

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 15 – luglio/settembre 2013

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

luglio/settembre 2013

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda e Antonio Villafranca

Approfondimento di Veronica Venturini

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

Introduzione	3
1. Analisi comparata degli Stati europei.....	7
1.1. Italia	13
1.2. Germania.....	18
1.3. Francia	21
1.4. Regno Unito	23
1.5. Spagna.....	25
1.6. Polonia.....	27
2. Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas	29
2.1. Russia e vicini orientali.....	29
2.2. Bacino del Caspio	32
2.3. Turchia e Vicino Oriente.....	35
2.4. Nord Africa.....	43
3. Corridoi europei del gas	45
3.1. Corridoio Nord-Orientale	45
3.2. Corridoio Sud-Orientale	46
3.3. Corridoio Mediterraneo	49
Dalla Lisbon Strategy a oggi: il pacchetto 20-20-20 al 2020, obiettivi e risultati a sette anni dalla scadenza	50
L'Europa verso il 2020	50
Le Strategie di Lisbona ed Europa 2020.....	51
Il “pacchetto 20-20-20”, il “terzo pacchetto energia”, la Road Map 2050: obblighi e obiettivi.....	51
Costi e benefici degli obiettivi per l'UE e l'Italia	55
<i>Energy supply ed energy production: sfide e opportunità per l'UE</i>	58
L'Europa verso il 2020	50
Le strategie di Lisbona ed Europa 2020	51
Il “pacchetto 20-20-20”, il “terzo pacchetto energia”, la Road Map 2050: obblighi e obiettivi	51
Costi e benefici degli obiettivi per l'UE e l'Italia	55
<i>Energy supply ed energy production: sfide e opportunità per l'UE</i>	58

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

INTRODUZIONE

I primi otto mesi del 2013 hanno fatto registrare **crescenti incertezze a livello internazionale**. A creare tensioni e possibili effetti negativi sull'approvvigionamento energetico sono innanzitutto fattori politici, che compromettendo la stabilità dell'offerta possono avere ripercussioni sui paesi consumatori. Esistono inoltre elementi d'incertezza anche sul fronte della domanda, legate all'andamento delle economie dei paesi in rapido sviluppo.

Le aree interessate da crisi geopolitiche aumentano, soprattutto nel quadrante medio-orientale e nordafricano. Le conseguenze regionali del conflitto siriano sembrano infatti aumentare il rischio di un'ulteriore destabilizzazione dell'area. Gli effetti potenzialmente più rilevanti per i mercati energetici mondiali sono le possibili ricadute negative sull'**Iraq**. L'aumento della produzione petrolifera irachena attesa per il decennio in corso e per il prossimo sono infatti un elemento importante della stabilità di medio e lungo periodo del mercato petrolifero mondiale (v. *Focus* 12/2012). Un aumento dell'instabilità del paese potrebbe rallentare gli investimenti e ridurre la nuova produzione, creando un vuoto nell'offerta.

L'evoluzione della situazione in **Egitto** rappresenta l'altro grande elemento di incertezza nella regione. Se infatti la situazione appare al momento stabilizzata, il rischio di una nuova fase di crisi è ancora significativo. Il paese non è un grande produttore, ma controlla il **Canale di Suez**, uno dei principali colli di bottiglia del sistema di approvvigionamento energetico internazionale.

Nel 2012, **attraverso il canale di Suez** e il sistema di oleodotti collegato (Sumed) sono transitati 3 milioni di barili al giorno di greggio e prodotti, pari al **7% del traffico petrolifero mondiale**. A questo si è aggiunto il transito di circa 40 miliardi di metri cubi di gas trasportato da metaniere, principalmente flussi provenienti dal Qatar e diretti in Europa, pari complessivamente al **13% del traffico mondiale di GNL**.

Se a questi flussi si aggiungono quelli commerciali non energetici, la natura strategica dell'infrastruttura appare ancora più evidente, tanto da renderlo un obiettivo sensibile per attacchi terroristici di alto profilo. Il rischio è mitigato sia dall'elevato livello delle misure di sicurezza, sia dal fatto che nelle attuali condizioni politiche interne e internazionali un **attacco terroristico** al Canale potrebbe interrompere i flussi solo per un limitato periodo di tempo. Per quanto riguarda le conseguenze, un attacco al Canale avrebbe un impatto negativo sui paesi importatori non tanto per l'assenza fisica dei flussi, quanto per le pressioni al **rialzo sulle quotazioni del greggio**, che si trasmetterebbero ai derivati, alle altre fonti di energia fossile e alle materie prime in generale.

Le incertezze emerse nella prima parte del 2013 hanno riguardato in misura crescente anche i fondamentali economici che sono alla base della domanda mondiale di energia. Mentre la perdurante debolezza europea e la moderata crescita statunitense sembrano esse-

re dati acquisiti, negli ultimi mesi sono comparsi alcuni segnali di un possibile **rallentamento nella crescita dei paesi emergenti**.

In particolare, nonostante dati più positivi nel terzo trimestre, l'**economia cinese** ha fatto registrare segnali di rallentamento della crescita nei primi sei mesi del 2013, in particolare nella produzione industriale e nelle esportazioni. Sebbene la tendenza alla crescita dell'economia cinese non sia fino a ora stata messa in dubbio e le statistiche ufficiali restino positive, sono in aumento le **incertezze sulla reale sostenibilità di tassi di crescita superiori al 7%**. Tra le cause vi sarebbero la dinamica della domanda internazionale, un mercato interno non ancora pienamente sviluppato e alcune incertezze sulla stabilità del sistema bancario.

Una minore crescita nei prossimi anni si tradurrebbe in un aumento più contenuto della domanda energetica cinese. Questo a sua volta provocherebbe una riduzione dei prezzi internazionali, con conseguenze potenzialmente molto negative sulle bilance dei pagamenti e sui **conti pubblici di alcuni grandi paesi esportatori di energia**, a cominciare da Russia e paesi del Golfo (v. *Focus 13/2013*).

La **domanda cinese** ha rappresentato il **principale fattore di aumento dei consumi energetici mondiali**, ma non l'unico. Anche il fabbisogno e le importazioni delle altre grandi economie emergenti sono cresciuti in modo sostenuto nel corso del decennio passato. Tra il 2002 e il 2012, i consumi energetici indiani sono cresciuti dell'80%, quelli brasiliani del 50% e quelli sudcoreani del 33%. Nella prima parte del 2013 la crescita economica e quella della domanda energetica sono continuate, ma si sono registrati crescenti segnali di rischio.

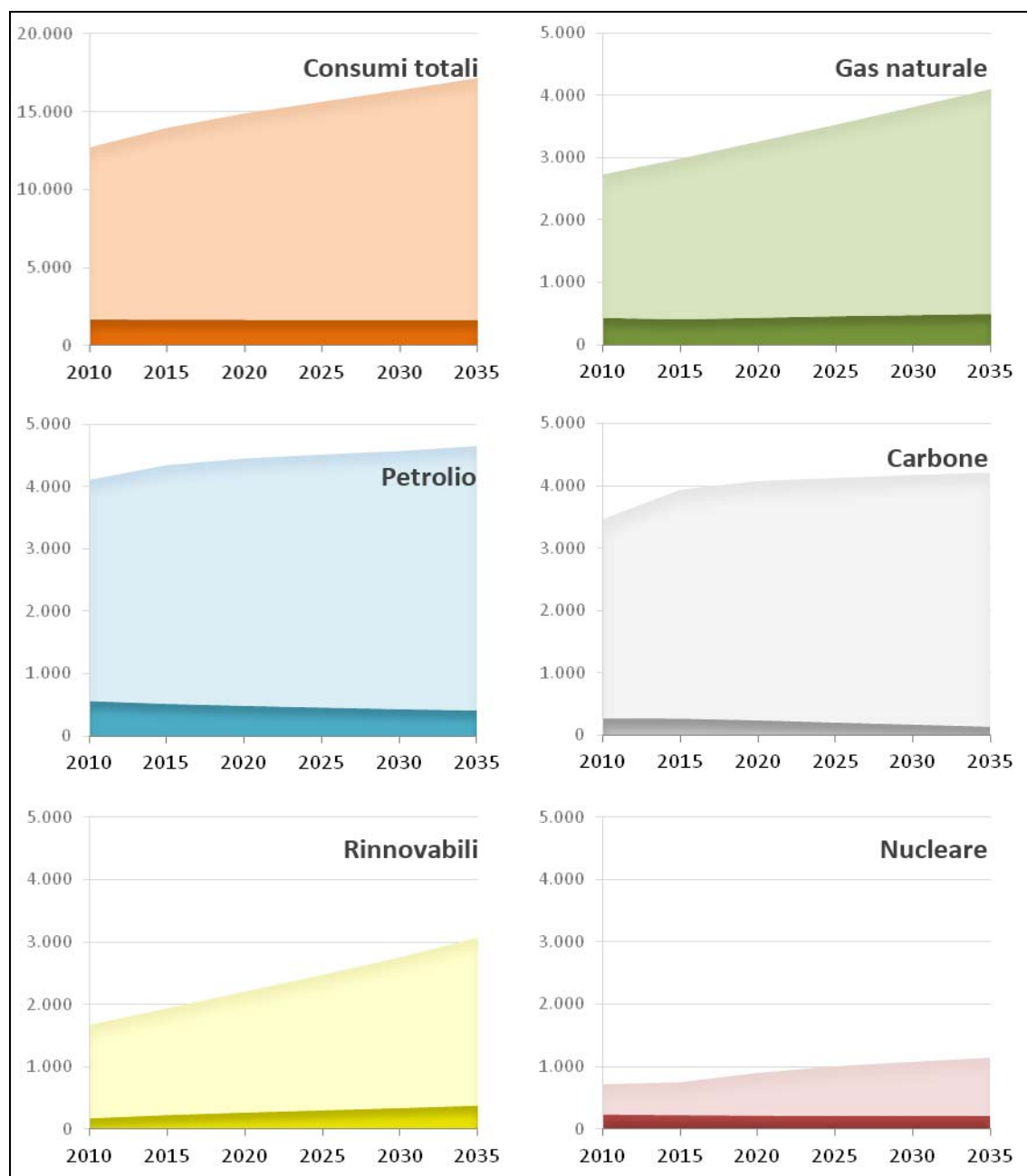
Nel caso dell'**India**, del **Brasile** e di diversi altri grandi paesi in forte sviluppo a pesare è soprattutto il cambiamento di politica monetaria statunitense, che sta determinando un deflusso di capitali da tutte le economie emergenti. Questo processo potrebbe rallentare la crescita della domanda energetica sui mercati internazionali, con effetti negativi analoghi a quelli di un rallentamento cinese. Lo stesso processo potrebbe peraltro in parte determinare un rallentamento degli investimenti in nuova capacità produttiva, mitigando gli effetti della minor domanda.

Nel caso sudcoreano a pesare è invece direttamente il ruolo della Cina quale principale mercato delle esportazioni (circa il 25%): un eventuale rallentamento cinese avrebbe dunque conseguenze negative rilevanti, per la produzione industriale e per i consumi elettrici sudcoreani. Attualmente, la **Corea del Sud** è insieme al Giappone il mercato più redditizio per il GNL, con prezzi superiori anche del 50% a quelli europei. Proseguendo una dinamica già ampiamente manifestatasi nel 2012, il differenziale di prezzo ha determinato nei primi mesi del 2013 un riorientamento dei flussi di esportazione del GNL – soprattutto qatarino – dall'Europa al mercato dell'Asia Orientale. Quest'ultimo è cresciuto nel primo trimestre fino a rappresentare il 77% del mercato mondiale (era il 70% nel 2012), mentre quello europeo si è contratto dal 21 al 15% nello stesso lasso di tempo.

Il ruolo sempre più marginale dei consumatori europei in tutti i mercati energetici mondiali è un dato acquisito da anni. Le previsioni per i prossimi decenni sono di

un'ulteriore **contrazione della quota europea sui consumi mondiali** per tutte le possibili fonti di energia, con la parziale eccezione delle rinnovabili, per le quali si prevede una lieve crescita dovuta alle stringenti politiche energetiche dell'Unione (v. *Figura 1*).

Figura 1 - **Le previsioni di consumo al 2035: in scuro l'UE, in chiaro il resto del mondo (Mtoe)**



Fonte: elaborazione su dati IEA.

In particolare, la crescita attesa dei consumi di gas naturale è costante e significativa, con una media dell'1,6% annuo, concentrata su mercati diversi da quelli europei, che invece sono attesi crescere dello 0,6%. A prescindere dal margine di errore con cui si concretizze-

ranno, queste previsioni già oggi stanno orientando le scelte d'investimento dei produttori. È il caso per esempio della nuova capacità produttiva in Asia centrale, sviluppata essenzialmente in funzione dei mercati asiatici (v. § 2.2.), con la sola eccezione dell'Azerbaijan.

La quota di mercato decrescente dei consumatori europei e il loro alto livello di dipendenza dalle importazioni rendono per loro particolarmente importante il **corretto funzionamento dei mercati energetici globali** (petrolio, carbone, GNL). In mercati liquidi e aperti infatti la molteplicità di produttori pronti a vendere sulla base di soli segnali di prezzo rende possibile per tutti i consumatori, anche quelli con quote di mercato ridotte, garantirsi gli approvvigionamenti energetici necessari pagando i prezzi correnti. Viceversa, in mercati dove i grandi consumatori esercitano potere di mercato, affiancando alle relazioni economiche quelle politiche, i paesi con quote di mercato ridotte sono costretti a pagare di più per garantirsi gli approvvigionamenti e corrono più rischi di vedersi ridurre le forniture nei momenti di crisi. Una tendenza di questo genere si è registrata nell'ultimo decennio, con alcuni paesi emergenti (tra cui la Cina) che hanno raggiunto accordi di fornitura esclusiva basati su accordi politici con importanti produttori, come il Sudan e l'Iran.

Per i paesi europei è pertanto necessario sostenere il funzionamento dei mercati, favorendo una piena partecipazione da parte di tutti i grandi consumatori mondiali. In tal senso, uno strumento particolarmente efficace sarebbe un approfondimento della **cooperazione a livello multilaterale**, a partire dall'Agenzia internazionale per l'energia.


Una parziale eccezione è rappresentata dal gas naturale trasportato via gasdotto, per il quale invece è necessario ricorrere a infrastrutture costose, che devono essere usate dalle parti coinvolte per lunghi periodi di tempo per essere economicamente vantaggiose. In questo caso, come nel recente caso del gasdotto TAP (v. § 2.2.), i rapporti politici su base bilaterale rappresentano un complemento indispensabile all'azione economica degli operatori privati.

Un altro aspetto difficile da valutare, ma con un impatto potenzialmente molto grande sulla sicurezza energetica nazionale ed europea, è quello del rischio di **attacchi informatici** che colpiscono infrastrutture energetiche critiche. L'esistenza del rischio è già stata messa in evidenza dagli attacchi subiti da alcuni grandi operatori internazionali (v. *Focus 11 e 12/2012*). Nel corso del 2013, numerose infrastrutture statunitensi sono state oggetto di sistematici tentativi di violazione. Gli attacchi non hanno creato particolari disagi alla popolazione, ma hanno alzato l'attenzione dei decisori politici e delle agenzie federali verso la questione.

Il **primo capitolo** del Focus è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas e all'evoluzione infrastrutturale dei **principali mercati europei**, con specifico riferimento alle tendenze registrate nel corso del primo semestre 2013. Il **secondo capitolo** è invece dedicato all'offerta e, nello specifico, alle politiche dei **paesi produttori** di gas naturale e dei paesi di transito dei gasdotti attualmente in funzione o in fase di progettazione/realizzazione. Il **terzo capitolo** è dedicato ai recenti sviluppi del sistema di **infrastrutture di trasporto** e alle prospettive di realizzazione di nuovi progetti. Il Focus è infine completato da un **approfondimento** dedicato alla valutazione del livello di raggiungimento degli **obiettivi europei** in materia energetica e ambientale fissati per il 2020.

1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

UNIONE EUROPEA			
Consumo di gas	469	Gmc	(2012)
Variazione annuale	- 2,2	%	(2012)
Dipendenza da import	65	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	24	%	(2012)
Capacità di generazione elettrica da gas	209.077	MW	(2012)
Quota dell'Italia sulla capacità	23	%	(2012)



Le perduranti difficoltà delle economie europee hanno continuato a condizionare negativamente i consumi energetici anche nel primo semestre 2013¹. Nonostante i segnali di un possibile miglioramento del quadro economico nel corso del secondo semestre, l'**andamento del fabbisogno energetico è rimasto debole**. La contrazione è tuttavia meno marcata rispetto al 2012, creando i presupposti per un'inversione di tendenza nei prossimi trimestri. Particolarmente significativo è il caso dei consumi elettrici, contrattisi nel primo trimestre 2013 dello 0,7%, dopo aver fatto registrare un -2,7% nell'ultimo trimestre 2012.

Un segnale positivo circa le prospettive dei consumi europei è venuto anche dagli investitori, come dimostrato dagli **avanzamenti fatti registrare negli sviluppi infrastrutturali**, dall'entrata in funzione del nuovo rigassificatore OLT in Toscana ai progressi del rigassificatore polacco di Świnoujście (v. oltre). Anche da parte russa, nonostante la sovrabbondanza di capacità di esportazione, sono arrivati nuovi segnali per la realizzazione entro il decennio, di nuove infrastrutture, rimarcando così la fiducia nelle prospettive di medio e lungo periodo dei mercati europei (v. §. 2.1. e 3.1.).

Lo sviluppo più significativo è stato tuttavia la decisione di realizzare il gasdotto **Trans Adriatic Pipeline (TAP)**, destinato a trasportare il gas azerbaigiano di Shah Deniz dal confine turco-greco fino alle coste della Puglia (v. § 1.1. e § 3.2.). Il TAP costituirà il **tratto finale del Corridoio meridionale del gas**, inserito anche tra i corridoi prioritari indicati dal regolamento 347/2013, approvato lo scorso aprile (v. *Focus 13/2013*).

Si tratta di un risultato importante per le istituzioni europee, che da anni caldeggiavano uno sviluppo integrato delle infrastrutture a livello continentale e sostengono la necessità di **diversificare l'approvvigionamento di gas**, in particolare per limitare la quota di mercato russa. Nonostante la Commissione avesse inizialmente appoggiato attivamente il gasdotto Nabucco, nelle fasi finali della competizione ha affermato l'equivalenza dei progetti in otti-

¹ Salvo dove diversamente specificato, i dati relativi ai consumi di gas sono di *Eurogas*, i dati relativi al paniere sono di *BP*. I dati relativi ai prezzi sono *Eurostat*, aggiornati al 22/08/2013 e riferiti al secondo semestre 2012. I dati relativi ai clienti residenziali si riferiscono alla classe D2, tasse incluse, della tabella [nrg_pc_202]. I dati relativi ai clienti industriali si riferiscono alla classe I4, tasse incluse, della tabella [nrg_pc_203]. I volumi di gas sono tutti uniformati a 39 MJ/mc standard.

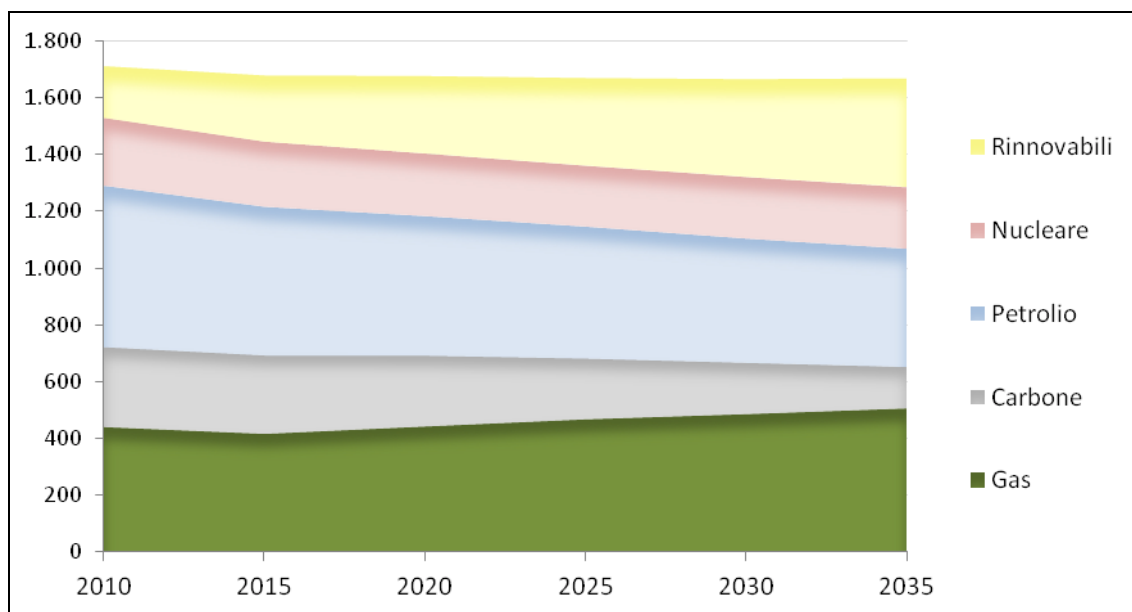
ca europea, tanto che al momento della decisione il presidente Barroso ha prontamente definito il TAP «un successo comune per l'Europa e una tappa fondamentale nel rafforzamento della sicurezza energetica della nostra Unione».

Tuttavia, sebbene l'infrastruttura comporti un rilevante aumento della sicurezza dell'approvvigionamento per l'Italia, **in prospettiva europea la capacità annua del nuovo gasdotto è sostanzialmente marginale**: 10 miliardi di metri cubi (Gmc) a fronte di consumi superiori a 450 Gmc. La sua rilevanza potrebbe sensibilmente aumentare con l'eventuale raddoppio a 20 Gmc/a previsto come opzione per il prossimo decennio, ma si tratta di una prospettiva di lungo periodo e in ogni caso non in grado di rivoluzionare il mercato europeo.

Nondimeno, per il mercato europeo la realizzazione di **TAP** rappresenta un importante **elemento di dinamismo**. Il consorzio che lo realizzerà prevede infatti la partecipazione di sette operatori di nazionalità diversa interessati a una prospettiva più ampia rispetto al solo mercato italiano. La realizzazione del progetto rappresenterà dunque un importante **banco di prova del processo d'integrazione dei mercati europei**.

Un'ulteriore conferma delle prospettive moderatamente positive circa la domanda di gas naturale in Europa viene dalle previsioni di lungo periodo della IEA, che in un quadro di stagnazione dei consumi energetici europei prevede un aumento della quota del gas nel paniere UE. A questa tendenza dovrebbe accompagnarsi un aumento della quota delle rinnovabili e una contrazione della quota dei combustibili fossili (v. *Figura 2*).

