero, ed E.On, in ragione della decisione di dismettere le attività in Italia.

TAP	
Capacità annua	10 Gmc (scalabili a 20)
A partire dal	2019
Provenienza gas	Azerbaijan
Paesi attraversati	Grecia, Albania
Paese di arrivo	Italia
Società coinvolte	Bp (20%), Socar (20%), Statoil (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%), Axpo (5%)

La cancellazione del progetto South Stream da parte russa (Cfr. infra) e la perdurante crisi russo-europea generatasi all'ombra del conflitto in Ucraina hanno **elevato l'attenzione delle cancellerie regionali sulle potenzialità di sviluppo del Corridoio meridionale del gas dell'Ue, tanto in termini di aumento delle fonti di approvvigionamento del canale energetico quanto in termini di ulteriori diramazioni dello stesso**. Da quest'ultima angolatura, ad essere oggi interessata a un aumento delle importazioni attraverso il Corridoio e a un potenziale ruolo di transito per lo stesso è anzitutto la Bulgaria, paese maggiormente colpito dalla decisione del Cremlino di rinunciare a un gasdotto che avrebbe avuto proprio in Bulgaria il proprio approdo in territorio comunitario. Secondo le stime riportate dallo stesso Ministero bulgaro dell'Economia, il South Stream avrebbe infatti portato alle casse nazionali circa 400 milioni di euro in tasse di transito – pari all'1,5% del Pil – oltre ad un afflusso di investimenti pari a circa 3 miliardi di euro e alla creazione di 2.500 posti di lavoro.

Già in occasione della partecipazione alle celebrazioni per l'inaugurazione dei lavori di realizzazione del Corridoio meridionale – e dunque prima dell'annuncio russo della

cancellazione del South Stream – il Presidente bulgaro Rosen Plevneliev aveva avanzato la proposta di creazione di una diramazione settentrionale del corridoio energetico dalla Turchia sino alla Bulgaria e potenzialmente oltre, verso i mercati rumeno e serbo. All'indomani della comunicazione di Ankara da parte di Putin – e in occasione di un vertice tenutosi a Bruxelles con la partecipazione dei paesi localizzati lungo l'asse del Corridoio meridionale del gas – la proposta bulgara ha trovato più concreta definizione attraverso una dichiarazione congiunta sottoscritta, il 9 dicembre, dai rappresentanti governativi di Bulgaria, Romania e Grecia. Prospettando la creazione di un “Corridoio verticale del gas”, la dichiarazione ha rilanciato la necessità di valorizzare le opportunità offerte dal Corridoio in vista dell'integrazione del mercato del gas europeo e della diversificazione degli approvvigionamenti. Secondo quanto riportato dalla stampa greca, il corridoio – invero già delineato in passato dai progetti di interconnessione tra Bulgaria e Grecia e tra Bulgaria e Romania – dovrebbe avere una portata di circa 5 Gmc/a. A fornire il gas lungo il corridoio verticale potrebbe essere lo stesso Azerbaigian, in linea con una Lettera d'intenti siglata a Baku tra rappresentanti di SOCAR e dell'operatore della rete di trasmissione nazionale bulgara Bulgartransgaz.

Sul versante di nuovi, potenziali contributi all'approvvigionamento del Corridoio meridionale del gas, una crescente attenzione sembra rivolgersi all'Iran, coerentemente allo spirito di quell'accordo provvisorio siglato a Ginevra nel novembre 2013 che ha instaurato tra le parti un diverso e più collaborativo clima, ed avviato quello che potrebbe rivelarsi come l'ultimo giro di negoziati – previsto concludersi tra il maggio e il giugno 2015 – in vista della risoluzione della datata vertenza sul programma nucleare di Teheran. Una prospettiva, quest'ultima, all'ombra della quale sembra tornare d'attualità il coinvolgimento del Paese nei progetti energetici europei. A far riferimento all'Iran come possibile partner per lo sviluppo del Corridoio meridionale dell'Ue sono state le stesse autorità di Bruxelles, ed in particolare la Commissione europea, in concomitanza con la decisione del Consiglio europeo di estendere per ulteriori sette mesi, e fino a tutto giugno 2015, la sospensione di parte delle sanzioni all'Iran.

In attesa che la vertenza sul nucleare possa essere chiusa e le sanzioni definitivamente ritirate, la Commissione starebbe, infatti, già valutando le possibilità di coinvolgimento dell'Iran nei piani energetici comunitari, nell'ottica di assicurare maggior diversificazione degli approvvigionamenti e di bilanciare il peso preponderante della Russia nelle importazioni di gas. D'altra parte, l'esclusione dell'Iran dai possibili fornitori dei gasdotti progettati lungo il Corridoio meridionale era stata principalmente conseguenza della ferma presa di posizione statunitense – nella fattispecie rispetto all'approvvigionamento del Nabucco, allora pilastro della strategia di diversificazione europea – accettata, non senza iniziali resistenze, tanto da parte delle compagnie energetiche quanto delle cancellerie europee interessate allo sviluppo del progetto. Oggi, tuttavia, nel diverso clima che sembra accompagnare i negoziati sul programma nucleare sono gli stessi rappresentanti della Casa Bianca a legare assieme la risoluzione della vertenza con il rilancio della cooperazione energetica lungo il Corridoio meridionale del gas dell'UE.

La normalizzazione delle relazioni tra **Teheran** e il blocco euro-atlantico e la ripresa dei flussi d'investimenti esteri verso l'Iran potrebbero permettere al paese di sfruttare appieno un **potenziale gassifero del tutto inutilizzato**, garantendo un volume di esportazioni annue comprese tra i 10 e i 20 Gmc già a partire dall'inizio del prossimo decennio – principalmente grazie allo sviluppo del maxi-giacimento di South Pars cui diverse compagnie occidentali, tra cui Eni e Total, si erano dette in passato interessate. D'altra parte, i benefici della normalizzazione in termini di output di gas aggiuntivo sarebbero ancor più evidenti nel medio e lungo periodo – tra il 2025 e il 2040 – quando l'Iran, secondo la Iea, potrebbe arrivare a produrre circa 110 Gmc/a di gas aggiuntivi. Attualmente l'Iran, che conserva secondo BP le più ampie riserve di gas su scala mondiale (18,2% del totale), riesce invece a malapena a bilanciare produzione e consumi, necessitando in alcuni periodi dell'anno di ricorrere a importazioni dal vicino Turkmenistan.

Segnali che il nuovo clima generatosi attorno ai negoziati con l'Iran stia dischiudendo nuove possibilità di cooperazione regionale sono giunti anche dalla importante visita condotta dal presidente iraniano Hassan Rouhani, a inizio novembre, in Azerbaijan – che, assieme alla Turchia, rappresenta uno dei possibili territori di transito del gas iraniano verso i mercati europei.

Le prospettive di sviluppo del corridoio di approvvigionamento di gas dall'Europa sud-orientale sono radicalmente cambiate in ragione della decisione delle autorità russe di cancellare il progetto South Stream, da circa un decennio pilastro – assieme al Nord Stream – dei piani di espansione commerciale di Gazprom nel continente. La decisione è stata comunicata dallo stesso Vladimir Putin lo scorso 1° dicembre, in occasione di una visita condotta ad Ankara e alla presenza del Presidente turco Erdoğan. Lungi dal rappresentare la fine dei progetti di Gazprom lungo il corridoio sud-orientale, **la cancellazione del progetto South Stream coincide con la promozione di un nuovo e non meglio definito progetto infrastrutturale lungo l'asse russo-turco**. In base a quanto sin qui dichiarato dalle autorità governative e dai vertici di Gazprom, il nuovo progetto infrastrutturale avrà una capacità annua pari a quella del South Stream (63 Gmc/a) e, dopo un tratto *off-shore* nel Mar Nero, raggiungerà

SOUTH STREAM	
Capacità annua	63 Gmc
A partire dal	2015
Provenienza gas	Russia
Paesi attraversati	Bulgaria, Serbia, Ungheria, Slovenia
Paese di arrivo	Italia, Austria
Società coinvolte: <i>off-shore</i>	Gazprom (50%), Eni (20%), Wintershall (15%), EDF (15%)
SS Bulgaria	Gazprom (50%), Bulgarian Energy Holding (50%)
SS Serbia	Gazprom (51%), Srbijagas (49%)
SS Ungheria	Gazprom (50%), Hungarian Development Bank MFB (50%)
SS Slovenia	Gazprom (50%), Plinovodi (50%)
SS Austria	Gazprom (50%), OMV (50%)
SS Grecia	Gazprom (50%), DESFA (50%)

il confine tra Turchia e Grecia, dove il gas potrà essere commercializzato ad acquirenti europei.

L'unica motivazione alla base della decisione di rinunciare alla costruzione del South Stream citata da Putin è stato l'atteggiamento ostruzionistico della Bulgaria.

Il presidente russo ha fatto cioè riferimento alla mancata concessione dei diritti di transito da parte di Sofia e, più in generale, alla decisione del governo bulgaro di congelare la realizzazione del gasdotto a seguito della richiesta giunta dalla Commissione europea nel corso della scorsa estate. Dietro l'atteggiamento della Bulgaria risiede dunque una delle principali motivazioni alla base della decisione di cancellare il progetto South Stream, rappresentata dalla contrarietà alla normativa europea degli assetti proprietari predisposti per la tratta *on-shore* del gasdotto e dal rifiuto della Commissione europea di garantire ad esso – come già fatto per altri progetti ritenuti di interesse europeo – l'esenzione dalle previsioni del Terzo pacchetto sull'energia in tema di *unbundling* tra i fornitori di gas e i proprietari delle infrastrutture e di garanzia di accesso a terzi al sistema di trasmissione e distribuzione.

Tuttavia, **al di là della difficilmente risolvibile vertenza russo-europea, la cancellazione del South Stream appare legata agli elevati costi di realizzazione dell'infrastruttura**, tanto più difficili da sostenere in ragione della incertezza sulla domanda europea di gas, del crollo dei prezzi degli idrocarburi e della difficile fase di crisi economica che la Russia sta attraversando. Secondo le stime più accreditate, i costi di realizzazione del South Stream sarebbero ammontati a una cifra vicina ai 25 miliardi di euro – senza considerare i costi necessari all'adeguamento della rete russa in funzione del trasporto dei 63 Gmc/a di gas verso i terminali russi sul Mar Nero.

