

# OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

## **Sicurezza energetica**

nn. 31-32, Dicembre 2017

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

**Focus**



# MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Luglio - Dicembre 2017

A cura di Carlo Frappi, Agata Gugliotta, Lisa Orlandi, Chiara Proietti Silvestri  
Approfondimenti di Michele Delera, Gloria Marcotullio e Antonio Sileo

---

## Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

1. Contesto globale .....	1
1.1 Ambiente .....	2
1.2 Petrolio.....	5
1.3 Gas Naturale .....	11
2. Analisi comparata degli Stati europei .....	18
2.1. Italia .....	22
2.2. Germania .....	24
2.3. Francia .....	26
2.4. Regno Unito .....	27
2.5. Spagna .....	29
2.6. Polonia .....	31
3. Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas .....	33
3.1. Russia e vicini orientali .....	33
3.2. Bacino del Caspio .....	38
3.3. Turchia e Vicino Oriente .....	42
4. Corridoi energetici europei del gas .....	49
4.1. Corridoio Nord-Orientale .....	49
4.2. Corridoio Sud-Orientale .....	54

## Parte II - Approfondimento

1. La sicurezza energetica e prossimi sviluppi del settore del gas naturale italiano .....	56
2. Instabilità in Libia: il settore degli idrocarburi fra centri di potere locali, nazionali e internazionali.....	67
Fonti .....	76



## PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

### 1. CONTESTO GLOBALE

Nel 2017, si consolida la ripresa dell'economia mondiale avviatasi nella seconda metà del 2016. Secondo le stime di ottobre del Fondo Monetario Internazionale (Fmi), la crescita del Pil globale - che lo scorso anno aveva segnato la sua performance più debole dagli anni della recessione - è attesa portarsi al 3,6% e al 3,7% rispettivamente per il 2017 e il 2018. Entrambe le proiezioni sono leggermente superiori (+0,1%) rispetto a quelle di aprile, in quanto i rialzi relativi all'eurozona, Giappone, paesi in via di sviluppo di Asia ed Europa, e Russia - dove i risultati del primo semestre sono stati migliori delle attese - hanno più che compensato le revisioni al ribasso operate per Stati Uniti e Regno Unito.

Il confronto con il 2016 mostra un'evidente ripresa delle economie avanzate (Ocse): +2,2% vs +1,7%, con un netto miglioramento in quasi tutte le principali aree. Relativamente all'eurozona, la ripresa si rafforza in modo evidente in Francia, con tassi di crescita del Pil in aumento sia nel 2017 che nel 2018. In Italia, invece, dopo il consolidamento della crescita atteso per l'anno in corso (+1,5% rispetto allo 0,9% del 2016), le stime indicano un rallentamento nel 2018 al +1,1%. Sul versante non-Ocse, i tassi di incremento del Pil si mantengono più che doppi rispetto a quelli delle economie avanzate. Tuttavia, questa dinamica sottende significative differenze regionali: a fronte di una sostanziale stabilità della Cina, che sembra addirittura ripiegare nel 2018 rispetto alla crescita del biennio 2016-2017, si nota la sostenuta ripresa della Russia che passa da una condizione di crisi (-0,2% nel 2016) a un incremento stimato nell'ordine dell'1,8%. In India, per contro, il 2017 vede un rallentamento della crescita al 6,7% che riflette sia l'insicurezza di molte aziende di fronte alla radicale riforma fiscale avviata il 1° luglio scorso sia i perduranti effetti negativi della riforma valutaria improvvisa attuata a fine 2016. Secondo il Fmi, la situazione del paese - che pur viaggia su tassi di incremento molto alti - dovrebbe migliorare in modo deciso nel 2018.

TAB. 1.1 - STIMA DELLA CRESCITA ANNUA DEL PIL (%)

	2016	2017	2018
<b>OCSE</b>	1,7	2,2	2,0
Stati Uniti	1,5	2,2	2,3
Giappone	1,0	1,5	1,7
Euro zona	1,8	2,1	1,9
Francia	1,2	1,6	1,8
Germania	1,9	2	1,8
Italia	0,9	1,5	1,1
Spagna	3,2	3,1	2,5
UK	1,8	1,7	1,5
Unione Europea	2	2,3	2,1
<b>Non-OCSE</b>	4,3	4,6	4,9
Cina	6,7	6,8	6,5
India	7,1	6,7	7,4
Russia	-0,2	1,8	1,6
<b>Mondo</b>	<b>3,2</b>	<b>3,6</b>	<b>3,7</b>

FONTE: FMI, WORLD ECONOMIC OUTLOOK, OTTOBRE 2017

**Il presente Focus si concentra, come di consueto, sui più recenti avvenimenti in ambito energetico e ambientale. La prima sezione** inquadra il contesto globale facendo riferimento agli sviluppi in materia di clima e ambiente e delineando le principali tendenze che hanno interessato i mercati del petrolio e del gas. **Il secondo capitolo** concentra invece l'attenzione sull'Unione europea e i suoi principali stati membri, di cui si presentano l'andamento dei consumi di energia e alcune delle principali novità in materia di politica energetica e ambientale, con particolare attenzione al tema delle interconnessioni elettriche. **Il terzo capitolo** tratta degli sviluppi registrati nei paesi a est e a sud-est dell'Europa, che sono responsabili di una parte significativa degli approvvigionamenti europei di gas o del loro transito. **Il quarto capitolo** si sofferma, invece, sulle novità relative ai corridoi energetici, in particolare quelli del gas, che puntano all'Europa. Il Focus si chiude, infine, con due approfondimenti. Il primo, a cura di Gloria Marcotullio e Antonio Sileo, analizza l'adeguatezza, la sicurezza e la resilienza del sistema gas in Italia di fronte a situazioni di emergenza, mentre il secondo, a cura di Michele Delera, traccia il difficile contesto di crescente disintegrazione politica della Libia e la lotta per il controllo delle risorse energetiche del paese.

## 1.1 AMBIENTE

*A cura di Lisa Orlandi<sup>1</sup>*

Il 2017 è stato un anno di grandi catastrofi naturali: dai potenti uragani che hanno colpito l'Oceano Atlantico, alle drammatiche inondazioni in Asia meridionale, alla soffocante siccità in Africa. È stato anche un anno di aspettative deluse, prima con l'uscita degli Stati Uniti dall'Accordo di Parigi (v. *Focus n. 30/2017*) e successivamente con gli scarsi risultati conseguiti dalla **COP23 di Bonn**, affiancati dalla contemporanea dichiarazione di un previsto aumento delle emissioni mondiali di CO<sub>2</sub> nel 2017, dopo tre anni di sostanziale stabilità. Un anno, quindi, che non lascia ben sperare sulla capacità di contenere al di sotto dei 2°C l'aumento della temperatura media mondiale entro il 2100 rispetto ai livelli pre-industriali, obiettivo prioritario in materia di lotta ai cambiamenti climatici. “Sul clima stiamo perdendo la battaglia”, sono le poco incoraggianti parole del presidente francese Macron espresse in occasione dell'*One Planet Summit* tenutosi a Parigi il 12 dicembre scorso.

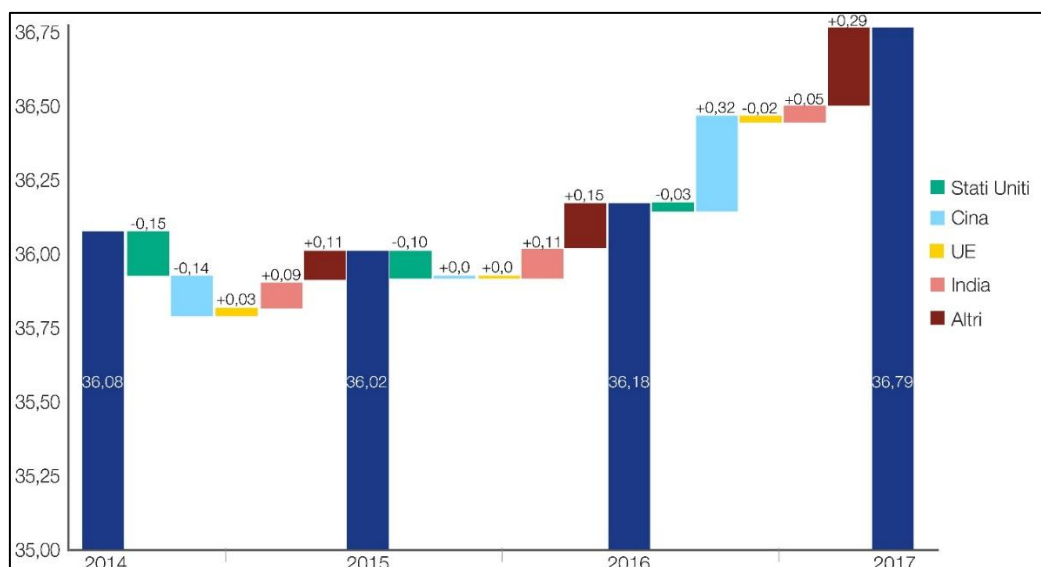
Il primo elemento critico da prendere in considerazione è la **crescita stimata del 2% delle emissioni di anidride carbonica**. Le speranze sul raggiungimento del picco emissivo a livello mondiale, alimentate dalla stabilità osservata negli ultimi tre anni, sono svanite a seguito della pubblicazione il 13 novembre dell'ultimo rapporto annuale del *Global Carbon Project (Gcp)*. Dopo un aumento nell'ordine del 3% l'anno, registrato tra il 2000 e il 2013, le emissioni di CO<sub>2</sub> sono cresciute in media annua di appena lo 0,4% tra il 2013 e il 2016, soprattutto in ragione di un consistente calo negli **Stati Uniti** e in **Cina**. Nel 2017, invece, proprio questi due paesi – e in special modo quello asiatico hanno riportato un peggioramento delle rispettive performance emissive contribuendo in misura determinante all'incremento stimato. In **Cina** si stima un aumento del 3,5% dopo il calo registrato nel triennio scorso: la ragione principale è riconducibile

---

<sup>1</sup> Economista e analista di economia e politica dell'energia, con focus sul mercato petrolifero internazionale, presso la società di ricerca e consulenza Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche.

alla crescita dei consumi di carbone (+3%) che inverte il trend declinante (o tutt'al più stabile) degli ultimi anni. Nonostante il processo di transizione dell'economia cinese da un modello basato sull'industria pesante – e quindi *energy-intensive* – a uno più orientato ai servizi, la maggior richiesta di carbone del 2017 è ascrivibile a una più intensa produzione industriale legata ai consistenti investimenti infrastrutturali avviati per stimolare la crescita nonché alla ridotta disponibilità idroelettrica per via di precipitazioni inferiori alla norma. Anche gli **Stati Uniti** hanno peggiorato la loro performance (-0,4% rispetto a valori di riduzione superiori al 2% nel biennio 2015-2016 e pari al -1,1% in media annua nell'ultimo decennio) in ragione di un maggior ricorso al carbone, i cui consumi sono aumentati per la prima volta da 5 anni a questa parte. Si ritiene utile fare un cenno, nonostante la minor rilevanza per la dinamica del 2017, anche ai trend di India e Unione europea che, insieme a Cina e Stati Uniti, contribuiscono al 59% delle emissioni mondiali. In **India** si nota nell'ultimo anno un rallentamento della crescita delle emissioni rispetto al passato decennio (+2% *vs* +6%) ascrivibile al calo della produzione di cemento e alla minor crescita dei consumi petroliferi, mentre quelli di carbone si mantengono stabili. Per il futuro, le sue performance emissive rimangono comunque un'incognita e l'interrogativo ricorrente che ci si pone è se il paese potrà industrializzarsi senza usare la stessa quantità di carbone che la Cina ha impiegato negli anni 2000. Nell'**Unione europea**, invece, il calo emissivo stimato nell'ordine dello 0,2% per il 2017 è in linea con l'ultimo triennio, ma di molto inferiore al -2% riportato in media negli ultimi dieci anni.

FIG. 1.1 - VARIAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> PER AREA (MLD. TONN. CO<sub>2</sub>)



FONTE: GLOBAL CARBON PROJECT 2017

A rincarare la dose ci si mette anche il **World Energy Outlook 2017 (Weo2017)** dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (Aie) pubblicato il 14 novembre scorso. Nel suo scenario centrale denominato Nuove Politiche – e quindi includente tutte le politiche implementate o anche solo annunciate dagli stati a metà del 2017, ivi compresi gli sforzi in materia di efficienza energetica e decarbonizzazione susseguenti a Parigi – l'Aie delinea una traiettoria delle emissioni al 2040 per nulla rincuorante. Nonostante una profonda trasformazione – nel 2040 l'elettricità rappresenterà il 40% della crescita della domanda finale di energia, le rinnovabili costituiranno il 40% dell'incremento della domanda primaria e assorbiranno i 2/3 degli investimenti complessivi delle

centrali elettriche, i veicoli elettrici passeranno dagli attuali 2 milioni a 280 milioni – **le emissioni generate dal sistema energetico mondiale all’orizzonte 2040 saranno circa il doppio di quelle necessarie a raggiungere il traguardo dei 2 °C, incorporato nello Scenario sviluppo Ssostenibile.** In quest’ultimo, il livello di emissioni al 2040 sarà pari a 18,3 miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub> rispetto ai 35,7 miliardi previsti nello Scenario Nuove Politiche.

Da questo insieme di *bad news*, per quanto in parte solo presunte, risulta evidente come gli impegni attualmente assunti dalle **195 nazioni** che hanno firmato l’Accordo di Parigi debbano essere significativamente e con urgenza rafforzati. Era forse questo che ci si aspettava dalla **COP23**, la Conferenza delle Parti tenutasi a Bonn tra il 6 e il 18 novembre e presieduta dalle isole Fiji, estremamente esposte ai cambiamenti climatici e impossibilitate a ospitare un simile evento per ragioni logistiche. A Bonn si sarebbero dovuti chiarire alcuni importanti aspetti necessari all’implementazione di quanto concordato a Parigi e in particolare la modalità e la struttura del **Dialogo facilitativo del 2018**: deciso nell’ambito di COP21, il dialogo è teso a verificare i progressi compiuti e ad accelerare la revisione degli impegni emissivi nazionali in vista della definizione del cosiddetto **Rule Book di Parigi** (un insieme di regole finalizzate alla concreta implementazione dell’Accordo) e della redazione del primo bilancio globale nel 2023 (da aggiornare ogni cinque anni).

#### **Alleanza Globale per lo Stop al Carbone**

A fronte dei pochi risultati concreti emersi durante l’Assemblea plenaria della COP23 – nella cosiddetta *Bula Zone* riservata ai negoziati e a delegati e persone accreditate – si è contrapposto il dinamismo e il proliferare di iniziative da parte della *Bonn Zone*, che ha visto la partecipazione di stati, città, regioni, imprese e della società civile. Tra i *side events* più significativi si menziona l’Alleanza Globale per lo Stop al Carbone che riunisce **25 tra paesi, stati, isole e province** intenzionati ad accelerare il progressivo abbandono della generazione elettrica a carbone. L’iniziativa, guidata da Regno Unito e Canada, conta a oggi la partecipazione di Francia, Italia, Olanda, Belgio, Danimarca, Finlandia, Portogallo, Austria, Svizzera, Lussemburgo, Messico, Costa Rica, Nuova Zelanda, Angola. A questi si aggiungono le isole Fiji, le isole Marshall e l’isola di Niue, le province canadesi del Quebec, dell’Ontario, della British Columbia e dell’Alberta e le città di Washington e Vancouver. **Per l’Italia, la Strategia Energetica Nazionale (Sen) fissa al 2025 la data per l’uscita dal carbone.**

Una simile iniziativa, pur rappresentando il primo impegno formale condiviso per un futuro affrancamento internazionale dal carbone, è priva di potere politico: **i sottoscrittori dell’accordo contano meno del 3% del consumo di carbone su scala globale**, mentre i principali consumatori mondiali quali Cina, Stati Uniti, Germania e Polonia non hanno partecipato oppure non hanno al momento preso impegni vincolanti.