Figura 2 - **Previsione dell'evoluzione del paniere energetico UE fino al 2035 (Mtoe)**

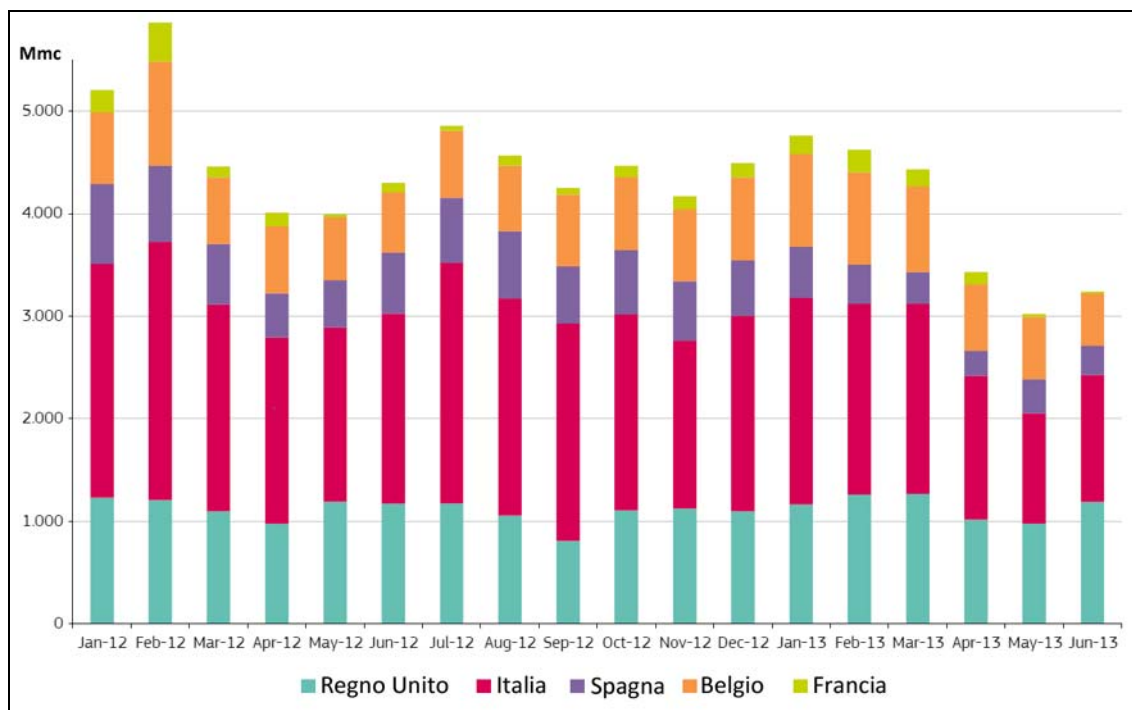


Fonte: elaborazione su dati IEA.

Il nodo centrale del futuro del mercato del gas naturale in Europa è quello della generazione elettrica. L'effetto combinato della crisi economica, dei sussidi alle rinnovabili e dei bassi prezzi del carbone ha determinato una **contrazione dei consumi per generazione**

elettrica in tutti i principali mercati europei, arrivando all'estremo del caso spagnolo, che ha fatto registrare un -42,5% nel primo semestre 2013 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (v. *Figura 3*).

Figura 3 - **Andamento dei consumi mensili di gas naturale per la generazione elettrica**



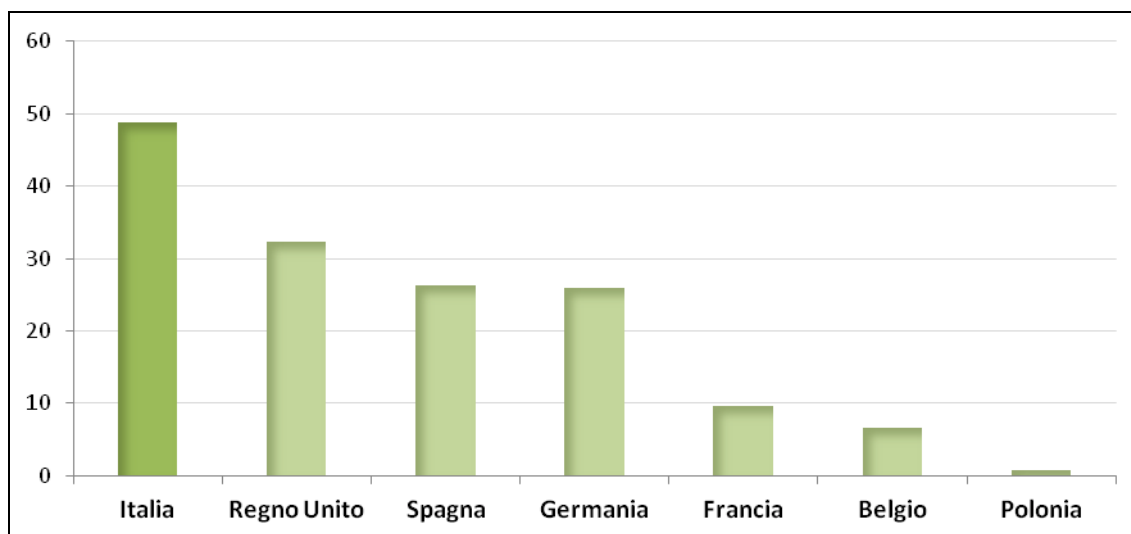
Fonte²: elaborazione su immagine CE, *Quarterly Report Report on European Gas Markets. 2013/Q2*.

La crisi dei consumi ha colpito in modo particolarmente duro gli operatori che nel decennio passato avevano investito con maggiore convinzione in nuova **capacità di generazione elettrica da gas naturale**, favoriti dal bilanciamento tra costi fissi e costi variabili degli impianti e dal ruolo che il gas naturale ha nelle strategie europee di riduzione delle emissioni climalteranti (v. *Figura 4* e *Focus 6/2011*).

Per i prossimi anni, due elementi sono destinati a creare **nuovo spazio per le centrali termoelettriche alimentate a gas naturale**. La prima è la chiusura dopo il 2015 di numerosi impianti per l'entrata in vigore di nuovi limiti alle emissioni in conseguenza della direttiva sui grandi impianti di combustione (2001/80/EC). La seconda è un possibile ridimensionamento delle misure d'incentivazione e sussidio alle rinnovabili per favorire la riduzione del costo dell'energia e dunque la ripresa economica.

² Il dato tedesco è mancante perché non comunicato a Eurostat.

Figura 4 - Capacità di generazione elettrica da gas naturale installata (2012)



Fonte: elaborazione su dati ENTSOG/GIE.

La domanda di gas naturale per la generazione elettrica è dunque destinata a recuperare almeno in parte i volumi di domanda persi nella congiuntura negativa degli ultimi anni, anche se l'entità e la tempistica del recupero sono al momento di difficile valutazione e dipendono ancora molto dai singoli contesti regolatori nazionali. In quello tedesco, in particolare (v. § 1.2.), si sta prospettando una **riduzione della capacità di generazione a gas disponibile** a causa della crescente competitività del mercato elettrico. Questo processo, se generalizzato a livello europeo, potrebbe portare a una significativa diminuzione della diversificazione e della ridondanza della capacità di generazione elettrica, con potenziali problemi di sicurezza.

Questa tendenza non sembra tuttavia al momento interessare gli altri grandi mercati europei, a parte quello olandese, dove gli operatori in difficoltà non hanno per il momento annunciato chiusure di impianti. A prescindere dalle dinamiche di mercato di breve periodo, il **gas naturale** è infatti destinato a restare un **elemento imprescindibile del paniere di generazione elettrica europeo**, nel medio e lungo periodo. Secondo le previsioni della IEA, la capacità termoelettrica installata è destinata a crescere del 50% entro il 2030, superando i 300 GW.

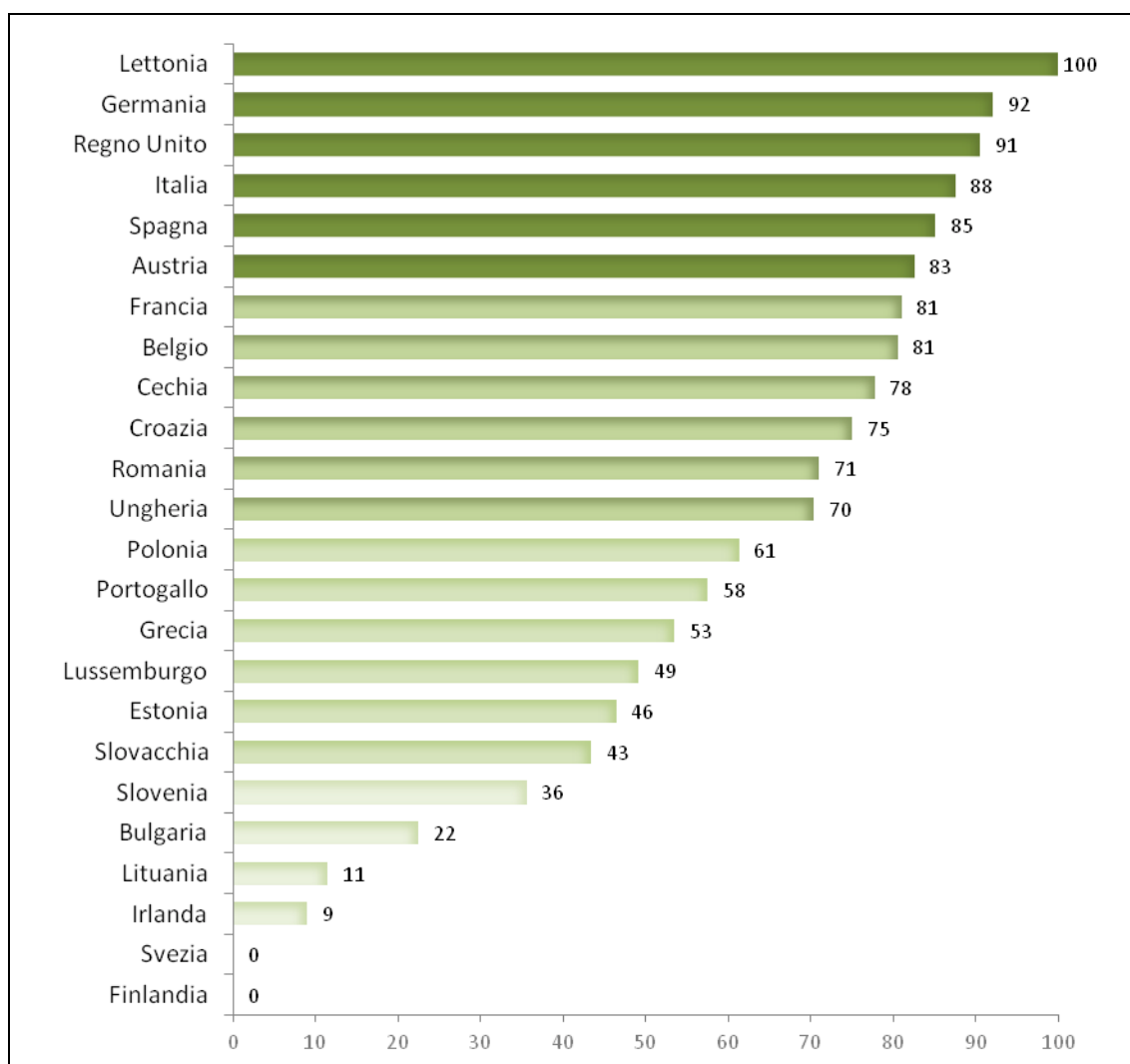
Alla base dell'attuale imprescindibilità del gas nella generazione vi sono le **caratteristiche uniche delle centrali a gas**: efficienza del processo di combustione, flessibilità di utilizzo, affidabilità, emissioni ridotte rispetto ai combustibili fossili. Proprio per queste caratteristiche, le centrali a gas sono peraltro particolarmente adatte a integrarsi con la produzione elettrica da fonti rinnovabili discontinue (fotovoltaico ed eolico) e sono dunque necessarie alle politiche europee di lungo periodo.

Il ruolo che il gas naturale è destinato a continuare a giocare nella generazione elettrica rende ancora più importante mantenere un alto livello di diversificazione degli approvvigionamenti, sia in termini di origine, sia in termini di infrastrutture di trasporto. Considerando inoltre che la produzione interna europea è destinata secondo le previsioni a decre-

scere nei prossimi decenni, i paesi europei necessitano di **nuove infrastrutture d'importazione** tra loro sostituibili in caso di emergenza.

Sebbene le crescenti interconnessioni tra le reti europee stiano aumentando sia il livello di sicurezza di ciascun paese, sia la resilienza del sistema europeo nel suo complesso, esistono ancora importanti differenze in termini di diversificazione e sicurezza. Per poter comparare la situazione dei diversi paesi europei che sono importatori netti, è possibile ricorrere a un **indicatore di sicurezza infrastrutturale**. Questo indicatore assume un valore tanto più prossimo a 100 quanto più è alto il livello di sicurezza offerto dalla diversificazione delle importazioni, dalla capacità di produzione e da quella di erogazione degli stoccaggi.

Figura 5 - **Indicatore di sicurezza infrastrutturale (2013)**



Fonte: elaborazione su dati *ENTSOG/GIE*.

In base al livello di sicurezza infrastrutturale, i paesi europei possono essere divisi in quattro gruppi, corrispondenti ai quartili³. Il primo gruppo è rappresentato dai paesi con un **alto livello di sicurezza**, ossia un **sistema di approvvigionamento diversificato**, con una buona capacità di stoccaggio. In questo gruppo vi sono quattro dei primi cinque mercati europei (Germania, Regno Unito, **Italia** e Spagna), pari al 60% dei consumi.

La sicurezza infrastrutturale del nucleo centrale della domanda europea è dunque raggiunto da un **sistema di infrastrutture nel complesso diversificato e sicuro**. Se a questo si aggiungono i mercati del secondo gruppo, rappresentati dai paesi con un livello di sicurezza infrastrutturale medio-alto, la quota cumulata di domanda raggiunta da infrastrutture diversificate è superiore all'80% del mercato europeo.

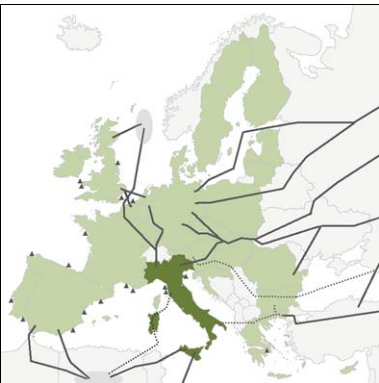
Con l'eccezione della Polonia, gli altri due gruppi sono composti da mercati di piccole dimensioni, che non hanno dunque sviluppato una domanda potenziale sufficiente a catalizzare gli investimenti infrastrutturali necessari a sviluppare la rete. Un altro fattore che accomuna buona parte dei paesi con un basso livello di sicurezza è inoltre la loro collocazione geografica nell'area dell'**Europa orientale**, il cui sistema infrastrutturale ancora risente del **retaggio sovietico**. Per questi paesi, una maggiore integrazione tra le reti europee comporterebbe un radicale aumento del livello sicurezza infrastrutturale.

Un contributo importante all'aumento della sicurezza arriverà anche dai futuri sviluppi infrastrutturali che aumenteranno la capacità d'importazione dall'esterno dell'Unione. Oltre ai grandi progetti infrastrutturali (v. § 3.), sono in questo senso rilevanti anche i piccoli progetti d'interconnessione su scala locale, come il gasdotto Iasi-Ungheni, che collegherà la Romania e la Moldavia. Dal 2015 l'infrastruttura contribuirà ad aumentare su scala regionale il livello di sicurezza con un finanziamento ridotto (26,5 milioni di euro), parzialmente coperto con fondi europei.

³ L'indicatore di sicurezza infrastrutturale di un Paese importatore è calcolato prendendo come riferimento il livello di consumo del giorno di maggior domanda della stagione invernale passata. Per ottenere l'indice si sommano: 1) la quota percentuale di produzione interna (che si considera pienamente affidabile); 2) la quota percentuale della metà della capacità massima di erogazione da stoccaggio (lo stoccaggio è interamente utilizzabile solo nella prima parte della stagione invernale; si considera la metà in via conservativa) necessaria a soddisfare la domanda interna; 3) la quota di importazione netta moltiplicata il valore del complemento a uno dell'indice di concentrazione (indice Herfindahl-Hirschman) relativo alle infrastrutture di importazione (l'indice Herfindahl-Hirschman è una delle tecniche convenzionalmente impiegate dall'IEA per valutare la sicurezza di un Paese). Quanto più un Paese importatore produce internamente, dispone di capacità di stoccaggio e importa da tanti gasdotti di piccole dimensioni (anziché da uno di grandi dimensioni), tanto più il valore è vicino a 100. La fonte è ENTSOG/GIE.

1.1. ITALIA

ITALIA			
Consumo di gas	73,4	Gmc	(2012)
Variazione annuale	- 3,8	%	(2012)
Dipendenza da import	89	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	35	%	(2012)
Capacità di generazione elettrica da gas	48.800	MW	(2012)
Indice di diversificazione	87	(alto)	(2012)



Nel corso dei **primi sette mesi del 2013**, i consumi italiani hanno fatto registrare ancora un **dato negativo, per il terzo anno consecutivo**. Rispetto allo stesso periodo del 2012, il fabbisogno si è contratto del 7%, pari a 5,5 Gmc. Determinante anche quest'anno la **flessione degli usi per generazione elettrica**, che hanno fatto registrare un calo del 23% rispetto al 2012, essenzialmente imputabile alla continua **espansione della quota delle rinnovabili sussidiate** nel paniere elettrico italiano.

La principale evoluzione del panorama energetico italiano nel corso della prima parte dell'anno è stata la scelta di realizzare il **gasdotto TAP** per portare il gas azerbaigiano sui mercati europei (v. § 3.2.). L'annuncio ufficiale è arrivato il 28 giugno, ma la notizia della scelta era già trapelata due giorni prima. L'infrastruttura è destinata a far crescere sensibilmente la capacità d'importazione, aumentando inoltre in misura significativa il livello di diversificazione dell'approvvigionamento di gas naturale e dunque la sicurezza energetica nazionale.

La **diversificazione** sarà innanzitutto rispetto al paese fornitore, consentendo infatti l'arrivo ai consumatori italiani del **gas azerbaigiano**, mai giunto finora sui mercati dell'Europa occidentale. La realizzazione del TAP consentirà inoltre di diversificare i tracciati di transito del gas, evitando sia il transito sul territorio russo, sia quello sul territorio di paesi nordafricani. Infine, il **gasdotto diversificherà ulteriormente i punti d'ingresso** sulla rete nazionale, aumentandone la resilienza e consentendo per la prima volta l'afflusso di **approvvigionamenti internazionali direttamente nell'Italia meridionale peninsulare**.

L'importanza del gasdotto per la sicurezza energetica nazionale è poi evidente se si considera la sua capacità di trasporto rispetto ai consumi nazionali: 10 miliardi di metri cubi (Gmc) all'anno a fronte di un consumo medio previsto per la fine del decennio intorno agli 80 Gmc all'anno. L'aumento di capacità d'importazione è dunque particolarmente rilevante, paragonabile per dimensioni all'impatto di un gasdotto da 60 Gmc a livello europeo.

o interruzioni di capacità d'importazione lungo altre direttrici. Dal punto di vista del rischio politico dell'approvvigionamento, la reale importanza del TAP è quella di **ridurre l'impatto della destabilizzazione in uno dei tre paesi nordafricani** primariamente coinvolti nelle forniture all'Italia (Algeria, Tunisia e Libia).

L'aumento della capacità d'importazione garantita dal TAP avrà poi un ulteriore impatto positivo sulla **concorrenzialità del mercato finale**. Portando infatti nuovi volumi a un mercato già ampiamente servito, il TAP è destinato ad aumentare la pressione concorrenziale sugli operatori già attivi, generando in teoria benefici di prezzo sui consumatori. La quantificazione dell'impatto resta tuttavia al momento non definibile con chiarezza, a causa delle incerte dinamiche di mercato, attribuibili sia all'andamento dell'economia, sia soprattutto all'evoluzione del complesso quadro regolatorio esistente.

La difficoltà nel valutare l'impatto dipende anche dal fatto che per la sua realizzazione occorrerà quasi un decennio. I **progetti** ufficiali prevedono che sia operativo a partire dal **2019**. Tuttavia, esistono diversi elementi che consentono di prevedere un **ritardo compreso tra 1 e 3 anni** nella realizzazione dell'infrastruttura.

Innanzitutto, nonostante l'annuncio ufficiale della scelta del gasdotto per il trasporto, al momento le società coinvolte nello sviluppo della seconda fase di **Shah Deniz** – da cui proverrà tutto il gas trasportato dal TAP – non hanno ancora firmato l'**accordo definitivo** relativo all'investimento. Alla base potrebbero esserci tensioni tra i soci, a partire da considerazioni relative sia alla ripartizioni degli oneri finanziari relativi all'investimento, sia alla gestione del progetto.

In secondo luogo, il TAP è solo la parte terminale di un'infrastruttura di trasporto molto più ampia ed è possibile che in fase di coordinamento emergano ritardi nel tratto di gasdotto a monte. In particolare, il **TANAP**, il gasdotto destinato ad attraversare per intero l'Anatolia e lungo 1.700 km, rappresenta una potenziale fonte di ritardo, considerando che tra l'altro non è ancora stato raggiunto nemmeno un accordo sull'esatta composizione azionaria e sul tracciato definitivo.

Infine, importanti **ragioni commerciali** potrebbero spingere per uno slittamento della tempistica di completamento del progetto. La domanda europea è al momento particolarmente debole e i tassi di crescita previsti sono abbastanza contenuti. Di conseguenza, è ipotizzabile che ci sia un interesse a ritardare l'arrivo sul mercato in attesa di una più forte domanda da parte degli operatori che devono effettuare gli impegni di acquisto.

La rete infrastrutturale italiana ha conosciuto nel corso della prima parte dell'anno un altro importante sviluppo. Il **nuovo terminale di OLT Offshore** è stato traghettato di fronte alle coste toscane a fine luglio. Il terminale è costituito da una **nave metaniera riconvertita**, che nel corso del mese di agosto è stata ancorata al fondale, 22 km al largo di Livorno. Il gas scaricato dalle metaniere è trasferito direttamente alla rete nazionale a terra attraverso una condotta posata sotto il fondale marino.

La capacità del rigassificatore è di 3,75 miliardi di metri cubi all'anno. Si tratta di un quantitativo limitato rispetto al consumo nazionale, ma che in ogni caso dà un contributo positivo alla **diversificazione dei flussi**, soprattutto perché i flussi di gas naturale liquefat-

to (GNL) possono giungere al terminale da una molteplicità di terminali di liquefazione anziché lungo un solo tracciato, come il gasdotto.

L'impatto positivo del terminale non si limita agli aspetti di sicurezza. Gli attuali prezzi internazionali del GNL sono inferiori ai prezzi del gas importato via gasdotto con contratti di lungo periodo. Questo permetterà in teoria di portare sul mercato **forniture a prezzi competitivi**, aumentando la concorrenzialità dell'offerta. L'attuale debolezza della domanda non consente di fare previsioni sul tasso di utilizzo dell'infrastruttura nelle prime fasi. Tuttavia è molto probabile che, col permanere di un eccesso di un alto livello di offerta di GNL sui mercati internazionali e con la ripresa della domanda italiana, l'infrastruttura conosca un netto aumento del suo impiego, anche in considerazione della sua relativamente bassa capacità.

Per quanto concerne la capacità di **stoccaggio**, nella stagione estiva si concentrano le iniezioni di gas per la creazione di scorte in vista della stagione invernale (v. *Focus 2/2010*). Quest'anno il processo di riempimento degli stoccaggi esistenti ha proceduto fino a luglio con un ritmo particolarmente lento, anche a causa della debole domanda da parte degli operatori.

Su circa 11 Gmc di capacità conferita, a fine luglio risultavano in giacenza 6,7 Gmc, pari al 60% del totale. La flessione della giacenza era pari a 20 punti percentuali, facendo sollevare dubbi sulla potenziale consistenza degli stoccaggi al momento dell'arrivo della stagione invernale. Grazie a un'accelerazione delle iniezioni negli stoccaggi nel corso del mese di agosto (+40%), la situazione è di fatto rientrata in condizioni di normalità. In ogni caso, la necessità di disporre di ampia capacità di stoccaggio è resa meno stringente dall'attuale debolezza della domanda. Inoltre, la ridondanza della capacità d'importazione rende meno gravi i rischi connessi a un basso livello di riempimento della capacità di stoccaggio.