Quali che siano state le cause della decisione di abbandonare il progetto South Stream, **gli stessi obiettivi di lungo periodo del progetto infrastrutturale – potenziamento della capacità d'esportazione verso l'Europa centro-meridionale e aggiramento del transito attraverso il territorio di un'Ucraina non ritenuta partner affidabile – sarebbero adesso destinati ad essere perseguiti attraverso il rafforzamento dell'asse di cooperazione energetica tra Russia e Turchia.** In attesa che vengano chiariti i contorni del progetto – dal punto d'ingresso in Turchia sino al trasporto del gas in eventuali tratte *on-shore* – appare comunque difficile che lo stesso possa aspirare a trasportare un volume di gas pari a quello inizialmente immaginato per il South Stream. A contraddire tale prospettiva ci sarebbe difatti una rete di connessioni intra-europee attualmente non adatta al trasporto del gas dai confini occidentali della Turchia ai mercati centro-europei e, parallelamente, una domanda di gas regionale nella più vicina area balcanica insufficiente ad assorbire volumi di gas così elevati.

Anche al netto del gas che sarebbe reindirizzato verso i mercati regionali attraverso la Turchia e aggirando le infrastrutture transitanti per l'Ucraina – 18,5 Gmc/a tra Turchia, Grecia e Bulgaria (v. *Tabella 5*) – i restanti 45 Gmc/a difficilmente potrebbero fluire verso i mercati in grado di assorbirli, tanto per l'incertezza della domanda di gas quanto per mancanza d'infrastrutture d'interconnessione in grado di dare un senso al progetto di creare un *hub* del gas al confine turco-greco. Secondo stime internazionali, difatti,

l'ammodernamento e rafforzamento delle interconnessioni regionali potrebbe garantire un aumento di capacità di trasporto di gas pari a 10 Gmc/a, rilevante ma insufficiente ad assorbire i volumi della nuova versione del South Stream. Progetto la cui realizzabilità sembra dunque legata a un'infrastruttura dedicata che muova dal confine orientale dell'Unione Europea verso gli *hub* continentali, non diversamente da quanto inizialmente immaginato per il progetto Nabucco.

Tab. 5 – Esportazioni di Gazprom nell'area danubiano-balcanica (2013)

PAESE	GMC	PAESE	GMC
Austria	5,2	Ungheria	6,0
Bosnia Erzegovina	0,2	Romania	1,4
Bulgaria	2,9	Serbia	2,0
Croazia	0,2	Slovenia	0,5
Grecia	2,6	Turchia	26,7
<i>Totale area</i>	47,7	<i>Totale Europa</i>	176,2

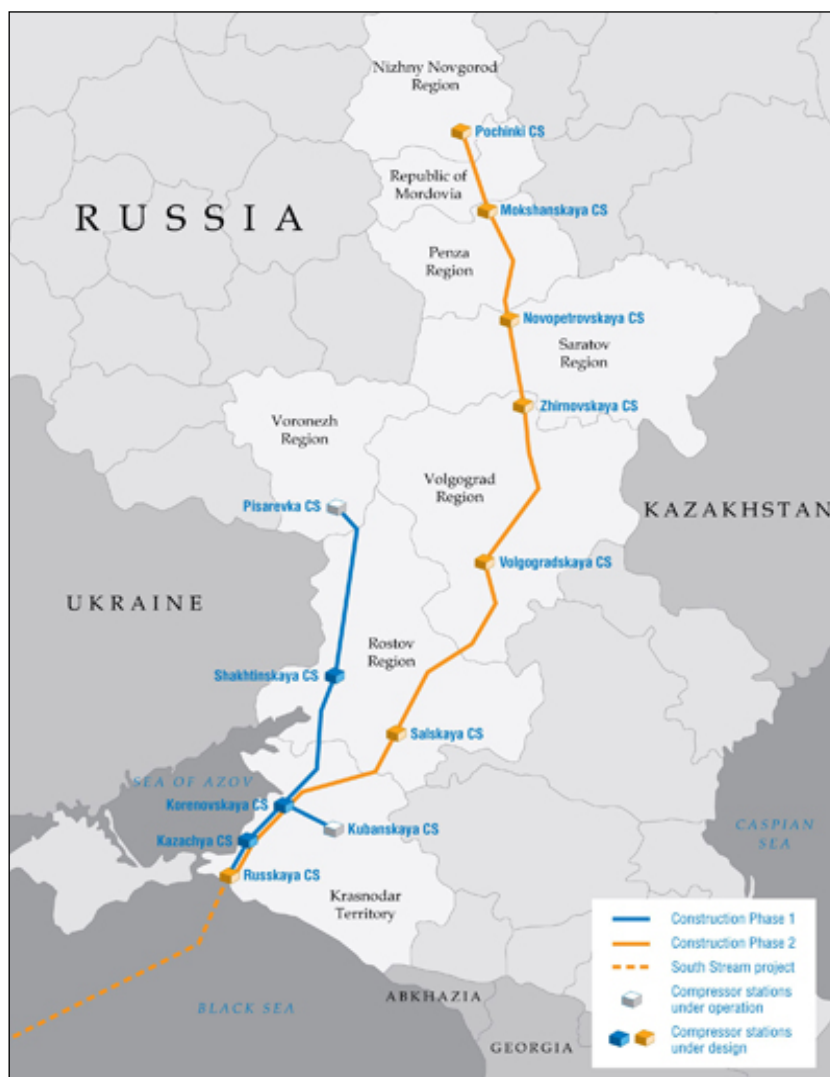
Fonte: Gazprom Export.

In questo contesto appare dunque più probabile che, capitalizzando gli investimenti già effettuati in territorio russo in vista della costruzione del South Stream, vedano la luce solo una o due delle quattro linee totali di cui dovrebbe comporsi il gasdotto sottomarino, garantendo un flusso di esportazioni massimo di 31,5 Gmc/a. Tale volume sarebbe infatti più in linea tanto con gli attuali livelli d'esportazione verso l'area turco-greco-bulgara sopra citati, quanto con la crescita della domanda di gas attesa in Turchia nel prossimo decennio. Difatti, secondo le stime del Ministero dell'Energia e delle Risorse naturali turco, la domanda annua di gas potrebbe salire dai 45,6 Gmc/a del 2013 fino a circa 65 entro il 2023. Dei 19 Gmc/a aggiuntivi di gas che la Turchia sarà chiamata a importare entro il prossimo decennio, 6 saranno garantiti attraverso il South Caucasus Pipeline sulla base degli accordi già sottoscritti con l'Azerbaijan, mentre i restanti 13 potrebbero essere acquistati anche dalla Russia, attraverso il nuovo gasdotto e attraverso il funzionamento a piena capacità del Blue Stream. A fronte di una capacità nominale di trasporto di gas pari a 16 Gmc/a, il Blue Stream ha funzionato per lungo tempo al 50-60% della propria capacità, incrementando il livello dei flussi solo di recente (13,7 Gmc/a nel 2013).

La riduzione della capacità del gasdotto sarebbe peraltro in linea con l'attuale stato di avanzamento del progetto South Stream. Sullo sfondo delle difficoltà economiche russe, la decisione di re-impostare il progetto infrastrutturale indirizzandolo verso la Turchia appare, infatti, come un modo efficace per capitalizzare gli investimenti già sostenuti da Gazprom nell'ultimo triennio – stimati a 9,4 miliardi di dollari – prevalentemente nella prospettiva di adeguare la rete nazionale russa alle nuove esigenze di esportazione attraverso il Mar Nero. La realizzazione del progetto South Stream prevedeva, infatti, in territorio russo, il completamento del cosiddetto “Corridoio meridionale”, un sistema infrastrutturale formato

da una componente orientale e da una occidentale (v. *Figura 21*) deputato a collegare il terminale di Russkaya sul Mar Nero, con la rete nazionale del gas e con i siti di produzione. Dei due tronconi del Corridoio meridionale russo, quello occidentale – tra Pisarevka e Russkaya – sarebbe in via di completamento, essendo state posate le tubature ed essendo quasi ultimato il lavoro sulle stazioni di compressione. Mentre il troncone orientale – ovvero la seconda fase di sviluppo del Corridoio – è ancora lontano dall'essere realizzato, il completamento del troncone occidentale già garantisce a Gazprom i due obiettivi centrali del progetto e le due condizioni sufficienti alla sua inaugurazione: il collegamento del Corridoio meridionale con la rete nazionale russa e i giacimenti di Yamal, da una parte, e la possibilità di reinstradare i flussi destinati al transito verso l'Ucraina, dall'altra.

Fig. 21 – Il corridoio meridionale russo



Fonte: Gazprom.

La realizzazione di un gasdotto tra le coste russe e quelle turche del Mar Nero permetterebbe dunque, in tempi relativamente brevi, di non perdere gli investimenti già

effettuati, ivi compresi quelli necessari per la già avvenuta ordinazione dei tubi necessari a costruire il primo dei quattro tronconi *off-shore* del bacino.

Se l'annuncio del nuovo progetto ha una valenza anzitutto politica – legata al rilancio di un'intesa bilaterale, quella russo-turca, che appare in crisi su altri versanti regionali che vanno dal Bacino di Levante fino alla Siria – esso tuttavia genera tensioni tra i due paesi e i rispettivi, tradizionali partner energetici. In particolare, e sul versante turco, il rilancio della cooperazione energetica con la Russia sembra invece parzialmente in contraddizione con la più consolidata partnership energetica con l'Azerbaijan che, al pari degli interlocutori europei di Gazprom, non sarebbe stato informato della decisione in anticipo. Un Azerbaijan che rappresenta per la Turchia non solo un fornitore di gas, ma anche e soprattutto un partner privilegiato nei progetti infrastrutturali messi in cantiere tra il Caspio e l'Europa meridionale attraverso lo snodo turco, un importante investitore nel comparto energetico nazionale e, infine, un distributore finale di energia nella fascia occidentale del paese. Per quanto le autorità azerbaigiane – riprendendo quanto tradizionalmente sostenuto rispetto al South Stream – abbiano ribadito che i progetti infrastrutturali russi non sono in competizione con quelli propugnati da Baku, il comune utilizzo dello snodo turco potrebbe invece rendere i due incompatibili. Incompatibili in ragione di una capacità di riesportazione dalla Grecia ancora limitata e dei programmi azerbaigiani in progressivo aumento dell'output di gas e, dunque, delle esportazioni lungo il Corridoio meridionale del gas dell'UE. D'altra parte, la partecipazione della compagnia energetica statale azerbaigiana SOCAR ai più importanti progetti di trasporto dell'area – dal gasdotto Trans-Anatolico agli impianti Gnl sulla costa egea della Turchia, dalla gestione della rete nazionale greca al Trans-Adriatic Pipeline – rende oggi Baku un interlocutore quasi obbligato per lo sviluppo di progetti lungo il corridoio energetico. Al momento, tuttavia, sembra che l'Azerbaijan non sia stato informato dei progetti russo-turchi, né abbia ricevuto – secondo quanto dichiarato da SOCAR – alcuna richiesta di utilizzo della capacità del Tanap.