Concretamente, invece, cosa è stato fatto? Dopo una lunga notte di trattative (l’ultima dei giorni in cui si è svolta la Conferenza), l’asse portante di COP23 è stata la definizione del **Talanoa Dialogue** – nuovo nome con cui è stato ribattezzato il Dialogo Facilitativo del 2018 – che segue l’approccio utilizzato nelle Fiji, e più in generale nel Pacifico, per costruire un dialogo inclusivo, partecipativo e trasparente. L’intenzione è quella di arrivare alla prossima COP con un testo negoziale condiviso per facilitare l’approvazione finale delle linee guida per l’attuazione degli impegni assunti in occasione della COP21. **Il Dialogo di Talanoa si svolgerà in due fasi: una fase preparatoria che inizierà il 1° gennaio 2018** e si concluderà con la ventiquattresima Conferenza delle Parti (COP24) di Katowice, in Polonia, durante la quale le parti e altri soggetti



interessati sono invitati a contribuire all'organizzazione di eventi su scala globale, regionale, nazionale o locale per facilitare il dialogo e condividere i contributi rilevanti; **una fase politica che si svolgerà durante la COP24** stessa, momento in cui i governi delle parti firmatarie stileranno un bilancio dello sforzo collettivo sino a quel momento compiuto e del *gap* esistente rispetto alla traiettoria di emissioni che consentirebbe di raggiungere l'obiettivo dei 2°C. Un aspetto cruciale del Dialogo di Talanoa è stato l'aver evidenziato **l'importanza delle azioni pre-2020** che dovranno essere incluse nel processo di verifica delle azioni implementate, nonostante il forte contrasto di opinioni tra paesi in via di sviluppo – favorevoli a questo orientamento – e quelli sviluppati, propensi a considerare solo le azioni di riduzione delle emissioni successive all'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi. Sul fronte della decarbonizzazione, quindi, il dialogo è rimasto costruttivo, pur rimandando alla successiva COP24 la definizione del *Rule Book* di Parigi. Lo stesso non può invece dirsi in materia di finanziamenti per la lotta al cambiamento climatico, ambito su cui – a parte confermare il target di 100 miliardi di dollari l'anno da erogare ai paesi in via di sviluppo entro il 2020, come concordato durante la Conferenza delle Parti di Copenaghen del 2009 – è stato fatto ben poco: **la questione della *climate finance* è stata di fatto rimandata** ai diversi meeting sul clima che si susseguiranno da qui a COP24<sup>2</sup>.

In sostanza, la ventitreesima Conferenza delle Parti può essere definita **un evento ponte, di preparazione all'appuntamento successivo**. Le attese sono quindi riposte nella COP24 che avrà luogo a **Katowice**, nella Slesia, **il cuore della regione mineraria della Polonia**. È qui che si giocherà la prossima importante partita sul clima, in un paese fortemente dipendente dal carbone e conseguentemente poco propenso all'adozione di misure restrittive in materia di emissioni.

## 1.2 PETROLIO

**Il secondo semestre del 2017 è stato all'insegna del rialzo per il mercato petrolifero internazionale. A partire dal mese di ottobre, in particolare, le quotazioni del Brent – benchmark di riferimento internazionale – sono tornate al di sopra dei 60 \$/bbl, quel che non accadeva dal maggio 2015.** Per comprendere appieno ciò che è accaduto negli ultimi sei mesi, è utile ripercorrere brevemente l'andamento dei prezzi del greggio durante l'intero 2017 e le dinamiche che lo hanno guidato.

I prezzi hanno seguito prevalentemente **tre fasi** nel corso dell'anno. **La prima, collocabile tra gennaio e aprile, può definirsi di sostanziale stabilità**, con quotazioni che hanno oscillato all'interno del **range 50-55 \$/bbl**. Il punto di partenza di questa fase è stato indubbiamente il meeting Opec del 30 novembre 2016, quando l'Organizzazione dei paesi produttori ha deciso di tornare al suo antico ruolo di “gestore dell'offerta” abbandonato a fine 2014. Il mercato ha risposto positivamente all'accordo che ne è derivato e che – per la prima volta dal 2001 – ha visto la collaborazione tra paesi Opec e alcuni stati non-Opec, guidati dalla Russia, per togliere dal mercato 1,8 mil. bbl/g nel primo semestre 2017. Lo scopo era quello di facilitare il riequilibrio tra

---

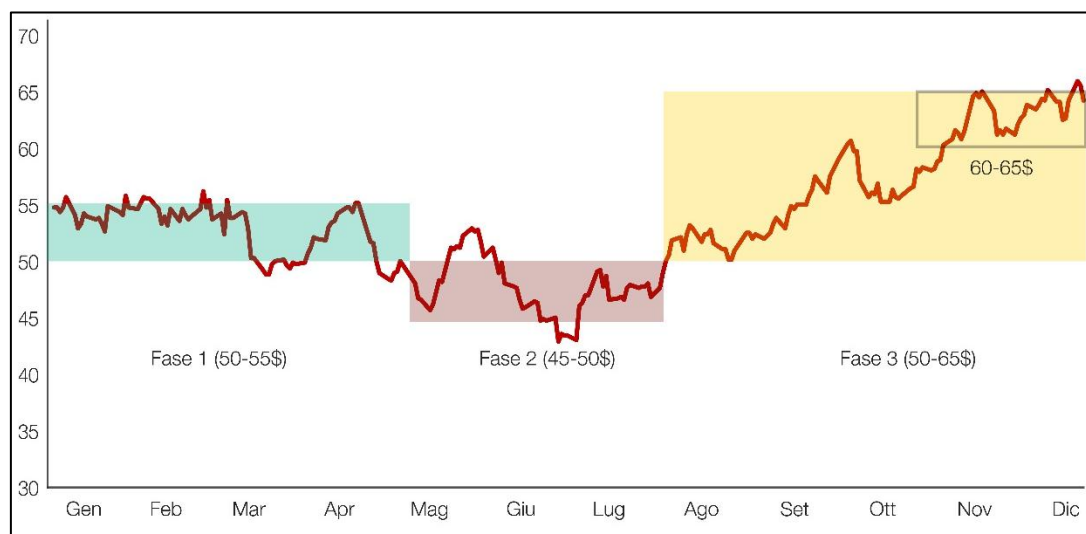
<sup>2</sup> In occasione dell'*One Planet Summit* del 12 dicembre, sono stati annunciati 12 progetti da centinaia di milioni di dollari per combattere il cambiamento climatico. Tra questi, un programma per lo sviluppo di auto elettriche in otto stati americani, un fondo di investimento per i paesi caraibici colpiti da uragani e finanziamenti per la fondazione di Bill Gates a sostegno degli agricoltori.

domanda e offerta, conferendo stabilità al mercato. Sulla scia dell'entusiasmo, le quotazioni hanno così superato la soglia dei 50 \$/bbl già a dicembre 2016 e sono arrivate a toccare i 56 \$/bbl a fine febbraio. Tuttavia, a partire da marzo, si assiste a un contenuto ridimensionamento verso la fascia 50-52 \$/bbl entro cui i prezzi veleggiano anche nel mese di aprile. Nonostante la ridotta volatilità, questa prima fase sottende un certo livello di incertezza soprattutto in merito all'efficacia ed effettività dell'accordo raggiunto, principalmente riconducibile a tre ordini di ragioni: la tradizionale inadempienza dei paesi Opec alle quote via via imposte nei diversi momenti storici; gli aumenti produttivi di Libia e Nigeria, esentate dai tagli per via delle tensioni interne che negli ultimi anni ne hanno seriamente compromesso la possibilità di produrre a pieno regime; la ripartenza dell'industria statunitense dello *shale oil*, sostenuta da prezzi sopra i 50 \$/bbl registrati da fine 2016. Proprio quest'ultima condizione è il principale *driver* della **seconda fase**, che va grossomodo **da maggio alla seconda metà di luglio, quando i prezzi del Brent conoscono un tendenziale ripiegamento** (con qualche eccezione giornaliera) **e si collocano prevalentemente nel range 45-50 \$/bbl**. Nonostante la decisione (25 maggio) di estendere i tagli alla produzione fino a marzo 2018 e un buon livello di *compliance* da parte dei paesi firmatari, sono le dinamiche della produzione statunitense di *shale oil* a guidare il mercato: avendo beneficiato di quotazioni sempre superiori ai 50 \$/bbl fino ad aprile, si registrano aumenti rapidi e superiori alle attese, in grado di ritardare e complicare il ritorno a una situazione di equilibrio. Ma il *sentiment* di mercato cambia nuovamente **a partire dalla seconda metà di luglio**, mese che inaugura **la terza e ultima fase del 2017**, caratterizzata da uno scenario di domanda e offerta più equilibrato rispetto al recente passato. **Il Brent riprende quindi a salire: dapprima superando nuovamente la soglia dei 50 \$/bbl e, a partire da ottobre, sfondando anche il muro dei 60 per mantenersi sino a fine anno nel range 60-65 \$/bbl**. Nonostante la resistenza dello *shale oil* statunitense, sono diversi i *driver* che hanno guidato i rialzi in quest'ultimo periodo dell'anno: il calo delle scorte petrolifere nell'area Ocse, primo segnale di un progressivo riequilibrio del mercato; la robusta tenuta della domanda – che aumenta di 1,5 mil. bbl/g nel 2017 secondo le ultime stime dell'Aie – anche in ragione della ripresa di molte economie internazionali; la maggior credibilità acquisita dalla nuova Opec allargata (o Opec Plus come in molti la definiscono), che il 30 novembre scorso ha esteso i tagli alla produzione sino a dicembre 2018 rispetto alla precedente scadenza di marzo; le sospensioni produttive associate agli uragani nel Golfo del Messico; la crescente instabilità geopolitica in aree chiave di produzione e di transito, tale da innescare una componente psicologica rilevante e talvolta prevalente rispetto ai fondamentali di mercato; un rinnovato interesse della finanza per la commodity petrolifera; la chiusura temporanea, dopo la rilevazione di un guasto, del sistema di oleodotti Forties che trasporta circa 400.000 bbl/g di greggio del Mare del Nord<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Il Forties è il più ampio dei cinque flussi di greggio che compongono il sistema del Brent, la cui denominazione completa è BFOET: Brent, Forties, Oseberg, Ekofisk e Troll, tutte qualità estratte nel Mare del Nord. A oggi, i prezzi hanno risposto solo nell'immediato alla notizia del guasto: anche se si confermeranno le stime Aie di una riduzione di 300.000 bbl/g della produzione UK di dicembre, il *mood* prevalente è quello di un mercato ancora adeguatamente fornito.

FIG. 1.2 - I PREZZI DEL BRENT NEL 2017 (\$/BBL)



Fonte: ELABORAZIONI SU DATI SOLE 24 ORE

Il 2017 dovrebbe quindi chiudersi con un livello medio annuo del Brent prossimo a 54 \$/bbl, oltre il 20% in più del 2016, ma con quotazioni che a partire da ottobre viaggiano sopra i 60 \$/bbl. Tirando le fila, emerge come **indubbio protagonista il braccio di ferro tra la nuova Opec e lo shale oil Usa**, cui si sono aggiunti nella parte finale dell'anno diversi **elementi di natura geopolitica**. Proprio su queste variabili merita quindi soffermarsi, anche per tentare di delineare quello che potrà essere lo scenario di breve termine.

**Relativamente all'Accordo Opec e non-Opec** che vede coinvolti 24 paesi produttori, la decisione di estendere a tutto il 2018 i tagli alla produzione in vigore dal 1° gennaio 2017 era ampiamente attesa dal mercato. Non ha quindi sortito effetti rilevanti ma ha indubbiamente trasmesso **un segnale di compattezza** da parte di questa nuova alleanza che ruota attorno all'**asse Arabia Saudita-Russia**, e questo nonostante le profonde diversità tra gli stati che la compongono. Non devono però sfuggire almeno **tre elementi evolutivi** che potrebbero mettere a rischio la futura tenuta dell'accordo. **In primo luogo**, l'inserimento di una **clausola** che prevede la possibilità di **introdurre "aggiustamenti" nel mese di giugno**, in occasione del prossimo vertice, in relazione alle condizioni di mercato e ai progressi compiuti. Questo  *caveat*  riflette soprattutto la **volontà della Russia di avere una via di uscita** qualora i prezzi dovessero salire, in modo che i suoi grandi gruppi petroliferi possano piazzare sul mercato un maggior volume produttivo rispetto a quello cui ora sono, contro voglia, tenuti. **Un secondo aspetto cruciale riguarda il ruolo di Libia e Nigeria**, sinora esentate dai tagli ma con una produzione in netto aumento. Il dato di ottobre pubblicato dall'Aie (ultimo disponibile) indica una crescita cumulata di circa 700.000 bbl/g rispetto al volume medio del 2016 e quindi seriamente in grado di compromettere l'efficacia dell'azione collettiva e lo sforzo compiuto dall'insieme degli altri paesi, Arabia Saudita su tutti. Pur senza addivenire alla definizione di un target di riduzione, ai due paesi è stato quindi chiesto – come già adombrato nel vertice di maggio – di mantenere una produzione cumulata di 2,8 mil. bbl/g, in linea con il livello corrente, senza procedere a ulteriori aumenti. Di certo un passo avanti che, tuttavia, non elimina le incertezze: specie nel caso della Libia, stiamo infatti parlando di un paese il cui output non è ancora a regime rispetto alla situazione antecedente la crisi che sta vivendo (1 mil. bbl/g vs 1,6). **Vi è poi, ultima ma non**

**meno rilevante, la nuova e controversa posizione saudita:** se da un lato la Russia presta fede agli impegni presi ma si tutela con l’inserimento della clausola di uscita, dall’altra Riyadh cerca a fatica di mantenere una sorta di leadership affermando che una *exit strategy* sarebbe a oggi prematura e che andrebbe comunque valutata in modo graduale. Con una certa ragionevolezza, sono in molti a indicare il leader *de facto* dell’Opec come il vero perdente di questo intricato gioco di alleanze e sfide in cui, per non far cadere i prezzi, si trova costretto a sopportare gran parte dei tagli concordati. D’altronde, è risaputo che il Regno saudita avrà bisogno di un prezzo del petrolio a 70 \$/bbl nel 2018, sia in vista dell’Initial Public Offering (Ipo) su Saudi Aramco che dovrebbe concretizzarsi nella seconda metà dell’anno sia per realizzare le riforme economiche che il principe trentunenne Mohammed bin Salman ha pianificato nell’ambito dell’ormai noto programma “Vision 2030”. Siamo quindi di fronte a un’Arabia Saudita inedita, forse più falco che colomba, e quindi distante da quell’atteggiamento moderato che l’ha storicamente caratterizzata. Stando così le cose, il 2018 si preannuncia un anno interessante dove la tenuta dell’Accordo tra paesi produttori verrà messa alla prova. Il meccanismo è attualmente apparentemente ben oliato ma non si può escludere che potrebbe incepparsi.