La sicurezza dell'approvvigionamento italiano è peraltro destinata ad aumentare in futuro grazie al maggior livello d'**integrazione delle reti a livello europeo**, favorita anche da un quadro regolatorio uniforme e da misure in grado di spingere gli operatori ad agire in una prospettiva continentale. Particolarmente rilevanti sono le modifiche alla regolazione nazionale finalizzate all'attuazione del regolamento sulle procedure di gestione del congestionamento (2012/490/EU) (*Congestion Management Procedures*, CMP) e del codice sui meccanismi di allocazione della capacità (*Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems*, CAM). Le CMP saranno operative dall'ottobre 2013, mentre i CAM saranno in vigore dal novembre 2015. Queste misure vanno ad aggiungersi al regolamento 994/2010, che ha imposto la creazione di capacità minime di controflusso per tutti i gasdotti internazionali interni all'UE.

Nel complesso, il nuovo quadro regolatorio mira a consentire un'effettiva interconnessione non solo fisica, ma anche legale e commerciale tra i diversi mercati (*hubs*) continentali. La visione è quella di un insieme di reti sempre più collegate a formare un **mercato liquido**, in cui volumi di gas possano essere scambiati con transazioni quotidiane, in grado di garantire un'allocazione più efficiente e segnali di prezzo più chiari e uniformi.

Collegando in modo più stretto i diversi mercati, al flessibilità del sistema infrastrutturale aumenta e cresce dunque il livello di sicurezza energetica. Questo processo tuttavia comporta il **rischio di una progressiva marginalizzazione del decisore politico** nazionale, a cui nel medio e lungo periodo è sottratto l'attuale margine di autonomia negli indirizzi di politica energetica.

Per quanto concerne le attività delle compagnie attive in Italia, la società francese **E-dison** ha concluso nel secondo trimestre la rinegoziazione di alcuni contratti d'importazione di gas dall'Algeria e dal Qatar sul mercato italiano. Le rinegoziazioni riguardavano sia contratti relativi alle forniture qatarine per il terminale di Rovigo relative al triennio 2012-2015 sia a forniture algerine. Nel complesso, le rinegoziazioni hanno contribuito in misura significativa a migliorare le prestazioni finanziarie della società.

1.2. GERMANIA

GERMANIA			
Consumo di gas	84,2	Gmc	(2012)
Variazione annuale	+ 1,4	%	(2012)
Dipendenza da import	89	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	22	%	(2012)
Capacità di generazione elettrica da gas	26.000	MW	(2012)
Indice di diversificazione	92	(alto)	(2012)



I **consumi** energetici della Germania sono **cresciuti** significativamente nel corso del primo semestre 2013 (+4,1%), grazie alla buona prestazione dell'economia tedesca. Particolarmente positivo il dato provvisorio relativo al gas naturale: +10% rispetto all'anno scorso, con consumi che nel primo semestre si sono aggirati sui 45 miliardi di metri cubi. Questa tendenza rende **il mercato tedesco il più dinamico del continente**, a conferma del momento economico relativamente positivo del paese, nonostante i costi imposti dalla crisi al resto dell'area euro.

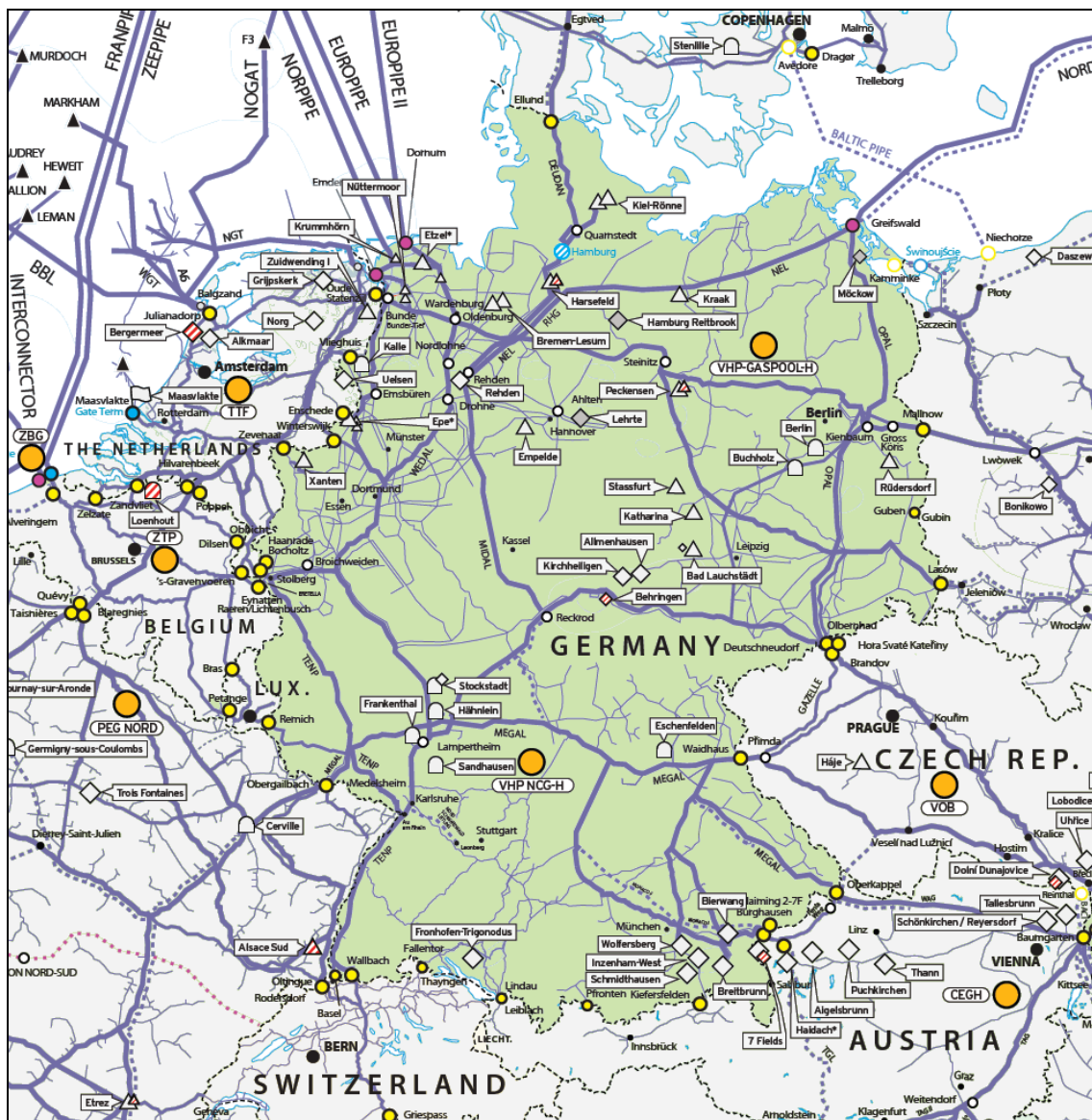
Nonostante questa tendenza positiva, anche nel mercato tedesco la generazione termoelettrica da gas naturale continua a risentire delle tendenze negative presenti negli altri paesi e particolarmente forti in Germania. I **sussidi alle rinnovabili** sono infatti tra i più alti d'Europa, arrivando nel solo 2012 a circa 20 miliardi di euro, di cui 9 al solo fotovoltaico. Analogamente al caso italiano, anche in Germania il regime di sussidio è oggetto di forti **critiche** e di proposte di revisione. In particolare, nel caso tedesco i grandissimi consumatori industriali sono di fatto praticamente esentati, scaricando i costi dei sussidi sui consumatori residenziali.

Questa situazione è potenzialmente in conflitto con le disposizioni europee e richiederà un intervento da parte del legislatore federale. In vista del **confronto elettorale di settembre**, il cancelliere in carica Angela Merkel ha manifestato l'intenzione di mantenere un regime agevolato per le imprese. Nel caso di una molto probabile riconferma in carica di Merkel, quasi certamente si assisterà a un mantenimento dell'impegno preso, accompagnato probabilmente da un ridimensionamento del peso delle incentivazioni.

La generazione elettrica da gas naturale potrebbe tuttavia non beneficiare interamente della crescita dei consumi e della contemporanea stabilizzazione della crescita delle rinnovabili. Il **paniere elettrico tedesco è infatti dominato dal carbone**, che nel primo semestre 2013 è cresciuto fino a superare il 50% del totale. A causa dei bassi costi dei combustibili solidi sui mercati internazionali, il vantaggio competitivo delle centrali a carbone è destinato a mantenersi anche nel futuro, grazie anche all'inefficacia dell'Emission Trading Scheme ideato dalla Commissione europea per imporre una riduzione delle emissioni di gas climalteranti.

Il risultato è quello di rendere economicamente poco competitive le centrali a gas. Nonostante il potenziale di crescita della domanda finale, dunque, gli operatori attivi sul mercato tedesco sono spinti a **ridurre la capacità di generazione a gas installata** per ridurre i costi. La norvegese Statkraft ha annunciato la chiusura di due centrali, mentre E.ON e RWE hanno annunciato l'intenzione di prendere misure simili, in Germania e in altri paesi. La riduzione della capacità a gas installata non porrebbe problemi in termini di sicurezza energetica, data l'ampia disponibilità di altre fonti. Una conseguenza del processo potrebbe tuttavia essere quella di ridurre la volontà politica della Germania di spingere per misure più efficaci a livello europeo nella **riduzione delle emissioni**, almeno finché le tecnologie rinnovabili non saranno più competitive.

Figura 7 - Il sistema infrastrutturale tedesco | indice di sicurezza infrastrutturale: 92 (alto)



Fonte: elaborazione su immagine ENTSOG/GIE.

Dal punto di vista infrastrutturale, il principale sviluppo del primo semestre riguarda l'utilizzo di due gasdotti interni, l'Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) e Norddeutsche Erdgasleitung (NEL), entrambi con origine a Lubmin, punto di arrivo di Nord Stream nella rete infrastrutturale tedesca. **OPAL** corre per 470 km nella zona orientale del paese fino al confine con la Cechia, intersecandosi anche con il gasdotto Yamal-Europa proveniente dalla Polonia. Il gasdotto ha una capacità massima di 35 Gmc ed è pensato principalmente per il mercato interno tedesco.

NEL corre invece per 440 km nella parte settentrionale del paese in direzione ovest, arrivando a Rehden, dove si congiunge con il Mitte-Deutschland-Anbindungsleitung (MIDAL). Quando sarà operativo, nella seconda metà del 2013, NEL avrà una capacità annua massima di 20 Gmc.

Entrambe le infrastrutture hanno come azionista di maggioranza **W&G**, una holding in joint-venture tra Gazprom e Wintershall (Gruppo Basf), di fatto molto vicina agli interessi russi. I due gruppi sono sempre più strettamente collegati: nel 2013 Gazprom ha acquisito la quota paritaria di Wintershall in Wingas in cambio di partecipazioni nell'upstream russo. Con l'avallo all'operazione da parte del governo tedesco si è peraltro rafforzato ulteriormente il **rapporto bilaterale tra Germania e Federazione russa**, in un'ottica di sempre maggior rilevanza del **suolo tedesco come hub commerciale del gas russo**.

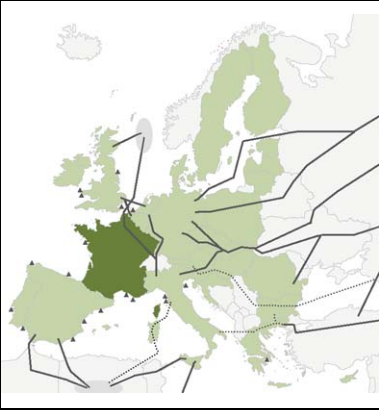
La capacità combinata di OPAL e NEL corrisponde esattamente alla capacità massima attuale di Nord Stream (55 Gmc/a). Le disposizioni del terzo pacchetto energia prevedono tuttavia che una quota della capacità di trasporto sia riservata ad altri soggetti del mercato (**third party access**), obbligando Wingas a utilizzare solo metà della capacità di OPAL (e in futuro del 35% di NEL). La società aveva chiesto l'esenzione dall'obbligo di garantire l'accesso a terze parti sulla base della considerazione che gli unici flussi in ingresso sono quelli di Gazprom e le infrastrutture sono di fatto una continuazione del gasdotto internazionale.

Tra marzo e aprile, in occasione del test della seconda linea di Nord Stream, il regolatore tedesco (BNetzA) ha autorizzato l'utilizzo di tutta la capacità di OPAL. Ora, Gazprom e i suoi soci vorrebbero poter utilizzare la totalità dell'infrastruttura su base permanente. Si tratta di una decisione particolarmente delicata, anche alla luce del **procedimento aperto dalla Commissione europea contro Gazprom** per abuso di posizione dominante e limitazione della concorrenza nei mercati dell'Europa orientale (v. *Focus* 12/2012).

OPAL ha come azionista di minoranza E.On (20%), mentre NEL ha come azionisti di minoranza la società pubblica olandese Gasunie, al 25%, e la società belga Fluxys, al 24%. Questo senza considerare le partecipazioni direttamente nel Nord Stream (v. § 3.1.). Alcuni dei principali operatori del mercato europeo hanno dunque un **interesse comune con Gazprom**, rendendo la situazione ancora più complessa per i regolatori nazionali e per la Commissione.

1.3. FRANCIA

FRANCIA			
Consumo di gas	45,6	Gmc	(2012)
Variazione annuale	+ 3,9	%	(2012)
Dipendenza da import	100	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	16	%	(2012)
Capacità di generazione elettrica da gas	9.600	MW	(2012)
Indice di diversificazione	81	(medio-alto)	(2013)



I dati relativi ai primi cinque mesi del 2013 confermano la tendenza a un aumento del consumo di gas naturale in Francia. Rispetto allo stesso periodo del 2012, il **fabbisogno è aumentato del 4%**, pari a un Gmc. Il buon andamento è riconducibile alla domanda residenziale e a quella industriale, mentre i consumi per generazione elettrica continuano a far registrare un andamento negativo vicino al 30%.

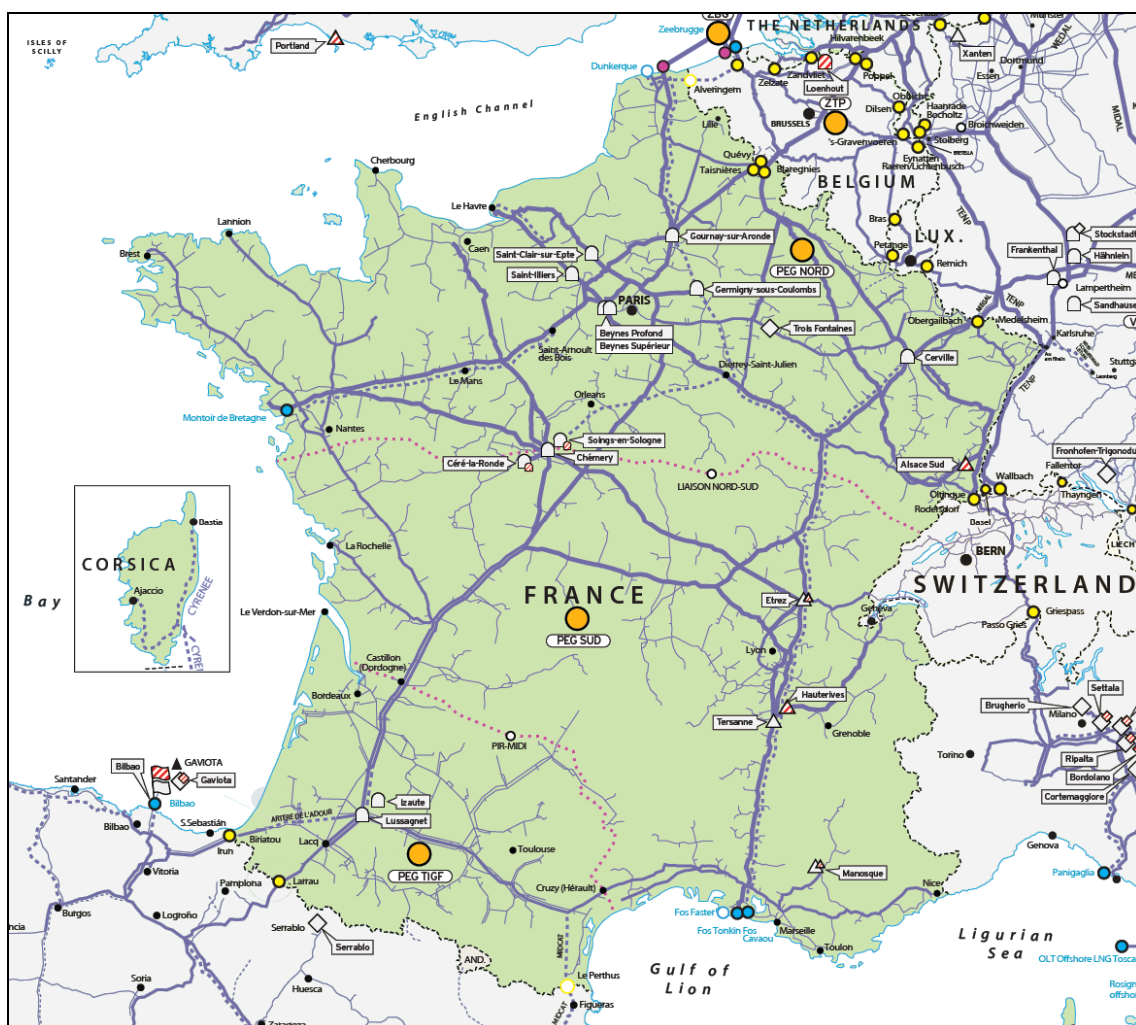
Dal punto di vista dell'approvvigionamento internazionale, che copre la quasi totalità dei consumi francesi, si è registrato a partire da aprile un netto aumento delle **importazioni dall'Algeria**, specularmente alla riduzione dei flussi registrata verso l'Italia in seguito alle rinegoziazioni contrattuali degli operatori attivi sul mercato nazionale (v. § 2.4.). Risultano invece interrotti da ottobre tutti i flussi di GNL provenienti dall'Egitto.

Per quanto concerne lo sviluppo infrastrutturale, la Commissione europea ha autorizzato l'acquisizione da parte di **Snam Rete Gas** di Transport et Infrastructures Gaz France (TIGF), l'infrastruttura di trasporto che copre la parte sud-occidentale del paese (v. *Focus 13/2013*). La partecipazione di Edf all'acquisizione ha ridotto sensibilmente il rischio politico che l'operazione fosse bloccata per mantenere la nazionalità francese degli azionisti.

Sembrano invece al momento tutti **bloccati** i possibili investimenti in attività di prospezione e produzione di **gas non convenzionale da argille**. Dopo le aperture del ministro dell'industria Jean-Marc Ayrault a una partnership pubblico-privato per esplorare le possibilità di sviluppo delle riserve non convenzionali nel paese, il presidente François Hollande ha ribadito la linea di totale chiusura alle nuove tecnologie.

Per quanto concerne le società attive sul mercato francese, lo sviluppo più significativo registrato nel trimestre passato è stato il raggiungimento di un accordo tra Gdf Suez e Gazprom per la **rinegoziazione delle condizioni dei contratti di lungo periodo**. I termini dell'accordo non sono stati resi noti, ma riguardano uno sconto significativo sul prezzo di acquisto del gas da parte della società francese. Gdf Suez sta inoltre rinegoziando le forniture con la norvegese Statoil, i cui contratti di lungo periodo prevedono una componente via via crescente, indicizzata ai prezzi spot (in alcuni casi, fino a oltre il 40%).


Figura 8 - Il sistema infrastrutturale francese | indice di sicurezza infrastrutturale: 81 (medio-alto)



Fonte: elaborazione su immagine ENTSG/GIE.

1.4. REGNO UNITO

REGNO UNITO			
Consumo di gas	79,2	Gmc	(2012)
Variazione annuale	- 5,5	%	(2012)
Dipendenza da import	47	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	35	%	(2012)
Capacità di generazione elettrica da gas	32.380	MW	(2012)
Indice di diversificazione	91	(alto)	(2012)



Dopo un anno particolarmente negativo, i consumi di gas britannici sono tornati a crescere nel primo semestre del 2013. Rispetto allo stesso periodo del 2012, il fabbisogno è aumentato del 4,5%, pari a 1,8 Gmc. Alla base del **recupero dei consumi** vi è il ritorno alla crescita dell'economia britannica, le cui stime di crescita sono state riviste al rialzo per il secondo trimestre 2013.

Le previsioni per l'anno prossimo sono di una crescita economica prossima al 2%. I consumi energetici sono dunque destinati a crescere anche nei prossimi trimestri. I consumi di gas naturale, in particolare, beneficeranno di **prezzi all'ingrosso significativamente inferiori alla media europea**, grazie alla consistente produzione interna e alla liquidità del mercato nazionale.

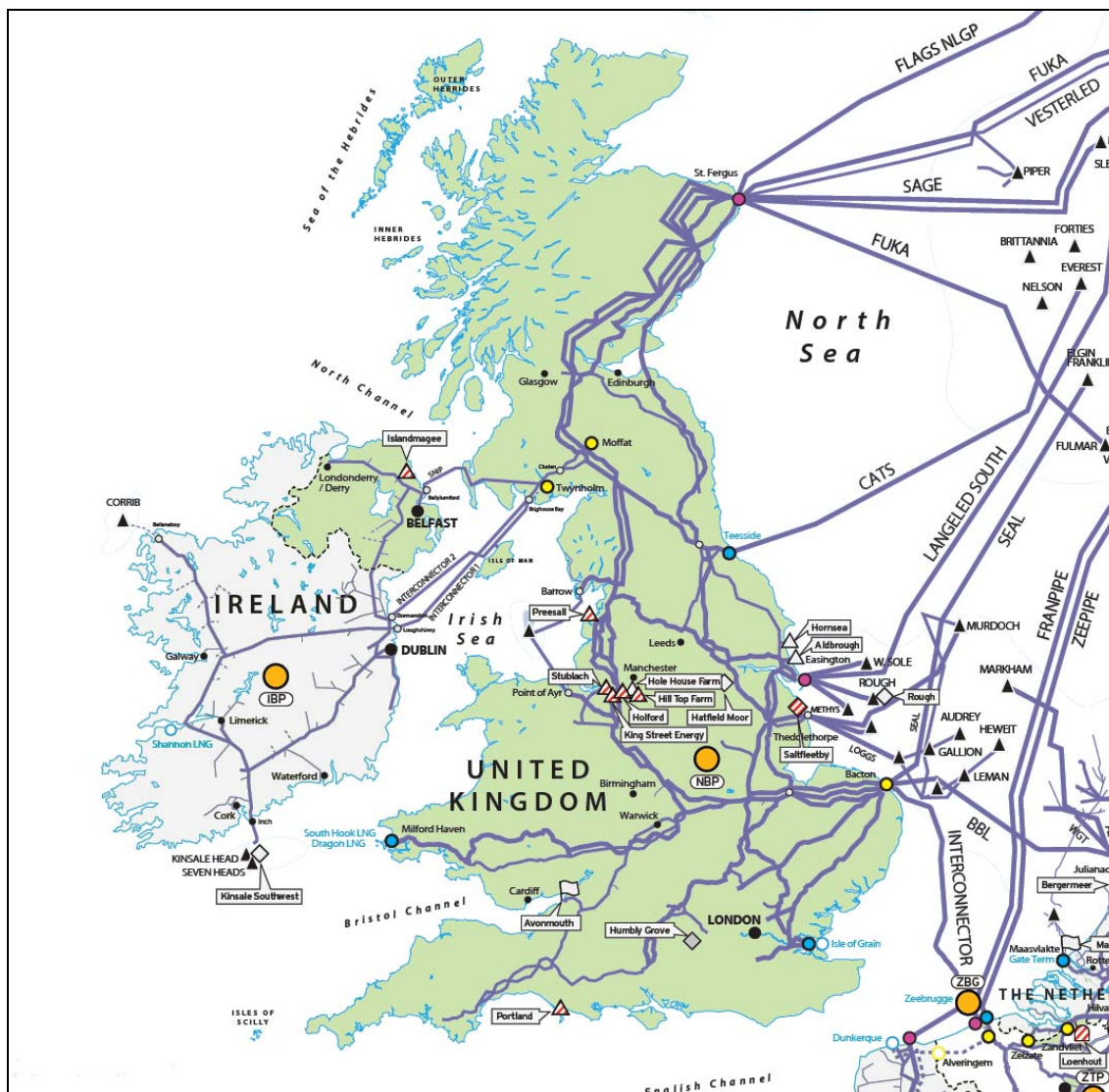
Per quanto riguarda le potenzialità future della produzione interna britannica, il British Geological Survey ha pubblicato nel secondo trimestre una nuova valutazione del **gas non convenzionale presente nel sottosuolo britannico**, rivedendo al rialzo le stime. Secondo i nuovi dati, le risorse esistenti sarebbero tra 23.000 e 65.000 Gmc. La quantità di queste risorse che possono essere tecnicamente ed economicamente estratte è solo una frazione di questo dato (molto probabilmente, meno di un decimo). Nondimeno, si tratta di un **potenziale molto alto**, in grado in teoria di consentire al Regno Unito di continuare a disporre di un'ampia base produttiva.