In attesa, dunque, che Russia e Turchia chiariscano i contorni dei progetti infrastrutturali congiunti, resta impossibile valutare l'impatto degli stessi sulla cooperazione energetica e sul gioco diplomatico regionale. Il deciso cambio di strategia russa ha tuttavia un elevato potenziale d'impatto su entrambi questi piani, quale potenzialmente destabilizzante elemento di competizione regionale o, piuttosto, quale prezioso spunto di cooperazione multilaterale nell'area tra Mar Caspio e Mar Nero.

3.3. CORRIDOIO MEDITERRANEO

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

PARTE II - APPROFONDIMENTI

1. GLI IMPIANTI ESSENZIALI E LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

di Nicolò Rossetto (IUSS Pavia)

In un sistema liberalizzato come quello italiano la sicurezza e la continuità del servizio elettrico dovrebbero essere demandate al mercato, il quale, fornendo gli adeguati incentivi economici ai produttori di energia, dovrebbe soddisfare la domanda proveniente dagli utenti del servizio al minore costo possibile. La natura peculiare dell'energia elettrica, tuttavia, fa sì che il mercato da solo non sia in grado di generare risultati efficienti, oltreché equi, e richieda il supporto di un'importante attività di regolazione da parte delle autorità pubbliche.

In particolare, l'impossibilità di immagazzinare energia elettrica a costi contenuti, la rigidità della domanda nel breve periodo e le notevoli esternalità prodotte sulla rete dalle singole attività di generazione e trasporto causano una serie di fallimenti del mercato, che impongono all'autorità pubblica di limitare la libertà di produttori e consumatori, introducendo in capo ad essi alcuni obblighi e "regimi speciali".

In Italia un esempio di questi interventi autoritativi è rappresentato dal regime cui sono sottoposte le unità di produzione considerate essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, ossia quelle "unità di produzione o di consumo che possono risultare indispensabili ai fini del dispacciamento in alcune prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico". In base alle norme stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il servizio idrico (Aeegsi), e successivamente specificate nel codice di rete, il proprietario di un'unità essenziale è limitato nella sua disponibilità dell'impianto di produzione ed è obbligato a rispettare una serie di vincoli sull'offerta di energia. Tali vincoli gli sono di volta in volta indicati dall'operatore di sistema – in Italia si tratta di Terna – e sono finalizzati a garantire un funzionamento più efficiente e sicuro del sistema elettrico. A compensazione di questa limitazione nella libertà economica, al produttore viene corrisposto un trasferimento monetario, stabilito in vario modo dall'Aeegsi e finanziato tramite le bollette degli utenti finali del sistema elettrico.

Introducendo forme di regolazione tipiche di un contesto non liberalizzato, il meccanismo delle unità essenziali genera sia benefici sia costi, i quali dovrebbe essere confrontati con altre modalità di intervento, in particolare con quelle in grado di limitare il potere di mercato di certi produttori "essenziali", come ad esempio il potenziamento della rete di trasporto dell'energia o il ricorso a contratti di fornitura interrompibile. Si tratta, a ben vedere, di un'analisi affatto semplice e dalle inevitabili implicazioni redistributive, come evidenziano gli accessi dibattiti che hanno avuto luogo in Italia nei mesi scorsi.

L'IMPORTANZA DEGLI IMPIANTI ESSENZIALI PER IL SISTEMA ELETTRICO

Nel caso dell'energia elettrica la sicurezza dell'offerta consiste nella capacità del sistema di fornire energia agli utenti finali in modo sostenibile, con un certo livello di continuità e qualità. Fattori che incidono sulla sicurezza dell'offerta di un dato sistema sono l'adeguatezza della capacità di generazione disponibile rispetto alla domanda di lungo periodo e la sua affidabilità operativa, ossia la capacità di reagire in modo flessibile agli squilibri temporanei tra domanda e offerta.

In base alla definizione appena data, si può affermare che la sicurezza di un sistema elettrico dipende in primo luogo dalla disponibilità di impianti di produzione e dalle loro caratteristiche in termini di potenza massima e minima di funzionamento, tempi di accensione, velocità di rampa, ecc. La sicurezza del sistema dipende, tuttavia, anche dalla distribuzione spaziale dei carichi di consumo e delle centrali di produzione, nonché dalla “magliatura” e dalla capacità della rete che collega gli uni agli altri⁶. Più un sistema è dotato di una buona rete di trasporto dell'energia elettrica, meno indispensabile risulta una data centrale per il funzionamento efficiente e sicuro del sistema, perché l'energia e i servizi ancillari che è in grado di offrire possono più facilmente essere sostituiti con quelli offerti da un altro impianto di generazione.

La rete elettrica, dunque, rappresenta il “luogo del mercato” per il sistema elettrico. Se questa è poco magliata o se presenta alcuni elementi con una limitata capacità di trasporto, il livello di concorrenzialità del mercato diminuisce e quei pochi impianti – o al limite quell'unico impianto – che si trovano a valle del tratto congestionato risultano in possesso di un elevato potere di mercato, perché la loro potenza risulta indispensabile per fornire l'energia alle utenze o per garantire quei servizi ancillari, che si rendessero utili per il bilanciamento in tempo reale del sistema o per la qualità del servizio, regolazione di tensione e frequenza della corrente *in primis*.

Considerando la rigidità della domanda e i possibili impatti indiretti sugli altri flussi di energia all'interno della rete, l'utilizzo di questo potere di mercato può generare un notevole aumento dei prezzi dell'energia, con conseguente perdita di benessere per gli utenti. Inoltre, e forse questa è la cosa più grave, sono possibili un aumento dei costi di erogazione del servizio per via dell'uso non ottimale delle risorse del sistema e una mancata copertura di alcuni carichi a seguito di una rapida variazione dello stato del sistema⁷. Al fine di limitare la rendita dei produttori localizzati in aree congestionate della rete e di minimizzare il rischio di non coprire la domanda di energia o di non garantirne una fornitura qualitativamente

⁶ Una rete si dice magliata se è possibile passare per due punti attraverso una pluralità di percorsi chiusi diversi. In presenza di reti elettriche magliate, i flussi fisici di energia non seguono necessariamente i percorsi stabiliti dagli accordi commerciali, ma dipendono dalle condizioni complessive del sistema. Questo giustifica l'esistenza di forti esternalità connesse all'immissione e al prelievo di energia dalla rete.

⁷ Un impianto che possiede un elevato potere di mercato in una certa area mal collegata al resto del sistema potrebbe trovare conveniente limitare l'offerta di energia in certi orari e tenere spente alcune unità di produzione. In presenza di un rapido aumento della domanda nell'area, la centrale potrebbe non avere l'adeguata velocità di rampa per seguire il carico e l'operatore di sistema potrebbe essere costretto a staccare dalla rete alcuni carichi al fine di preservare la stabilità complessiva del sistema.

adeguata, le autorità che regolano il settore elettrico – in Italia l'Aeegsi – intervengono imponendo agli impianti essenziali una serie di vicoli e obblighi speciali.

Questi obblighi si traducono essenzialmente nel mantenere operativa l'unità di produzione soggetta al regime di essenzialità e nell'offrire, nelle ore rilevanti comunicate dall'operatore del sistema elettrico, un certo ammontare minimo o massimo di energia a un dato prezzo, eventualmente nullo. Nelle ore rilevanti il proprietario dell'unità non può perciò comportarsi in modo strategico al fine di massimizzare il proprio profitto, ma deve procurare all'operatore del sistema l'energia di cui questo ha bisogno per far funzionare al meglio la rete elettrica. I costi che il produttore non riesce eventualmente a coprire grazie alla valorizzazione sui mercati elettrici dell'energia ceduta gli sono riconosciuti successivamente secondo criteri amministrativi, grazie a un corrispettivo prelevato dagli utenti finali⁸.

Sebbene in generale l'asservimento al regime delle unità essenziali possa rappresentare un danno per il produttore di energia, in quanto egli si vede limitata la propria libertà economica e la possibilità di estrarre profitti dal mercato elettrico, non va dimenticato che in alcune circostanze l'asservimento può avere risvolti economici positivi. Questo può accadere, ad esempio, quando i costi riconosciuti dall'autorità di regolazione siano superiori ai costi variabili effettivamente sostenuti dal produttore asservito nonché all'ammortamento del capitale investito, per cui il produttore riesce, nonostante l'asservimento, a realizzare un qualche profitto. Tuttavia, risvolti positivi per il produttore si hanno soprattutto nel caso in cui l'impianto in oggetto sia stato ormai ammortizzato e risulti obsoleto dal punto di vista tecnologico ed economico. In questo caso, il produttore può trovare conveniente la remunerazione amministrata che gli spetta per il solo fatto di mantenere disponibile l'impianto, impianto che altrimenti gli converrebbe chiudere essendo per lui difficile fare offerte economicamente competitive sul mercato elettrico⁹.

Quest'ultima ipotesi giustifica le domande d'inserimento nella lista degli impianti essenziali che talvolta i produttori fanno nei confronti dell'operatore di sistema. In Italia il caso più recente a riguardo è quello della centrale a olio combustibile di Ottana in provincia di Nuoro, ma considerazioni simili si potrebbero fare per la centrale di Acea a Montemartini (Roma) e per altri impianti datati e di piccole dimensioni, i quali non potrebbero più essere economicamente sostenibili nel caso in cui dovessero coprire i costi esclusivamente attraverso la libera partecipazione al mercato elettrico.

⁸ In un sistema liberalizzato esistono tipicamente più mercati elettrici. In particolare, al mercato del giorno prima si susseguono il mercato infragiornaliero e il mercato per i servizi di dispacciamento.