FIG. 1.3 - I PRINCIPALI STEP DELL’ACCORDO OPEC E NON-OPEC

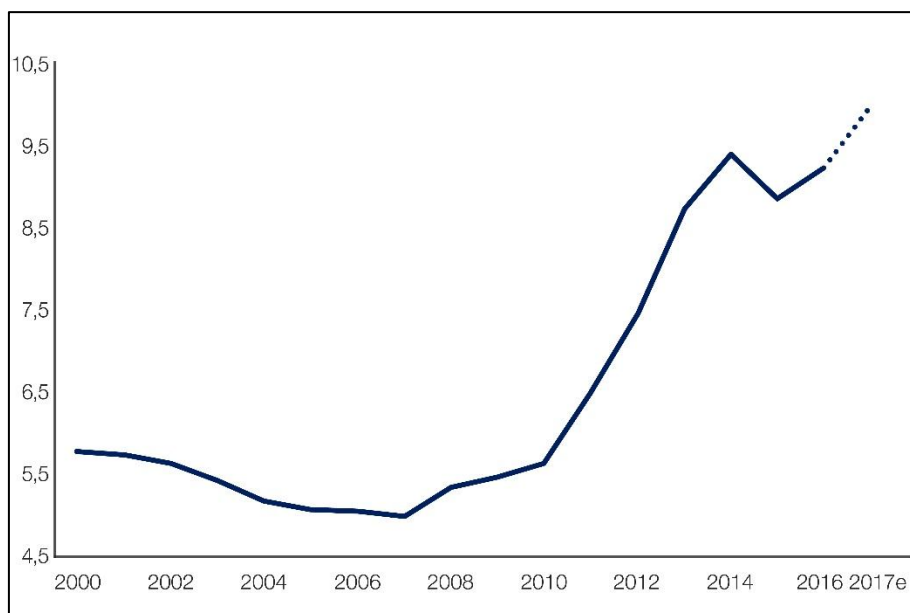


FONTE: ELABORAZIONE DELL’AUTORE

Alle sfide endogene descritte, l’Opec Plus – e *in primis* l’Arabia Saudita – deve poi aggiungere una esogena e per nulla scontata: la **produzione americana, che si sta avvicinando ai 10 mil. bbl/g** e che si conferma la **variabile chiave del mercato petrolifero internazionale**. I consistenti guadagni di produttività e di efficienza che i produttori americani di *shale oil* hanno saputo conquistare, dimostrando una resilienza inattesa, hanno permesso un sostanziale abbassamento della curva dei costi di queste produzioni, con prezzi di *breakeven* che si aggirano in media sui 50-55 \$/bbl. Simili risultati, unitamente alla forte elasticità ai prezzi di questa tipologia di offerta, sono alla base della significativa ripresa produttiva del 2017. Per il 2018, ci sono buone probabilità che il trend di crescita continui, ma l’intensità con cui questa dinamica si espliciterà non è affatto prevedibile, come peraltro non lo è stata fino a ora. In sostanza, il mercato petrolifero risulta caratterizzato da un nuovo ordine delle cose targato Usa (*shale order*, nda) che sta modificando gli equilibri energetici mondiali e ridisegnando i flussi del commercio internazionale. Diverse fonti sostengono il possibile raddoppio delle esportazioni di greggio

statunitense verso la Cina già nell'anno a venire, quel che implicherebbe l'erosione della quota di mercato dell'Opec in questo importante bacino di consumo. Pur in un contesto di incertezza e anche se sono in molti a ritenere che non si possano ripetere gli anni del boom – dal 2012 al 2015 la produzione è aumentata in media di 1 mil. bbl/g l'anno – sarà ancora con lo *shale oil* che l'Opec dovrà fare i conti nel futuro più prossimo, come accaduto negli ultimi tre anni.

FIG. 1.4 - LA PRODUZIONE DI LIQUIDI NEGLI STATI UNITI (MIL. BBL/G)



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI US EIA DOE

A fine 2017 un insieme di tensioni concomitanti e accentuate ha determinato il ritorno di un premio per il **rischio di matrice geopolitica** sui mercati del petrolio. Il **Medio Oriente** continua a essere il principale teatro d'instabilità; i fatti più rilevanti dell'ultimo periodo spaziano dall'apertura di Trump verso nuove sanzioni all'**Iran**, alla riconquista di **Kirkuk** da parte delle forze speciali irachene, alle tensioni nell'importante area di produzione del **Kurdistan**, sino al difficile processo di transizione di **Riyadh** culminato nell'arresto – a inizio novembre – di diversi membri della famiglia reale e di altri importanti esponenti del governo e del mondo degli affari da parte della commissione anticorruzione presieduta dal nuovo erede al trono. Sempre presente e sempre più critica anche l'annosa **lotta per l'egemonia regionale tra Arabia Saudita e Iran**, con la Russia che – alleata di entrambi – tenta di mediare riuscendo al contempo a estendere la propria influenza, supportata anche dalla nuova alleanza con la Turchia e dal sostegno fornito alla guerra siriana. Da ultimo, in ordine cronologico, la decisione di Donald Trump a inizio dicembre di riconoscere Gerusalemme come capitale dello Stato di Israele, accolta con preoccupazione dagli alleati degli Stati Uniti e con disappunto dai Governi dei Paesi arabi. Fuori dall'area medio-orientale va poi menzionata la crisi del Venezuela con le agenzie di rating Standard&Poor e Fitch che ne hanno dichiarato il default a metà novembre, condizione che coinvolgerebbe anche la Russia, sostenitrice del controverso governo di Maduro e implicata nella ristrutturazione del debito di Caracas. Un lungo elenco di criticità che conferma come, direttamente o indirettamente, siano ancora una volta **Arabia Saudita, Russia e Stati Uniti** i protagonisti principali di questa complicata arena. Questo insieme di tensioni non ha sinora impattato in modo rilevante sulle forniture petrolifere, ma la sola minaccia che questo possa

concretizzarsi è sufficiente a influenzare, seppur in misura non quantificabile, i prezzi del petrolio, come accaduto negli ultimi mesi. In un simile contesto, non si può pertanto ignorare la possibilità di shock dovuti al degenerare di alcune di queste tensioni.

FIG. 1.5 - PRINCIPALI AREE DI CONFLITTO/TENSIONE



FONTE: ELABORAZIONE DELL'AUTORE

### PREVISIONI DI BREVE E LUNGO TERMINE

**Quale scenario si ritiene più probabile per il 2018?** A fronte di una domanda attesa aumentare complessivamente di 1,3 mil. bbl/g (Aie), la partita dei prezzi si giocherà ancora sul versante dell'offerta. La tenuta dell'accordo sui tagli produttivi è fortemente legata al comportamento della Russia, che sta intensificando la sua politica espansionistica per riaffermarsi come grande potenza economica, ma anche all'impegno effettivo di Libia e Nigeria a non aumentare la produzione rispetto al livello corrente. In un mercato che non ha mai fatto della razionalità il suo tratto distintivo, l'ipotesi più razionale è che il taglio possa proseguire per tutto il prossimo anno come a oggi concordato. In questo scenario, **le quotazioni potrebbero mantenersi all'interno del range 55-65 \$/bbl**. Non si prospettano, quindi, strappi al rialzo accesi e duraturi, perché lo *shale oil* continuerà verosimilmente a porre un *cap* ai prezzi anche nel 2018 e perché non sono previsti aumenti eccezionali della domanda tali da contribuire a un più veloce riassorbimento delle scorte; per contro, si ritiene poco probabile anche un crollo verticale delle quotazioni, perché l'Agreement può a sua volta definire un *floor* minimo di resistenza attorno alla soglia psicologica dei 50-55 \$/bbl e perché il processo di riduzione delle scorte sembra di fatto essersi avviato. La situazione attuale sembra quindi indicare un progressivo – benchè lento – riequilibrio del mercato.

**Sul più lungo termine** si intravede, invece, qualche elemento di rischiosità: il crollo degli investimenti *upstream* degli ultimi anni e il forte calo del tasso di successo esplorativo – e quindi delle scoperte – apre alla possibilità di una condizione di deficit di offerta. Un timore che emerge

chiaramente anche dalla lettura dello Scenario Nuove Politiche assunto come riferimento dall'Aie nel suo recentissimo *World Energy Outlook*, la pubblicazione annuale che riporta e commenta le proiezioni al 2040 delle principali fonti energetiche. Nello scenario in questione, l'Agenzia di Parigi sottolinea come sia **ancora presto per decretare la fine del petrolio** e come **saranno necessari investimenti continui e su larga scala** per sviluppare – entro l'orizzonte 2040 – 670 miliardi di barili di nuove risorse: volume che si rende necessario per colmare il declino naturale dei giacimenti esistenti e al contempo soddisfare la crescita dei consumi. **Lo shale oil da solo non basterà** poiché è previsto raggiungere il suo picco produttivo alla fine del decennio 2020 e anche la produzione non-Opec nel suo complesso diminuirà. Il mercato tornerà quindi a essere principalmente dipendente dal Medio Oriente per soddisfare la domanda. Quest'ultima, peraltro, non sembra mostrare rilevanti segni di cedimento anche se la sua crescita andrà progressivamente rallentando. A fronte di un minor ricorso al petrolio nei veicoli per il trasporto passeggeri legato a una maggiore efficienza e al ricorso a carburanti alternativi, il supporto proveniente da altri settori (petrolchimica, trasporti pesanti, aerei e navali) è sufficiente a **mantenere la domanda su un trend di crescita** che la porta a raggiungere i 105 mil. bbl/g al 2040. La combinazione di queste dinamiche induce quindi l'Aie a prevedere un andamento crescente delle quotazioni, che potrebbero tornare ad 83 \$/bbl (valori reali 2016) nel 2025 e a superare nuovamente la soglia dei 100 a fine periodo.

Al di là di ipotesi puntuali sui prezzi, di per sé rischiose in un mercato che spesso si muove in balia del quotidiano, delle aspettative degli operatori o di eventi non ponderabili e non monitorabili come la geopolitica e la speculazione finanziaria, vi sono elementi sufficienti per ritenere che **la fonte petrolifera continuerà a dominare il mix energetico mondiale anche nei decenni a venire**.

### 1.3 GAS NATURALE

*A cura di Agata Gugliotta<sup>4</sup>*

Sul fronte del gas naturale, il **contesto di riferimento** continua a essere caratterizzato dalle tendenze evidenziate nei passati report: a livello globale, il permanere di una **situazione di oversupply**, – aggravata dall'incremento in corso e atteso della capacità di liquefazione – e una **domanda che, seppur in ripresa**, rimane strutturalmente **debole**, continuano a **comprimere i prezzi del gas naturale** (le quotazioni medie 2017 risultano inferiori di quasi il 60% in Asia e di circa 35% in Europa rispetto ai picchi del 2013).

Tuttavia, **in controtendenza con** quanto registrato nel **2016**, che ha visto quotazioni annue in calo sul 2015, **il 2017 sta per chiudersi con prezzi medi nei principali mercati regionali in aumento sull'anno precedente**. In **Europa**, **i prezzi al Ttf** (hub olandese di riferimento dell'Europa continentale) tra gennaio e novembre 2017 **sono aumentati del 25%** rispetto allo stesso periodo 2016, passando da 13,7 €/MWh a 17,1 €/MWh<sup>5</sup>. Un trend rialzista confermato

---

<sup>4</sup> Analista di politica ed economia dell'energia con focus sul mercato del gas presso la società di ricerca e consulenza Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche.

<sup>5</sup> Per facilitare la comparazione con i prezzi degli altri mercati di riferimento, si esprimono i valori anche in \$/Mbtu, pertanto la media gen.-nov. 2016 è pari a 4,5 \$/Mbtu, mentre quella del pari periodo 2017 è pari a 5,61 \$/Mbtu.

dalle quotazioni oltre i 20 €/Mwh della prima decade di dicembre. All'incremento hanno contribuito: 1) una leggera ripresa dei consumi, soprattutto nel comparto termoelettrico, buona parte dei quali imputabili, a inizio e fine anno, alle criticità registrate dal parco nucleare francese, a una diminuzione della produzione idroelettrica (specie in Spagna) e a prezzi del carbone elevati (che hanno reso meno conveniente l'utilizzo di questa fonte); 2) temperature più rigide rispetto all'inverno mite dell'anno precedente; 3) produzione domestica in declino; 4) un rialzo delle quotazioni petrolifere a cui sono ancora parzialmente legati significativi volumi di gas importato in Europa.

In **Asia**, nei primi undici mesi del 2017, i **prezzi spot del Gnl** scambiato nella parte nord-orientale del continente<sup>6</sup> hanno registrato un valore medio di circa 6,8 \$/Mbtu **più alto di circa il 24% rispetto al pari periodo del 2016**, che ha segnato la media più bassa dal 2011. Pur rimanendo *bearish* i fondamentali lato offerta, con forniture abbondanti e diversificate, le quotazioni hanno risentito del rialzo dei corsi del greggio, a cui i prezzi del Gnl sono in parte indicizzati e dell'incremento dei consumi. **A trainare la domanda di Gnl è soprattutto la Cina** che, secondo dati Platts, ha importato, nei primi 10 mesi del 2017, 28 milioni di tonnellate di Gnl, il 47% in più rispetto agli stessi mesi del 2016. Un incremento che muove soprattutto dalle politiche governative che incentivano lo *switch* dal più inquinante carbone al gas, il cui peso sul mix energetico nazionale, secondo quanto previsto dall'ultimo piano quinquennale, dovrebbe passare dall'attuale 6 al 10% al 2020. Inoltre, pur in assenza dei dati definitivi di fine anno, è verosimile stimare un sensibile aumento della richiesta di Gnl anche di altri importanti *player* della regione: Giappone (dove la ripartenza di due reattori nucleari non è stata sufficiente a incontrare la domanda), Corea (soprattutto per la ricostituzione delle scorte prima dell'inverno) e Taiwan (che ha conosciuto nel corso dell'anno criticità sul fronte del nucleare).

Anche negli **Stati Uniti**, infine, le quotazioni del gas scambiato all'**Henry Hub** (utilizzato come riferimento per il prezzo del gas naturale in Nord America) **conoscono un aumento: +24%** (gen.-nov. 2017 vs gen.-nov. 2016) chiudendo sui valori prossimi ai 3 \$/Mbtu. Tale trend trova giustificazione più in un riequilibrio domanda/offerta, dopo un 2016 caratterizzato da domanda sottotono, offerta abbondante e stoccaggi record, che nell'avvicinarsi di particolari eventi di natura congiunturale. Mínimo, se non quasi nullo, infatti, l'effetto sui prezzi del passaggio dell'uragano Harvey (*vedi infra*).

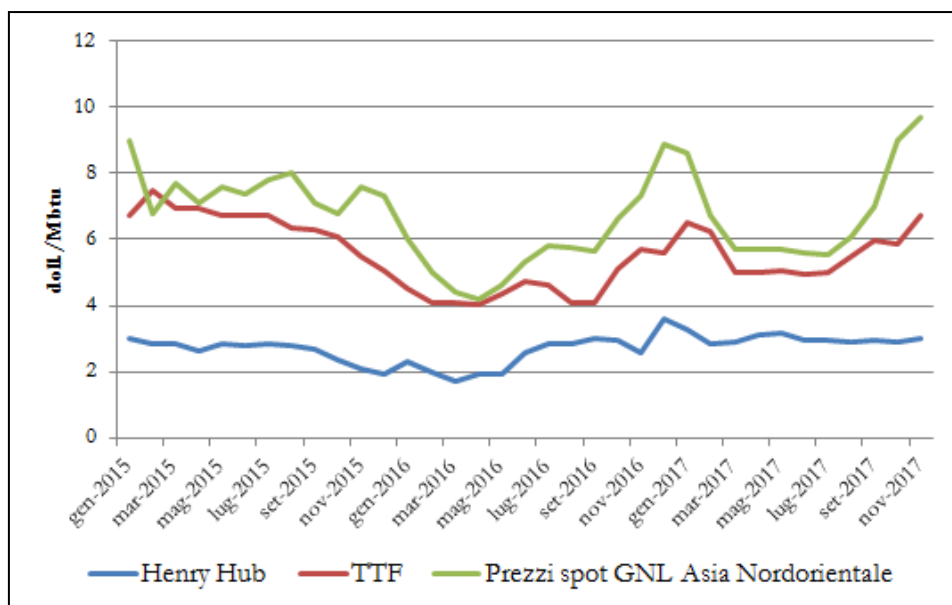
A oggi il mercato americano del gas continua a essere caratterizzato da una domanda sensibile alle condizioni meteorologiche, un'offerta, soprattutto di *shale gas*, sostenuta (da novembre 2016 non segna un calo) e un livello di scorte alla fine della stagione delle immissioni appena il 2% più basso rispetto alla media degli ultimi 5 anni.