A prescindere dall'esatta consistenza delle riserve non convenzionali britanniche, le attività per consentire lo sfruttamento dei primi giacimenti non convenzionali sono già iniziate da alcuni anni, nonostante alcune opposizioni locali. In particolare, recentemente sono iniziate le **trivellazioni a Balcombe** (West Sussex) da parte della società Cuadrilla. Le attività di trivellazione sono direttamente monitorate e al momento non si sono registrati effetti negativi sull'ambiente o sulle persone.

Nei mesi scorsi il governo britannico ha anche annunciato di voler sostenere gli investimenti dei privati nella produzione di gas non convenzionale attraverso sgravi fiscali. In particolare, a luglio il ministro delle finanze George Osborne ha presentato una bozza di

decreto per la riduzione dal 62% al 30% della tassazione sugli utili per le attività di produzione di gas da argille, allo scopo di attrarre gli operatori del settore.

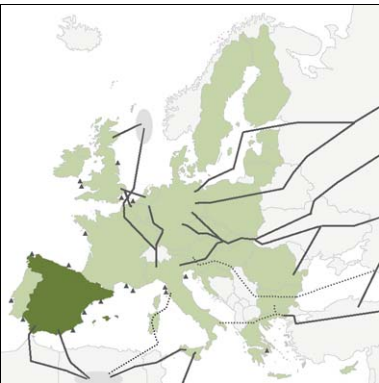
Figura 9 - Il sistema infrastrutturale britannico | indice di sicurezza infrastrutturale: 91 (alto)



Fonte: elaborazione su immagine ENTSOG/GIE.

1.5. SPAGNA

SPAGNA			
Consumo di gas	33,6	Gmc	(2012)
Variazione annuale	- 2,6	%	(2012)
Dipendenza da import	100	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	20	%	(2012)
Capacità di generazione elettrica da gas	26.251	MW	(2012)
Indice di diversificazione	85	(alto)	(2013)



I dati relativi ai primi cinque mesi del 2013 confermano la tendenza alla contrazione del consumo di gas naturale in Spagna. Rispetto allo stesso periodo del 2012, il fabbisogno si è contratto del 4%, pari a 0,6 Gmc. L'andamento negativo è principalmente dovuto al vero e proprio crollo degli usi per generazione termoelettrica, contrattisi di circa il 40%. La causa principale resta la difficile situazione dell'economia spagnola, prevista in recessione dell'1,5% su base annuale.

La difficile situazione economica ha anche spinto il governo a presentare a luglio la riforma del sistema tariffario, attesa da tempo. Fino alla riforma, la tariffazione non aveva un collegamento con la struttura dei costi delle imprese produttrici, ma era stabilita interamente per via amministrativa. Soprattutto a partire dall'inizio della crisi, il risultato è stato un livello di prezzi inferiori ai costi, che ha creato un deficit che dal 2005 al 2013 è stato di 26 miliardi di euro (di cui 4,5 nel solo 2013).

Per ragioni politiche, si è scelto di non scaricare immediatamente in bolletta tutti i costi, evitando un aumento delle tariffe stimato intorno al 20%. La soluzione scelta è quella di ripartire una parte degli oneri (1,8 miliardi su 4,5) in egual misura tra lo Stato e le bollette, scaricando il resto sugli operatori del settore, sia nella generazione, sia nella distribuzione.

L'aspetto del provvedimento che ha fatto più discutere è che per la prima volta a livello europeo si è deciso un taglio retroattivo dei sussidi alle rinnovabili, fissando un tetto massimo (7,5%) al rendimento. All'interno di una misura controversa, soprattutto per modalità di attuazione, la scelta appare come un importante precedente per gli altri paesi europei, come l'Italia e la Germania, dove gli incentivi sono particolarmente sostanziosi e causano forti distorsioni al mercato elettrico.

Per quanto concerne gli sviluppi infrastrutturali, le difficili prospettive del mercato iberico anche nel medio periodo fanno al momento escludere altri investimenti. Al contrario, diversi operatori stanno cercando di limitare la propria presenza nelle infrastrutture spagnole. In particolare, nella prima parte del 2013 si è assistito a una cessione delle quote di soci di minoranza del gasdotto Medgaz, che collega l'Algeria alla Spagna. In consequen-

za dell'uscita di Endesa (Enel), Iberdola e Gdf Suez, nel gasdotto sono rimasti tre soli soci: Sonatrach (43%), Cepsa (42%) e Gas Natural Fenosa (15%)

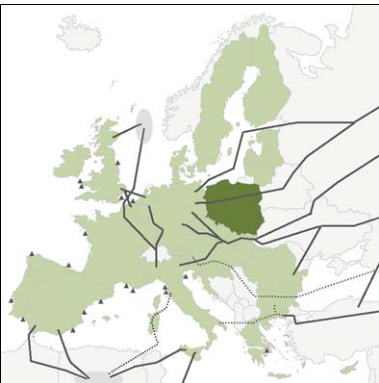
Figura 10 - Il sistema infrastrutturale spagnolo | indice di sicurezza infrastrutturale: 85 (alto)



Fonte: elaborazione su immagine ENTSOG/GIE.

1.6. POLONIA

POLONIA			
Consumo di gas	16,3	Gmc	(2012)
Variazione annuale	+ 5,8	%	(2012)
Dipendenza da import	72	%	(2012)
Gas sul totale dei consumi	15	%	(2012)
Capacità di generazione elettrica da gas	730	MW	(2012)
Indice di diversificazione	61	(medio-basso)	(2013)



I dati relativi ai primi cinque mesi del 2013 confermano il buon livello di crescita del mercato polacco. Rispetto allo stesso periodo del 2012, il fabbisogno è aumentato del 4%, pari a 0,3 Gmc. L'**andamento positivo** è principalmente dovuto all'aumento dei consumi per usi residenziali e industriali, giacché la potenza termoelettrica installata è molto ridotta.

La prima parte del 2013 è stata segnata da alcune importanti evoluzioni del mercato del gas polacco, tra cui spicca la possibilità di vendere volumi all'ingrosso, analogamente a quanto avviene su tutti gli altri grandi mercati europei. L'ulteriore sviluppo del mercato in Polonia richiede tuttavia importanti investimenti infrastrutturali: il paese presenta **un livello di sicurezza infrastrutturale particolarmente basso** con diverse significative vulnerabilità.

Una prima importante vulnerabilità è la **bassa diversificazione** delle importazioni. Infatti, pur disponendo di punti d'ingresso da quattro paesi diversi, in realtà la **capacità di adduzione è all'80% concentrata nel gasdotto Yamal-Europa** proveniente dalla Bielorussia, mentre le condotte in ingresso da Ucraina, Germania e Cechia hanno una capacità ridotta.

Una seconda importante vulnerabilità del sistema polacco è la **bassa capacità di stoccaggio**, in grado dunque di fornire solo un apporto limitato all'offerta. Inoltre, la modesta capacità di produzione interna non è in grado di offrire un significativo margine di sicurezza aggiuntivo. In questo senso, lo sviluppo delle ingenti riserve non convenzionali che si stima siano presenti nel sottosuolo polacco potrebbe in futuro giocare un ruolo rilevante.

Analogamente al Regno Unito, la Polonia ha accolto e sostenuto fin dagli anni passati la necessità di sviluppare la produzione di gas non convenzionale, attraendo importanti investimenti internazionali. Secondo quanto annunciato dal viceministro per l'Ambiente Piotr Wozniak, nel mese di luglio sono iniziati i **primi test per l'estrazione del gas da argille**, nei pressi della città di Lebork, nel nord del paese. Lo sviluppo delle risorse non convenzionali polacche, stimate dall'Energy Information Administration in 4.100 Gmc, sta tuttavia

procedendo più lentamente del previsto a causa di numerose difficoltà tecniche, dovute a fattori geologici imprevisti.

Lo sviluppo infrastrutturale polacco prevede anche la realizzazione di un rigassificatore da 5 Gmc all'anno vicino alla città di Świnoujście, sul Baltico. L'infrastruttura dovrebbe essere realizzata entro il 2015, ma nei mesi scorsi sono arrivati segnali di rallentamento dell'investimento a causa della debolezza del mercato europeo e della concomitante abbondanza dell'offerta di gas russo.

Figura 11 - Il sistema infrastrutturale polacco | indice di sicurezza infrastrutturale: 61 (medio-basso)



Fonte: elaborazione su immagine ENTSOE/GIE.

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

2.1. RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Nonostante secondo molti analisti il picco produttivo raggiunto nel 2010 nel settore petrolifero potesse segnare l'avvio del declino della produzione russa, il 2012 si è chiuso con un nuovo livello di produzione record per la fase post-sovietica – 10,6 milioni di barili al giorno (mb/g). La tendenza all'incremento della produzione petrolifera – principalmente dovuta all'aumento di produzione della Siberia orientale – è stato peraltro **confermata dai dati relativi al primo semestre 2013** che hanno fatto registrare un incremento su base annua dello 0,8%.

All'incremento della produzione petrolifera è tuttavia corrisposta una contrazione dei volumi esportati al di fuori dello spazio post-sovietico (4,4% nel primo semestre 2013) a dimostrazione della progressiva perdita della posizione di forza ricoperta nei tradizionali mercati di sbocco russi e in particolar modo in quelli europei. Tale tendenza non può dunque che rafforzare la determinazione – esplicitamente affermata dal presidente russo Vladimir Putin – a bilanciare il peso dei mercati di sbocco degli idrocarburi russi, conferendo maggiore valenza alla commercializzazione sui mercati asiatici. Non è dunque un caso che l'operatore della rete petrolifera nazionale russa, Transneft, abbia dichiarato che già nel 2013 800.000 tonnellate di petrolio saranno definitivamente reindirizzate verso l'Asia, coerentemente con un accordo sino-russo tra Rosneft e la Cnpc, che prevede nel prossimo quinquennio il raddoppio delle esportazioni petrolifere verso la Cina – dagli attuali 15 milioni di tonnellate annui sino ai 30 milioni del 2018.

Un parziale ripensamento delle strategie di esportazione sembra progressivamente rendersi necessario anche nel settore gas, rispetto al quale l'effetto combinato della contrazione della domanda europea, dell'insoddisfazione degli acquirenti del vecchio continente rispetto alla politica dei prezzi praticata da Gazprom e della contemporanea apertura di nuovi canali di approvvigionamento via tubo e GNL hanno indebolito la posizione di forza tradizionalmente rivestita dalla Federazione russa. Ostacolo tutt'altro che secondario rispetto alla crescita sui mercati europei sembra peraltro derivare dall'azione della Commissione europea che, coerentemente con la normativa antitrust comunitaria, ha avviato a fine 2012 una **procedura conto Gazprom per abuso di posizione dominante** e mira a imporre alla compagnia russa la normativa di *unbundling* coerentemente con il Terzo pacchetto sull'energia. La recente posizione assunta dalla Commissione rispetto alla partecipazione di Gazprom al processo di privatizzazione della compagnia energetica greca Depa (Cfr. § 2.2.) è l'ultimo degli esempi delle crescenti difficoltà che le strategie d'investimento del campione del gas russo incontrano in Europa. Nell'arco di un biennio, inoltre, potrebbero essere inaugurati terminali di rigassificazione in paesi tradizionalmente dipendenti dalle forniture di gas russe. È questo in particolare il caso della **Lituania**, paese dipendente al 100% dagli approvvigionamenti russi per i quali paga un prezzo (circa \$500 per metro cubo) notevolmente superiore a quello praticato sui mercati europei. In luglio, il parlamento di Vilnius ha approvato una garanzia di prestito statale a beneficio della Klaipė-

dos Nafta, compagnia impegnata nella costruzione di un impianto GNL della capacità di 4 Gmc/a (a fronte di un consumo annuo attestatosi nel 2012 a 3,3 Gmc) che, secondo la tempistica ufficiale, potrebbe entrare in funzione già a inizio 2015, assicurando benefici diretti anche alle altre repubbliche baltiche, che si trovano in una situazione di dipendenza dagli approvvigionamenti russi analoga a quella lituana. Il nodo della sicurezza energetica – e dunque della diversificazione degli approvvigionamenti e del pieno sfruttamento delle potenzialità offerte dalla costruzione di impianti di rigassificazione e dai depositi di *shale gas* – è stato peraltro al centro del discorso inaugurale tenuto dal presidente lituano, Dalia Grybauskaitė, in occasione dell'assunzione, da parte della repubblica baltica, della presidenza di turno dell'Unione europea per il semestre in corso.

Anche nel settore del gas, dunque, la diversificazione dei mercati di sbocco e l'approfondimento della cooperazione con gli acquirenti asiatici – Giappone, Corea del Sud, Cina e India in testa – appaiono un percorso obbligato per sostenere la crescita del comparto del gas, bilanciando un flusso di esportazioni oggi diretto principalmente verso l'Europa. Nel 2012, infatti, la Federazione russa ha esportato 185,9 Gmc di gas via tubo, interamente verso i mercati europei (compresa la Turchia) e solo 14,8 Gmc di GNL verso Giappone (11,3), Corea del Sud (3) e Cina (0,5).

In parziale controtendenza rispetto alla contrazione delle esportazioni russe verso l'Europa fatta registrare in seguito alla crisi finanziaria del 2008, i dati del primo semestre 2013 hanno tuttavia segnato un incremento dei flussi di gas, cresciuti del 10% su base annua. Per quanto l'incremento dei volumi sembra essere stato frutto della diminuzione della produzione ed esportazione di gas dai produttori del Nord Africa (Libia -13%, Algeria -10%), l'amministratore delegato di Gazprom, Alexei Miller, ha sottolineato come tale circostanza sia tutt'altro che congiunturale e legata invece a più ampie dinamiche di mercato che assicurerebbero a Gazprom nel lungo periodo il mantenimento della posizione dominante sui mercati europei. Secondo Miller, infatti, l'aumento dei flussi di gas russo è anzitutto frutto della tendenza di altri paesi produttori a reindirizzare le proprie esportazioni di GNL verso i mercati asiatici, secondo un percorso senza ritorno fondato sulla preferenza per la vendita con contratti di lungo periodo, piuttosto che sul mercato spot. È questo, in particolare il caso del Qatar, le cui esportazioni verso l'Europa si sono contratte nel primo semestre del 2013 del 42%. In conseguenza di ciò, secondo Miller, sarebbe “assolutamente realistico” ritenere che Gazprom potrà, da qui al 2030, elevare la propria quota di mercato in Europa dall'attuale 26% sino al 33%. In questa prospettiva si collocano dunque i nuovi progetti infrastrutturali lanciati da Gazprom in Europa (Cfr. *Focus 13/2013*) fondati sul rafforzamento dei canali di esportazione lungo l'asse del Baltico e dell'Europa centrale e, al contempo, sull'aggiramento dello snodo ucraino – attraverso il quale, sino a tempi recenti, transitava circa l'80% del gas diretto verso i mercati europei (fino a 140 Gmc/a). **Le relazioni energetiche russo-ucraine restano infatti quantomeno tese.** Mentre Gazprom sembra aver definitivamente rinunciato al tentativo di acquisizione della rete di trasporto ucraina e puntare più risolutamente sulla costruzione del gasdotto South Stream (Cfr. § 3.2.), Miller ha dichiarato che la compagnia russa cesserà di approvvigionare gli impianti di stoccaggio ucraini, rimarcando i rischi connessi al transito verso l'Europa, pas-

sibili di verificarsi nel corso del prossimo inverno. Tra i due paesi resta inoltre aperta una vertenza relativa ai volumi di gas contrattualizzati sotto clausole *take or pay* e non ritirati dall'Ucraina nel corso del 2012, per un valore dichiarato da Gazprom di 7 miliardi di dollari.

D'altra parte, **il raggiungimento dell'autosufficienza energetica resta uno dei principali obiettivi di lungo periodo del governo di Kiev.** Sullo sfondo di una non conclusa vertenza con la Russia circa i prezzi di acquisto del gas – giudicati discriminanti da Kiev – l'Ucraina ha avviato un risoluto programma di razionalizzazione della propria strategia energetica fondato sui pilastri della riduzione della dipendenza dalla Russia, dello sfruttamento del potenziale estrattivo nazionale e della diversificazione dei canali di approvvigionamento di idrocarburi. Sotto la prima angolatura, dai 29,8 Gmc di gas che secondo le stime di BP sarebbero stati importati dalla Russia nel 2012 (a fronte dei 40,5 Gmc del 2011), il governo punterebbe a scendere già nel corso del 2013 fino a 18 Gmc, compensando la minor quantità di importazioni russe con gas di provenienza europea. A cavallo tra il 2012 e il 2013 l'Ucraina ha infatti attivato modesti ancorché crescenti flussi di importazione di metano da Polonia, Ungheria provenienti in larga parte dalla Germania. Da quest'ultima il gas ha iniziato a fluire in Ucraina sulla base di un accordo con Rwe per l'acquisto di 5 Gmc/a di gas (espandibile fino a 10 Gmc/a) di provenienza russa che tuttavia viene acquistato ad un prezzo inferiore rispetto a quello pagato al confine russo-ucraino (Cfr. *Focus 13/2013*) e che consente al contempo alla compagnia tedesca di trovare mercato per il *surplus* di gas costretta a ritirare sulla base delle clausole *take or pay* che la legano a Gazprom. A partire dal prossimo settembre a questi paesi potrebbe aggiungersi la Slovacchia, dopo i positivi test di inversione dei flussi sulle infrastrutture effettuati tra maggio e giugno. Secondo quanto dichiarato dal ministro dell'Energia ucraino, Eduard Stavytskyi, la rotta slovacca potrebbe consentire l'importazione di gas fino a 20 Gmc/a. Lo stesso ministro ha inoltre dichiarato che in ottobre un analogo accordo di approvvigionamento potrebbe essere sottoscritto con la Romania.

L'aumento della capacità d'importazione da altri canali e la contemporanea contrazione della domanda di gas per uso domestico e industriale dovuta alla razionalizzazione dei consumi ha già consentito all'Ucraina di ridurre su base annua del 34% le importazioni di gas russo, contrattesi sino a 12,5 Gmc nel primo semestre del 2013, stando ai dati rilasciati dalla compagnia statale di trasporto UkrTransGaz.

Ulteriore percorso utile alla diversificazione dei canali di approvvigionamento energetico è legato alla possibilità di investire in terminali di rigassificazione di GNL. L'Ucraina ha infatti avviato i negoziati per dotarsi di un impianto off-shore fluttuante della capacità di 5 Gmc/a a partire già dal luglio 2014, che potrebbe essere noleggiato dalla compagnia statunitense Exceleerate Energy a un prezzo compreso tra i 65 e gli 80 milioni di dollari annui. Al contempo, è stata avviata la progettazione di un impianto di rigassificazione sulla costa del Mar Nero della capacità iniziale di 5 Gmc/a di gas espandibile fino a 10 Gmc/a. L'investimento richiesto per la costruzione dell'infrastruttura si aggirerebbe attorno al miliardo di dollari, per finanziare parte del quale le autorità ucraine hanno avviato negoziati con una compagnia sussidiaria dell'Agenzia per gli investimenti del Qatar, principale fonte di approvvigionamento di GNL individuata da Kiev. Al di là degli elevati costi di realizza-

zione delle infrastrutture, principale incognita per la realizzazione degli impianti di rigassificazione è tuttavia costituita dalla tradizionale e risoluta **opposizione della Turchia a un incremento del transito di carichi pericolosi attraverso l'impervio Stretto del Bosforo**, attorno al quale risiedono circa quindici milioni di istanbuliotti.

Lo sfruttamento del potenziale estrattivo nazionale e il conseguente tentativo d'incrementare del 20-25% la produzione di gas dell'Ucraina (18,6 Gmc nel 2012) nell'arco di un triennio passano invece principalmente attraverso le opportunità offerte dallo sfruttamento dei depositi di *shale gas*. In funzione dell'obiettivo, reso pubblico dal primo ministro Mykola Azarov, di raggiungere entro il 2020 livelli di produzione di gas non convenzionale tra i 20 e i 30 Gmc/a, Kiev ha rilasciato licenze di prospezione e sfruttamento alla compagnia statunitense Chevron e alla Royal Dutch Shell, mentre Eni ed ExxonMobil si sono già dichiarate interessate ad accordi analoghi. Per quanto l'obiettivo resti quanto meno ambizioso, un indiretto avvaloramento dei piani ucraini è giunto a metà giugno dalla revisione dei dati della Energy Information Administration (EIA) sulle stime delle riserve mondiali di *shale gas* tecnicamente recuperabili. L'agenzia statunitense ha infatti innalzato le riserve di cui l'Ucraina disporrebbe da 1,2 a 3,6 Tmc di gas, quantità rilevante sebbene inferiore ai 7 Tmc che sarebbero disponibili su territorio nazionale secondo le autorità di Kiev.

2.2. BACINO DEL CASPIO

Lo scorso 28 giugno il consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento gassifero di Shah Deniz, localizzato nella porzione azera del Mar Caspio, ha reso nota la scelta sull'assegnazione del gas che andrà in produzione dalla seconda fase di sfruttamento del sito, a partire dal 2018-2019. Dopo un decennio di accesa competizione tra infrastrutture concorrenti, l'offerta risultata più conveniente è stata quella presentata dal Trans-Adriatic Pipeline (TAP), progettato lungo una rotta tra la Grecia e le coste pugliesi.