⁹ La non competitività di questi impianti è spesso dovuta alla loro piccola taglia, che non permette lo sfruttamento delle economie di scala che la tecnologia in questione garantirebbe, oppure al combustibile adoperato, usualmente olio combustibile o carbone, che può non essere più economico, anche in virtù delle sempre più stringenti norme ambientali che impongono l'abbattimento delle emissioni inquinanti.

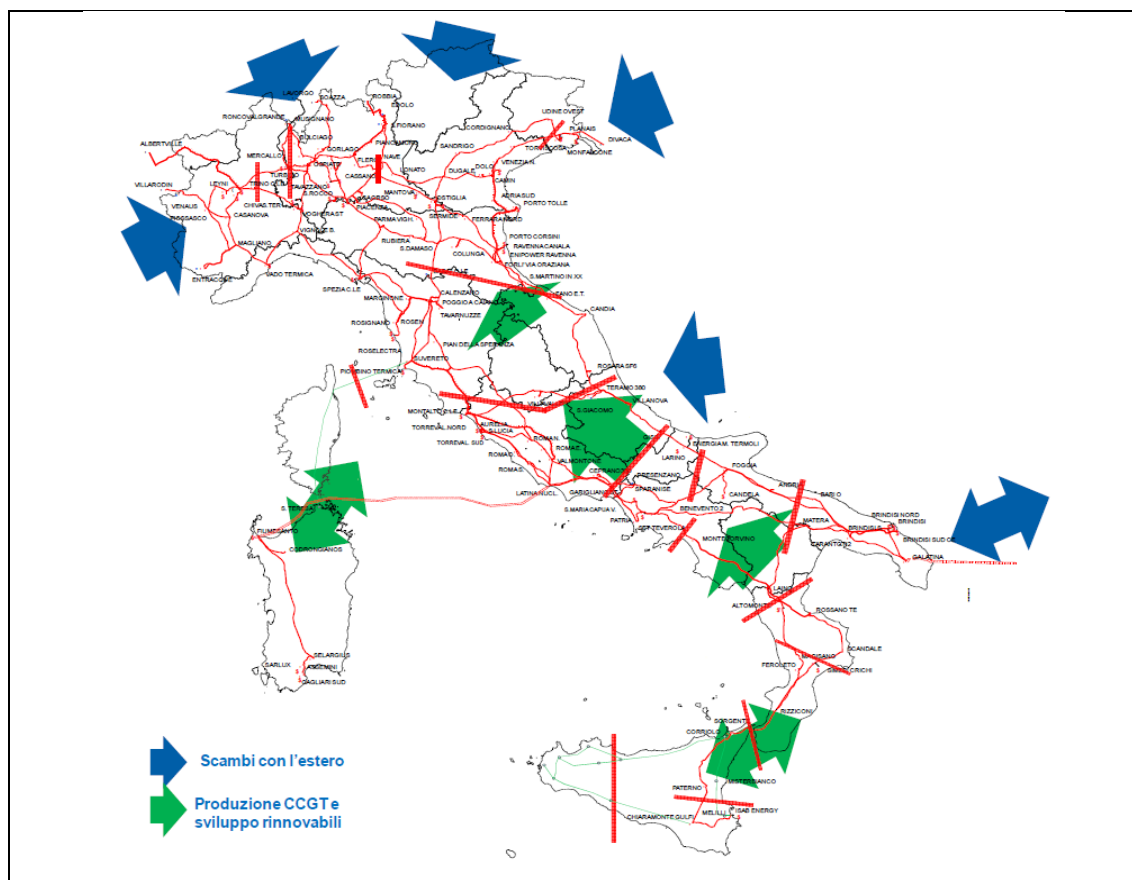
IL REGIME DEGLI IMPIANTI ESSENZIALI IN ITALIA

In Italia la disciplina sulle unità essenziali è definita dall'Allegato A della delibera Aeegsi n. 111 del 9 giugno 2006 (111/06) e sue successive modificazioni. I contenuti di tale allegato, che riguardano l'intera materia del servizio del dispacciamento elettrico, sono riportati da Terna, concessionario del servizio medesimo, nel codice di rete, dove sono indicate tutte le norme tecniche cui si devono attenere i soggetti che partecipano al mercato elettrico.

Coerentemente con tali norme, Terna, dopo aver analizzato lo stato e gli sviluppi prevedibili del sistema elettrico nazionale, pubblica ogni anno entro il 31 ottobre l'Allegato A27 al codice di rete, in cui sono riportati tutti gli impianti da considerarsi essenziali per la sicurezza del sistema elettrico nel corso dell'anno seguente.

La lista degli impianti essenziali presentata da Terna nel novembre 2014 è piuttosto lunga e ricomprende tre categorie d'impianti. La prima è quella che viene elaborata in ottemperanza all'art. 63 dell'Allegato A della delibera Aeegsi 111/06 e che riflette le esigenze di sicurezza della rete italiana, esigenze significative a causa di molti fattori, tra cui la difficile geografia del paese e l'esistenza di alcuni colli di bottiglia, aggravati anche dalla concentrazione di molta capacità di generazione in aree non ben collegate dalla rete di trasmissione nazionale.

Fig. A1 – La rete elettrica italiana e le sue sezioni critiche



Fonte: Terna.

Come evidenziato bene da Terna nel Piano di Sviluppo 2014, la rete italiana presenta delle significative congestioni tra la Sicilia e la macro-zona Sud; tra l'area di Foggia e Brindisi e la macro-zona Sud; tra la macro-zona Sud e la macro-zona Centro-Sud; tra la macro-zona Centro-Sud e la macro-zona Centro-Nord; e, infine, tra la macro-zona Centro-Sud e la Sardegna (v. *Figura A1*). Tali congestioni sono state aggravate, o addirittura create, dagli sviluppi avvenuti nel sistema elettrico italiano nel corso degli ultimi 15 anni. In particolare, in questo periodo si è assistito a uno sviluppo lento delle reti di trasmissione, soprattutto all'inizio del decennio scorso, anche a causa di lungaggini burocratiche e dell'opposizione da parte delle comunità locali, mentre nel contempo il parco di generazione elettrico si è modificato fortemente con l'installazione nel sud del paese di molta capacità di produzione sia a cicli combinati alimentati a gas sia di impianti eolici e fotovoltaici.

Nell'ambito di questo quadro generale Terna ha dichiarato essenziali 13 impianti (v. *Tabella A1*). Rispetto agli anni passati questo elenco ha subito limitati cambiamenti. Per il 2014, infatti, oltre agli impianti presenti nella Tab. A1, venivano considerate essenziali anche le centrali San Quirico (Parma), Torviscosa (Udine) e Bari, mentre non erano presenti nella lista le centrali di Milazzo e Priolo.

Tab. A1 – **Elenco degli impianti essenziali ex-art. 63, allegato A, delibera 111/06**

IMPIANTO (PROVINCIA)	UTENTE DEL DISPACCIAMENTO	POTENZA (COMBUSTIBILE)
Assemini (Cagliari)	Enel Produzione Spa	176 MW (gasolio)
Centro Energie Ferrara (Ferrara)	E.on Global Commodities	148 MW (gas naturale)
Milazzo (Messina)	Edison Trading Spa	152 MW (gas naturale)
Montemartini (Roma)	Acea Energia Holding Spa	75 MW (gasolio)
Ottana (Nuoro)	Ottana Energia Spa	140 MW (olio combustibile) + 38 MW (biomasse liquide)
Porcari (Lucca)	Axpo Italia Spa	100 MW (gas naturale)
Porto Empedocle (Agrigento)	Enel Produzione Spa	140 MW (olio combustibile o gasolio)
Portoferraio (Livorno)	Enel Produzione Spa	16 MW (gasolio)
Priolo (Siracusa)	Enel Produzione Spa	752 MW (gas naturale)
S. Filippo del Mela 150 kV (Messina)	Edipower Spa	160 MW (olio combustibile)
S. Filippo del Mela 220 kV (Messina)	Edipower Spa	800 MW (olio combustibile)
Sulcis (Carbonia-Iglesias)	Enel Produzione Spa	600 MW (olio combustibile, carbone, biomasse)
Trapani Turbogas (Trapani)	E.on Global Commodities	214 MW (gas naturale)

Un secondo gruppo di impianti essenziali è invece costituito da una serie di piccole centrali elettriche che sono necessarie ad alimentare le reti non interconnesse alla rete nazionale. Si tratta, evidentemente, di impianti localizzati sulle isole minori del paese, dalle quali dipende un numero relativamente limitato di utenze e per le quali non è di norma facile prevedere altre soluzioni al problema della sicurezza al di fuori del regime degli impianti essenziali (v. *Tabella A2*)¹⁰.

Tab. A2 – **Elenco impianti essenziali per le reti non interconnesse ai sensi della delibera ARG/elt/89/09**

Isola del territorio nazionale	Nome impianto	Proprietario
Isola del Giglio	Centrale Campese	Societa' Impianti Elettrici S.I.E. Srl
Isola di Alicudi	Alicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Capraia	Capraia - Capraia Isola	Enel Produzione Spa
Isola di Capri	Centrale elettrica di Capri	SIPPIC S.p.A.
Isola di Favignana	Impianto di Favignana	SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a.
Isola di Filicudi	Filicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Lampedusa	Centrale elettrica - Lampedusa	S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.
Isola di Levanzo	Levanzo	Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l.
Isola di Linosa	Centrale elettrica - Linosa	S.EL.I.S. Linosa S.p.A.
Isola di Lipari	Centrale SEL	Società Elettrica Liparese S.r.l.
Isola di Marettimo	Centrale elettrica - Marettimo	S.EL.I.S. Marettimo S.p.A.
Isola di Panarea	Panarea	Enel Produzione Spa
Isola di Pantelleria	Centrale elettrica - Pantelleria	S.MED.E. Pantelleria S.p.A.
Isola di Ponza	Centrale Cala dell'Acqua	Società elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Ponza	Centrale di Monte Pagliaro	Società elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Salina	S.Marina Salina	Enel Produzione Spa
Isola di Salina	Malfa	Enel Produzione Spa
Isola di Stromboli	Stromboli	Enel Produzione Spa
Isola di Stromboli	Ginostra Termoelettrico	Enel Produzione Spa
Isola di Ustica	Centrale Ustica	Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c
Isola di Ventotene	Ventotene	Enel Produzione Spa
Isola di Vulcano	Vulcano termo	Enel Produzione Spa
Isole Tremiti	Centrale "Germano Giacomo"	Germano Industrie Elettriche S.r.l.