---

<sup>6</sup> Si prendono a riferimento i prezzi spot del Gnl scambiato nei paesi dell'Area Nord Orientale dell'Asia, che comprendono soprattutto Giappone e Corea, principali importatori di Gnl a livello regionale e mondiale. La scelta di considerare i prezzi del Gnl muove dal fatto che questa fonte di energia copre oltre l'80% del commercio di gas del continente.



FIG. 1.6 - ANDAMENTO PREZZI MENSILI DEL GAS NEI PRINCIPALI MERCATI DI RIFERIMENTO



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI EIA DOE, PLATTS, WORLD GAS INTELLIGENCE

Oltre che per un generalizzato, seppur non strutturale, cambiamento nell'andamento dei prezzi, il 2017 verrà ricordato per l'avvicinarsi di alcuni eventi, che hanno messo sotto stress l'approvvigionamento di gas naturale, dimostrando che la questione della sicurezza rimane sempre di attualità e da cui non si può prescindere, nonostante il contesto di eccesso di offerta che stiamo vivendo. In ordine cronologico:

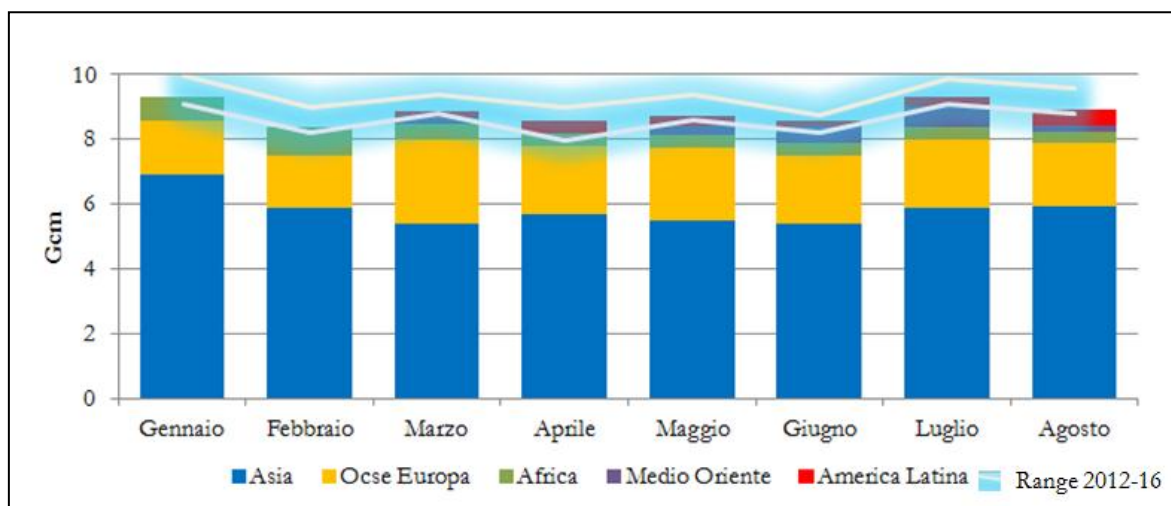
- ✓ **Gennaio:** un'anomala ondata di freddo e ritardi nella consegna di carichi di Gnl hanno comportato un marcato aumento del consumo di gas e richiesto interventi di emergenza nell'Europa meridionale.
- ✓ **Giugno:** rottura delle relazioni diplomatiche tra alcuni paesi del Golfo e il Qatar, attualmente il principale fornitore di Gnl al mondo.
- ✓ **Luglio:** il governo dell'Australia emana l'*Australian Domestic Gas Security Mechanism* che prevede misure di contenimento delle esportazioni del Gnl.
- ✓ **Agosto:** l'uragano Harvey colpisce il Texas rischiando di compromettere la capacità produttiva di petrolio e gas e le esportazioni di gas naturale liquefatto.
- ✓ **Dicembre:** esplosione in una stazione di compressione a Baumgarten in Austria e azzeramento per alcune ore dei flussi di gas russo diretto in Italia.

**Giugno 2017.** Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti ed Egitto, seguiti poi dal Bahrein, rompono le relazioni diplomatiche con il Qatar accusato di sostenere il terrorismo internazionale e per isolare il paese viene imposto un embargo che vieta, tra l'altro, la ricezione di navi qatarine. **La decisione ha fatto inizialmente temere gravi ripercussioni** sulla capacità dell'Emirato di esportare sui mercati internazionali, con inevitabili impatti sui prezzi del gas. Il peso specifico del Qatar sul mercato globale del gas, infatti, è tutt'altro che irrilevante. Il paese è il primo esportatore al mondo di gas liquefatto, con quasi 100 Gmc commercializzati nel 2016, di cui un 66% circa destinato all'Asia, un 22% in Europa e un 10% in Medio Oriente e sulla base delle scelte di politica industriale è destinato a mantenere il suo primato anche sul medio e lungo termine. Nel luglio di quest'anno, infatti, l'Emirato ha annunciato di espandere la capacità di liquefazione di almeno 1/3 e i piani della compagnia di stato Qatar Petroleum indicano un aumento dell'output fino a 125 Gmc entro il 2024. La notizia segue la decisione presa ad aprile di porre fine alla moratoria (12 anni) sullo sfruttamento delle nuove risorse di gas provenienti dal "supergiant North Field", l'immenso giacimento di gas che il Qatar condivide con l'Iran.

**Nei fatti, tuttavia, l'embargo non ha avuto alcuna tangibile conseguenza: nessuna metaniera qatarina è stata bloccata e i prezzi, dopo un'iniziale e circoscritta oscillazione al rialzo si sono stabilizzati ai livelli pre-crisi.** I flussi di Gnl verso l'Asia e l'Europa non hanno registrato ritardi né interruzioni (si veda grafico seguente) e gran parte dei carichi diretti verso il Vecchio Continente hanno seguito la traiettoria tradizionale del Canale di Suez, a dispetto dei timori iniziali.

Di seguito verranno esaminati gli eventi principali relativi all'ultimo semestre.

FIG. 1.7 - QATAR: CONFRONTO TRA I VOLUMI MENSILI DI GNL ESPORTATI NEL 2017 E IL VALORE MEDIO DELLE ESPORTAZIONI DEL PERIODO 2012-2016



Nota: come si può notare i volumi mensili di Gnl esportati dopo giugno 2017 non hanno subito un calo evidente rispetto alla media dei 5 anni precedenti

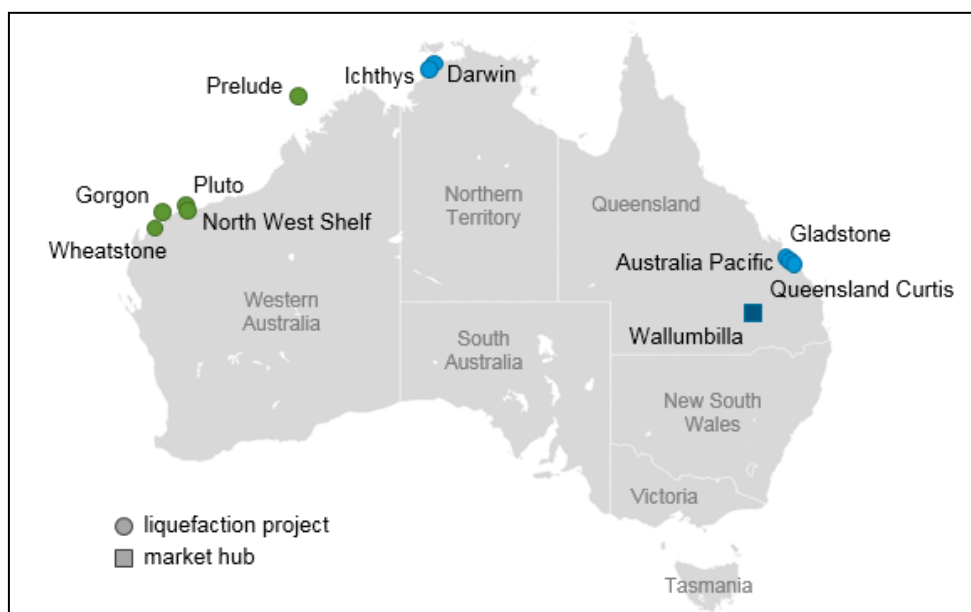
FONTE: ELABORAZIONE SU DATI © OECD/IEA 2017 GLOBAL GAS SECURITY REVIEW 2017, WWW.IEA.ORG/T&C

Lo stesso Egitto, fautore dell'embargo, ha continuato a importare Gnl dal Qatar sulla base di contratti con soggetti terzi come Glencore e Gunvor.

Gli Emirati Arabi, invece, pur diminuendo il numero di carichi di Gnl provenienti dall'Emirato qatarino, hanno comunque continuato a importare regolarmente dal gasdotto Dolphin – che interconnette i due paesi – parte del gas necessario a soddisfare i suoi consumi interni.

**Luglio 2017.** Secondo più importante produttore di Gnl al mondo, l'Australia si è affermata recentemente come importante *big player* del settore del gas naturale liquefatto, posizione che si consoliderà negli anni a venire. Faraonici impianti di liquefazione sono stati costruiti per 89 Gmc e altri sono attesi nei prossimi anni per una capacità di liquefazione che al 2018 dovrebbe toccare i 118 Gmc. **Paese dalle grandi potenzialità di crescita** – la vicinanza geografica e minori costi di nolo le hanno permesso di strappare al Qatar nel 2016, il ruolo di principale fornitore dei paesi dell'Asia Nord Orientale (Cina, Giappone e Sud Corea) – **ma anche dalle mille contraddizioni.** Tra i produttori, ha risentito maggiormente del difficile contesto che ha caratterizzato il mercato del Gnl negli ultimi anni: scarsa domanda, bassi prezzi delle *commodities*, che andati a sommare a costi di costruzione già sensibilmente lievitati a causa di un'escalation nella spesa dei materiali e della manodopera, hanno determinato ritardi e in alcuni casi cancellazioni di alcuni progetti. Inoltre, nonostante le sue ingenti risorse domestiche, **nel corso degli ultimi due anni la parte orientale del paese ha registrato scarsità di offerta e i prezzi interni hanno conosciuto un aumento dell'80%** eccedendo anche il prezzo del Gnl esportato all'estero. Situazione ai limiti del paradossale che ha costretto **il Governo a ricorrere a misure di emergenza, quali l'*Australian Domestic Gas Security Mechanism (Adgsm)* che prevede restrizioni alle esportazioni di Gnl provenienti dall'East Coast**, nei casi in cui il Ministero delle Risorse ritenga che l'offerta non sia sufficiente a soddisfare il mercato interno. In vigore dal 1 luglio 2017, il meccanismo, che si estende per un periodo di 5 anni ma nel 2019 sarà soggetto a revisione, eserciterà delle **pesanti implicazioni.** In caso di ricorso a esso, le imprese che operano i 3 importanti impianti della parte orientale del paese, Queensland Curtis, Australia Pacific e Gladstone (Fig. 1.9), si vedrebbero costretti **a ridurre le esportazioni** rischiando di non adempiere pienamente ai contratti di fornitura con l'estero. Inoltre sul lungo periodo, il settore ne potrebbe uscire compromesso, dal momento che una tale decisione, senza precedenti, renderebbe **il paese meno attrattivo per l'arrivo di nuovi capitali.**

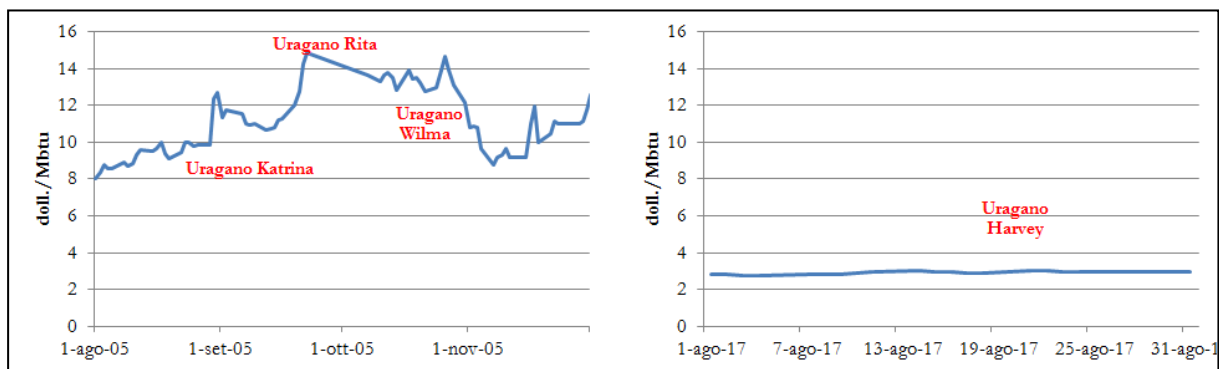
FIG. 1.8 - IMPIANTI DI LIQUEFAZIONE IN AUSTRALIA



FONTE: EIA DOE BASED ON HIS AND AUSTRALIA ENERGY MARKET OPERATOR

**Agosto 2017.** Il 25 **Harvey colpisce il Texas**, cuore pulsante dell'industria O&G americana. Si tratta di un uragano di categoria 4 con venti che viaggiano a 209 km/h e che ha provocato la più potente tempesta che ha investito lo stato dal 1961. Le compagnie energetiche sono state costrette a **evacuare tutto il personale presente nelle infrastrutture onshore e offshore** ubicate lungo la Gulf Coast Region (Texas, Louisiana, Mississippi, Alabama e Florida), da cui proviene un output di gas di circa 150 Gmc (20% della produzione complessiva di gas negli Usa del 2006) e l'impianto di liquefazione di **Sabine Pass è stato chiuso per due settimane. Quali gli effetti sulla sicurezza energetica? A livello regionale, l'impatto**, seppur non trascurabile, è **stato contenuto e l'emergenza è stata fronteggiata senza particolari ripercussioni sul sistema gas**: la produzione complessiva di gas ha conosciuto solo una lieve riduzione mentre i prezzi all'Henry Hub non hanno subito alcuna oscillazione al rialzo. A giustificazione di ciò un livello di consumi contenuti e un assetto energetico produttivo completamente differente da quello del 2005, anno del passaggio degli uragani Katrina, Rita e Wilma che hanno avuto conseguenze ben più gravi in termini di riduzione dell'output e di aumento dei prezzi.

FIG. 1.9 - **ANDAMENTO PREZZI GAS ALL'HENRY HUB DURANTE IL PASSAGGIO DEGLI URAGANI KATRINA, RITA, WILMA (2005) E HARVEY (2017)**



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI EIA DOE

Grazie alla *shale revolution*, l'offerta di gas nel paese a stelle e strisce si presenta oggi diversificata: all'area del Golfo si è aggiunto un nuovo prolifico bacino produttivo nel nord-est, mentre un'intensa ondata di investimenti ha permesso l'estensione della rete di gasdotti che connette le aree di produzione a quelle di consumo, rendendo più agevole la movimentazione del gas da una parte all'altra del paese. **Anche a livello globale, non si sono registrati particolari rally di prezzi**: anche se da febbraio 2016 le esportazioni di Gnl americano stanno raggiungendo le coste dei paesi di tutto il mondo, soprattutto di quelli dell'America Latina, si tratta di volumi comunque ancora non tali da sconvolgere gli equilibri di domanda e offerta, specie se, come in questo caso, si è trattato di un ammanco temporaneo.