Al di là delle motivazioni commerciali che hanno indotto il Consorzio SD a preferire il TAP rispetto al concorrente Nabucco West (Cfr. § 3.2.), un peso determinante nel favorire la selezione del gasdotto ha avuto, in ottica azera, la positiva – e per certi versi inattesa – conclusione del processo di privatizzazione della società greca operatrice del sistema di trasmissione del gas, la Desfa. Difatti lo scorso 21 giugno, sulla base di un'offerta di circa 400 milioni di euro, **Socar e Hellenic Republic Asset Development Fund (HRADF) – organismo deputato alla gestione delle privatizzazioni greche – hanno annunciato la cessione di una quota di maggioranza (66%) di Desfa alla compagnia statale azera**. La strada verso l'acquisizione da parte di Socar del pacchetto di maggioranza di Desfa è stata spianata, a pochi giorni dalla valutazione delle offerte da parte del HRADF, dalla risolutezza con la quale la Commissione europea ha ribadito l'applicabilità delle norme comunitarie in materia di antitrust e liberalizzazione dei mercati – con ciò ostacolando il tentativo di Gazprom di acquisire e gestire come un monopolio la rete infrastrutturale greca. Prima dell'intervento della Commissione, l'offerta con maggiori possibilità di successo sembrava infatti essere quella presentata dalla compagnia russa Sintez, vicina a Gazprom, del valore di 1,9 miliardi di dollari. L'offerta di Sintez, notevolmente

più alta tanto di quella azerbaigiana quanto dello stesso valore di mercato degli asset di Desfa, faceva il paio con quella presentata da Gazprom per l'acquisizione della compagnia energetica statale greca Depa. A seguito della presa di posizione della Commissione, Sintez e Gazprom hanno tuttavia ritirato le proprie proposte di acquisto, lasciando Socar come unica parte offerente per Desfa e facendo invece naufragare il tentativo di privatizzazione di Depa.

Oltre a essere pienamente in linea con il tradizionale sostegno offerto dall'Azerbaigian allo sviluppo del Corridoio meridionale del gas dell'Unione europea e a rispondere alla logica di coerente sviluppo del settore energetico nazionale, **l'ingresso di Socar nella gestione della rete di trasmissione del gas greca è pienamente in linea con una più datata politica di espansione degli investimenti azerbaigiani nei settori del *midstream* e *downstream* in Europa e nel vicinato orientale**, perseguita da Baku nel corso degli ultimi anni con una serie di acquisizioni che dalla Georgia raggiungono la Svizzera, passando per Turchia e Romania. Tale politica ha assunto una rilevante valenza per lo sviluppo della strategia energetica azerbaigiana. Conseguito nel corso dell'ultimo quindicennio l'obiettivo di restituire al paese il ruolo di rilevante produttore nello spazio eurasiatico, l'acquisizione di un ruolo di trasportatore e distributore finale di energia risponde difatti all'obiettivo di dare sostenibilità alla crescita economica e promuovere l'interdipendenza tra Baku e propri interlocutori in materia energetica, rendendo di fatto l'Azerbaigian un attore stabile della politica e della cooperazione energetica europea.

Sia pur sullo sfondo di una crescente cooperazione tra l'Azerbaigian e i propri partner europei, Baku dimostra tuttavia di perseguire un corso bilanciato di politica energetica che, aperto al dialogo e alla cooperazione con tutti gli interlocutori regionali, ha costituito la chiave di volta dei successi conseguiti nel ventennio successivo al conseguimento dell'indipendenza. Ultima conferma di tale impostazione è giunta dalla visita tenuta a Baku, lo scorso 13 agosto, dal presidente russo Putin, giunto in città accompagnato da un'ampia delegazione ministeriale e dai vertici delle due maggiori compagnie petrolifere nazionali, Lukoil e Rosneft. La visita ha significativamente offerto l'occasione per la firma accordi di cooperazione tra Rosneft e Socar, che coprono un ampio spettro di collaborazione che va da attività congiunte di prospezione, produzione e commercializzazione, sino allo scambio di asset e l'uso congiunto delle infrastrutture.

Le prospettive di crescita di Socar sui mercati europei potrebbero ricevere nuovo impulso nel medio periodo dalla messa in produzione di nuovi giacimenti gassiferi. Secondo analisti di Wood Mackenzie, **l'Azerbaigian potrebbe infatti beneficiare alla fine del decennio di una seconda ondata di produzione gassifera, dopo quella assicurata dallo sfruttamento del giacimento di Shah Deniz**. Secondo tale visione, tre nuovi siti produttivi potrebbero infatti incrementare significativamente il livello di produzione di gas azerbaigiano. Il primo di essi è il giacimento di Umid-Babek, sviluppato da Socar, che potrebbe produrre 6 Gmc/a di gas già nel 2020, quando è previsto entrare in produzione il giacimento di Absheron, sviluppato dalla compagnia francese Total. Il terzo giacimento è invece quello di Azeri-Chirag-Guneshli – primo giacimento petrolifero sviluppato dall'Azerbaigian all'indomani dell'indipendenza – rispetto al quale, secondo quanto dichiarato da Rovnag

Abdullayev, presidente della compagnia statale azerbaigiana, sarebbero in fase di discussione contratti per lo sfruttamento di giacimenti di gas che potrebbero essere operativi già nel 2019. Coerentemente con i piani di espansione della produzione di gas, a inizio giugno Socar ha sottoscritto un contratto del valore di 800 milioni di dollari con la società Keppel di Singapore per la costruzione di un impianto di trivellazione off-shore deputato a entrare in funzione a fine 2016 nel giacimento di Babek, che secondo le stime della compagnia potrebbe contenere fino a 400 Gmc di gas e 80 milioni di tonnellate di condensati. Socar sarebbe inoltre intenzionata a concludere un contratto con la stessa compagnia per la costruzione di un ulteriore impianto di trivellazione off-shore per lo sfruttamento del giacimento di Absheron. Ulteriore spinta ai piani azerbaigiani d'incremento della produzione di gas potrebbe infine derivare dai giacimenti off-shore di Shafag-Asiman, operato da BP sulla base di un accordo siglato tra la compagnia britannica e Socar – ciascuna delle quali detiene il 50% di interessi nel progetto – nel 2010. I giacimenti, per i quali sono attualmente in corso gli studi sui dati sismici preliminari all'avvio delle trivellazioni, potrebbero contenere 500 Gmc di gas e 65 milioni di tonnellate di condensati.

La prossima inaugurazione del Corridoio meridionale dell'Ue ha riportato in cima al dibattito in materia energetica e infrastrutturale la possibilità di coinvolgimento del Turkmenistan, le stime sulle cui riserve di gas variano tra i 17,5 Tmc (BP) e i 24 Tmc (stime governative basate sulle prospezioni della compagnia britannica Gaffney Kline). Mentre il commissario europeo per l'Energia, Guenther Oettinger, ha dichiarato che la Commissione rilancerà i negoziati con Baku e Ashgabat per la costruzione di un gasdotto sottomarino tra i due paesi – il Trans-Caspian Gas Pipeline (TCGP) –, la visita condotta in giugno in Turkmenistan dal presidente della Repubblica turco, Abdullah Gül, sembra aver riaperto i negoziati bilaterali sul TCGP. Vari e di diversa natura sono tuttavia gli ostacoli che sembrano frapporsi all'estensione del Corridoio meridionale sino alle sponde orientali del Mar Caspio. Il primo, più rilevante, deriva dalla **progressiva attrazione dei produttori centroasiatici in un circuito di cooperazione energetica asiatica** piuttosto che europea. Se inaugurazione e piani di espansione del gasdotto tra Turkmenistan e Cina via Kazakistan e Uzbekistan hanno già assorbito molte delle risorse di gas che andranno in produzione nell'area, al contempo il progetto di gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India (TAPI) – fortemente sostenuto dalla Casa Bianca per la stabilizzazione dell'area centroasiatica – potrebbe decretare il definitivo ancoraggio a est della politica energetica turkmena, riducendo notevolmente i margini di cooperazione a occidente. A dimostrazione della volontà del governo turkmeno di accelerare i tempi di predisposizione del TAPI, lo scorso 9 luglio, a margine dell'incontro del Comitato direttivo del TAPI tenutosi ad Ashgabat, rappresentanti governativi e delle compagnie energetiche di Turkmenistan e Afghanistan hanno siglato un accordo per la commercializzazione di gas nel paese attraverso l'infrastruttura. Secondo i termini dell'accordo, l'Afghanistan, che beneficerà di circa 500 milioni di dollari l'anno in tasse di transito, importerà un volume crescente di gas turkmeno, che andrà dagli 0,5 Gmc del primo anno sino agli 1,5 Gmc del terzo. Nella stessa sede, inoltre, gli stati interessati al progetto si sarebbero accordati sulla costituzione, entro settembre e con il sostegno della Banca di sviluppo asiatica, di una società preposta alla costruzione

dell'infrastruttura. Elemento chiave per la riuscita del progetto sembra essere, allo stato attuale, la concessione da parte delle autorità turkmene di diritti di sfruttamento e commercializzazione delle risorse gassifere nazionali a compagnie straniere interessate alla partecipazione alla sua costruzione. Ciò vale in particolar modo per la statunitense Chevron, da tempo dichiaratasi interessata a finanziare parte dell'infrastruttura, e per le maggiori compagnie energetiche indiane, invitate dal Governo di Nuova Delhi ad avviare contatti con le autorità turkmene per l'acquisizione di concessioni di sfruttamento del maxi-giacimento di Galkynysh, nel sud-est del paese.

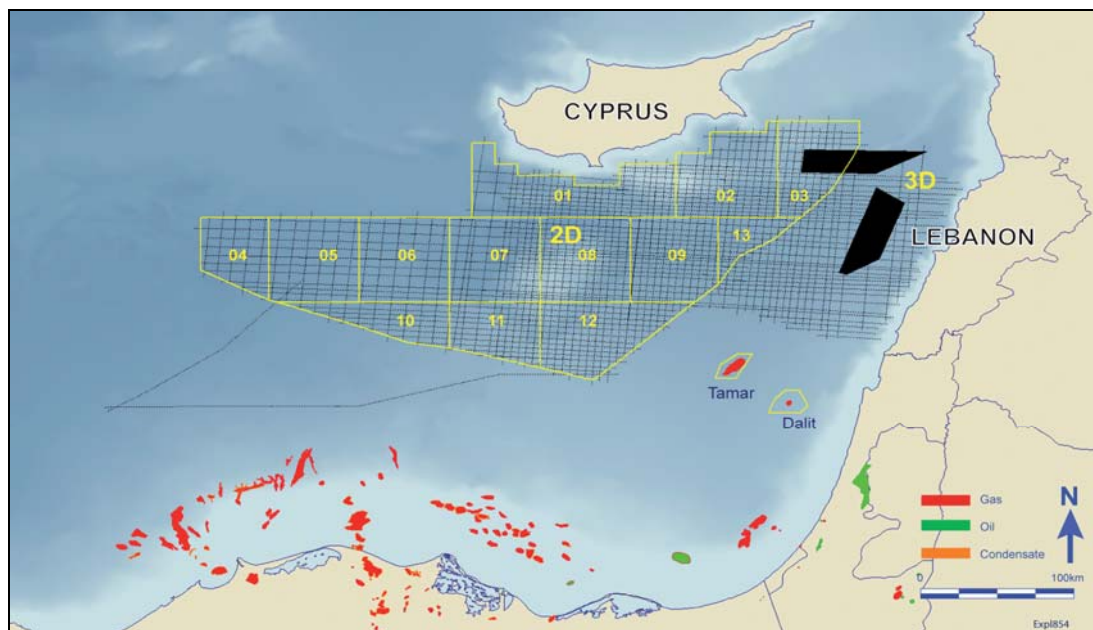
Secondo i piani di Socar, il coinvolgimento del Turkmenistan nei progetti europei potrebbe tuttavia avvalersi non già delle massicce riserve di cui il paese beneficia *on-shore* – identificate come fonte per i progetti asiatici – ma piuttosto dai giacimenti *off-shore* nel Caspio operati da Petronas. Gli ostacoli a tale eventualità sono tuttavia di natura principalmente politica. Alla base della difficoltà di approntare un collegamento infrastrutturale trans caspico – obiettivo centrale della diplomazia energetica dell'Ue – è la mancata risoluzione della **vertenza legata allo status legale del Caspio**. Se i confini marittimi nel bacino sono stati a oggi sanzionati attraverso accordi bilaterali tra Russia, Kazakistan e Azerbaigian, Iran e Turkmenistan sono ancora lontani dall'addivenire a un accordo con gli altri paesi rivieraschi. Al contempo, la Russia mantiene ferma l'opposizione alla costruzione di infrastrutture sottomarine potenzialmente dannose per l'ecosistema del bacino, al di fuori di un accordo tra tutte le parti in causa. D'altra parte, le difficoltà di raggiungere un accordo bilaterale tra Azerbaigian e Turkmenistan derivano dalle opposte rivendicazioni su una porzione del Caspio nella quale risiede il giacimento di Serdar/Kyapaz. Tutt'altro che sottovalutabile è infine l'opposizione di Teheran a piani infrastrutturali nel Caspio, di recente ribadita alle autorità turche dall'ambasciatore iraniano ad Ankara, Alireza Bikdeli.

2.3. TURCHIA E VICINO ORIENTE

All'incrocio tra strategie di politica energetica e più ampie e datate vertenze di politica regionale, **la cooperazione energetica nello scacchiere del Mediterraneo orientale continua a ruotare principalmente attorno ai piani di sfruttamento delle risorse gassifere scoperte nel Bacino di Levante, a cavallo delle acque territoriali cipriote, israeliane e libanesi.**

Nicosia, nelle cui acque territoriali sono stati **scoperti nel 2011 giacimenti** contenenti riserve di **gas** stimate tra i 150 e i 250 Gmc di gas, persiste nel risoluto tentativo di sfruttare il potenziale estrattivo dell'isola, strumento privilegiato per ristrutturare l'economia nazionale dopo la recente crisi economica attraverso il taglio della spesa energetica, il rilancio dell'industria e l'attrazione di capitali esteri passibili di generare rilevanti flussi di cassa. Paese privo di risorse indigene, i consumi energetici ciprioti si fondano infatti quasi esclusivamente sul petrolio che, importato dall'estero, rende il costo dell'energia per Cipro tra i più alti d'Europa. **Obiettivo di medio periodo delle autorità cipriote è dunque rendere Cipro un rilevante produttore di metano e, al contempo, di fare dell'isola un hub di distribuzione per le risorse del Mediterraneo orientale.**

Figura 12 - Il Bacino di Levante e i blocchi di esplorazione ciprioti



Fonte: neftegaz.ru.

Principale ostacolo al perseguimento dei piani di sfruttamento energetico ciprioti è la **ferma opposizione della Turchia**. Denunciando l'illegittimità di attività unilaterali off-shore avviate al di fuori di un più ampio accordo con le autorità turche di Cipro Nord sulla divisione delle acque territoriali, Ankara ha infatti minacciato ritorsioni sulle compagnie straniere coinvolte nei piani di Nicosia giungendo, nel 2011, sino a coinvolgere la marina militare a difesa dei diritti turco-ciprioti (Cfr. *Focus* 7-8/2011).

A oggi, Cipro ha concluso accordi di esplorazione e sfruttamento per sei settori off-shore con un consorzio guidato dalla compagnia statunitense Noble Energy (settore 12), con una joint venture formata da Eni e dalla sud-coreana Kogas (settori 2, 3 e 9) e con la francese Total (settori 10 e 11). Su questo sfondo, la statunitense Noble Energy ha di recente avviato attività di perforazione atte a verificare le stime sulle riserve di gas contenute nel settore 12 e ad avviare, entro fine anno, le attività di sfruttamento. Analoghe attività di perforazione atte a verificare l'entità delle riserve contenute nei settori sui quali hanno ottenuto concessioni sono attese da parte delle altre compagnie attive nell'isola. A seguito di un incontro tenutosi in giugno, a Parigi, tra il presidente cipriota, Nico Anastasiades, e l'amministratore delegato (AD) di Total, Christophe de Margerie, quest'ultimo ha dichiarato che la compagnia francese ha intenzione di avviare al più presto le trivellazioni e successive valutazioni delle riserve dei propri settori, lungo un percorso che nel volgere di circa dodici mesi potrebbe portare alla decisione relativa all'avvio delle attività estrattive. Allo stesso modo, attività di prospezione sono state programmate entro il 2014 da Eni, il cui AD, Paolo Scaroni, si è detto fiducioso della possibilità i giacimenti possano contenere rilevanti riserve di petrolio oltre che di gas.

Assieme alle attività di prospezione, proseguono i negoziati sui progetti infrastrutturali finalizzati all'esportazione del gas che le autorità cipriote contano di poter commercializzare all'estero già a partire dal 2020. Se dunque sono stati avviati con la Noble negoziati per la costruzione di un gasdotto deputato a servire, dal 2018, il mercato interno cipriota, al contempo nel corso dell'estate Nicosia ha avviato, attraverso un Memorandum d'intesa, i contatti con tre delle compagnie coinvolte nei piani di sfruttamento energetico dell'isola – la Noble Energy e le israeliane Delek Drilling e Avner Oil Exploration – in vista della costruzione di un terminale per la liquefazione del gas lungo la costa meridionale dell'isola, presso Vassilikos, già sede dell'unico terminale di importazione di petrolio dell'isola. L'impianto GNL prevede un investimento di circa 6 miliardi di dollari, il più elevato mai effettuato sull'isola. Secondo quanto dichiarato dal ministro per l'Energia cipriota, Yiorgos Lakkotrypis, la decisione finale sull'investimento potrebbe essere presa a fine 2015 e la costruzione dell'impianto avviata a inizio 2016. La tempistica indicata dal ministro Lakkotrypis è coerente tanto con i piani di sfruttamento del blocco 12 da parte della Noble, quanto con gli analoghi piani di Eni-Kogas e Total, che non a caso hanno ventilato la possibilità di partecipare alla costruzione di impianti di liquefazione in territorio cipriota. Qualora le attività di prospezione dovessero andare a buon fine, l'impianto di liquefazione potrebbe essere infatti ampliato con l'aggiunta di uno o due linee di trattamento – al costo di 3 miliardi di dollari ciascuna – che porterebbero la capacità annua dell'impianto dai 5 milioni di tonnellate annue programmata fino a 10 o 15 milioni. Un'alternativa ai piani di trasporto del gas in forma liquefatta è data dalla costruzione di un gasdotto fino alla Grecia che, secondo quanto dichiarato dalle autorità cipriote, sarebbe eleggibile per finanziamenti da parte dell'Ue.

La circostanza che le tre compagnie coinvolte nei progetti infrastrutturali GNL ciprioti siano contemporaneamente impegnate nei piani di sfruttamento del potenziale gassifero della porzione israeliana del Bacino di Levante è tutt'altro che casuale. Nelle intenzioni di Nicosia, difatti, l'isola potrebbe offrire uno snodo logistico utile alle esportazioni di gas israeliano verso i mercati europei o, data la prossimità al Canale di Suez, verso quelli asiatico-orientali.

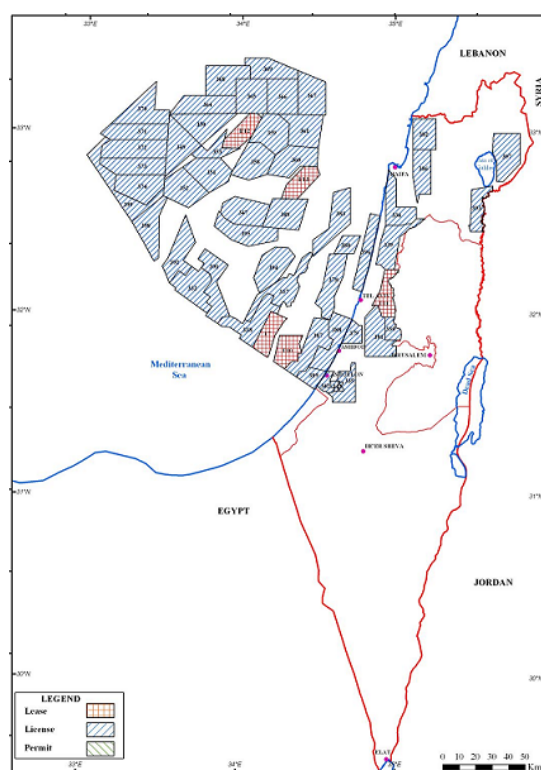
Sul versante israeliano, nelle cui acque sono stati scoperti i più rilevanti giacimenti del Bacino di Levante, **il processo di definizione di una coerente strategia energetica e di una conseguente politica di esportazioni rispecchia la portata del cambiamento storico che la scoperta di idrocarburi ha comportato per Tel Aviv.** Paese povero di risorse proprie, Israele ha tradizionalmente dovuto far ricorso a importazioni di petrolio e gas per sostenere i propri consumi. Lo sfruttamento dei giacimenti del Bacino di Levante potrebbe dunque consentire a Israele di liberarsi di una dipendenza dalle rilevanti ripercussioni geopolitiche e di attivare, al contempo, flussi di esportazioni. Su questo sfondo, lo scorso 23 giugno si è conclusa la lunga riflessione delle autorità di Israele sulla percentuale della produzione di gas del Bacino di Levante destinata alle esportazioni. Il dibattito, imperniato sulle stime relative alle quantità di gas necessarie per garantire a Israele l'autosufficienza dei consumi di metano, si è concluso con la decisione di riservare alle esportazioni una quota del 40% della produzione futura – ovvero circa 380-400 Gmc dei 900-920 Gmc totali entro

il 2040. La quota, stabilita dai più alti rappresentanti governativi – tra cui il primo ministro Benjamin Netanyahu, il ministro delle Finanze Yair Lapid, delle Risorse idriche ed energetiche Silvan Shalom, e il governatore della Banca centrale Stanley Fischer – rappresenta una sensibile diminuzione della percentuale indicata da una commissione governativa creata *ad hoc* a fine 2011, che aveva raccomandato di riservare alle esportazioni una quota del 53% della produzione (circa 500 Gmc).

Il ridimensionamento sembra essere stato frutto del difficile tentativo di mediare tra le opposte istanze rivolte al governo dai settori imprenditoriali e da quelli politico-ambientalisti, i quali, a dimostrazione della rilevanza della scelta per il futuro di Israele, hanno non a caso contestato la decisione sulla base di presupposti diametralmente opposti. Mentre i primi hanno infatti obiettato che i 380-400 Gmc destinati alle esportazioni non sarebbero sufficienti a giustificare commercialmente gli investimenti infrastrutturali e le stesse attività di estrazione, l'opposizione laburista ha bollato la decisione come “distruttiva e irresponsabile”, nella misura in cui non tiene sufficientemente in considerazione le necessità di garantire al paese l'autosufficienza dei consumi. A dimostrazione delle difficoltà di approntare una coerente politica delle esportazioni, critiche alla decisione sono giunte anche da settori governativi e, in particolare modo, dal ministro della Protezione ambientale Amir Peretz, che ha sostenuto che Israele necessiterebbe di almeno 600 Gmc di gas per far fronte alle proprie necessità, contro i 540 Gmc previsti dal governo.