Infine, un terzo gruppo di impianti è stato inserito nell'elenco degli impianti essenziali ai sensi dell'art. 3 dell'Allegato A della delibera Aeegsi n. 521 del 23 ottobre 2014 (521/2014), in ossequio al disposto del comma 3-bis dell'art. 23 del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, così come convertito dalla legge n. 116 dell'11 agosto 2014. Di tale lista fanno parte tutte le unità di produzione di energia elettrica presenti in Sicilia, di potenza superiore ai 50 MW e

¹⁰ Lo sviluppo di cavi sottomarini potrebbe essere una soluzione alternativa per alcune di queste isole, in particolare per quelle che si trovano relativamente vicini alla terraferma.

non alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. In aggiunta alle unità elencate nel primo gruppo, vi sono altre 9 centrali (v. *Tabella 3*).

Tab. A3 – **Elenco degli impianti essenziali ex-decreto legge 91/2014**

IMPIANTO (PROVINCIA)	UTENTE DEL DISPACCIAMENTO	POTENZA (COMBUSTIBILE)
Anapo (Siracusa)	Enel Produzione Spa	500 MW (idroelettrico)
Augusta (Siracusa)	Enel Produzione Spa	210 MW (olio combustibile)
CTE Nuce Nord (Siracusa)	Erg Power Generation Spa	400 MW (gas naturale)
Guadalami (Palermo)	Enel Produzione Spa	80 MW (idroelettrico)
GTG 101/GTG 501 (Siracusa)	Gdf Suez Energia Italia Spa	<i>n. p.</i>
Isab Energy (Siracusa)	Isab Srl	<i>n. p.</i>
Impsud (Siracusa)	Isab Srl	<i>n. p.</i>
Raffineria di Gela (Caltanissetta)	Eni Spa	100 MW (olio combustibile)
Termini Imerese (Palermo)	Enel Produzione Spa	1.340 MW (gas naturale)

Indipendentemente dal gruppo di appartenenza, gli impianti essenziali sono remunerati da Terna secondo tre diverse modalità. Senza entrare qui nel dettaglio, è sufficiente ricordare che un impianto dichiarato essenziale per la sicurezza del sistema può dare seguito ai propri obblighi:

- 1) stipulando un contratto a termine con Terna, soggetto al controllo da parte dell'Aeegsi;
- 2) chiedendo di essere ammesso alla reintegrazione dei costi di generazione per il periodo di validità dell'elenco, reintegrazione stabilita per via amministrata dall'Aeegsi;
- 3) rinunciando all'ammissione alla reintegrazione dei costi e percependo solo in caso di chiamata da Terna l'eventuale differenza positiva tra i costi di produzione riconosciuti e il ricavo ottenuto dalla cessione dell'energia sul mercato.

Indipendentemente dalle modalità scelte dai produttori assoggettati al regime di essenzialità, Terna calcola su base mensile l'ammontare dovuto agli impianti essenziali e definisce il corrispettivo unitario che deve prelevare da tutti gli utenti finali del sistema elettrico al fine di coprire tale ammontare. Negli ultimi anni il corrispettivo calcolato da Terna è andato crescendo notevolmente e ha registrato una vera e propria esplosione dopo il 2010¹¹. Infatti, se nel 2010 si trattava di una cifra molto esigua, pari a meno di 0,0001 euro per kWh

¹¹ RSE, *Energia elettrica, anatomia dei costi*, Editrice Alkes, 2014, pp. 106-121.

consumato, nel 2013 questa è risultata pari a circa 0,0012 euro per kWh¹². Una crescita, dunque, di oltre dieci volte, tanto che il gettito annuo ha superato i 400 milioni di euro ed è arrivato a rappresentare una quota importante del prelievo complessivo effettuato da Terna per il servizio di dispacciamento.

Nel 2013, infatti, il costo totale per i servizi di dispacciamento è stato di quasi 3,5 miliardi di euro, circa 500 milioni di euro in più rispetto all'anno prima e quasi un miliardo in più rispetto al 2011. Oltre ai costi per remunerare gli impianti essenziali, rientrano in questa somma i costi per i contratti di fornitura interrompibile (circa 500 milioni di euro nel 2013), il *capacity payment* (50 milioni di euro) e i costi per l'approvvigionamento di risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento (2 miliardi di euro circa, sempre nel 2013). Tra queste voci, quella che ha manifestato un maggiore aumento negli ultimi anni è proprio l'ultima, legata alla necessità per Terna di acquistare maggiori risorse per bilanciare in tempo reale la rete in presenza di una maggiore quota di produzione da fonti rinnovabili intermittenti.

IL CASO DELLA SICILIA

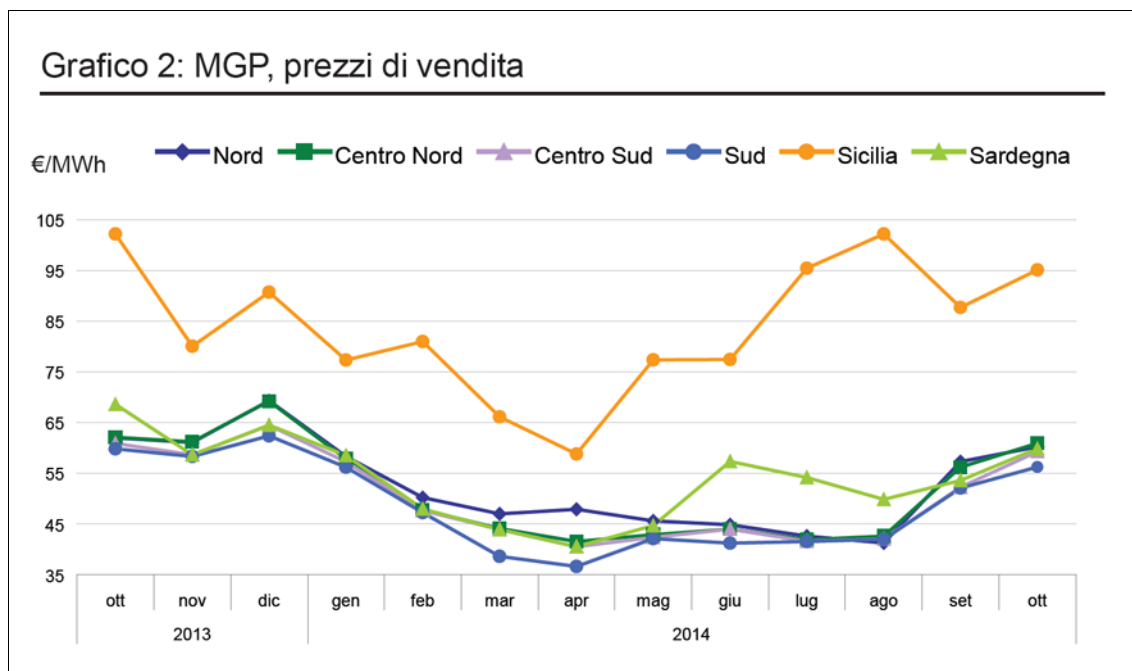
Guardando all'Allegato A27 del codice di rete si intuisce come al regime degli impianti essenziali si faccia ampio ricorso nell'Italia meridionale, in particolare in Sicilia. Anzi, a seguito del decreto legge 91 del 2014, il governo ha imposto all'Aeegsi di provvedere affinché tutte le centrali di potenza superiore ai 50 MW presenti sull'isola siano assoggettate a questo regime, con l'unica eccezione degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili.

Questo intervento piuttosto radicale è stato giustificato dal deterioramento delle condizioni di concorrenzialità del mercato elettrico siciliano e dal costo che esso genera per il sistema nazionale. Già da diversi anni, infatti, l'isola risulta insufficientemente collegata al continente – è oggi in funzione un unico cavo a 380 kV che risulta congestionato per oltre la metà del tempo – e presenta una rete non ottimale anche al suo interno, con significative criticità nel collegamento tra la parte orientale e quella occidentale. A queste carenze infrastrutturali si accompagna la presenza di impianti di generazione relativamente costosi, perché tecnicamente obsoleti e spesso alimentati da derivati del petrolio, con il risultato che il prezzo medio dell'energia fissato sul mercato del giorno prima è stabilmente più alto della media nazionale (v. *Figura A2*).

Dato che ogni prezzo zonale contribuisce alla definizione del Prezzo unico nazionale (Pun), su cui poi si calcolano le tariffe per gli utenti finali, la situazione "anomala" della Sicilia viene a causare un significativo aggravio per tutti i consumatori italiani, aggravio che il legislatore ha deciso di provare a limitare, tanto più che a seguito dei ritardi nella realizzazione del nuovo elettrodotto Sorgente-Rizziconi e dello spegnimento per ragioni ambientali di alcune unità di produzione della centrale di San Filippo del Mela, il divario tra i prezzi siciliani e quelli del continente si è ulteriormente allargato durante la primavera-estate del 2014, arrivando a circa 50 euro per MWh.

¹² Per avere un termine di paragone, il costo all'ingrosso dell'energia elettrica in questi anni in Italia si è aggirato tra 0,04 e 0,08 euro per kWh, mentre quello per gli utenti finali è fluttuato, anche a seconda della tipologia di utenza, tra 0,1 e 0,25 euro per kWh.

Fig. A2 – Andamento mensile dei prezzi zonal in Italia



Fonte: GME.

Questa dunque è la genesi del comma 3-bis dell'art. 23 del decreto legge 91/14, il quale prevede l'assoggettamento al regime di essenzialità per tutti gli impianti siciliani fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto Sorgente-Rizziconi. Questo nuovo collegamento tra la Sicilia e la Calabria dovrebbe entrare in funzione nel giugno del 2015 e dovrebbe garantire una capacità di esportazione/importazione addizionale di 2.000 MW. Unitamente al completamento di altri interventi sulle reti terrestri nella provincia di Messina, l'ultimazione dell'elettrodotto dovrebbe risolvere definitivamente il problema della congestione della rete siciliana e permettere una piena integrazione del mercato elettrico siciliano in quello della macro-zona Sud.

Il costo dell'opera è significativo – circa 700 milioni di euro – ma l'intervento dovrebbe rapidamente ripagarsi da sé grazie alla riduzione dei prezzi medi zonal dell'energia, al più efficiente uso degli impianti presenti nell'area, ivi compresi quelli a fonti rinnovabili, alla minore necessità per Terna di approvvigionarsi di risorse per il dispacciamento, e alla riduzione dei costi dovuti alle interruzioni e ai disservizi nella fornitura di energia che spesso si verificano sull'isola.