**Dicembre 2017.** Il 12 dicembre, poco prima delle 9 del mattino divampa **un'esplosione nella stazione di compressione gas di Baumgarten in Austria**, presso la frontiera con la Slovacchia, provocando la morte di una persona e decine di feriti. **L'hub austriaco è stato temporaneamente chiuso** e la capacità di trasporto al nodo di Arnoldstein al confine italiano è stata azzerata dalle ore 11 **fermando i flussi di gas russo diretto in Italia**. Il Ministero dello Sviluppo Economico (Mise) dichiara quindi lo stato di "*emergency*" ai sensi del Piano di Emergenza

in vigore<sup>7</sup>. Non scatta invece né l'applicazione delle misure non di mercato previste dal Piano (applicazione di regole di dispacciamento della produzione elettrica, riduzione obbligatoria del prelievo dei clienti, industriali, definizione di nuove soglie di temperatura e/o orari per il riscaldamento civile, stoccaggio strategico ecc.), né l'imposizione del prezzo di emergenza di 82,8 €/MWh. Le reazioni sul mercato non si sono fatte attendere: nonostante le rassicurazioni del Mise circa la continuità della fornitura ai consumatori, soddisfatta tramite un maggior ricorso agli stoccaggi, **il prezzo del gas scambiato al Psv** (l'hub virtuale italiano di scambio del gas) **è schizzato fino a 51 euro/MWh**, rispetto ai 23,35 del giorno precedente (rilevazioni Alba Soluzioni) e sulla borsa elettrica il Pun (prezzo unico nazionale) ha chiuso a quasi 111 €/MWh contro i 74 del 11 dicembre<sup>8</sup>. **Nei fatti, la crisi è stata circoscritta temporalmente: già tra le 18 e le 19 del 12 dicembre i flussi di gas russo sul gasdotto Trans Austria Gas (Tag) verso l'Italia sono ripresi gradualmente e i prelievi dagli stoccaggi sono stati azzerati.** Il sistema gas italiano ha affrontato senza particolari difficoltà gli eventi e verosimilmente non ci sarebbero state grosse conseguenze nemmeno nel caso di un prolungamento di qualche giorno dell'emergenza. Ciò non toglie che, ancora una volta, paesi come l'Italia la cui dipendenza dall'estero rimane significativa (92% nel 2016), hanno mostrato una certa vulnerabilità.

In conclusione, l'anno che sta per finire ha mostrato i primi timidi segnali di ripresa delle quotazioni del gas, anche se il contesto rimane incerto e caratterizzato da *oversupply*, e ha ribadito l'importanza strategica che il gas riveste per la sicurezza energetica dei singoli paesi. Un ruolo destinato a rafforzarsi sul lungo periodo, così come emerge dai principali scenari di lungo periodo elaborati dai più importanti istituti o organismi di ricerca che vedono il gas naturale continuare a pesare in maniera significativa sul mix energetico globale, confermarsi la fonte fossile che cresce di più e soprattutto essere il principale attore nel processo di decarbonizzazione dell'economia mondiale.

---

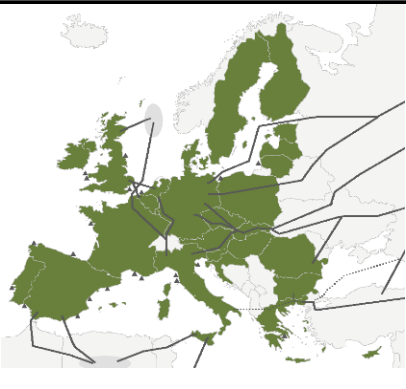
<sup>7</sup> Ai sensi del Regolamento della Commissione Europea n.994 del 2010, ogni Stato membro è obbligato a redigere, con periodici aggiornamenti, tre documenti utili a descriverne i rischi dei sistemi nazionali del gas naturale, ad attuare precauzioni affinché il rischio sia mitigato e a gestire situazioni di crisi. Questi documenti sono la "valutazione del rischio" (risk assessment), il "piano di azione preventivo" (*preventive action plan*) e il "piano di emergenza" (emergency plan). Il Piano di emergenza gas prevede tre livelli progressivi di crisi: pre-allarme, allarme ("alert") ed emergenza ("emergency").

<sup>8</sup> *Staffetta Quotidiana*, 12 dicembre 2017.

## 2. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI<sup>1</sup>

A cura di Chiara Proietti Silvestri<sup>2</sup>

UNIONE EUROPEA			
Consumo di gas naturale	428,8	Gmc	(2016)
Variazione sul 2015	+7,1	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	69,1	%	(2015)
Consumo di gas naturale (primi 9 mesi)	337,5	Gmc	(2017)
Variazione sui primi nove mesi 2016	+6	%	



**Il Fmi continua a rialzare le stime di crescita del Pil dell'eurozona.** Secondo il *World Economic Outlook* rilasciato a ottobre, le previsioni dell'area euro per il 2017 segnano un aumento del 2,1% e dell'1,9 per il 2018 rispetto all'1,8% a cui si è chiuso il 2016. Si tratta – rispetto alle previsioni di tre mesi prima – di un rialzo di 0,2 punti sia per il 2017 sia per il 2018. L'Europa beneficia di una **crescita dell'export** e di un **rafforzamento della domanda interna** supportata da politiche monetarie espansive della Banca Centrale europea e da un minore rischio politico. Tuttavia, il Fmi avvisa gli stati europei dell'**ugenza di un graduale aggiustamento delle finanze pubbliche e della realizzazione di riforme strutturali**, nonché di intraprendere politiche volte a un miglioramento della qualità del credito, riducendo la quota dei crediti deteriorati (Npl) sul credito complessivo.

Ripresa economica, insieme a fattori stagionali con un inverno particolarmente freddo, hanno contribuito a trainare la domanda di gas che, nei primi nove mesi del 2017, ha segnato un +6% rispetto allo stesso periodo del 2016. Eurogas, l'associazione che rappresenta l'industria europea del gas, evidenzia come la **crescita dei consumi di gas nel 2017** sia favorita non solo da dinamiche economiche e stagionali ma anche dall'**incremento dell'impiego di gas nella generazione elettrica** – a seguito delle politiche di sostituzione delle centrali elettriche a carbone con quelle più moderne a ciclo combinato – e **nel settore dei trasporti** dove si assiste a un crescente utilizzo del gas naturale compresso (Gnc), specie in paesi come Repubblica Ceca, Belgio, Estonia e Italia.

<sup>1</sup> La fonte dei dati ove non specificata è il *BP Statistical Review 2017*.

<sup>2</sup> Analista di politica ed economia dell'energia presso la società di ricerca e consulenza Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche.

TAB. 2.1 - CONSUMI DI GAS NATURALE NEI PRIMI 9 MESI DEL 2017 (GMC)

PAESE	CONSUMI 2017	CONSUMI 2016	VARIAZIONE	VARIAZIONE IN %
Austria	6.6	5.7	0.9	15.9%
Belgio	11.9	11.5	0.5	4.1%
Bulgaria	2.0	2.2	-0.2	-8.1%
Cechia	6.0	5.5	0.5	9.3%
Croazia	1.8	1.8	0.0	0.1%
Danimarca	2.2	2.2	0.0	1.8%
Estonia	0.3	0.4	0.0	-2.8%
Finlandia	1.7	1.8	-0.1	-3.4%
Francia	28.6	27.9	0.7	2.4%
Germania	65.1	60.6	4.5	7.5%
Grecia	3.6	2.7	0.9	30.9%
Irlanda	3.4	3.7	-0.4	-9.5%
Italia	52.3	48.4	3.9	8.1%
Lettonia	0.9	0.9	0.0	-1.2%
Lituania	1.3	1.5	-0.1	-9.1%
Lussemburgo	0.6	0.6	0.0	-1.8%
Paesi Bassi	33.5	28.9	4.6	16.0%
Polonia	14.4	13.3	1.1	8.1%
Portogallo	4.7	3.6	1.1	31.2%
Regno Unito	55.6	56.4	-0.8	-1.4%
Romania	7.3	7.6	-0.3	-4.3%
Slovacchia	3.3	3.4	-0.1	-3.6%
Slovenia	0.6	0.6	0.0	8.4%
Spagna	21.9	20.3	1.7	8.2%
Svezia	0.5	0.6	-0.1	-18.4%
Ungheria	7.1	6.3	0.8	13.5%
Unione Europea	337.5	318.3	19.2	6.0%

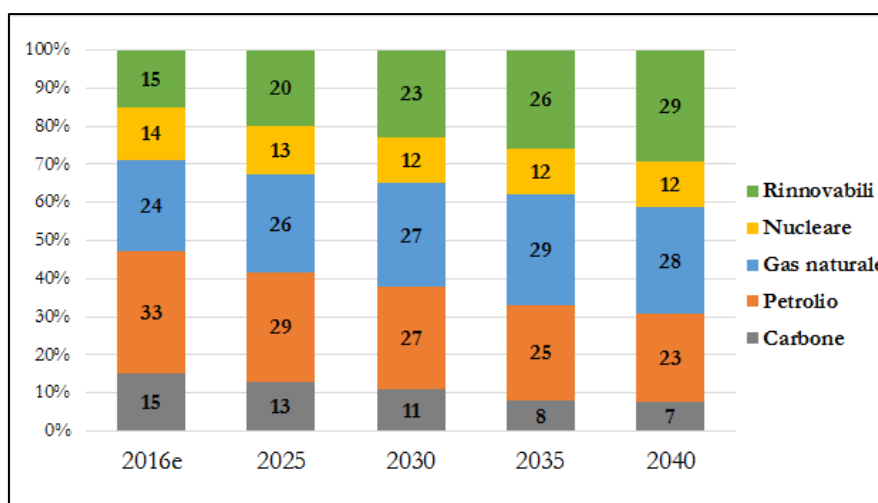
*Nota: la tabella esclude Cipro e Malta*

FONTE: ELABORAZIONE SU DATI JODI

**Il gas naturale è considerato un importante combustibile per ridurre l'intensità carbonica** del sistema energetico europeo, potendo rimpiazzare fonti tradizionali più inquinanti come il carbone nella generazione elettrica e il petrolio nei trasporti. Pertanto, si attende un aumento del ruolo del gas naturale nel mix energetico europeo nei prossimi anni confermato dallo scenario Nuove Politiche (Nps) dell'Aie, secondo cui la quota gas sulla domanda di energia primaria passerà dal 24% nel 2016 al 28% nel 2040.

**In particolare, secondo il Nps, le uniche fonti a conoscere un aumento percentuale** sul mix energetico europeo **sono il gas e le rinnovabili**, rispettivamente di 4 e 14 punti percentuali. Per contro, cala decisamente l'apporto di petrolio (-10%), carbone (-8%) e nucleare (-2%); un'evoluzione che porta **le rinnovabili a essere la prima fonte di energia primaria all'interno dell'UE al 2040.**

FIG. 2.1 - IL MIX ENERGETICO EUROPEO 2016-2040



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI IEA (NEW POLICIES SCENARIO, WEO 2017)

A fine novembre, la Commissione Industria, Ricerca ed Energia (Itre) del Parlamento europeo ha approvato **l'innalzamento dei target vincolanti** per l'efficienza energetica e le fonti di energia rinnovabile (fer) rispettivamente al 40% e al 35% **al 2030**, con un sotto-obiettivo per la quota fer nei trasporti al 12%.

Altra importante novità è stata **la recente pubblicazione della nuova lista dei Progetti di interesse comune (Pci) europei**, un elenco di infrastrutture energetiche considerate prioritarie per la sicurezza europea aggiornato ogni due anni. In totale, i progetti che vi rientrano sono 173 rispetto ai 195 del 2015 e ai 250 della prima lista del 2013. Di questi, 110 riguardano l'elettricità e le smart grid; 53 il gas; 6 il petrolio; 4 sono progetti transnazionali sulla CO<sub>2</sub>. I progetti nella lista beneficeranno di facilitazioni burocratiche tali da consentire un'accelerazione nella pianificazione dei lavori e un accesso ai finanziamenti europei.

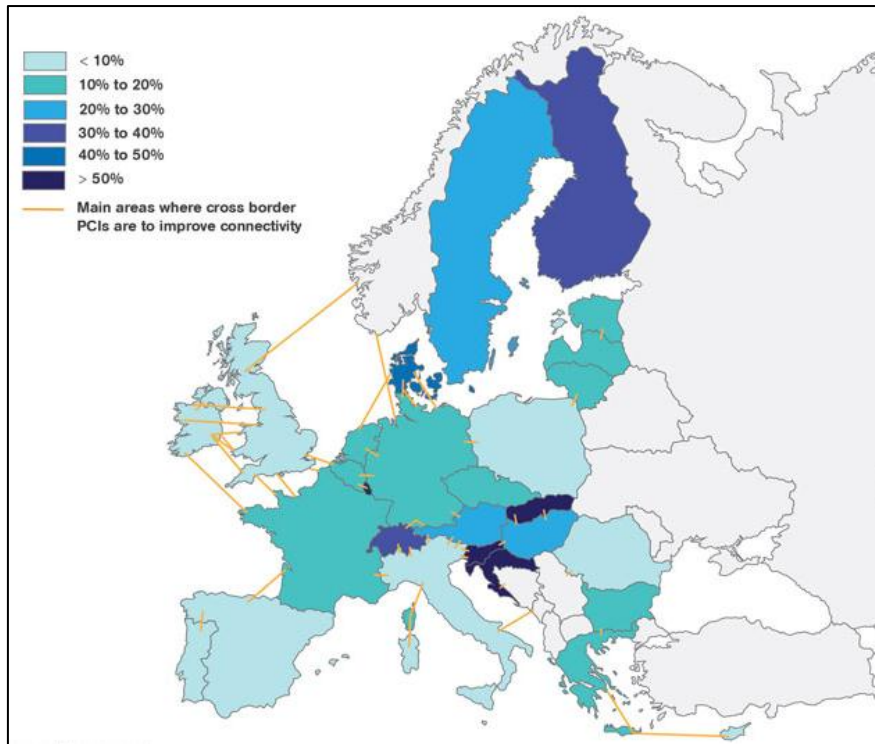
**I Pci sono considerati prioritari** dalla Commissione per il compimento del mercato unico dell'energia e il **raggiungimento del target UE di interconnessione<sup>3</sup> elettrica** del 10% al 2020. La Commissione ha altresì proposto un nuovo target del 15% al 2030. Le interconnessioni elettriche transfrontaliere sono infrastrutture prioritarie nella politica energetica europea in quanto contribuiscono a fornire maggiore sicurezza al sistema elettrico nazionale e internazionale, diversificare il mix di combustibili, ridurre la dipendenza da un ristretto numero di paesi fornitori e diminuire i costi per imprese e cittadini, nonché integrare in rete la produzione da rinnovabili e collegare l'energia prodotta dai parchi eolici e fotovoltaici verso i centri di consumo.

Come ha spiegato Miguel Arias Canete, commissario al clima in Europa, solo un mercato interconnesso migliorerà la sicurezza degli approvvigionamenti energetici in UE e darà ai consumatori europei maggiore possibilità di scelta. Attualmente 17 Stati membri hanno già raggiunto l'obiettivo del 10% e sette, fra cui l'Italia, sono sulla strada per centrarlo.

<sup>3</sup> Il target di interconnessione è calcolato come il rapporto tra la capacità di scambio sulle interconnessioni e la capacità di produzione elettrica installata negli Stati membri.