Nel breve periodo, le esportazioni israeliane saranno verosimilmente dirette verso l'Autorità palestinese – che ha avviato un progetto di costruzione di un impianto di generazione elettrica a Jenin – e verso la Giordania che, al pari di Israele, ha subito ripetuto tagli alle forniture di gas provenienti dall'Egitto. Nonostante le ripetute dichiarazioni sulla volontà egiziana di riprendere gli approvvigionamenti di gas alla Giordania, i continui atti di sabotaggio al gasdotto che collega i due paesi e le crescenti difficoltà di approvvigionamento egiziane – che hanno costretto il Cairo a ricorrere a importazioni di Gnl dal Qatar – approfondiscono la valenza della **cooperazione energetica israelo-giordana**. D'altra parte, la compagnia giordana Arab Potash si è già dichiarata interessata all'acquisto di 1 Gmc/a di gas, che potrebbe essere trasportato attraverso un gasdotto del costo di 100-150 milioni di dollari da costruire tra i due paesi. In una prospettiva di più lungo periodo, passibile di realizzarsi in 5-10 anni, la politi-

Figura 13 - I blocchi off-shore israeliani



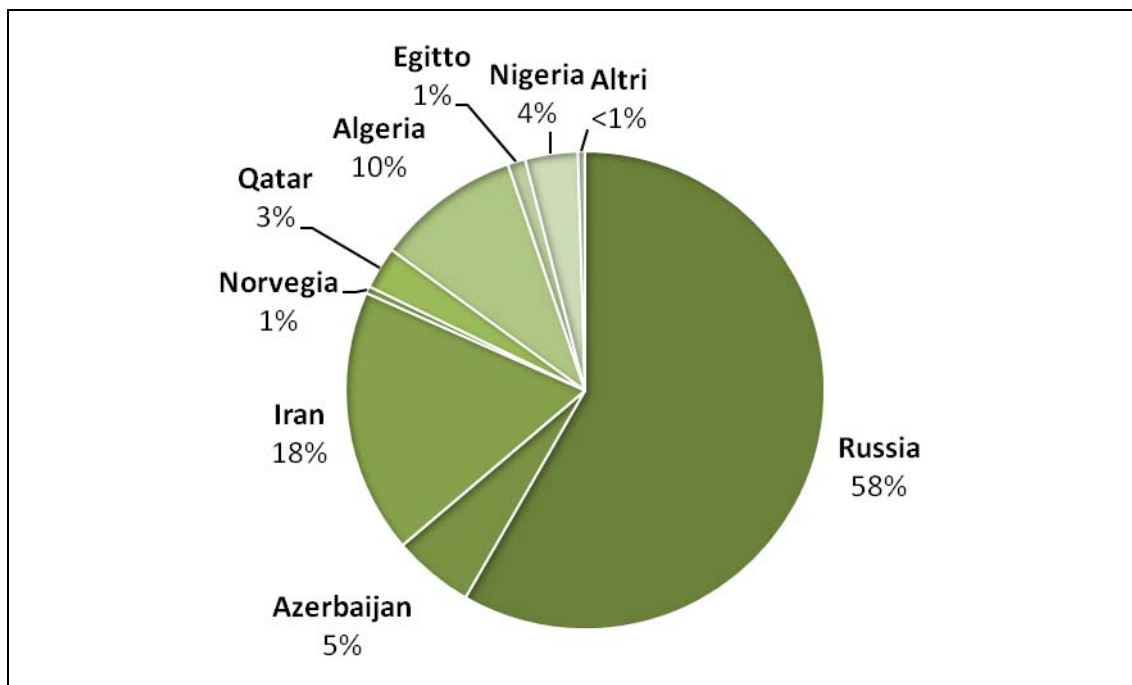
Fonte: Ministero delle Risorse naturali di Israele.

ca di esportazioni israeliana potrebbe invece fondarsi su due possibilità alternative. La prima implicherebbe l'utilizzo di impianti di GNL che, nonostante i costi più elevati, conferirebbe a Israele una flessibilità nelle esportazioni che le alternative via tubo non garantirebbero. La localizzazione degli impianti di liquefazione del gas è tuttavia tutt'altro che scontata. Se la scelta di una località sulla costa israeliana comporterebbe rischi legati alla sicurezza degli impianti, le principali alternative consisterebbero nella costruzione di un terminale di liquefazione fluttuante o, come detto, nell'utilizzo di infrastrutture sulla costa cipriota. Principale alternativa alle esportazioni di GNL sarebbe costituita dalla costruzione di un gasdotto verso la Turchia, da dove il gas potrebbe essere instradato verso i mercati europei. Quest'ultima possibilità – rispetto alla quale Ankara si è già dichiarata favorevole – assumerebbe una valenza strategica prima ancora che commerciale, come elemento di riavvicinamento e di ritrovata intesa tra due interlocutori i cui rapporti si sono notevolmente raffreddati nel corso degli ultimi anni. Principale incognita rispetto alla costruzione di un gasdotto verso la Turchia è tuttavia costituita dal passaggio quasi obbligato attraverso le acque cipriote che, se da un lato eviterebbe il transito attraverso quelle libanesi e siriane, dall'altro rende il progetto ostaggio delle difficili relazioni tra Ankara e Nicosia. A oggi, in ogni caso, l'Autorità antitrust israeliana ha dato via libera all'avvio dei negoziati tra il consorzio deputato allo sfruttamento del giacimento di Leviatano – il più ingente tra quelli del Bacino, con riserve stimate a 19 Tmc di gas – e le controparti palestinesi, giordane e turche.

Il fattore geopolitico è, d'altra parte, tutt'altro che secondario per i piani di sviluppo del comparto off-shore israeliano. **Le rivendicazioni del Libano – sostenute da Damasco e Teheran – su parte dei giacimenti israeliani gettano infatti un'ombra pesante sui piani di Tel Aviv, nella perdurante mancanza di demarcazione dei confini terrestri e marittimi tra i due paesi.** In questo contesto, le accuse di usurpazione delle proprie risorse rivolte a Israele dalle autorità libanesi hanno proceduto di pari passo con i piani di Beirut finalizzati allo sfruttamento del proprio potenziale off-shore che, sulla base delle stime rese note lo scorso anno dalla compagnia britannica Spectrum, potrebbe beneficiare di riserve di gas pari a circa 700 Gmc. Le rivendicazioni incrociate su un'area di circa 850 chilometri quadrati di mare rappresentano dunque un pericoloso elemento di polarizzazione regionale, per scongiurare il quale la Casa Bianca in luglio – attraverso il vice-assistente al segretario per la Diplomazia energetica Amos Hochstein – si è dichiarata pronta a lanciare un'attività di mediazione tra le parti in vista del raggiungimento di un accordo sulla demarcazione delle rispettive Zone economiche esclusive nel Mediterraneo. Al di là della vertenza con Israele, Beirut si trova a fronteggiare una difficile situazione politica interna, che sembra ostacolare irreparabilmente la tempistica di sviluppo del comparto energetico prospettata nel corso del 2013 e finalizzata a dare avvio alla produzione già nel 2016. A marzo, infatti, il Libano ha lanciato ufficialmente la prima fase di concessione di licenze di sfruttamento, selezionando 46 compagnie internazionali e fissando la scadenza del processo per novembre 2013. Ciò nonostante, l'esecutivo libanese – retto da un debole governo *ad interim* – non ha le prerogative istituzionali necessarie per uscire da un'*impasse* generata dalla mancata approvazione di decreti finalizzati alla demarcazione ufficiale dei blocchi da assegnare in

concessione, alla proposta dei relativi modelli contrattuali e alla regolamentazione delle gare di appalto.

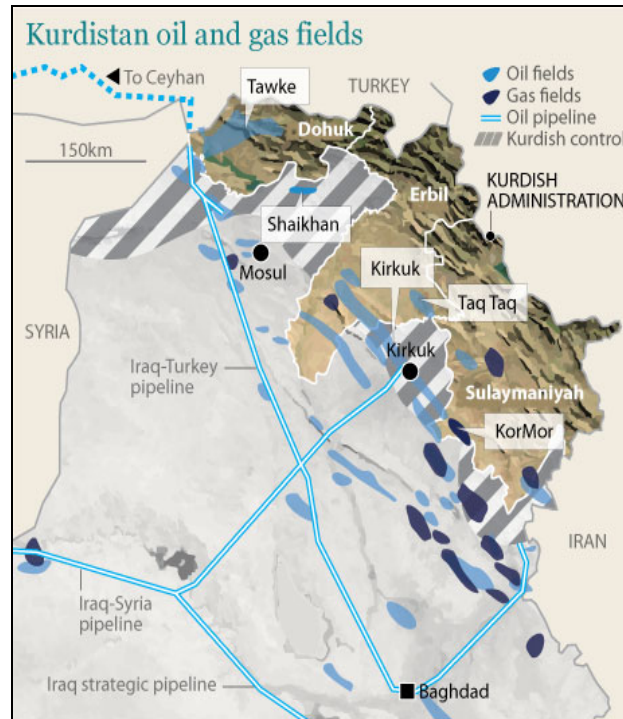
Figura 14 - Origine delle importazioni di gas verso la Turchia (2012)



Fonte: BP.

La possibilità di entrare nel giro d'affari legato allo sfruttamento delle risorse gassifere del Bacino di Levante avrebbe per la Turchia un duplice, rilevante significato. Da un lato, sosterebbe il tradizionale obiettivo delle autorità di Ankara di fare del territorio anatolico uno snodo di distribuzione di idrocarburi a cavallo tra le principali aree di produzione e di consumo energetico. Dall'altro e contemporaneamente garantirebbe maggior diversificazione ai canali di approvvigionamento di gas di un paese povero di risorse di idrocarburi, la cui domanda di energia ha continuato a crescere – assieme al PIL – in controtendenza rispetto agli altri attori europei. Sebbene a un tasso inferiore rispetto agli anni passati, il 2012 ha infatti registrato una crescita della domanda di energia primaria pari allo 0,6% e di gas, che copre circa un terzo del *mix* energetico, pari allo 0,9%. In questo contesto, la Turchia ha visto crescere il volume degli approvvigionamenti russi di gas del 4,3% – dai 23,5 Gmc del 2011 ai 24,5 Gmc del 2012 – elevando la propria dipendenza dalle importazioni di Gazprom fino al 57,5% del totale.

Figura 15 - Le riserve di idrocarburi nell'area del GRC



Fonte: *The National*.

Sebbene, come dichiarato dall'AD di Gazprom, Aleksej Miller, la tendenza all'aumento delle esportazioni russe verso la Turchia potrebbe approfondirsi nel 2013 sino a interessare 30 Gmc di gas, è pur vero che **il paniere dei partner energetici di Ankara è andato notevolmente crescendo nel corso degli ultimi anni e, non secondariamente, si dischiudono a essa nuovi e rilevanti canali di approvvigionamento attivabili nel medio periodo.** Sotto il primo profilo, il novero dei paesi dai quali la Turchia importa metano è andato crescendo soprattutto grazie all'apertura di impianti di rigassificazione, che hanno consentito al paese l'importazione di crescenti quantità di GNL. Nel 2012 il gas importato in forma liquefatta è passato dai 6,2 Gmc dell'anno precedente sino a 7,7 Gmc, provenienti da Algeria, Nigeria, Qatar ed Egitto. Inoltre, tra i progetti infrastrutturali che garantiranno nel medio periodo maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento spicca il Trans-Anatolian Pipeline, progetto infrastrutturale di matrice turco-azerbaigiana che, primo segmento del Corridoio meridionale dell'Ue (Cfr. § 3.3.), assicurerà dal 2019 alla Turchia 6 Gmc di gas provenienti dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento di Shah Deniz, nelle acque territoriali caspiche dell'Azerbaigian.

Tra gli assi infrastrutturali passibili di essere realizzati nel medio periodo spicca invece – oltre a quello, menzionato, dal Bacino di Levante – la direttrice irachena e, in particolare, quella che collega la Turchia con l'area amministrata dal Governo regionale curdo

(GRC), dove sarebbero contenute ingenti riserve di petrolio e gas e con il quale Ankara ha da tempo avviato una proficua relazione commerciale, pilastro del tentativo di fare dell'interdipendenza economica un fattore di ridimensionamento delle tensioni legate alla più ampia questione curda. **Sullo sviluppo del potenziale estrattivo del Kurdistan iracheno continua tuttavia a pesare la datata vertenza tra il governo centrale di Baghdad e quello regionale di Erbil circa la divisione dei proventi del comparto energetico**, all'ombra della quale non è stato a oggi possibile raggiungere un accordo su una legge nazionale regolante il settore energetico. In mancanza di un quadro normativo di riferimento, Baghdad continua a ritenere illegali i contratti di esplorazione e sfruttamento negoziati dal GRC con compagnie straniere, minacciate dal Governo federale di esclusione dai contratti già negoziati nel resto del paese. Ultima dimostrazione della perdurante distanza che separa Baghdad ed Erbil è giunta dalla pubblicazione, avvenuta in giugno, della Strategia Energetica Nazionale Integrata. Nel documento, che fissa gli ambiziosi traguardi di produzione di idrocarburi stabiliti dal Governo centrale (4,5 milioni di barili al giorno nel 2014 a fronte dei 3,1 del 2012), la produzione curda non è calcolata e, stando alle accuse avanzate dal ministro delle Risorse naturali del GRC, Ashti Hawrami, Erbil non è stata consultata nella fase di predisposizione dello stesso. D'altra parte, la vertenza impedisce a oggi che il petrolio curdo possa essere esportato verso nord attraverso l'oleodotto che collega l'Iraq con il terminale turco di Ceyhan, sul Mediterraneo. Mentre appare dunque arduo che lo stallo generatosi attorno alla predisposizione di una normativa nazionale possa rompersi a breve – nonostante uno spiraglio di dialogo tra le parti sembri essersi dischiuso a seguito dell'incontro di giugno tra il primo ministro iracheno, Nouri al-Maliki, e l'omologo curdo, Nechirvan Barzani – **proseguono tuttavia i contatti tra Erbil e Ankara in funzione dell'approfondimento della cooperazione energetica**. Sul versante infrastrutturale, il GRC ha reso noto il prossimo completamento di un oleodotto finalizzato all'esportazione di 300.000 barili al giorno di petrolio (espandibile fino a un milione) dai giacimenti di Taq Taq fino alla stazione di pompaggio di Fishkabour, ai confini con la Turchia, coerentemente con l'accordo sottoscritto tra le parti a fine 2012 e funzionale all'obiettivo di incrementare un volume d'esportazione limitato oggi dalla necessità di trasporto del petrolio verso nord su gomma (per un volume totale di 30.000 b/g). Nella stessa prospettiva le autorità curdo-irachene – che mirano a raggiungere un volume di output superiore al milione di b/g entro il 2015 – hanno inoltre reso noto il progetto di inaugurare, nel 2015, un secondo collegamento infrastrutturale verso la Turchia proveniente dai giacimenti di Shaikan e Barda Rash, operati rispettivamente dalla statunitense HKN Energy e dalla britannica Afren. Inoltre, stando a fonti vicine al GRC, nel corso dell'estate Erbil avrebbe assegnato concessioni di prospezione e sfruttamento su sei settori estrattivi a una compagnia turca rimasta anonima. Alla compagnia sarebbe stato assegnato l'80% delle quote dei blocchi di Choman, Hindren e Arbat e il 40% di quelle di Khalakan, Pulkhana e Jabal Kand – gli ultimi due localizzati in una fascia di territorio contesa tra il GRC e il Governo federale. Meno imminenti, ma ugualmente rilevanti, sono poi i piani di esportazione di gas verso la Turchia, che secondo il Ministro Hawrami potrebbero partire nel 2016, raggiungendo progressivamente un volume di circa 10 Gmc/a.

Benché le compagnie energetiche turche siano state tradizionalmente in prima linea nella predisposizione di piani di sfruttamento delle risorse curdo-irachene, il potenziale estrattivo regionale ha attirato l'interesse e gli investimenti di diverse compagnie internazionali. Difatti, **il GRC prosegue nella strategia di attrazione di capitale straniero verso la regione**, incurante delle eccezioni sollevate da Baghdad e coerentemente con una legge approvata a inizio 2013 dal Parlamento curdo che dà via libera alle esportazioni dirette di petrolio e gas come contropartita dei presunti crediti accumulati dal 2004 e non riscossi – tanto nel comparto energetico, quanto in quello della difesa – da parte del Governo federale. Elemento di centrale rilevanza per il perseguimento della strategia energetica curda è stato l'interesse all'inserimento nei piani di sfruttamento del potenziale regionale da parte di compagnie di primaria grandezza sul piano internazionale. Il riferimento va principalmente alle statunitensi ExxonMobil e Chevron, alla francese Total, alla russa Gazprom e alla sudcoreana Korea National Oil Corporation. Chevron e Total, in particolare, hanno sottoscritto nella seconda metà di giugno due contratti di esplorazione e sfruttamento che approfondiscono la misura del coinvolgimento in territorio curdo-iracheno. La compagnia statunitense – già impegnata nella regione in attività di prospezione dei blocchi di Rovi e Sarta – ha aggiunto al proprio portafoglio il giacimento di Qara Dagh che, situato a sud-est di Erbil, copre un'area di quasi 900 chilometri quadrati. Al contempo Total, che si era già aggiudicata quote minoritarie nei giacimenti di Harir, Safin e Taza, ha invece siglato con le autorità curdo-irachene un accordo per il blocco di Baranan, dove agirà in qualità di operatore. Di particolare rilevanza, in questa prospettiva, è anche l'interesse manifestato da Gazprom Neft – controllata di Gazprom attiva nel settore petrolifero – per l'espansione delle proprie attività di prospezione e sfruttamento di giacimenti di petrolio e gas in territorio curdo-iracheno. Già presente nell'area grazie a un piano di esplorazione nei settori di Shakal e Garmian con un piano di investimenti pari a circa un miliardo di dollari, ha reso noto un nuovo piano di investimenti nell'area di Halabja, dove ha acquisito una concessione di sfruttamento lo scorso febbraio.

La politica energetica dell'area vicino e mediorientale risentono particolarmente, nell'attuale fase, delle più ampie dinamiche politiche regionali. Se cioè l'aggravamento della crisi siriana minaccia la stabilità dell'area e, con essa, i principali progetti infrastrutturali transnazionali, al contempo la vittoria di Hassan Rohani nelle elezioni presidenziali iraniane dello scorso 15 giugno potrebbe contribuire alla rottura dell'isolamento internazionale in cui l'Iran era scivolato nel corso degli ultimi anni, restituendo alla politica energetica eurasiatica un produttore di primaria importanza.

2.4. NORD AFRICA

La **situazione** nell'area nordafricana resta al momento **particolarmente difficile**. L'instabilità in Egitto non ha avuto effetti sui transiti attraverso il Canale di Suez, ma ha creato tensioni tra il governo e i produttori internazionali, che reclamano consistenti pagamenti arretrati. Sebbene la situazione possa creare perdite finanziarie per le società coinvolte, dal punto di vista della sicurezza energetica italiana ed europea non si registrano pro-

blemi, essendo l'Egitto un esportatore di gas completamente secondario (meno di 3 Gmc all'anno di GNL esportato verso i mercati europei).

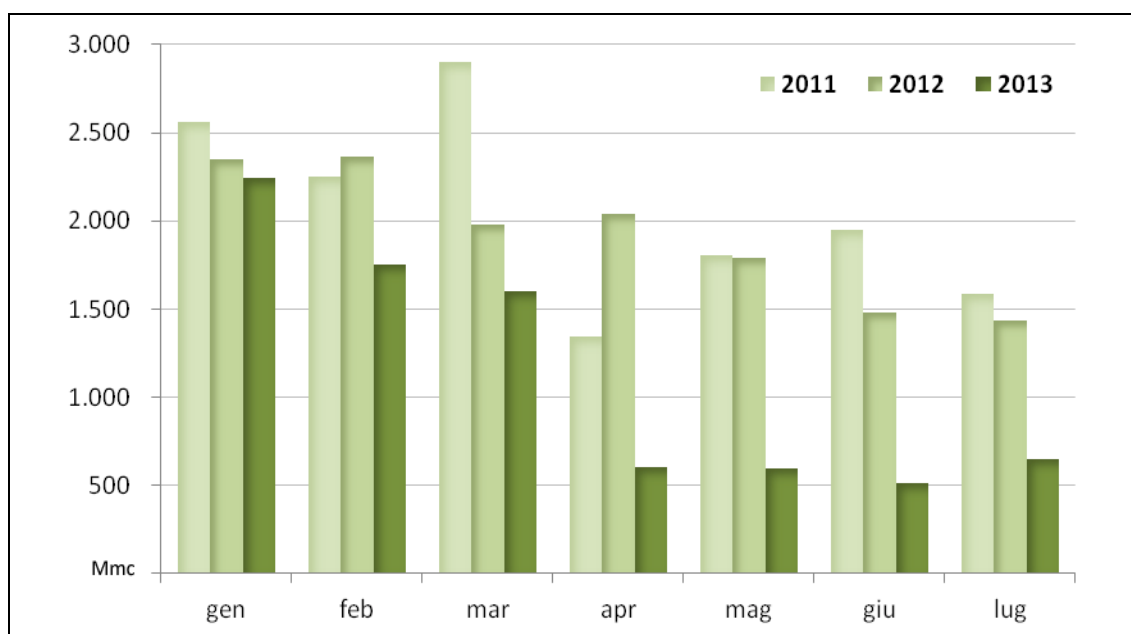
Per quanto concerne la **Libia**, i flussi verso l'Italia attraverso il Greenstream sono risultati stabili e sostenuti per tutta la prima parte dell'anno. Il contesto di sicurezza in Libia è tuttavia ancora molto difficile ed è difficile prevedere la sua evoluzione, soprattutto in caso di una nuova destabilizzazione dell'Egitto o di un'escalation regionale del conflitto in Siria. Un discorso analogo vale per la **Tunisia**, dove però il contesto di sicurezza risulta nettamente migliore.

L'**Algeria**, infine, rappresenta il paese **più importante per l'Italia e anche la maggiore fonte di rischio**. La prossima transizione (v. *Focus 13/2013*) e le possibili ricadute regionali del conflitto in Siria continuano a rendere la stabilità politica del paese nordafricano la singola minaccia principale alla sicurezza energetica nazionale.

Il ruolo dell'Algeria come fornitore dell'Italia è stato tuttavia temporaneamente ridimensionato dagli accordi siglati tra Sonatrach ed Eni, Enel ed Edison per una riduzione dei flussi in arrivo in Italia attraverso il gasdotto Transmed. Complessivamente, il **taglio delle importazioni dall'Algeria sarebbe intorno ai 10 Gmc all'anno**, corrispondente a un dimezzamento rispetto al 2012. Più della metà di questa riduzione è limitata solo a quest'anno e dunque già l'anno prossimo si dovrebbe assistere a un netto recupero dei flussi dal paese.

Alla base dell'operazione vi sono ragioni di sostenibilità finanziaria dei contratti di approvvigionamenti di lungo periodo, sottoscritti dagli operatori con diversi fornitori in condizioni di mercato non segnate dagli effetti negativi della crisi economica.

Figura 16 - **Andamento delle importazioni italiane di gas dall'Algeria**



Fonte: *Ministero dello sviluppo economico*.