CONCLUSIONI

Le particolarità della fornitura elettrica richiedono l'adozione di obblighi e vincoli in capo ai produttori anche in un contesto di mercato liberalizzato quale è quello italiano. Allo scopo di garantire la continuità e la sicurezza del sistema elettrico, in Italia Terna può assoggettare

a un regime speciali le unità di produzione che ritiene indispensabili per la fornitura di energia sul mercato dei servizi di dispacciamento.

Il ricorso a questo regime e i suoi costi sono andati crescendo negli ultimi anni a seguito di uno sviluppo della capacità di generazione elettrica mal distribuito e dei ritardi nel potenziamento di certi tratti della rete di trasmissione. Nonostante il significativo calo della domanda aggregata di energia elettrica a partire dal 2008, alcune aree del paese sono ancora dipendenti dall'offerta di un numero ridotto di centrali, come ben testimonia il caso siciliano.

Il massiccio sviluppo della rete perseguito da Terna dopo il definitivo scorporo da Enel nel 2005 e l'introduzione nel terzo periodo regolatorio di un'adeguata incentivazione economica da parte dell'Aeegsi sta tuttavia portando ad alcuni risultati, il più brillante dei quali è probabilmente il crescente allineamento dei prezzi tra la zona Sardegna e la macrozona Centro-Sud.

L'auspicio è che il completamento dei lavori sul collegamento Sorgente-Rizziconi possa generare, al più tardi nel corso del 2016, esiti analoghi anche con riferimento alla Sicilia. Qualora ciò accadesse, è prevedibile che l'elenco degli impianti essenziali verrà progressivamente decurtato, evidentemente con tanto di risparmi aggiuntivi per gli utenti del sistema.

2. SUSSIDI ALLE RINNOVABILI: PERCHÉ È NECESSARIO CAMBIARE STRATEGIA

di Francesco Ramella* (Istituto Bruno Leoni)

DIECI ANNI DI SUSSIDI

Introdotti per la prima volta agli albori degli anni Duemila come finanziamenti in conto capitale a fondo perduto erogati dalle Regioni¹, nel 2005 con il “Primo Conto energia” gli incentivi agli impianti fotovoltaici vennero trasformati in sussidi all'esercizio con il riconoscimento di una tariffa incentivante riconosciuta per venti anni in aggiunta ai ricavi di vendita (od ai risparmi conseguiti grazie all'autoconsumo); l'anno successivo venne introdotto per i piccoli impianti il cosiddetto scambio sul posto (Ssp) ossia la possibilità di cedere l'energia non consumata alla rete e di prelevarla successivamente. Seguì, nel 2007, il Secondo Conto energia che prevedeva una differenziazione delle tariffe con riferimento alla tipologia d'installazione e introduceva limiti alla potenza incentivabile. Un ulteriore provvedimento (“Terzo conto energia”) venne emanato nel 2010 con la definizione di un obiettivo di potenza installabile pari a 8 GWp da raggiungersi entro il 2020; contemporaneamente veniva emanata la norma “salva Alcoa” che estendeva a tutti gli impianti realizzati entro il 2010 la possibilità di accedere alle tariffe precedentemente in vigore e che determinò il superamento degli 8GWp già nel 2011. Con il “Quarto conto energia” l'obiettivo nazionale per il 2020 venne pressoché triplicato e si stabilì una significativa riduzione delle tariffe incentivanti ora calcolate al netto del valore dell'energia immessa in rete. Ulteriori vincoli sono stati introdotti nel 2012 con il “Quinto Conto energia” sia con riferimento alla potenza degli impianti che potevano usufruire degli incentivi sia con la definizione di un tetto all'ammontare annuo degli incentivi di poco inferiore ai 7 miliardi di euro.

"SPALMAINCENTIVI"

Il quadro normativo di settore è stato nuovamente rivisto nella prima settimana dell'agosto 2014 quando è stato approvato il decreto legge “Competitività”. Tra le misure contenute nel decreto, quella che probabilmente ha suscitato la più forte opposizione è il cosiddetto “spalmaincentivi” che prevede una rimodulazione dei sussidi per gli operatori d'impianti fotovoltaici di grandi dimensioni (potenza installata > 200 kW). In sede di conversione, l'impianto originario – che contemplava l'allungamento del periodo d'incentivazione da 20 a 24 anni oppure una riduzione dell'incentivo pari all'8% – è stato parzialmente modificato con la previsione di tagli dei sussidi proporzionali alla potenza degli impianti, l'introduzione dell'opzione di una riduzione iniziale delle tariffe nei prossimi cinque anni compensata da

*E-mail: francesco.ramella@gmail.com

¹ C. Testa, G. Bettanini, P. Feletig, “Chi ha ucciso le rinnovabili?”, Allegato al numero 79 di *formiche*, marzo 2013.

un aumento in quelli successivi e della possibilità di cedere una quota degli incentivi a un acquirente selezionato tra i primari operatori finanziari europei.

Il provvedimento ha suscitato una dura reazione da parte degli operatori del settore e delle associazioni ambientaliste.

I primi, in particolare, hanno criticato l'instabilità del quadro normativo e la retroattività della misura, elementi che potrebbero portare ad una diminuzione degli investimenti in Italia. I secondi hanno invece puntato l'indice sul rischio che vengano a dissolversi i benefici ambientali conseguiti finora grazie agli incentivi statali.

INSTABILITÀ DEL QUADRO NORMATIVO E INVESTIMENTI

Ora, è fuori di dubbio che la stabilità del quadro normativo sia un bene prezioso e che, in generale, il perenne mutare delle “condizioni al contorno” costituisca una significativa barriera che si frappone agli investimenti esteri di cui il nostro paese è profondamente carente. Ma, nel caso specifico, probabilmente non tutto il male viene per nuocere. Se l'effetto indiretto della misura sarà prevalentemente quello di allontanare dall'Italia imprenditori non disposti a rischiare nel mercato per soddisfare la domanda dei consumatori, ma alla ricerca di facili profitti a spese dei contribuenti, l'instabilità normativa apporterebbe un beneficio aggiuntivo e non un danno. D'altra parte, la stessa introduzione dei sussidi al fotovoltaico, così come le innumerevoli altre misure d'incremento della spesa pubblica adottate nel passato, hanno a loro volta modificato l'assetto preesistente o in termini di incremento del prelievo fiscale o, come nel caso delle rinnovabili, dei costi dell'energia per produttori e consumatori.

Nel complesso, i sussidi alle energie rinnovabili pesano oggi sulle bollette elettriche (per più di due terzi a carico delle imprese) per circa 12 miliardi l'anno cifra a cui si devono aggiungere un altro paio di miliardi l'anno per indennizzare (“capacity payments”) le centrali termiche che devono stare in *stand by* per coprire i fabbisogni quando la produzione da rinnovabili cala. Come ha scritto Giorgio Ragazzi², si tratta di «un'operazione colossale, equivalente a tre punti di Iva, determinata solo da decreti ministeriali e gestita “fuori bilancio” in quanto i sussidi vengono addebitati alle bollette come “oneri generali di sistema” tramite la componente A3». Il criterio del non modificare i “diritti acquisiti” non può dunque essere considerato un vincolo assoluto: se così fosse, qualsiasi norma introdotta che comporti benefici per qualche gruppo particolare, anche la più iniqua, non potrebbe in nessun caso essere modificata. La valutazione dell'opportunità di mantenere inalterato oppure modificare l'assetto normativo, sia nel caso specifico del fotovoltaico sia in termini più generali, dovrebbe discendere prioritariamente da una valutazione nel merito della legislazione vigente. In tale ottica, una revisione del quadro normativo relativo al fotovoltaico appare opportuna. Vediamo perché.

² G. Ragazzi, “Il taglio possibile sui sussidi alle energie rinnovabili”, 2013, <http://www.lavoce.info/archives/12388/il-taglio-possibile-sui-sussidi-alle-energie-rinnovabili/>.

ESTERNALITÀ AMBIENTALI VS SUSSIDI

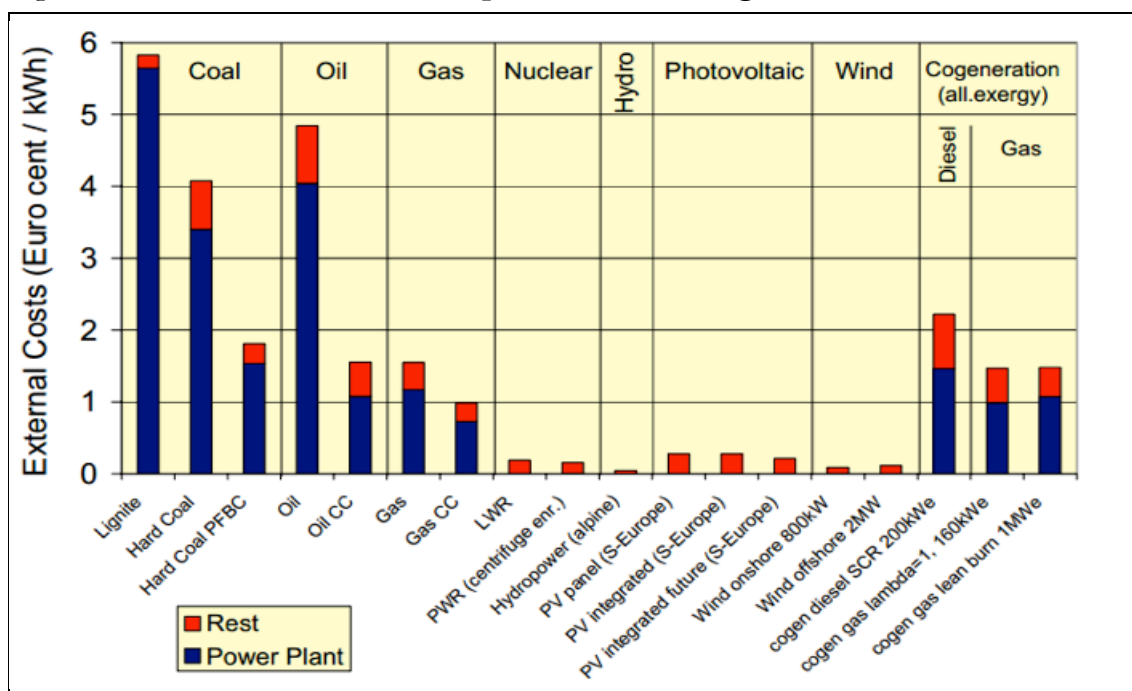
L'intervento pubblico nel settore della produzione energetica può essere giustificato in presenza di un fallimento del mercato ma solo a condizione che la regolamentazione comporti benefici superiori ai costi. Se ciò non accade, l'imperfezione del mercato potrebbe rappresentare una condizione preferibile a quella che si verrebbe a determinare a seguito di provvedimenti volti a modificare l'assetto esistente.