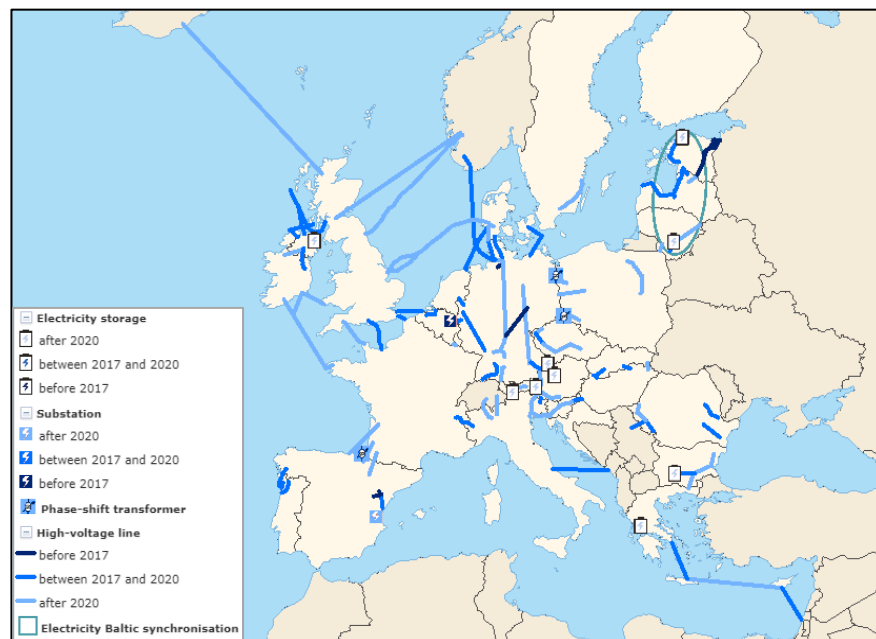
FIG. 2.2 - GRADO DI INTERCONNESSIONE ELETTRICA DEGLI STATI MEMBRI UE (2015)



FONTE: ENTSO-E

Nella lista dei Pci, 22 progetti elettrici sono considerati prioritari e denominati “electricity highway” (Fig. 2.3).

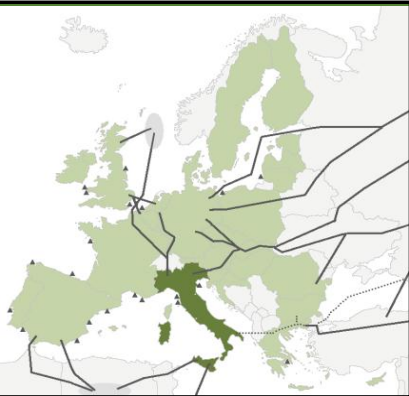
FIG. 2.3 - ELECTRICITY HIGHWAY



FONTE: MAPPA INTERATTIVA PCI 2017

## 2.1 ITALIA

ITALIA			
Consumo di gas naturale	64,5	Gmc	(2016)
Variazione sul 2015	+4,7	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	90,4	%	(2015)
Consumo di gas naturale (primi 9 mesi)	52,3	Gmc	(2017)
Variazione sui primi nove mesi 2016	+8,1	%	
Livello di interconnessione elettrica	8,3	%	(2017)



**Il Fmi rivede al rialzo le stime per il Pil italiano**, prevedendo un aumento dell'1,5% per il 2017 e dell'1,1% per il 2018. Si tratta di una crescita di 0,7 p.p. per il 2017 e 0,3 p.p. per il 2018 rispetto alle previsioni di inizio anno. Pur confermando la ripresa dell'Italia, il Fmi sottolinea la **necessità di approfittare di questo momento positivo per ridurre il debito pubblico**, stimato quest'anno al 133% del Pil.

A novembre, il **governo ha adottato la Strategia Energetica Nazionale (Sen)** che fissa le linee di indirizzo delle politiche energetiche italiane fino al 2030. Il documento evidenzia l'importanza del **gas naturale come principale fonte di transizione** verso un sistema energetico a zero emissioni, a cui si aggiunge **l'impegno a uscire dal carbone entro il 2025** e a continuare il **potenziamento delle rinnovabili**. Proprio in ambito fer, l'Italia ha compiuto importanti progressi che le hanno permesso di raggiungere con 5 anni di anticipo il target europeo del 17% al 2020.

**Lo sviluppo nelle rinnovabili ha contribuito a ridurre la dipendenza energetica nazionale** negli ultimi 10 anni, passata dal 83% nel 2005 al 77% nel 2015. Nonostante ciò, la dipendenza energetica **resta elevata e superiore rispetto alla media europea** che si attesta sul 54%; ciò richiede una politica energetica che punti alla **diversificazione delle fonti e dei fornitori di energia**, specie per quel che riguarda il gas naturale dove continua a essere predominante il ruolo della Russia (Tab. 2.2).

TAB. 2.2 - PRINCIPALI FORNITORI DI FONTI FOSSILI IN ITALIA VS UE, 2015

Gas naturale		Petrolio		Carbone	
IT	UE28	IT	UE28	IT	UE28
Russia	Russia	Iraq	Russia	SudAfrica	Russia
45,1%	37,3%	18,6%	28,8%	21,1%	29,1%
Algeria	Norvegia	Azerbaijan	Norvegia	Russia	Colombia
12,5%	32,8%	17,9%	12,4%	20,7%	24,3%
Libia	Algeria	Russia	Nigeria	Indonesia	USA
11,6%	10,7%	12,9%	8,3%	17,3%	16,0%

FONTE: ENERGY UNION FACTSHEET ITALY 2017, EC

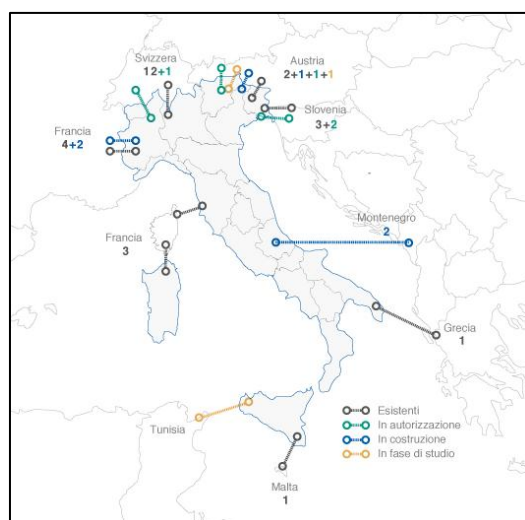
Sul fronte della diversificazione energetica, è rilevante il ruolo che **l'Italia sta assumendo nella creazione di un corridoio meridionale del gas naturale nel Mediterraneo**, il cosiddetto "Southern Corridor", attraverso la partecipazione in importanti progetti strategici, *in primis* il Trans-

Adriatic Pipeline (Tap) che collegherà Grecia, Albania e Italia (v. *Focus* 29/2017). L'Italia è impegnata anche sul fronte di un altro importante progetto che rientra nel disegno di creazione del Southern Corridor: l'**EastMed pipeline**, il gasdotto di 1.300 km che dovrebbe collegare il gas del Mediterraneo orientale all'Europa via Cipro e Grecia. A inizio dicembre 2017 rappresentanti di Italia, Grecia, Cipro e Israele hanno sottoscritto il memorandum intergovernativo che ribadisce la volontà dei quattro paesi di collaborare per agevolare gli studi, gli iter autorizzativi, la realizzazione e la gestione del gasdotto. Secondo i piani dei promotori, una decisione finale di investimento dovrebbe essere presa nel 2020 per raggiungere l'operatività della condotta nel 2025. **Il gasdotto è incluso nella nuova Sen e rientra tra i Pci**; tuttavia, la sua realizzazione è ancora in fase di valutazione a seguito dei consistenti investimenti che richiede per 6-7 miliardi di euro.

La diversificazione energetica nazionale è ancor più prioritaria specie dopo l'**esplosione** nella stazione di compressione gas di **Baumgarten in Austria**, che ha determinato la chiusura temporanea dell'hub e l'**azzeramento dei flussi di gas russo diretto in Italia**. Questo incidente ha evidenziato le fragilità di un sistema fortemente dipendente dalle forniture russe di gas e la necessità di ampliare le rotte e le fonti di approvvigionamento.

Per quanto riguarda il sistema elettrico, l'**adeguamento delle infrastrutture esistenti e la realizzazione dei nuovi progetti di interconnessione** risulta particolarmente importante, potendo non solo permettere all'Italia di raggiungere il target richiesto al 2020, ma anche **consentire una riduzione dei costi di approvvigionamento dell'energia e miglioramenti nella sicurezza delle reti**. Nella nuova lista dei Pci i progetti che interessano il paese sono 15 di cui 8 riguardano l'elettricità, 5 il gas naturale, 1 le smart grid e 1 il settore petrolifero. Nel settore elettrico sono riconfermati gli elettrodotti con la Francia Savoia-Piemonte (i cui lavori di posa sono iniziati a novembre scorso), con l'Austria Wurlmloch-Somplago, con la Slovenia Salgareda-Divaca e con la Svizzera Thusis/Sils-Verderio Inferiore (Greenconnector) e Airolo-Baggio, nonché l'ingresso delle linee con la Corsica Codrongianos-Lucciana-Suvereto (Saco 3) e con la Tunisia (Elmed). Confermato anche il collegamento Villanova-Lastva tra l'Italia e il Montenegro, nell'ambito del progetto che mira a collegare il nostro paese con il Mar Nero.

FIG. 2.4 - PRINCIPALI INTERCONNESSIONI TRANSFRONTALIERE ELETTRICHE




FONTE: TERNA

Venendo ai gasdotti, dalla lista esce il Galsi dall'Algeria alla Sardegna, mentre viene confermato lo status di Pci alle condotte Italia-Malta e ai vari tratti del Southern Gas Corridor: T<sub>cp</sub>, S<sub>cpfx</sub>, T<sub>anap</sub>, T<sub>ap</sub>, P<sub>oseidon</sub> (con relativa bretella Turchia-Bulgaria I<sub>gb</sub>) e Adriatica Pipeline lungo la

dorsale appenninica. Continuano inoltre a beneficiare dello status di Pci le inversioni di flusso del gasdotto Tenp in Germania e dell'interconnessione Italia-Svizzera a Passo Gries.

## 2.2 GERMANIA

GERMANIA			
Consumo di gas naturale	80,5	Gmc	(2016)
Variazione sul 2015	+9,2	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	90,1	%	(2015)
Consumo di gas naturale (primi 9 mesi)	65,1	Gmc	(2017)
Variazione sui primi nove mesi 2016	+7,5	%	
Livello di interconnessione elettrica	8,9	%	(2017)

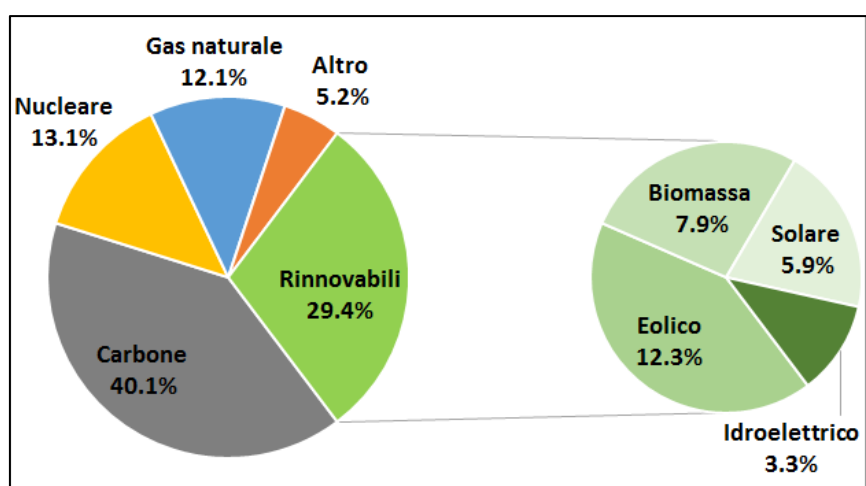


**Il Fmi rivede al rialzo la crescita economica della Germania** rispetto alle precedenti previsioni, **pur mantenendosi lievemente al di sotto della media dell'eurozona**. In particolare, si prospetta una crescita del Pil dall'1,9% nel 2016 al 2% nel 2017 per poi stabilirsi sull'1,8% nel 2018, in aumento di 0,4 e 0,3 p.p. rispetto alle previsioni di inizio anno.

Il 2017 si è contraddistinto in Germania per le **elezioni politiche** di settembre che hanno visto la vittoria del partito Cdu/Csu di Angela Merkel. Tuttavia, la **formazione del nuovo governo è risultata subito problematica**: le trattative con i Verdi e i liberali del Fdp si sono arenate definitivamente a novembre a causa di **forti distanze su temi cruciali**, tra cui le questioni energetiche e climatiche.

In particolare, **i Verdi supportano un piano di phase-out dal carbone entro il 2030 mentre il Fdp ritiene che ciò comporterebbe un onere insostenibile per i consumatori** e stimato in 17,6 miliardi di euro. Con il crollo dei negoziati per una larga coalizione tedesca, diventa sempre più difficile la possibilità di raggiungere l'ambizioso obiettivo fissato da Berlino di riduzione delle emissioni di gas serra del 40% al 2020. Bisogna infatti considerare che il carbone soddisfa ancora oltre il 40% del consumo elettrico tedesco rispetto al 35% delle rinnovabili (Fig. 2.5).

FIG. 2.5 - IL MIX ELETTRICO DELLA GERMANIA, 2016



FONTI: GERMAN AG ENERGIEBILANZEN (AGEB)

Essendo l'abbandono del carbone uno dei punti più controversi nelle negoziazioni per la formazione del prossimo governo, non stupisce l'assenza della Germania nella nuova alleanza globale per accelerare l'uscita dal carbone lanciata alla COP23 di Bonn.

Di recente, un attacco alla **transizione energetica tedesca (*energiewende*) della Merkel è stato sferrato dalla Confindustria bavarese (Vbw)** che ritiene tale politica **inefficace e troppo costosa**. Vbw ritiene che la *energiewende* abbia fallito gran parte dei suoi obiettivi, in particolare riguardo la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del settore energetico, stagnanti dal 2014 e superiori ai target previsti da 7 anni consecutivi. Secondo Vbw, i costi della *energiewende* raggiungeranno i 520 miliardi di euro nel 2025, con riflessi negativi sul prezzo dell'elettricità.


Sul fronte delle infrastrutture energetiche, la Germania prevede la realizzazione di **importanti progetti di interconnessione elettrica** confermati nella lista dei Pci europei. Tra i più importanti, si citano: il progetto **Nordlink** che consentirà la trasmissione di 1.400 MW di energia rinnovabile tra le reti elettriche norvegese e tedesca; il progetto **SuedLink**, una linea di alimentazione lunga 700 km prevalentemente finalizzata a portare l'energia eolica prodotta nel nord verso i centri di consumo nel sud della Germania, garantendo così una migliore integrazione delle energie rinnovabili alla rete nazionale.

**Per quel che riguarda il Gnl**, si segnala la costituzione di una joint venture tra le olandesi Gasunie e Vopak e la tedesca Oiltanking per esplorare la **possibilità di realizzazione di un terminale di rigassificazione nel nord** della Germania. Attualmente non è stata presa alcuna decisione di investimento ma l'interesse tedesco verso il Gnl è concreto e sarà fondamentale monitorarne gli sviluppi.

**Il gasdotto Nord Stream tra Russia e Germania continua a generare dibattito**. Dopo l'attacco Usa all'infrastruttura, è arrivata la proposta di Parlamento e Consiglio europei di **modificare la direttiva 2009/73/CE** per estendere le regole comuni UE ai gasdotti di interconnessione con paesi extra UE. Secondo questo emendamento, ai gasdotti da e verso paesi terzi fino al confine con la giurisdizione UE si dovrà applicare la legislazione in materia di accesso di terzi, regolazione tariffaria, separazione proprietaria e trasparenza; una norma che assume grande valenza per il Nord Stream e ancor più per il progetto di condotta Nord Stream 2, osteggiato sia dalla Commissione che da diversi paesi specie dell'est Europa preoccupati dell'ingerenza russa.