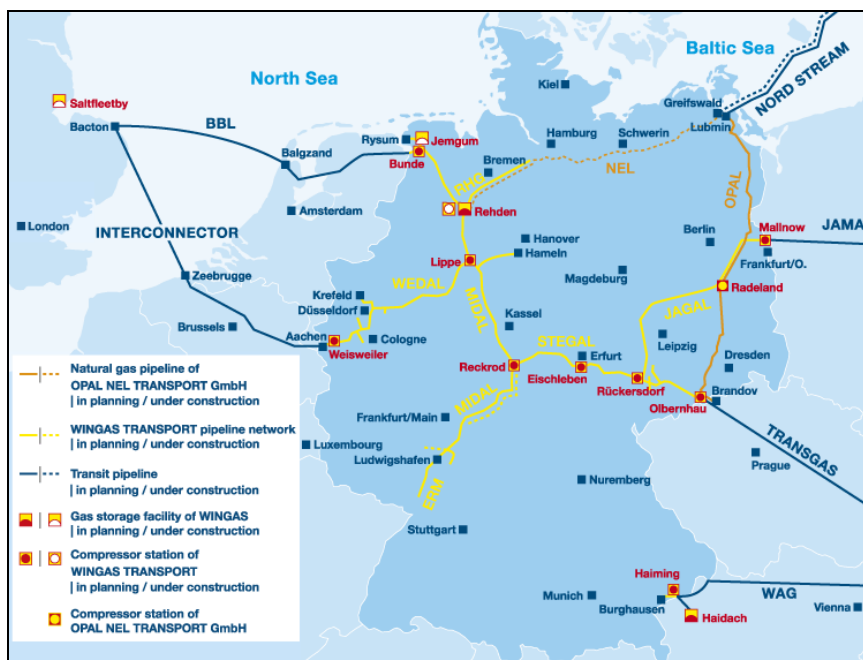
3. CORRIDOI EUROPEI DEL GAS

3.1. CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

In linea con il progetto russo di rafforzare la direttrice nord-orientale di esportazione verso l'Europa, in giugno il vicepresidente di Gazprom, Alexander Medvedev, e Jean-Francois Cirelli, omologo della compagnia francese Gdf Suez, hanno siglato un **accordo finalizzato all'avvio di uno studio congiunto sulla possibilità di espansione del Nord Stream**. Le due linee parallele che costituiscono il gasdotto – che corre tra la Baia di Portovaya, sulla costa russa del Baltico, e il terminale tedesco di Greifswald – sono state completate rispettivamente nel 2011 e a fine 2012, portandone la capacità a 55 Gmc/a. Nel 2012 il gasdotto ha trasportato circa 12 Gmc di gas, deviati dalla rotta ucraina. I piani di espansione dell'infrastruttura, già resi noti da Gazprom a inizio anno, punterebbero al raddoppio dell'attuale capacità di trasporto, con la posa di due ulteriori linee di 27,5 Gmc/a ciascuna.

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

Figura 17 - I gasdotti Nord Stream e la rete di distribuzione collegata



Fonte: Wingas.

L'intesa con Gdf Suez dimostra l'elevato interesse suscitato tra i partner europei di Gazprom nell'ampliamento di una direttrice d'esportazione che potrebbe presto sostituire lo snodo ucraino come maggior canale d'esportazione di gas russo verso i mercati dell'Europa centrale e occidentale. L'interessamento di Gdf Suez segue peraltro quello manifestato a inizio anno dalla compagnia olandese Gasunie (Cfr. *Focus* 13/2013), già partner del progetto Nord Stream con una partecipazione del 9%, nella prospettiva di costruzione di un'infrastruttura sottomarina tra Olanda e Gran Bretagna in grado di aprire il mercato britannico al gas russo.

3.2. CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

La scelta del Trans-Adriatic Pipeline (**TAP**) per l'assegnazione del gas che andrà in produzione dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento azerbaigiano di Shah Deniz rappresenta il **passaggio fondamentale per l'inaugurazione del Corridoio meridionale dell'Unione europea, terzo canale di approvvigionamento esterno di gas – accanto a quello russo e nordafricano – la cui iniziale predisposizione risale a un decennio or sono. La scelta del TAP rispetto all'alternativo Nabucco West** si è fondata su solide considerazioni di natura economica e commerciale, sufficienti a so-

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

pravanzare il vantaggio di cui il Nabucco aveva tradizionalmente beneficiato su un piano strettamente politico – grazie principalmente al sostegno delle istituzioni comunitarie e della Casa Bianca. Come dichiarato da Claudio De Vincenti, Sottosegretario allo Ministero dello Sviluppo economico italiano, **il TAP ha infatti prevalso in relazione a quasi tutti i criteri posti dal Consorzio SD per l'assegnazione del gas e, in particolare, rispetto alle opportunità di mercato offerte, tempistica, scalabilità del progetto, funzionalità di gestione, disponibilità dei fondi, qualità del progetto e trasparenza.** D'altra parte, il Consorzio TAP ha presentato ai partner di Shah Deniz più alti prezzi di vendita del gas e più bassi costi di trasporto.

All'indomani della decisione del Consorzio SD, il TAP è entrato rapidamente in **fase di realizzazione** avviando la finalizzazione degli accordi funzionali alla costruzione e operazione dell'infrastruttura. A inizio luglio è stato così siglato un Accordo di cooperazione sulla gestione tecnica e sulla manutenzione del gasdotto con la Desfa, società operatrice del sistema di trasmissione della Grecia, attraverso il cui territorio transiteranno due terzi circa dell'infrastruttura (550 chilometri), e paese al quale la Costruzione del TAP sembra garantire rilevanti benefici in termini economici. Secondo uno studio di Forbes, la costruzione del TAP assicurerà infatti alle casse greche circa 1,5 miliardi di euro, favorendo inoltre

L'afflusso di nuovi investimenti e agevolando la lotta del governo alla disoccupazione – che in maggio ha toccato il tasso record del 27,6% – con la creazione diretta e nell'indotto di circa 12.000 nuovi posti di lavoro. Al contempo, e in un'ottica di più lungo periodo, la costruzione del TAP in territorio greco potrebbe rappresentare la prima tappa del percorso che, coerentemente con i programmi delle autorità di Atene, potrebbe condurre la Grecia ad assumere un rilevante ruolo di snodo delle infrastrutture di trasporto del gas nell'area del Mediterraneo orientale e danubiano-balcanica.

Figura 18 - Il gasdotto Trans-Adriatic Pipeline



Fonte: Tap.

L'approvazione del TAP ha inoltre dischiuso un processo di allargamento della partecipazione al consorzio deputato alla costruzione e operazione del gasdotto. Lo scorso 30 luglio, esercitando un'opzione già garantita ai membri del Consorzio SD, Socar, BP e Total hanno acquisito ciascuna una quota del 20% della società, affiancando i soci originari, la svizzera Axpo, la norvegese Statoil e la tedesca E.On. Una quota del 16% è stata inoltre acquisita dalla Fluxys, mentre la compagnia greca Depa sarebbe interessata a entrare nel consorzio con una partecipazione del 5%. Particolarmente significativo è l'ingresso nella società da parte di Fluxys, rilevante operatore nel transito e stoccaggio del gas che, attivo in diversi e rilevanti mercati dell'Europa centro-settentrionale (quali Germania, Francia, Belgio, Olanda e Gran Bretagna), sembra testimoniare le notevoli possibilità di commercializzazione del gas azerbaijano.

Sciolto il nodo sull'assegnazione del gas di Shah Deniz, resta ora da chiarire l'aspetto economico legato al finanziamento delle tre infrastrutture deputate a realizzare il collegamento tra i giacimenti al largo di Baku e la costa pugliese – ovvero l'espansione del South Caucasus Gas Pipeline tra Azerbaijan e Turchia orientale e la costruzione del TANAP sino al confine turco-greco, da dove il gas sarà successivamente pompato attraverso il TAP. **La positiva conclusione della partita sull'assegnazione del gas di Shah Deniz non chiude inoltre la più ampia competizione infrastrutturale lungo il Corridoio meridionale**, che al contrario, come sottolineato dal vice-assistente al segretario per la Diplomazia energetica statunitense Hochstein, potrebbe costituire “la prossima sfida energetica”

eurasiatica. La portata iniziale del TAP – 10 Gmc/a – rappresenta infatti solo una piccola frazione del volume di importazione annuo dell’Europa centro-meridionale e, per quanto rappresenti una rilevante breccia nel predominio russo su tali mercati, non è evidentemente sufficiente a garantire appieno quella diversificazione che nell’ottica della Commissione europea l’apertura del Corridoio meridionale era finalizzata ad assicurare ai paesi europei. In questa prospettiva, dunque, resta aperta la partita infrastrutturale e politica finalizzata ad assicurare al Corridoio nuove e rilevanti fonti di approvvigionamento, che potrebbero andare dalle risorse estratte nel Bacino di Levante sino a quelle irachene – mentre più difficile appare, almeno allo stato attuale, il coinvolgimento dell’Iran e quello dei paesi produttori sulla sponda orientale del Caspio – Turkmenistan e Kazakistan – sempre più intensamente attirati dalla partita energetica asiatica piuttosto che europea. In questo senso vanno, d’altra parte, le dichiarazioni del presidente di Socar, Rovnag Abdullayev, che ha voluto rimarcare come il gasdotto TANAP – primo segmento del Corridoio meridionale, della capacità programmata di 16 Gmc/a espandibili fino a 31 Gmc/a – rappresenti “il percorso preferenziale per le esportazioni di gas per l’Europa provenienti dai paesi dell’Asia centrale e dall’Iraq”. Nello stesso senso le dichiarazioni del Commissario europeo per l’Energia, Guenther Oettinger, il quale ha sottolineato come, nella visione comunitaria, il Corridoio meridionale rappresenti un “progetto a più stadi”, passibile di beneficiare nel medio periodo di fonti aggiuntive a quella azerbaigiana, citando espressamente Iraq e Turkmenistan.

La scelta della direttrice meridionale – tra Grecia e Italia – per la commercializzazione del gas azerbaigiano ha dato nuovo slancio al progetto di Gazprom di costruzione del South Stream che, progettato lungo una direttrice danubiano-balcanica, **punta agli stessi mercati finali che sarebbero stati coperti dal Nabucco West**, scartato dal consorzio titolare dei diritti di sfruttamento di Shah Deniz. Se, cioè, l’accordo con il TAP sembra da un lato preludere la realizzazione della

diramazione del South Stream verso l’Italia, al contempo esso approfondisce l’interesse dei partner centro-europei alla costruzione del gasdotto propugnato da Gazprom. Tra questi spicca anzitutto la Bulgaria, primo degli stati di transito individuati dal Nabucco West, che ha risolutamente ripreso i contatti in vista della costruzione del South Stream con Gazprom – il cui AD ha dichiarato la disponibilità della compagnia a finanziare i 3,1 miliardi di dollari necessari per la costruzione del tratto bulgaro del gasdotto. Spinta rilevante verso la costruzione del South Stream è giunta inoltre a seguito della visita condotta a Mosca dal ministro delle Attività minerarie serbo, Milan Bacevic, che, a seguito di un incontro con l’AD di Gazprom, Miller, ha dichiarato che, in anticipo rispetto alla tempistica originariamente presentata, i lavori di costruzione del gasdotto in Serbia inizieranno già alla fine del 2014. La costruzione del South Stream offrirebbe infatti alla Serbia rilevanti dividendi economici, in

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

ragione della possibilità di costruire diramazioni verso la Croazia e la Repubblica serba di Bosnia. A seguito di un recente incontro tra il ministro per l'Energia russo, Alexander Novak, e il primo ministro macedone, Nikola Gruevski, la stampa russa ha inoltre pubblicato la notizia della sottoscrizione di un accordo finalizzato al collegamento della Macedonia con il South Stream. Stando alla tempistica ribadita da Alexander Syromyatin, vice-capo del Dipartimento alla gestione dei progetti di Gazprom, alla posa dei primi tubi in territorio russo avviata lo scorso dicembre, seguirà nel secondo trimestre del 2014 l'avvio della costruzione del tratto sottomarino nel Mar Nero, prevista concludersi alla fine del 2015.

Figura 19 - South Stream e snodo serbo



Fonte: *Gazprom*.

3.3. CORRIDOIO MEDITERRANEO

Nel trimestre passato non si sono registrate evoluzioni significative lungo questo corridoio, che a causa della bassa domanda europea e del rischio d'instabilità politica difficilmente sarà interessato da nuovi investimenti nel corso dell'attuale decennio.

PARTE II - APPROFONDIMENTO

DALLA LISBON STRATEGY A OGGI: IL PACCHETTO 20-20-20 AL 2020, OBIETTIVI E RISULTATI A SETTE ANNI DALLA SCADENZA

di *Veronica Venturini*, Energy Policy Analyst

L'EUROPA VERSO IL 2020

Mancano sette anni al 2020, data entro la quale una delle politiche strategiche comunitarie più famose e ambiziose dovrà essere raggiunta; **il 2020 è, infatti, il limite temporale della strategia energetica e climatica dell'Unione europea (UE) entro il quale dovranno essere rispettati i target di riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto ai livelli del 1990, di aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.** Diversi sono stati gli strumenti messi in campo nel corso degli anni affinché tali target potessero essere raggiunti: dal punto di vista legislativo, regolamenti e direttive sono stati pubblicati insieme ad altri atti comunitari di tipo meno cogente (libri verdi, bianchi, raccomandazioni e comunicazioni).

La volontà di migliorare da un punto di vista ambientale le condizioni di vita dei cittadini dell'UE è stata solo uno degli aspetti presi in considerazione nell'elaborazione di tale politica: come meglio si vedrà nei paragrafi successivi, con la **Strategia di Lisbona** lanciata più di una decade fa si voleva dare un impulso al vecchio continente affinché vivesse un rilancio economico attraverso l'innovazione tecnologica, ivi compresa la creazione di *green jobs* e di una *green economy* in grado di migliorare il livello di competitività dell'Europa unita.

Gli atti legislativi che sono stati deliberati in ambito comunitario nel corso degli anni hanno portato a un livello via via più stringente gli impegni sottoscritti dai paesi membri. Le due direttive che hanno dato il via al “primo pacchetto energia” e a una politica comune di liberalizzazione del mercato – la 96/92/CE per il mercato interno dell'elettricità e la 98/30/CE per il mercato interno del gas naturale – possono essere considerate l'inizio di una politica comune per l'energia che avrebbe portato agli obiettivi del 20-20-20 al 2020. Il secondo pacchetto, con le direttive 2003/54/CE per il settore elettrico e la 2003/55/CE per il gas naturale e il regolamento 1228/2003 sulle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, hanno completato il quadro⁴.

Per quanto riguarda la **politica energetica**, è il **Trattato di Lisbona**⁵ a stabilire che tale materia dovesse entrare a far parte delle **politiche in cui l'UE decide insieme agli stati membri**; applicando il principio di **sussidiarietà**, l'UE può intervenire solo se è in

⁴ N. Bassi, E. Bruti Liberati, F. Donati, “*La governance dell'energia*”, Osservatorio sulla politica energetica della Fondazione Einaudi, Fondazione Luigi Einaudi per studi di politica ed economia, Rapporto 2012.

⁵ Nel 2007 è stato firmato il Trattato di Lisbona che modifica il trattato sull'UE, il trattato che istituisce la Comunità europea e il trattato che istituisce la Comunità europea dell'energia atomica.

grado di agire in modo più efficace rispetto agli stati stessi. L'ultimo atto in questo senso, il terzo pacchetto energia, è ancora in fase di recepimento.

LE STRATEGIE DI LISBONA ED EUROPA 2020

La Strategia di Lisbona fu lanciata nel 2000 dal Consiglio europeo nella capitale portoghese con la volontà di dare impulso alla crescita e all'occupazione nell'Unione nell'era della globalizzazione e dei cambiamenti negli equilibri demografici mondiali, che stavano già iniziando a spostare il peso della bilancia economica dai paesi dell'area OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development)⁶ a quelli cosiddetti in via di sviluppo come la Cina o l'India. Attraverso tale "strategia" furono indicate delle possibili vie da perseguire per lo sviluppo di un'Europa più competitiva e dinamica, anche da un punto di vista ambientale. Dopo dieci anni dal lancio della Strategia, i risultati che erano stati prefissati in quella sede sono stati perseguiti solo parzialmente anche a causa della forte crisi economica che ha recentemente colpito l'UE, e che di certo ha rallentato investimenti e occupazione. Per tali ragioni, è emersa la volontà di dare un nuovo impulso a quelle che erano state le direttrici indicate a Lisbona attraverso la Strategia Europa 2020 adottata nel 2010, che mirava proprio a identificare più nel dettaglio le direttrici verso le quali convogliare gli sforzi comuni: la crescita auspicata doveva essere "intelligente" (*smart*) e puntare a ricerca, innovazione e sviluppo della conoscenza e del capitale umano, "sostenibile" (*sustainable*) da un punto di vista ambientale, e rivolgersi al mercato del lavoro e all'aumento delle competenze dei singoli lavoratori. I target europei del 20-20-20 al 2020 rientrano a pieno in uno dei cinque obiettivi che la Strategia Europa 2020 ha fissato e attraverso i quali uno sviluppo economico efficace e concreto deve essere perseguito⁷, ovvero quello riguardante la strategia energetica e climatica con la riduzione del 20% delle emissioni climalteranti, l'aumento del 20% di energia proveniente da fonti rinnovabili e l'aumento dell'efficienza energetica, sempre di una percentuale pari al 20%.

IL "PACCHETTO 20-20-20", IL "TERZO PACCHETTO ENERGIA", LA ROAD MAP 2050: OBBLIGHI E OBIETTIVI

Il Consiglio europeo del marzo 2007 ha stabilito che entro il 2020 l'UE dovrà provvedere alla riduzione di almeno il 20% delle emissioni di gas serra rispetto al 1990, a un risparmio del 20% del consumo di energia rispetto alle previsioni per il 2020, al 20% di fonti rinnovabili sul consumo totale di energia e infine a una quota del 10% di biocarburanti nel settore dei trasporti.

⁶ Fanno parte della OECD i paesi membri dell'UE, più Australia, Canada, Cile, Corea del Sud, Giappone, Islanda, Israele, Messico, Nuova Zelanda, Stati Uniti, Svizzera, Turchia.

⁷ Gli altri obiettivi riguardano l'occupazione, l'investimento in ricerca e sviluppo per una percentuale del 3% del GDP della UE, l'alfabetizzazione (almeno il 40% di giovani con una formazione di alto livello) e la riduzione della popolazione a rischio di povertà.

Figura 1 - Risultati e progressi degli stati membri nella produzione di energia da fonti rinnovabili ”

Stato membro	Quota delle ER nel 2005	Quota delle ER nel 2010	1° obiettivo provvisorio	Obiettivo delle ER per il 2020
Austria	23,3%	30,1 %	25,4%	34%
Belgio	2,2%	5,4%	4,4%	13%
Bulgaria	9,4%	13,8%	10,7%	16%
Cipro	2,9%	5,7%	4,9%	13%
Repubblica ceca	6,1%	9,4%	7,5%	13%
Germania	5,8%	11,0%	8,2%	18%
Danimarca	17%	22,2%	19,6%	30%
Estonia	18%	24,3%	19,4%	25%
Grecia	6,9%	9,7%	9,1%	18%
Spagna	8,7%	13,8%	10,9%	20%
Finlandia	28,5%	33%	30,4%	38%
Francia	10,3%	13,5%	12,8%	23%
Ungheria	4,3%	8,8%	6,0%	13%
Irlanda	3,1%	5,8%	5,7%	16%
Italia	5,2%	10,4%	7,6%	17%
Lituania	15%	19,7%	16,6%	23%
Lussemburgo	0,9%	3%	2,9%	11%
Lettonia	32,6%	32,6%	34,0%	40%
Malta	0%	0,4%	2,0%	10%
Paesi Bassi	2,4%	3,8%	4,7%	14%
Polonia	7,2%	9,5%	8,8%	15%
Portogallo	20,5%	24,6%	22,6%	31%
Romania	17,8%	23,6%	19,0%	24%
Svezia	39,8%	49,1%	41,6%	49%
Slovenia	16,0%	19,9%	17,8%	25%
Slovacchia	6,7%	9,8%	8,2%	14%
Regno Unito	1,3%	3,3%	4,0%	15%
UE	8,5%	12,7%	10,7%	20%

Dati Commissione europea, Allegato I della “Relazione sui progressi nel campo delle energie rinnovabili

I progressi nella produzione di energia da fonti rinnovabili illustrati nella Figura 1 mostrano una situazione positiva nella maggior parte dei paesi membri; in verde sono stati evidenziati gli stati che hanno superato del 2% il primo obiettivo provvisorio, in giallo quelli che lo hanno fatto di una quota compresa tra l'1% e il 2%, in rosso quelli ancora al di sotto all'obiettivo provvisorio⁸.

Il pacchetto energia, già lanciato dalla Commissione europea nel Green Paper del 2006 e ribadito anche in una comunicazione dal nome *An energy policy for Europe* nel 2007 al Parlamento e al Consiglio, puntava a una UE con un'economia a basso consumo energetico

⁸ COM(2013) 175 final, Relazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni, “Relazione sui progressi nel campo delle energie rinnovabili”, Bruxelles, 27 marzo 2013.

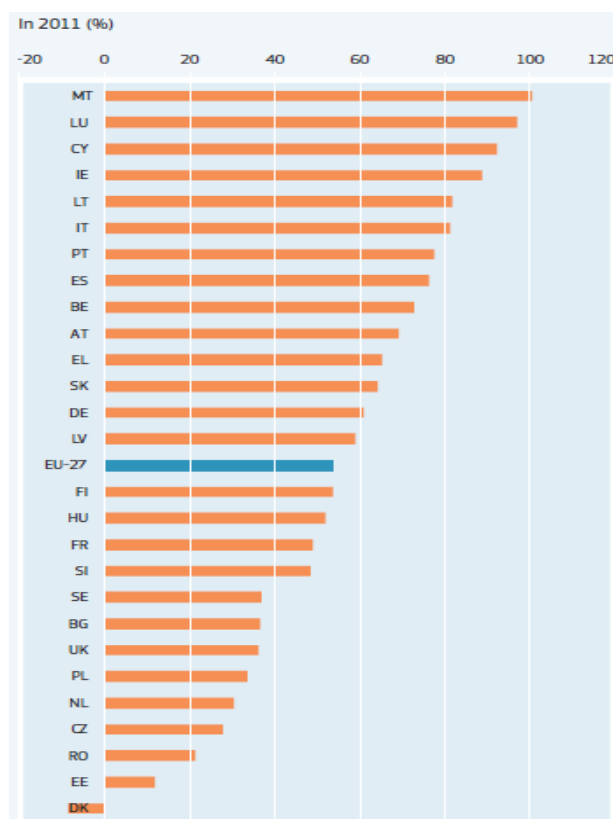
e basata su un'energia più sicura, competitiva e più sostenibile⁹; ciò sarebbe stato possibile attraverso il completamento del mercato interno dell'energia, una sicurezza nell'*energy supply*, una riduzione delle emissioni causate dalla produzione e dal consumo energetico e una accresciuta capacità dell'UE di parlare con una sola voce nel contesto internazionale. Il pacchetto, ripreso anche come obiettivo della Strategia Europa 2020, prevede due obiettivi vincolanti e uno non (ancora) obbligatorio: i primi riguardano le riduzioni di CO₂ e l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili sul totale dell'energia consumata, entrambi di una percentuale del 20%. Il secondo, unico obiettivo non vincolante dei tre, auspica un aumento del 20% dell'efficienza energetica.

La ragione di tale scelta politica e strategica trova la sua origine nel fatto che, geograficamente, l'UE è composta da un insieme di paesi non fortunati per quanto riguarda la presenza di fonti energetiche primarie, con un livello di dipendenza medio dalle importazioni di fonti fossili che ha sfiorato nel 2013 una percentuale del 54%¹⁰. Per tali ragioni, puntare su una politica che riesca a garantire una maggiore indipendenza della fornitura energetica dalle importazioni attraverso un aumento delle fonti rinnovabili e un uso più consapevole dell'energia, insieme alla riduzione delle emissioni di CO₂ viene considerata la principale scelta strategica e politica dell'Unione.

⁹ “An energy policy for Europe”, Comunicazione della Commissione al Consiglio europeo e al Parlamento europeo, 10 gennaio 2007.

¹⁰ “EU Energy in figures”: *Statistical Pocketbook 2013*, Commissione europea.