Nel caso della produzione di energia, l'opportunità dell'incentivazione con risorse pubbliche delle fonti rinnovabili è abitualmente ricondotta alla presenza di esternalità ambientali non internalizzate nei prezzi energetici.

Nel caso italiano (e di altri paesi europei) il bilancio fra oneri dei sussidi ed esternalità ambientali evitate è però fortemente negativo.

Assumiamo che, in assenza di sussidi, l'energia fosse stata prodotta con centrali a gas a ciclo combinato. In base a uno studio finanziato dalla Commissione europea, le esternalità ambientali complessive (comprensive dell'inquinamento atmosferico oltre che delle emissioni di CO₂) per questa modalità di produzione risultano pari a circa 1 centesimo di euro per kWh, ossia 10 euro per MWh. (v. *Figura B1*).

Fig. B1 – Costi esterni correlati alla produzione di energia elettrica



Fonte: ExternE-Pol, 2005³.

³ ExternE-Pol, "Externalities of Energy: Extension of accounting framework and policy applications", Report to the European Commission DG Research, Technological Development and Demonstration, 2005, (Contract No: ENG1- CT2002-00609), produced by ARMINES/Ecole des Mines de Paris, et al.

Secondo quanto riportato in un documento del Ceer, ovvero il Consiglio europeo dei regolatori nel campo dell'energia (tra cui la nostra Autorità per l'energia), nel 2011 l'incentivo medio per il fotovoltaico in Italia risultava pari a 367,2 €/MWh equivalente a 36 volte il valore delle esternalità evitate (v. *Figura B2*). Lo stesso incentivo è inoltre nettamente superiore a quello riservato ad altre fonti di energia rinnovabile, tra cui spicca l'eolico, con 69 €/MWh.

Alla luce di tali dati, risulta evidente come gli incentivi previsti per il fotovoltaico (così come, anche se in misura progressivamente minore, per le altre rinnovabili) non risultino essere giustificabili in termini di rapporto costi/benefici.

Anche volendo prescindere da una valutazione di efficienza, il livello di sussidio previsto per il fotovoltaico è ingiustificato in base a una valutazione costi-efficacia. Identici risultati in termini di riduzione delle emissioni avrebbero potuto essere conseguiti a un costo molto minore se si fosse puntato maggiormente sulle altre rinnovabili (o, simmetricamente, a parità di risorse si sarebbe potuto conseguire un più elevato taglio di emissioni).

Fig. B2 – Livello d'incentivazione medio per fonte

Member state	Hydro	Wind	Biomass	Biogas and waste	Photo-voltaic	Geo-thermal	Total (€/MWh)
Austria	1.13	21.55	81.12	98.20	263.64		46.49
Belgium	45.17	94.58	96.57		407.42		142.04
Czech Republic	57.21	106.77	55.58	112.98	484.17		214.16
Estonia	51.61	53.68	53.68	56.25			53.66
Finland	4.20	11.97	6.74	4.20			6.93
France	64.09	85.32	107.36	92.52	519.80		116.00
Germany	47.69	86.94	159.99	19.83	401.55	212.25	162.94
Hungary	71.78	111.48	112.97	108.77			107.33
Italy	70.30	69.00	119.90 ³⁸		367.20	80.00	153.69
Luxembourg	79.33	36.38		70.46	543.43		138.21
Netherlands	103.93	68.47	75.11	41.33	385.88		70.89
Norway		11.27					11.27
Portugal	91.36	93.50	99.99	90.34 ³⁹	342.60		97.85
Romania	59.81	65.17	63.77 ⁴⁰		78.74		64.39
Slovenia	23.47	95.38	87.24	126.76	343.07		81.05
Spain	39.02	40.94	75.11	31.26	356.76		84.80
Sweden*							21.47
UK ⁴¹	64.81	72.71	58.48	62.80	290.37		59.92

Fonte: Ceer, 2013⁴.

⁴ Ceer, "Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe", (2013), http://www.ceer.eu/portal/page/portal/eer_home/eer_publications/ceer_papers/electricity/tab2/c12-sde-33-03_res%20sr_25%20june%202013%20revised%20publication_0.pdf.

Una chiara indicazione di quanto, alle condizioni presenti, sarebbe equo subsidiare fonti energetiche rinnovabili ai fini della riduzione delle emissioni di CO₂, escludendo quindi gli inquinanti locali⁵ (5), è data dalla quotazione dei permessi di emissione del sistema europeo di scambio di quote (EU-Ets) che si attesta attualmente a 6,5 euro per tonnellata. Poiché la produzione di MWh di energia con una centrale a gas comporta emissioni di CO₂ pari a circa 0,4 t, il “prezzo giusto” per ogni MWh ottenuto da rinnovabili non dovrebbe superare i 3 euro, ossia meno di un centesimo di quanto previsto per il fotovoltaico. È inoltre importante sottolineare che quando, nel 2005, fu varato il Primo conto energia, i permessi di emissione erano quotati tra i 25 e i 30€ per tonnellata. In quel caso, dunque, il “prezzo giusto” sarebbe salito a 12-14 € – comunque meno di un ventesimo rispetto all’incentivo erogato al fotovoltaico, e oltre dieci volte superiore agli incentivi medi per MWh alle rinnovabili.

Il bilancio rimane fortemente negativo anche qualora si tenga in considerazione la riduzione del prezzo medio all'ingrosso conseguita grazie al maggiore ricorso alle fonti rinnovabili: nel caso della Germania i risparmi conseguiti sono stati stimati pari a meno di un quarto dell'ammontare complessivo dei sussidi⁶.

BENEFICI NON AMBIENTALI

L'opportunità d'incentivare le fonti rinnovabili viene da più parti sostenuta anche con riferimento alla possibilità di far crescere a livello nazionale un settore tecnologicamente avanzato. Non entreremo nel merito di tale posizione. Ci limitiamo qui a osservare come nel caso del fotovoltaico le ricadute industriali sembrano essere state finora del tutto modeste. Non vi sono, infatti, a oggi aziende italiane competitive con quelle cinesi o che dispongano di brevetti avanzati fatta eccezione per il segmento degli inverter che incide per circa il 10% del valore degli impianti⁷. Anche l'impatto in termini di occupazione risulta assai modesto⁸.

Vi è poi l'argomento della sicurezza energetica, su cui tuttavia si possono fare alcune considerazioni. La realtà degli scorsi decenni relativa al settore petrolifero sembra confermare che: a) alla “dipendenza” dei paesi consumatori si contrappone quella, altrettanto se non più forte, dei paesi produttori le cui entrate sono in larga misura correlate alla vendita del petrolio; b) l'attuazione di un embargo verso un paese risulta essere sostanzialmente inattuabile in quanto richiederebbe l'assenso di tutti gli stati a livello mondiale a non effettuare “triangolazioni” oppure l'implementazione di un blocco navale

⁵ A differenza delle emissioni di CO₂ che risultano a livello mondiale in costante crescita, le emissioni di inquinanti locali sono state significativamente ridotte negli ultimi decenni con conseguente forte miglioramento della qualità dell'aria.

⁶ Theenergycollective, “Trash, Trees, and Taxes: The Cost of Germany's Energiewende”, 2013, <http://theenergycollective.com/maxluke/274041/trash-trees-and-taxes>.

⁷ Si veda nota 1.

⁸ L. Lavecchia, C. Stagnaro, “Are green jobs real jobs? The case of Italy”, 2010, <http://mpr.ub.uni-muenchen.de/49472/>.

che impedisca lo sbarco nei porti del paese sotto embargo. Fino al recente passato, nel caso del gas naturale le “condizioni al contorno” erano diverse rispetto al caso del petrolio poiché l'approvvigionamento poteva avvenire esclusivamente tramite impianti fissi; la riduzione dei costi di liquefazione e di trasporto rende oggi anche questo settore molto meno esposto a rischi di fornitura⁹.

LA STAGNAZIONE DELLE ENERGIE “PULITE”

I sostenitori delle politiche d'incentivazione poste in essere nel recente passato evidenziano come, grazie a esse, il costo di produzione dell'energia, in particolare nel caso del fotovoltaico, si sia ridotto radicalmente e sostengono che, nell'arco di breve tempo, le rinnovabili potranno divenire competitive senza necessità di ulteriori sussidi e contribuire in misura significativa al fabbisogno energetico.

Cerchiamo innanzitutto di valutare l'impatto che i sussidi italiani hanno avuto sull'espansione del mercato delle rinnovabili. Nel 2013 in Italia la produzione da fonti rinnovabili ha rappresentato il 38% dell'energia elettrica del totale (di cui 20% da solare, eolico e geotermico) e circa il 16% dei consumi primari di energia.

Pur in presenza di tassi di crescita molto elevati, inoltre, l'attuale contributo del fotovoltaico nel mix energetico mondiale è trascurabile: esso era pari allo 0,01% della produzione a livello mondiale nel 2004 e si è attestato allo 0,17% nel 2013. Pur ipotizzando che il trend evolutivo si mantenga inalterato nei prossimi due decenni, la quota di energia prodotta tramite pannelli solari rimarrà dell'ordine di alcuni punti percentuali.

Inoltre, stando alle previsioni dell'Agenzia Internazionale dell'Energia, il fotovoltaico potrà divenire competitivo solo in segmenti molto limitati del mercato e, quindi, per competere con le altre fonti richiederà ancora nel 2035 un sussidio medio dell'ordine di 130\$/MWh¹⁰.

Più in generale, come evidenziato da R. Pielke¹¹, il contributo delle energie non fossili che era cresciuto significativamente tra il 1965 e il 1999, passando dal 6 al 13% soprattutto grazie alla crescita di nucleare e dell'idroelettrico, è rimasto sostanzialmente invariato negli ultimi quindici anni (*Figura B3*).