## 2.3 FRANCIA

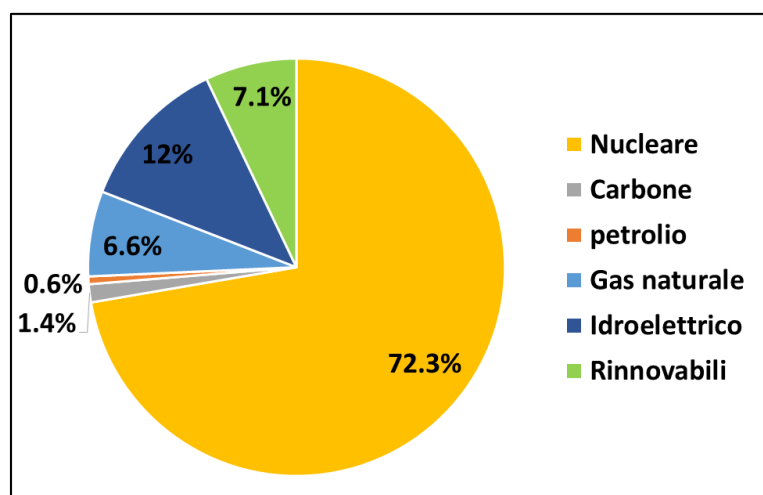
FRANCIA			
Consumo di gas naturale	42,6	Gmc	(2016)
Variazione sul 2015	+9,0	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	98,7	%	(2015)
Consumo di gas naturale (primi 9 mesi)	28,6	Gmc	(2017)
Variazione sui primi nove mesi 2016	+2,4	%	
Livello di interconnessione elettrica	9,4	%	(2017)



**Il Fmi conferma le previsioni di crescita dell'economia della Francia**, con un Pil atteso salire dal +1,2% del 2016 al +1,6% del 2017 e +1,8% del 2018: un aumento di 0,2 p.p. rispetto alle previsioni di inizio anno ma sempre al di sotto della media dell'eurozona.

Negli ultimi mesi, **il sistema elettrico francese è stato sorvegliato speciale a causa dei ritardi nel riavvio dei reattori nucleari** francesi, chiusi per adeguamenti o controlli. L'operatore elettrico francese Rte era preoccupato dei rischi alla sicurezza delle forniture di energia elettrica in caso di un'ondata di freddo duratura nel corso dell'inverno, dato l'apporto dominante del nucleare sul mix energetico francese (Fig. 2.6).

FIG. 2.6 - IL MIX ELETTRICO DELLA FRANCIA, 2016



FONTE: ANNUAL ELECTRICITY REPORT 2016, RTE

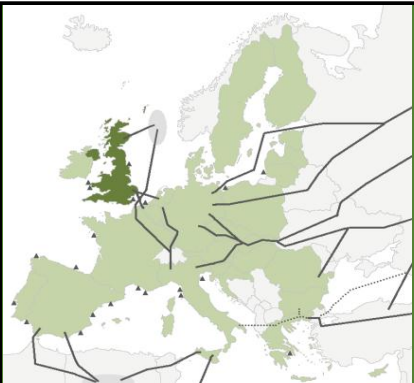
Nel suo bilancio previsionale al 2035, Rte ha anche sostenuto che **la situazione di "fragilità" del sistema elettrico francese potrebbe durare fino al 2020**. Successivamente, il previsto calo della domanda, da una parte, e l'avvio di nuova capacità (specie eolico offshore e gas) insieme all'entrata in funzione di ulteriori interconnessioni con i paesi vicini, dall'altra, dovrebbero riequilibrare il sistema. Ciò renderà altresì fattibile implementare i piani governativi di chiusura delle centrali a carbone e dei quattro reattori nucleari giunti a fine vita, ma non congiuntamente; Rte infatti ritiene che non ci sia margine per applicare entrambe le misure senza generare uno squilibrio del sistema.

**Per incrementare la sicurezza del sistema, la Francia è impegnata nel rafforzamento delle interconnessioni elettriche.** Nella lista Pci, compaiono diversi progetti che puntano a rafforzare i collegamenti tra la Francia e l'Inghilterra, con diverse proposte quali FAB, IFA2, ElecLink, Aquind, GridLink; l'Italia, con l'interconnessione elettrica "Savoia-Piemonte", i cui lavori di posa sono stati avviati a novembre scorso e dovrebbero concludersi entro il 2019; la Spagna, con il progetto Biscay Gulf; l'Irlanda con il Celtic Interconnector che dovrebbe fornire la prima interconnessione elettrica fra Irlanda e Francia entro il 2025. Peraltro, il progetto risponde alle preoccupazioni europee riguardo l'impatto della Brexit sulla sicurezza energetica dell'Irlanda, permettendo al paese di avere un collegamento elettrico diretto con il continente, bypassando l'UK.

**Sul fronte gas, invece, solo un progetto** che interessa la Francia è incluso nella lista dei Pci, ovvero il progetto Step (South Transit East Pyrenees) di Tigf (Snam 40%) che prevede la realizzazione di una maggiore interconnessione con la Spagna (Step). Tigf ha recentemente lanciato una consultazione pubblica sul progetto che si concluderà a gennaio 2018.

## 2.4 REGNO UNITO

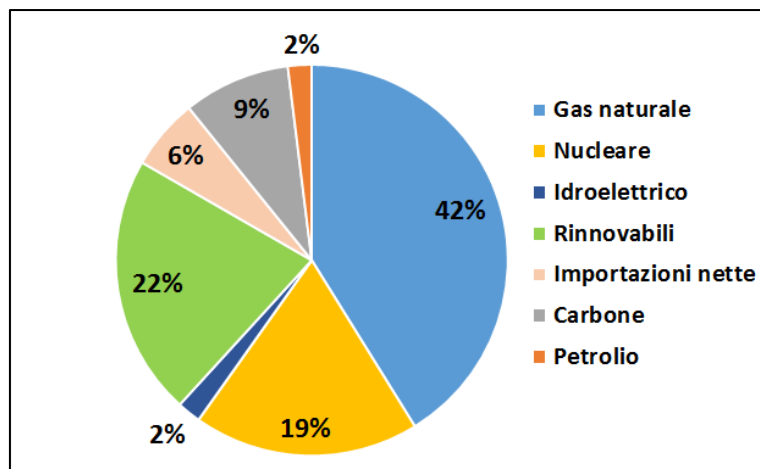
REGNO UNITO			
Consumo di gas naturale	76,7	Gmc	(2016)
Variazione sul 2015	+12,2	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	41,8	%	(2015)
Consumo di gas naturale (primi 9 mesi)	55,6	Gmc	(2017)
Variazione sui primi nove mesi 2016	-1,4	%	
Livello di interconnessione elettrica	5,9	%	(2017)



Secondo il Fmi, la **crescita economica prosegue a rilento** nel Regno Unito, prospettando un graduale contenimento dei ritmi di crescita: il Pil è atteso aumentare dell'1,7% nel 2017 e dell'1,5% nel 2018 rispetto all'1,8 del 2016. Un **segnale in controtendenza rispetto all'Eurozona** dove i paesi hanno tutti registrato un rialzo delle previsioni di crescita. Tale situazione è frutto di **problemi strutturali dell'economia britannica, esacerbati dalla Brexit** che ha aumentato le preoccupazioni sulle prospettive future del paese (v. *Focus 30/2017*).

In politica energetica, il governo britannico continua il suo impegno verso l'abbandono del carbone nella generazione elettrica entro il 2025. Non è un caso che, durante la COP23 tenutasi a Bonn quest'anno, il paese sia stato tra i promotori della iniziativa globale "Powering Past Coal Alliance" per accelerare il completo *phase out* dal carbone nel prossimo futuro. Tale politica ha avuto un notevole impatto sul **mix elettrico del paese** che, **tra il 2015 e il 2016, ha conosciuto un vero e proprio switch**. Difatti, a fronte di un calo della quota carbone dal 21% al 9%, si è assistito a un conseguente aumento della quota di gas naturale, aumentata in un solo anno di 13 p.p. al 42%. Stabili le altre fonti (Fig. 2.7). **In aprile 2017 il Regno Unito ha avuto il suo primo "coal free day"**, in cui non è stato prodotto nessun kWh di energia elettrica da carbone.

FIG. 2.7 - IL MIX ELETTRICO DEL REGNO UNITO, 2016

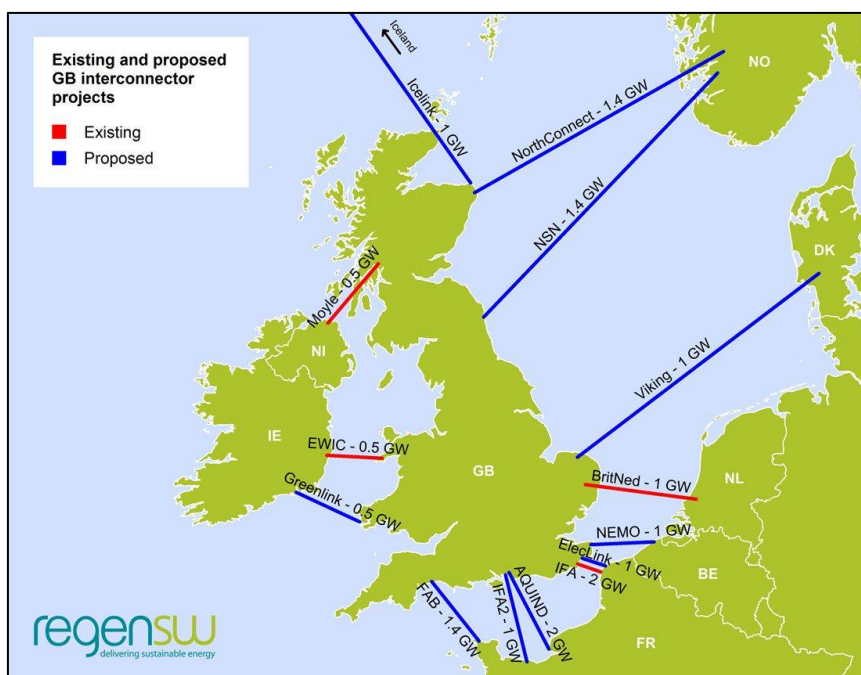


FONTE: UK ENERGY IN BRIEF 2017, DEPARTMENT FOR BUSINESS, ENERGY AND INDUSTRIAL STRATEGY (BEIS)

Il crescente ruolo del gas naturale, combinato a una produzione O&G nazionale in costante calo, ha **determinato un aumento della dipendenza energetica** del paese che, nell'ultimo decennio, è aumentata di 24 p.p. al 37,4%.

Con un livello di **interconnessione elettrica del 6%**, l'UK non ha ancora raggiunto il target europeo del 10%. Non stupisce, quindi, che diversi progetti di interesse comunitario riguardino il **rafforzamento delle interconnessioni tra l'UK e i suoi vicini (Francia, Norvegia, Belgio, Danimarca, Irlanda e Islanda)** per una capacità addizionale totale di circa 10 GW rispetto ai 4 attuali.

FIG. 2.8 - PRINCIPALI PROGETTI DI INTERCONNESSIONE ELETTRICA IN UK




FONTE: REGEN SW



## 2.5 SPAGNA

SPAGNA			
Consumo di gas naturale	28,0	Gmc	(2016)
Variazione sul 2015	+2,0	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	96,9	%	(2015)
Consumo di gas naturale (primi 9 mesi)	21,9	Gmc	(2017)
Variazione sui primi nove mesi 2016	+8,2	%	
Livello di interconnessione elettrica	5,8	%	(2017)



Secondo le previsioni del Fmi, **l'economia spagnola cresce a ritmi ben al di sopra della media dell'eurozona, seppur in leggero rallentamento rispetto al 2016. In particolare, il Pil è atteso aumentare del 3,1% nel 2017 e del 2,5% nel 2018, rispetto al +3,2% del 2016.**

Durante l'anno in corso, la domanda di gas naturale ha avuto una forte crescita (+8,2% nei primi 9 mesi del 2017 vs 2016), trainata da un aumento dei consumi industriali e residenziali. In particolare, **nella generazione elettrica il gas ha raggiunto livelli record** e ha sopperito a una minor produzione di eolico e idroelettrico.

**È probabile un continuo rafforzamento del ruolo del gas naturale** nella generazione elettrica nel prossimo futuro, specie considerando i piani di abbandono del carbone da parte di diverse imprese elettriche in Spagna. In particolare, l'impresa elettrica spagnola **Iberdrola** ha presentato la richiesta di **chiusura di due centrali a carbone** di Lada e Velilla per una capacità complessiva di 874 MW, in vista del suo impegno di ridurre del 50% le proprie emissioni nel 2030 rispetto ai livelli del 2007. Tuttavia, non è certo che tale richiesta ottenga l'approvazione del governo che è intervenuto piuttosto per ostacolare la realizzazione del piano: a inizio dicembre, infatti, il ministro dell'Energia ha presentato una **bozza di decreto che di fatto pone nuove restrizioni alla chiusura** delle centrali qualora giudicate indispensabili per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Una misura politica che stride con gli obiettivi europei che impongono alla Spagna non solo una progressiva riduzione dell'apporto del carbone nel mix energetico europeo ma anche la chiusura delle attività minerarie nel paese (v. *Focus n. 30/2017*).

TAB. 2.3 - CENTRALI ELETTRICHE CHIUSE DA IBERDROLA DAL 2001

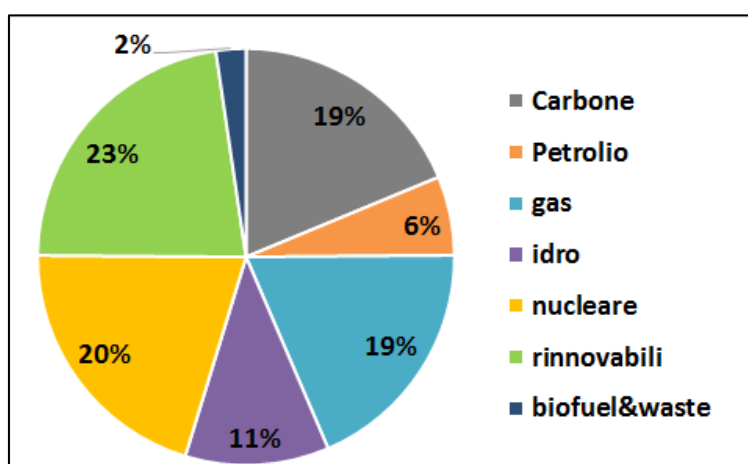
Centrali elettriche	Tecnologia	Potenza (MW)	Anno di chiusura
Escombreras 1, 2, 3	Olio combustibile	300	2001
Castellon 1, 2	Olio combustibile	1000	2008
Aceca 2	Olio combustibile	314	2009
Santurce 1, 2	Olio combustibile	1000	2009
Escombreras 4, 5	Olio combustibile	574	2010
Cockenzie	Carbone	1200	2012
Pasajes	Carbone	217	2012
Lada 3	Carbone	150	2012
Aceca 1	Olio combustibile	314	2012
Longannet	Carbone	2400	2016

Fonte: IBERDROLA

Un clima di polemica si era già acceso a giugno scorso tra governo spagnolo e Enel quando la compagnia italiana ha lanciato il suo **piano per l'uscita dal carbone** che avrebbe avuto conseguenze anche sulle centrali spagnole in cui opera. In particolare, tramite la controllata Endesa, Enel ha deciso di non pianificare investimenti per l'adeguamento ambientale delle due centrali di Teruel e Compostilla in quanto non sarebbero spese recuperabili nelle attuali condizioni di mercato; pertanto, le centrali saranno con ogni probabilità obbligate a cessare le operazioni entro il 2020, come richiesto dalla normativa europea.