Figura 2 - Dipendenza energetica europea, aprile 2013, dati Eurostat



Il “terzo pacchetto energia”, pubblicato nel 2009, rappresenta l’ultimo blocco di regolamenti e direttive prodotto per far convergere tutti i paesi membri dell’UE verso il raggiungimento degli obiettivi al 2020 attraverso la realizzazione del mercato interno dell’energia¹¹. Ciò è possibile grazie alla realizzazione di un mercato che sia davvero concorrenziale: in questo senso l’*unbundling* (letteralmente “spacchettamento”) è la via scelta dalla Commissione per arrivare a tale scopo, in altre parole la **separazione inizialmente societaria, poi proprietaria, delle attività della filiera elettrica e del gas naturale prima verticalmente integrate e a capo di un unico soggetto monopolista**. Altri aspetti importanti sono l’integrazione delle reti di trasporto e il ruolo delle singole Autorità nazionali che hanno il compito di gestire una serie di provvedimenti per la pianificazione delle reti di trasporto e la loro accessibilità a soggetti terzi. In quest’ottica è stata creata l’ACER¹², l’Agenzia per la cooperazione dei regolatori energetici, con ruolo fonamen-

¹¹ I cinque atti normativi che vanno a formare il Terzo pacchetto energia sono: regolamento n. 713/2009, direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE in materia di energia elettrica e gas naturale, regolamento n. 714/2009 e n. 715/2009 in materia di accesso alle infrastrutture di trasmissione/trasporto.

¹² L’ACER è costituita da un Comitato dei regolatori, con i rappresentanti delle autorità nazionali per l’energia che delibera a maggioranza dei due terzi.

talmente consultivo e di raccomandazione ma anche decisionale su specifici aspetti tecnici. Il limite temporale per l'attuazione del Terzo pacchetto e per il completamento del mercato interno dell'energia è stato fissato per la **fine del 2014**.

Infine, è del 2011 l'*Energy Roadmap 2050*, lanciata dalla Commissione con l'ambizioso obiettivo di ridurre le emissioni di CO₂ dell'80% entro il 2050, mirando quindi a una quasi totale decarbonizzazione dell'UE nei prossimi decenni; l'obiettivo non può non essere collegato ai target 2020, senza i quali la strada dei futuri trent'anni non potrà che essere ancora più in salita. Un obiettivo del genere di così lungo periodo, come affermato anche dalla Commissione stessa, racchiude in sé «un certo grado d'incertezza, soprattutto perché incerte sono le ipotesi sulle quali si fonda», come ad esempio quando la produzione di fonti fossili inizierà a calare, il ruolo futuro del gas non convenzionale per la fornitura energetica dell'Unione o quale sarà il peso dell'energia nucleare nel post Fukushima¹³. Alla base degli scenari di decarbonizzazione previsti, l'efficienza energetica giocherà un ruolo chiave (con i *nearly zero energy buildings* e la gestione efficiente delle città), insieme alle rinnovabili (ove andrebbe sviluppato e reso conveniente un sistema di stoccaggio in grado di abbassarne i costi di gestione legati al dispacciamento), al ruolo futuro del gas nel mix energetico europeo e i sistemi di *Carbon Capture and Storage* (CCS), oltre ad un mercato dell'energia che sia efficiente e liberalizzato e alla realizzazione di un sistema di reti intelligenti (di trasmissione, distribuzione e stoccaggio). Tutto ciò sarà possibile solo se saranno garantiti un sempre maggiore coordinamento e collaborazione tra le politiche energetiche dei singoli stati membri, senza i quali tali sfide non potranno essere vinte.

COSTI E BENEFICI DEGLI OBIETTIVI PER L'UE E L'ITALIA

Come esplicitato in seguito, le stime dei costi legati al cambiamento climatico e ai relativi effetti ambientali, sociali e politici hanno riscontrato reazioni e scelte politiche differenti in diversi paesi e aree del mondo. La volontà dell'Unione di sostenere politiche a favore del taglio delle emissioni climalteranti così come della produzione di energia da fonti rinnovabili o di misure a favore di interventi di efficienza energetica è da inserirsi in una strategia politica che ha l'ambizioso fine di **far ripartire l'occupazione e la crescita dell'economia europea**. Per altre aree del mondo, il cambiamento climatico ha portato a delle scelte politiche diverse al riguardo, a volte contrastanti con gli impegni presi a livello internazionale dai paesi europei¹⁴. L'andamento crescente del livello delle emissioni di CO₂, così come l'innalzamento della temperatura globale, del livello dei mari e l'andamento delle piogge, sono collegati agli effetti economici che si ripercuotono sull'agricoltura, le foreste, l'acqua, il consumo energetico, la salute e le zone costiere più a rischio a causa dell'innalzamento del

¹³ Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni, "Tabella di marcia per l'energia 2050", Bruxelles, 15 dicembre 2011.

¹⁴ Ad esempio il Protocollo di Kyoto è stato firmato da Stati Uniti e Canada, ma i primi non lo hanno mai ratificato, e il Canada ha richiesto ed ottenuto di uscire dal Protocollo alla fine del 2012.

livello dei mari. Secondo alcune teorie¹⁵, l'innalzamento delle temperature porterebbe sul breve periodo a dei benefici soprattutto nelle aree temperate, a danno però della maggior parte della popolazione che vive invece ai tropici con un'economia meno sviluppata e ricca rispetto al resto del mondo¹⁶. Tale tipo di analisi collega inoltre direttamente variazioni di PIL e di benessere dei paesi colpiti dal cambiamento climatico a problemi sociali che potrebbero nascere provocati dagli effetti negativi di un innalzamento delle temperature. Questo disagio climatico avrà certamente ripercussioni negative maggiormente impattanti per i PVS invece che per i paesi sviluppati che hanno un livello di emissioni pro capite più elevato, andando ad aggiungere altri problemi a quelli economici e della distribuzione della ricchezza. Tra i fattori ritenuti importanti per rallentare il cambiamento climatico, l'andamento del costo delle nuove tecnologie e quello delle materie prime fossili al momento utilizzate nei vari processi produttivi e di generazione elettrica, possono favorire o frenare il passaggio ad altre fonti – quelle rinnovabili. Un altro fattore importante può riguardare scelte di politica ambientale ed energetica di un paese o di un insieme di paesi, come nel caso della UE: qui, la lotta al cambiamento climatico avviene attraverso l'adozione di politiche che impongono ad alcuni soggetti particolarmente energivori un “costo” per le loro emissioni di CO₂. Per meglio comprendere quale sia la linea politica europea a tale proposito, occorre evidenziare un aspetto importante: i cinque principali paesi in termini di emissioni rilasciate nell'atmosfera sono a oggi la Cina con una percentuale del 29%, gli USA con il 16% e l'UE27 con l'11%, seguita a chiudere dall'India con il 6% e dalla Federazione russa con il 5%. Secondo studi recenti, i paesi OECD contano per un terzo sul totale delle emissioni globali¹⁷; ciò significa che a prescindere dalle scelte dei singoli paesi o dell'UE stessa, l'impatto in termini di benefici sulla lotta al cambiamento climatico avrà dei risultati limitati; per quanto riguarda le politiche di sostegno alle fonti rinnovabili e all'aumento dell'efficienza energetica, se non si creerà una volontà d'intervento condivisa a livello globale i risultati seppure raggiunti secondo quanto stabilito in sede comunitaria avranno anch'essi un peso limitato. L'inquinamento ambientale e il cambiamento climatico, infatti, toccano il pianeta nella sua interezza, senza tenere in considerazione i singoli confini nazionali. In termini di costi per quanto riguarda le politiche di taglio delle emissioni di CO₂ e di supporto alle fonti energetiche rinnovabili (FER) dell'UE a 27, stime¹⁸ pubblicate recentemente mostrano costi superiori ai 23 miliardi di euro fino al 2020, che salgono a 26,7 miliardi in caso di una percentuale del 30%.

¹⁵ Long, S.P., E.A.Ainsworth, A.D.B.Leakey, J.Noessberger, e D.R.Ort (2006), 'Food for Thought: Lower-than-Expected Crop Yield Stimulation with Rising CO₂ Concentrations', *Science*, 312, (5811), 1918-1921. Da Richard S.J. Tol, *The costs and benefits of EU climate policy for 2020*, Copenhagen Consensus Center, 2010.

¹⁷ Jos G.J. Olivier, Greet Janssens-Maenhout, Jeroen A.H.W. Peters, *Trends in global CO₂ gas emissions*, Joint Research Centre and PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, 2012 Report. Tali stime di costo includono l'innalzamento dell'obiettivo del taglio delle emissioni dal 20% al 30% al 2030.

¹⁸ Bloomberg New Energy Finance, *The cost of meeting a 30% emission reduction target in Europe*, marzo 2012.

Tabella 1 - Costo medio annuale per l'UE a 27 per i target al 2020 del taglio delle emissioni e dell'aumento delle fonti rinnovabili nel periodo 2011-2020 (miliardi di euro)

Target CO ₂	Costi annuali (comprese FER)	% sul PIL
20%	23,2	0,21%
25%	25,6	0,23%
30%	26,7	0,24%

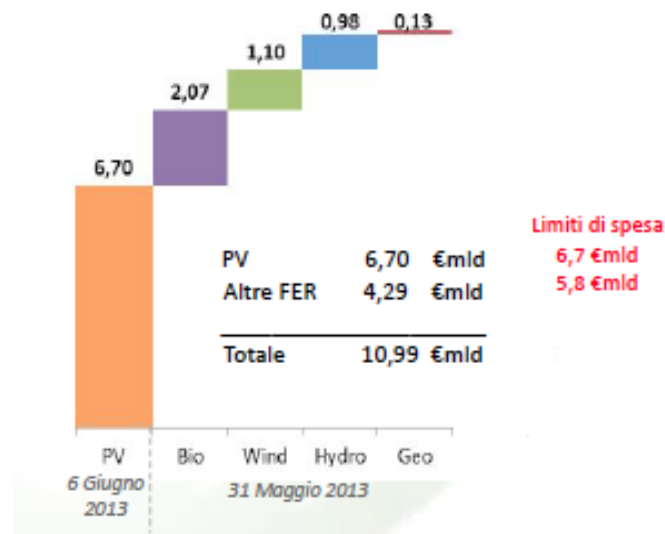
Fonte: Elaborazione dati Bloomberg New Energy Finance 2012

Per quanto riguarda l'Italia, e in questo caso l'obiettivo sulle fonti rinnovabili, i costi si aggirano intorno ai 2,5 miliardi di euro all'anno per il periodo 2011-2020 in riferimento al raggiungimento del target¹⁹.

Il Gestore dei servizi energetici (GSE), il soggetto incaricato in Italia della promozione delle fonti rinnovabili e dello sviluppo dell'efficienza energetica attraverso l'elargizione di incentivi, ha stimato (Figura 3) il costo annuo relativo agli impianti incentivati: tale costo, che include il valore economico dei certificati verdi e il costo relativo agli impianti ammessi nei registri e nelle aste, è sostenuto dai consumatori attraverso una componente tariffaria della bolletta elettrica.

¹⁹ *Ibidem.*

Figura 3 - Costo indicativo cumulato annuo dei meccanismi d'incentivazione (Photovoltaico-PV e altre FER-E)



Fonte: dati GSE.

Per meglio analizzare il fenomeno delle FER in Italia e per valutarne globalmente la politica di sostegno è però necessario tenere in considerazione altri tipi di fattori oltre a quello del costo di per sé evidente, come ad esempio quello ambientale o delle ricadute legate a un minor consumo di fonti fossili, l'aumento della sicurezza approvvigionamento e una diminuzione delle emissioni climalteranti, la crescita occupazionale nel settore della green economy.

ENERGY SUPPLIED ENERGY PRODUCTION: SFIDE E OPPORTUNITÀ PER L'UE

Il motore che ha spinto l'Unione a dotarsi degli strumenti legislativi che formano tutto il pacchetto "clima energia" e a darsi degli obiettivi vincolanti al 2020, risiede nella volontà di far convergere i 27 (28, con il recente accesso della Croazia) verso una minore dipendenza energetica lato fornitura e una maggiore indipendenza lato produzione. Come già accennato, mediamente, la percentuale di dipendenza energetica europea dalle importazioni si aggirava intorno al 55% nel 2013, superata in 14 paesi membri²⁰. Provare a ridurre la dipendenza in un'ottica generale di diminuzione delle emissioni, in particolare andando ad aumentare lo share di energia prodotta da fonti rinnovabili e quello di energia risparmiata perché utilizzata in maniera efficiente facendo calare i consumi finali, significa nel medio – lungo periodo certamente diminuire la dipendenza ma anche rafforzare la sicurezza energetica interna dell'UE.

La scarsità di fonti energetiche fossili primarie, l'alto livello di dipendenza dalle importazioni di petrolio, gas naturale e carbone da (pochi) paesi fondamentalmente extra-europei e il costo che ciò rappresenta per i vari sistema paese in termini di bolletta energeti-

²⁰ "EU Energy in figures": *Statistical Pocketbook 2013*, Commissione europea.

ca²¹, dovrebbero far convergere gli interessi di tutti gli stati membri verso il rafforzamento di una politica energetica comune il più possibile condivisa da tutti i 28 membri dell'Unione.

Per quanto affermato nei precedenti paragrafi, le strategie e le sfide finora affrontate dall'Unione e quelle che dovranno essere affrontate nel corso degli anni a venire, hanno in comune la richiesta di una **crescente condivisione delle politiche energetiche dei singoli stati membri**. A oggi però, secondo quanto stabilito dal Trattato di Lisbona, l'UE non ha potere in questo senso dal momento che, infatti, **il mix energetico di ciascuno stato rimane tema di competenza nazionale**, così come altre scelte cruciali in tema di politica energetica quale ad esempio la scelta pro o contro il ricorso all'energia **nucleare**; in un contesto di taglio delle emissioni e lotta al riscaldamento globale, infatti, scelte del genere rivestono un ruolo chiave nel delineare il proprio fabbisogno nazionale²². Sembra evidente come una politica energetica comunitaria che fosse unica e univoca internamente ed esternamente sarebbe necessaria per il perseguimento sia degli obiettivi di medio (ormai breve) periodo sia di quelli fissati al 2020, ma soprattutto per quelli ancora più ambiziosi fissati al 2050 dall'*Energy Roadmap*. Tutto ciò potrebbe comportare benefici non solo energetici, ambientali e climatici, ma anche dal punto di vista dell'occupazione, tenendo in considerazione quanto affermato nell'*Employment package* del 2012; **il raggiungimento degli obiettivi del 20-20-20 al 2020, infatti, potrebbe creare 2 milioni di posti di lavoro grazie all'efficienza energetica e 3 milioni grazie allo sviluppo delle fonti rinnovabili**.

Procedendo con una valutazione dei diversi contesti nazionali riguardo agli obiettivi sulle emissioni, secondo le previsioni presentate da tutti gli stati membri nel marzo 2013 all'interno dell'*Effort Sharing Decision*²³, l'UE dovrebbe essere in grado globalmente di raggiungere gli obiettivi al 2020. Andando a esaminare però i diversi contesti nazionali, per quanto riguarda l'andamento dei livelli di emissioni di CO₂ saranno richiesti sforzi maggiori, poiché sulla base delle presenti politiche solo 14 stati raggiungeranno gli obiettivi di Europa 2020, e tra i 13 non virtuosi si trovano paesi come la Spagna, il Belgio e l'Austria²⁴. Facendo riferimento invece alle fonti rinnovabili, nel 2011 il 13% delle energie consumate nell'Unione europea proveniva dalle FER, rispetto all'8,5% del 2005; la percentuale è cresciuta grazie agli obiettivi vincolanti fissati per le rinnovabili e le emissioni di CO₂, e fino al 2020 la crescita dovrà continuare a essere sostenuta. Nonostante i risultati positivi al 2011,

²¹ **In Italia la bolletta energetica nel 2012 ha sfiorato i 65 miliardi di euro**, in crescita costante dal 2009 quando la spesa è crollata a 41,4 miliardi di euro a causa della crisi economica e della diminuzione dei consumi e della produzione (dati Unione petrolifera - UP).

²² N. Bassi, E. Brutti Liberati, F. Donati, *"La governance" dell'energia*, Osservatorio sulla politica energetica della Fondazione Einaudi, Fondazione Luigi Einaudi per studi di politica ed economia, Rapporto 2012.

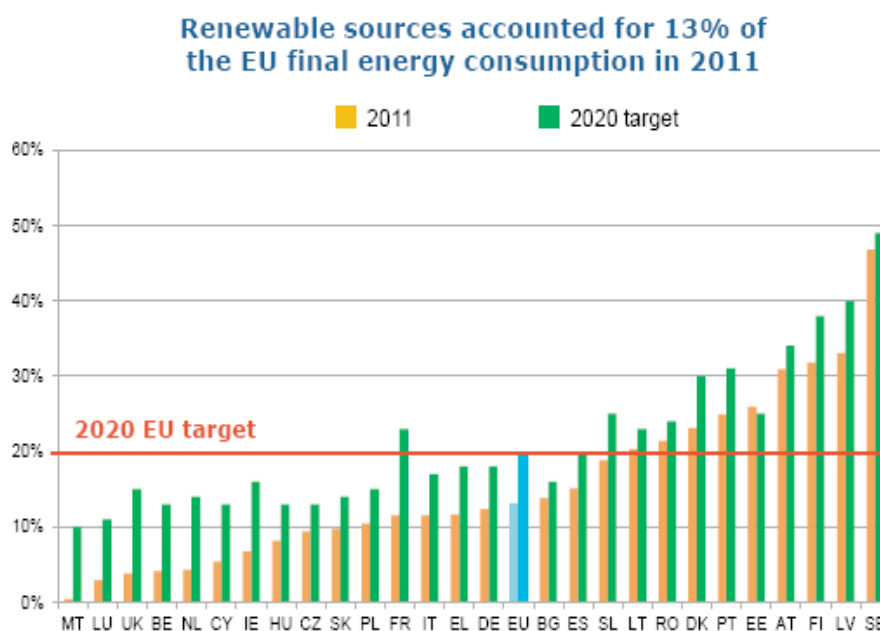
²³ Decisione della Commissione del 26 marzo 2013 che determina le assegnazioni annuali di emissioni degli stati membri per il periodo dal 2013 al 2020 a norma della decisione n. 406/2009/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.

²⁴ Oltre a Malta, Lussemburgo, Irlanda, Grecia e Lituania. Dati provenienti dai *Key statistical indicators for climate and energy*, Europe 2020, http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/themes/16_energy_and_ghg.pdf.

nell'UE è necessaria una crescita ulteriore della produzione da fonti di energia rinnovabile del 6,3% all'anno sul totale dell'energia consumata per raggiungere il target al 2020²⁵.

Secondo quanto emerge dalla **Figura 4**, tra i grandi paesi UE la Gran Bretagna e la Francia potrebbero non raggiungere gli obiettivi al 2020 considerando i livelli di medio periodo 2011-2012; l'Italia in questo caso dovrebbe essere in linea con quanto previsto al 2020, ritrovandosi nel 2011 con una percentuale dell'11,5% rispetto al 7,6% previsto dal target provvisorio per lo stesso anno. Lo stesso dicasi per la Germania, con un obiettivo effettivo del 12,3% nel 2011 rispetto all'8,2% previsto, o alla Spagna con il 15% rispetto al 10,9%.

Figura 4 - Dati Eurostat del maggio 2013 e della direttiva 2009/28/CE

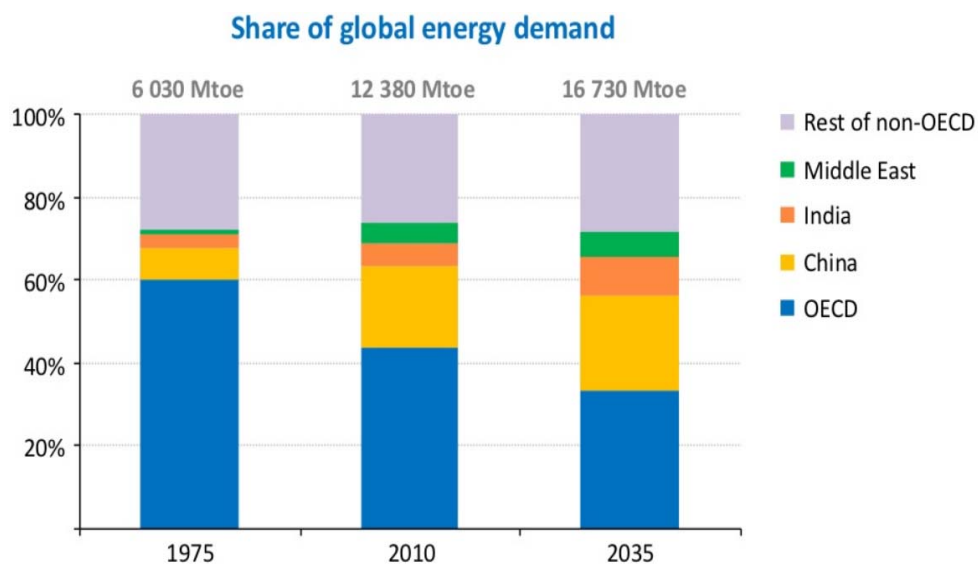


Nel campo dell'efficienza energetica i risultati sono un po' più difficili da interpretare, in quanto ciascun paese ha la possibilità di scegliere la modalità di calcolo del proprio obiettivo e dei propri risultati – se sulle fonti primarie o sugli usi finali. A ogni modo, i paesi dell'ex blocco sovietico stanno registrando i livelli maggiori di difficoltà anche a causa dell'alto livello della loro **intensità energetica iniziale** – ovvero la quantità di energia consumata per la produzione di un'unità di PIL – rispetto ad altri paesi UE. Da un confronto dell'andamento dell'intensità energetica dai livelli del 1995 a quelli del 2011, la Germania ha registrato un calo di più di 40 punti, la Gran Bretagna circa 60, la Spagna 25, mentre la Polonia è riuscita a dimezzare il suo livello rispetto al 1995 partendo da 620 e arrivando a poco più di 300 (l'Italia ha registrato un calo di circa 10 punti, con un livello d'intensità energetica storicamente basso dovuto alla struttura del suo sistema produttivo basato su imprese non particolarmente *energy intensive*).

²⁵ *Ibidem*.

La scelta di puntare su una politica ambientale ed energetica “verde” vista la situazione economica che i paesi OECD stanno attraversando (con il peso della bilancia economica che si sposta verso i BRICS²⁶ e le cosiddette “tigri asiatiche”), richiede uno sforzo maggiore: la revisione della base giuridica europea in modo tale che la politica energetica possa trovare un vero fondamento e un nuovo slancio.

Figura 5 - Domanda mondiale di energia primaria per regione, Scenario al 2035



Fonte: IEA Energy Outlook 2012.

²⁶ Brasile, Federazione russa, India, Cina, Sudafrica.

FONTI

AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BBC
BP
Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Germania)
Ministère du développement durable (Francia)
Commissione europea
Department of Energy and Climate Change (Regno Unito)
EIA - Energy Information Agency (Stati Uniti d'America)
Eni
Enel
ENTSO-G – European Network of Transmission System Operators for Gas
Eurasia Daily Monitor
Eurogas
Eurostat
FT – Financial Times
GIE – Gas Infrastructure Europe
GIIGNL – Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié
GME – Gestore Mercati Energetici
IEA – International Energy Agency
Il Sole 24 Ore
Interfax
Jamestown Foundation
Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (Spagna)
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
USGS – United States Geological Survey

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>