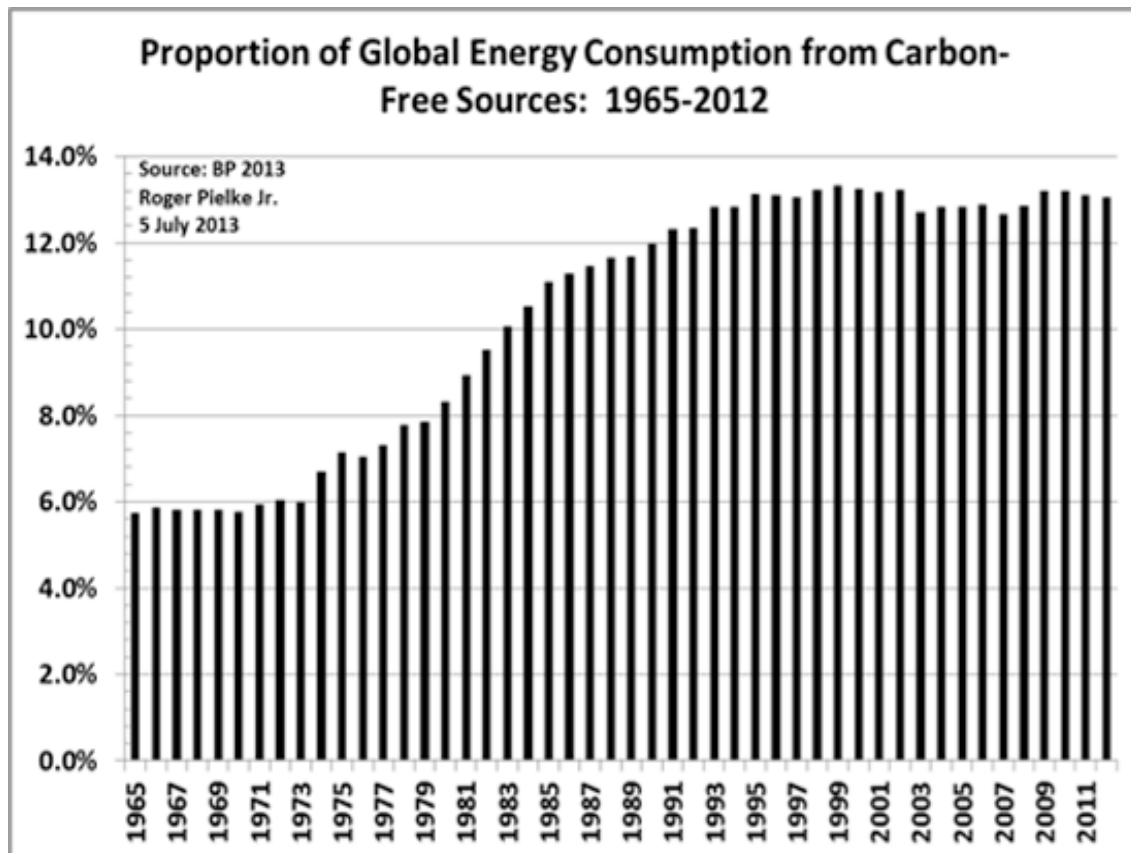
In tale arco di tempo i consumi sono cresciuti di circa 3,3 miliardi di tonnellate di petrolio equivalente, di cui solo 484 milioni pari al 14% del totale soddisfatto dalle fonti non fossili (in Cina nel 1971 le rinnovabili rappresentavano il 40% dei consumi, oggi solare ed eolico si attestano allo 0,23% del totale).

⁹ J. Taylor, P. Van Doren, “The energy security obsession”, *The Georgetown Journal of Law & Public Policy*, Summer, Vol. 6, No. 2, 2008, http://object.cato.org/sites/cato.org/files/articles/taylor_vandoren_energy_security_obsession.pdf.

¹⁰ Iea, *World energy outlook 2013 Factsheet. How will global energy markets evolve to 2035*, 2013, http://www.iea.org/media/files/WEO2013_factsheets.pdf.

¹¹ R. Pielke, “Clean energy stagnation”, 2013, <http://thebreakthrough.org/index.php/voices/roger-pielke-jr/clean-energy-stagnation>.

Fig. B3 – Quota di consumi energetici mondiali soddisfatta da energie non fossili (1965-2012)



Fonte: Pielke, 2013¹².

SUSSIDI VS. TASSE

La scelta di sussidiare e incentivare attraverso misure di regolamentazione fonti rinnovabili fino a renderle artificialmente competitive con altre forme di produzione di energia non sembrerebbe dunque essere giustificata né in termini di efficienza (i benefici sono di gran lunga inferiori ai costi) né di efficacia. Tale strategia d'intervento potrebbe essere forse giustificata nel caso in cui un governo fosse in grado di prevedere con estrema precisione il mix d'investimenti che si verrebbe a determinare in un assetto di mercato correttamente funzionante, ovvero se fosse in grado di valutare lo sviluppo tecnologico (si pensi ad esempio al caso dello shale gas), le preferenze ed i costi opportunità dei singoli consumatori. Ma il *fallimento del mercato* cui il legislatore dovrebbe porre rimedio non è determinato dal fatto che, abbandonati a loro stessi, gli imprenditori del settore

¹² Si veda nota 11.

effettuerebbero scelte errate ma dall'assenza di un segnale di prezzo che incorpori i costi esterni. Qualora tale segnale venga introdotto per il tramite della tassazione non vi è ragione che giustifichi un ulteriore intervento pubblico: non è possibile rendere più efficiente un mercato incentivando la produzione di una quota di energia che comporti maggiori costi di produzione. Si tratta, in sintesi, di definire un *level playing field*, non di scegliere il vincitore della partita.

COSA FARE?

Alla necessità di un quadro regolatorio stabile e all'inefficienza dei sussidi si affianca l'incertezza intorno alla futura portata del riscaldamento globale. Le ultime stime dell'Ipcc offrono una forbice che varia tra 0,3°C e 4,8°C entro il 2100, in funzione del livello delle emissioni ma anche della sensitività climatica.

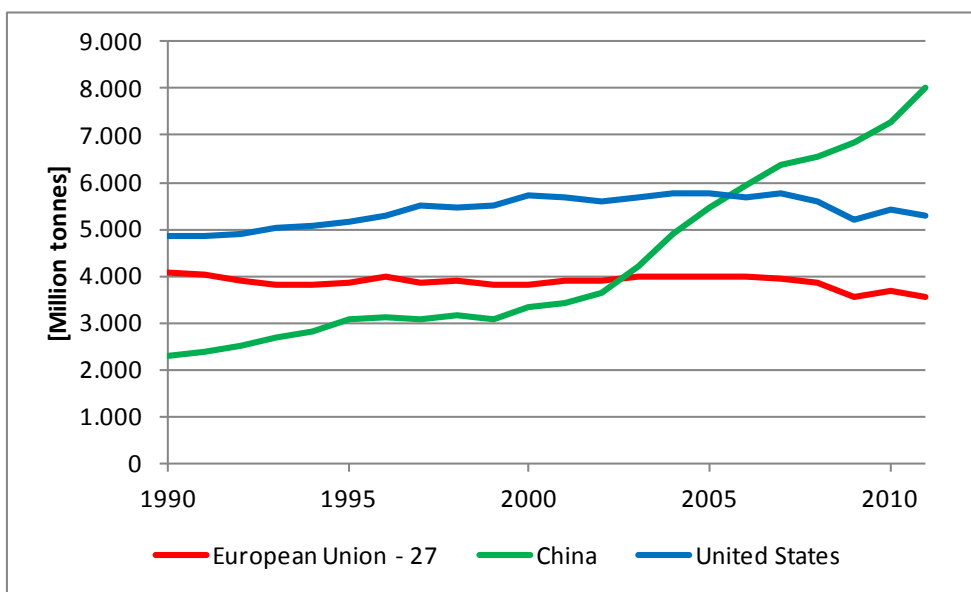
Un'alternativa preferibile, quindi, consisterebbe nell'adozione di una forma di regolazione diversa e più flessibile, per esempio tramite l'adozione di una *carbon tax* indicizzata all'evoluzione reale della temperatura della Terra¹³ abbinata alla eliminazione di ogni forma di sussidio sia alle fonti rinnovabili che a quelle fossili (questi ultimi peraltro già oggi assai meno rilevanti se rapportati alla quota di energia prodotta).

Per essere efficace tale misura dovrebbe essere implementata su scala planetaria.

Interventi di riduzione delle emissioni limitati ai paesi più sviluppati non possono infatti che avere effetti modesti sull'evoluzione complessiva a scala mondiale: l'Europa, ad esempio, era responsabile del 19% delle emissioni mondiali nel 1990, del 12% nel 2010 e, secondo le previsioni dell'Iea (International Energy Agency), nel 2030 al nostro continente sarà attribuibile solo il 7 per cento della CO₂ emessa. Inoltre, un'applicazione unilaterale di misure di riduzione dei consumi di combustibili fossili, determina un calo del prezzo degli stessi e quindi una crescita della domanda laddove non vi siano limitazioni con effetto complessivo a scala mondiale pressoché nullo.

¹³ R. McKittrick, *Climate Policy Implications of the Hiatus in Global Warming*, Fraser Institute, 2014, <http://www.fraserinstitute.org/uploadedFiles/fraser-ca/Content/research-news/research/publications/climate-policy-implications-of-the-hiatus-in-global-warming.pdf>.

Fig. B4 – Evoluzione delle emissioni di CO₂ dal 1990 al 2011



Fonte: elaborazione su dati IEA, 2013¹⁴ (12).

¹⁴ Iea, *CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2013 – Highlights*, 2013, <http://www.iea.org/media/freepublications/2013pubs/CO2HighlightsExceltables.xls>

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)
ELA - Energy Information Agency (Stati Uniti d'America)
Eni
ENTSOE – European Network of Transmission System Operators for Gas
Eurogas
Eurostat
FT – Financial Times
GIE – Gas Infrastructure Europe
GIIGNL – Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié
GME – Gestore Mercati Energetici
IEA – International Energy Agency
Il Sole 24 Ore
Interfax
Joint Organisations Data Initiative
Middle East Energy News
Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (Spagna)
Міністерство енергетики та вугільної промисловості України (Ucraina)
MSE - Ministero dello Sviluppo Economico
OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets (Regno Unito)
Oil & Gas Journal
Platts
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>