Pertanto, **la Spagna sembra restia a intraprendere la strada di completo *phase out* dal carbone**, come dimostra anche la decisione di non aderire all'Alleanza globale "Powering Past Coal Alliance" sancita nell'ambito del vertice sul clima di Bonn (Cop23). È ragionevole pensare che tra le ragioni ci siano **preoccupazioni di sicurezza energetica** del paese, dato che il carbone soddisfa ancora una consistente percentuale della generazione elettrica nazionale. Bisogna, tuttavia, sottolineare che la sua quota è prevista in progressivo calo: secondo gli ultimi dati disponibili della Red Eléctrica de España, nel 2017 il peso del carbone sul mix elettrico è atteso ridimensionarsi, stabilizzandosi intorno al 15% rispetto al 19% del 2015. Al di là di ragioni di sicurezza del sistema, il governo è probabilmente più **preoccupato per i risvolti occupazionali di una completa uscita dal carbone**, considerato che questa fonte di energia non coinvolge strettamente le centrali elettriche ma ha ripercussioni anche sull'industria estrattiva nazionale.

FIG. 2.9 - IL MIX ELETTRICO DELLA SPAGNA, 2015



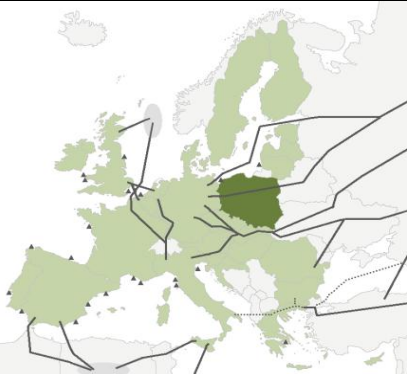
FONTE: ELABORAZIONI SU DATI IEA

Per migliorare la sicurezza energetica nazionale, per il paese è **prioritario rompere l'isolamento energetico attraverso lo sviluppo delle interconnessioni con l'estero**. Per questa ragione, diversi progetti sono stati confermati nella nuova lista dei Pci che puntano a rafforzare i collegamenti con il Portogallo e la Francia. In particolare, uno dei progetti più importanti è l'interconnessione con la Francia **"Biscay Gulf"**, il **primo elettrodotto sottomarino** che dovrebbe aumentare la capacità di scambio di energia elettrica dagli attuali 2800 a circa 5000 MW entro il 2025. Non è rientrato nella lista dei Pci, invece, il progetto di elettrodotto di collegamento con l'Italia Abengoa Southern Europe Interconnection (Asei) a causa delle difficoltà tecniche e dei elevati costi.

Nonostante lo sviluppo di nuove interconnessioni, **la Spagna resta ancora indietro** rispetto all'obiettivo europeo e non riuscirà a soddisfare il target di interconnessione del 10% previsto per il 2020.

## 2.6 POLONIA

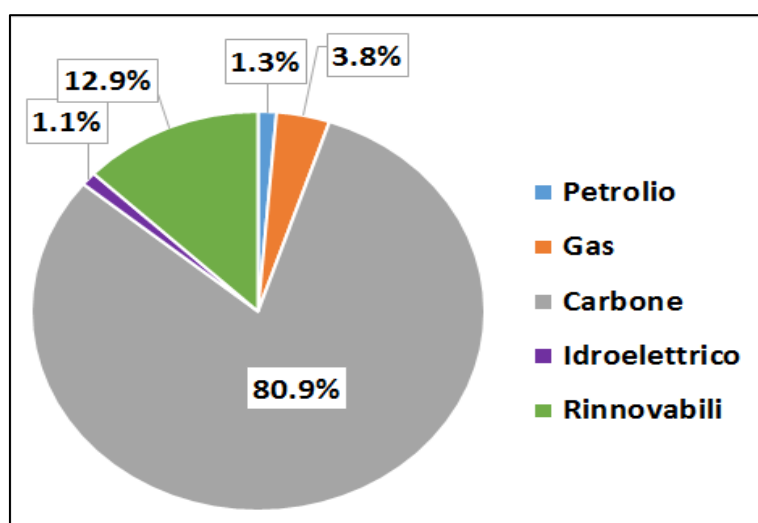
POLONIA			
Consumo di gas naturale	17,3	Gmc	(2016)
Variatione sul 2015	+5,7	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	72,2	%	(2015)
Consumo di gas naturale (primi 9 mesi)	14,4	Gmc	(2017)
Variatione sui primi nove mesi 2016	+8,1	%	
Livello di interconnessione elettrica	4	%	(2017)



Secondo le previsioni del Fmi, **l'economia polacca cresce** a ritmi sostenuti, con il Pil atteso aumentare del 3,8% nel 2017 e del 3,3% nel 2018, rispetto al +2,6% del 2016.

Il sistema energetico polacco è fortemente dipendente dal carbone che soddisfa l'80% della generazione elettrica e il 50% della domanda primaria complessiva di energia del paese. Tuttavia, le pressioni internazionali verso un progressivo abbandono del carbone hanno portato il governo a dover valutare **misure di diversificazione energetica**. In una recente dichiarazione, il ministro dell'Energia, Krzysztof Tchórzewski, ha affermato che il paese smetterà di investire nel carbone non appena saranno concluse le tre centrali a carbone in costruzione nel paese, mentre **punterà sullo sviluppo dell'energia nucleare**. Il paese è infatti interessato a investire nella costruzione di un parco nucleare con la prima centrale operativa entro la fine del prossimo decennio. Tuttavia, in molti nutrono **scetticismo** circa la possibilità per la Polonia di integrare l'energia nucleare nel proprio mix energetico, considerate le numerose difficoltà regolatorie, di sicurezza e di consenso pubblico che questa fonte solleva.

FIG. 2.10 - IL MIX ELETTRICO DELLA POLONIA, 2015



FONTE: ELABORAZIONI SU DATI IEA

Seppur la Polonia sia uno dei paesi che ricorre di meno alle importazioni di energia nell'UE, **la sua dipendenza ha subito un forte aumento negli ultimi 20 anni**: è passata dall'essere energeticamente indipendente nel 1995 a una dipendenza del 30% nel 2015, a causa di un graduale declino della produzione nazionale di carbone e gas naturale che ha compensato la forte crescita delle rinnovabili.

Il paese necessita di **notevoli investimenti per affrontare le criticità** che affliggono il sistema energetico nazionale, tra cui la presenza di un parco elettrico obsoleto e poco efficiente, incapace di gestire il crescente apporto delle rinnovabili. In questo contesto, i progetti di interconnessione elettrica risultano importanti, considerando anche che la Polonia ha il **livello di interconnessione elettrica più basso dell'Unione** (4%) ed è quindi molto lontana dal target europeo del 10%.

Tra i principali progetti da implementare, ci sono quelli riguardanti il rafforzamento del sistema **LitPol Link**, il connettore tra Polonia e Lituania entrato in operatività lo scorso anno, e i progetti relativi al "**GerPol Power Bridge**" per il miglioramento delle interconnessioni con la Germania.

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

*A cura di Carlo Frappi<sup>1</sup>*

#### 3.1 RUSSIA E VICINI ORIENTALI

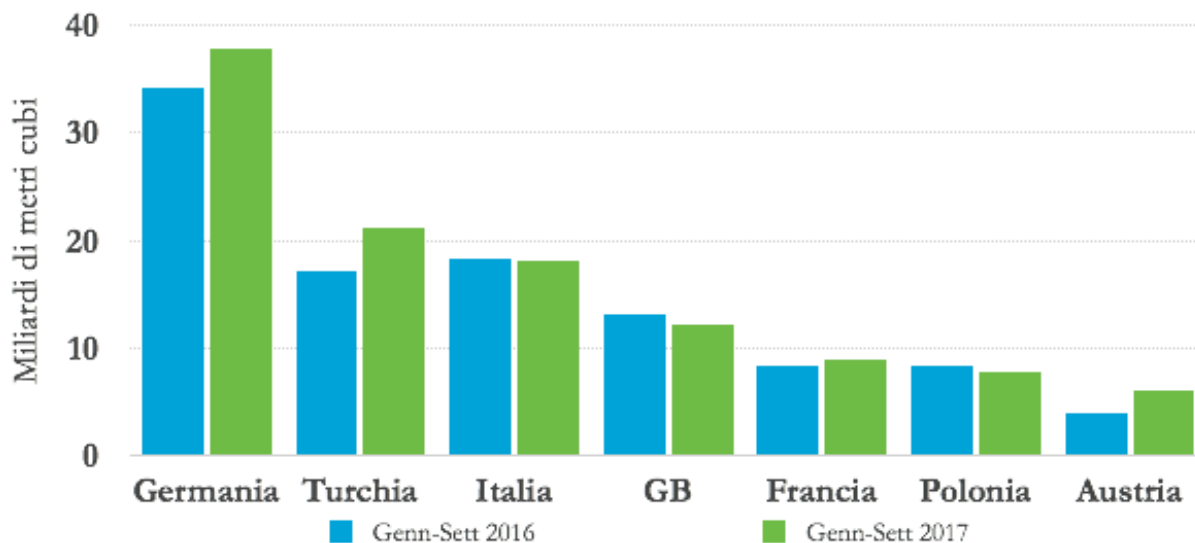
Paese	Riserve provate	Consumo	Varaz. annua	Produzione	Variaz. annua
Russia	32.300 Gmc	390,9 Gmc	-3,2%	579,4 Gmc	0,5%
Ucraina	600 Gmc	29 Gmc	0,3%	17,8 Gmc	-1,1%

L'andamento della produzione e delle esportazioni di gas dalla Federazione Russa nell'anno in corso sembra confermare il *trend* positivo registrato nel corso degli ultimi anni. Un primo bilancio dell'anno in corso è stato presentato dall'amministratore delegato di Gazprom, Alexei Miller, al presidente russo, Vladimir Putin, nel corso di un incontro di lavoro durante il quale l'AD ha affrontato anche le questioni del programma di investimenti della compagnia per il 2018/2019, l'avanzamento dei progetti infrastrutturali e la politica dei dividendi. Stando ai dati resi noti da Miller, **la produzione di gas in capo al gigante dell'energia russo dovrebbe attestarsi nel 2017 a 470 Gmc, con un incremento del 12% – ovvero di 50 Gmc – su base annua. L'aumento della produzione si è accompagnato, nel corso del 2017, a un incremento delle esportazioni di gas, pari all'8,8% rispetto al 2016.** Il maggior volume di gas esportato nei primi undici mesi dell'anno in corso lascia peraltro presagire alla compagnia la possibilità di far registrare un nuovo record di esportazioni annue verso l'area esterna alla Comunità degli Stati Indipendenti (Csi), per un valore assoluto di 192 Gmc a fronte dei 179 dello scorso anno.

---

<sup>1</sup> Università Ca' Foscari, Venezia e ISPI

FIG. 3.1 - PRINCIPALI DESTINAZIONI DELLE ESPORTAZIONI RUSSE DI GAS IN EUROPA



FONTE: GAZPROM

Disaggregando il dato delle esportazioni dalla Russia, particolarmente significativo, dalla prospettiva di Gazprom, è l'aumento su base annua del 20,4% registrato nei primi 11 mesi dell'anno in corso lungo la direttrice sud-occidentale – ovvero verso quei paesi che, nei piani della compagnia, saranno interessati dalla costruzione del gasdotto Turk Stream (v. § 2.3). Parimenti significativo è inoltre il dato – reso noto dal vice-AD di Gazprom, Vitaly Markelov, che per far fronte alla domanda di gas dai mercati dell'Europa centro-settentrionale il gasdotto Nord Stream ha funzionato, dall'inizio del 2017, al di sopra della propria capacità massima. Il dato, che dalla prospettiva russa giustifica una volta di più il progetto di raddoppio dell'infrastruttura (v. § 3.1), è stato confermato anche dagli operatori europei del gasdotto, che hanno sottolineato come il Nord Stream abbia trasportato volumi di gas superiori del 12,6% alla propria capacità nominale, per una proiezione annua di trasporto pari a 61,9 Gmc contro una portata massima di 55 Gmc/a. Particolarmente rilevante, in questo contesto, l'aumento delle importazioni verso la Repubblica Ceca – pari al 25% su base annua – che va emergendo come interlocutore di primo piano di Gazprom nello scenario centro-europeo, tanto più significativo nel quadro del tentativo della compagnia russa di guadagnare “alleati” nella vertenza giuridico-diplomatica accesa attorno al progetto di raddoppio del Nord Stream.

Nonostante l'approdo del primo Gnl statunitense in Lituania, in agosto, a quasi due anni dall'apertura dei mercati europei al gas liquefatto proveniente dagli Usa (che dal febbraio 2016 anno esportano in Europa circa 1 Gmc della risorsa) **notizie incoraggianti per Gazprom sembrano provenire anche dal versante della maggior concorrenzialità degli approvvigionamenti di gas russo ai consumatori europei rispetto a quelli provenienti dagli Stati Uniti.** Come sottolineato dallo stesso Miller, nelle attuali condizioni di mercato il costo del gas russo risulta di circa un terzo inferiore a quello, concorrente, proveniente da oltreoceano. Nei primi nove mesi del 2017 il prezzo medio di commercializzazione del Gnl statunitense è stato compreso tra i 265 e i 295 dollari per migliaia di metri cubi (\$/mmc) a fronte di un prezzo medio per il gas russo pari a 190 \$/mmc. Ciò sembra confermare l'idea – molto

diffusa tra gli analisti di settore – che il Gnl statunitense non costituisca una minaccia per le quote di mercato di gas detenute da Gazprom in Europa, tanto più perché i prezzi praticati regionalmente non garantirebbero la piena copertura dei costi di trasporto nel medio e lungo periodo. Il naturale sbocco del Gnl statunitense sembrano dunque essere i più lucrativi mercati sudamericano e asiatico, dove d'altra parte – ha rimarcato Miller – Gazprom non ha ragione di temere la concorrenza Usa. Il principale mercato di sbocco regionale resta infatti per Gazprom la Cina nord-orientale e le sue principali città, dove il Gnl non sarebbe un concorrente.

Miller ha parallelamente rilevato come **il prossimo biennio vedrà l'attuazione del più ambizioso piano di investimenti della storia di Gazprom.** Tra il 2018 e il 2019 la compagnia è prevista investire un totale di circa 18,5 miliardi di euro (1.279 miliardi di rubli), necessari per far fronte al raggiungimento del picco di investimenti nei maggiori progetti infrastrutturali portati avanti per lo sviluppo della produzione, trasformazione e capacità di trasporto lungo tutte le principali direttrici geografiche d'azione. Il picco di investimenti riguarda infatti lo sviluppo dei giacimenti gassiferi e della capacità di rigassificazione in Siberia (giacimento di Chayandinskoye e costruzione della centrale di trattamento del gas di Amur) così come l'inaugurazione della rotta di esportazione verso la Cina attraverso il gasdotto *Power of Siberia*; la messa in operazione del TurkStream lungo il Mar Nero così come del Nord Stream 2 lungo il Baltico (con conseguente adeguamento della rete di trasmissione settentrionale per assicurarne il collegamento ai giacimenti di Yamal). **Tutti questi progetti sono previsti essere operativi alla cruciale scadenza del 2019, termine entro il quale Gazprom dovrà essere in condizione di ripensare la geografia delle esportazioni.** Nel 2019, infatti, scadrà il contratto di transito attraverso il territorio ucraino siglato un decennio prima tra le compagnie nazionali dei due paesi e, contemporaneamente, è previsto scadere l'analogo contratto siglato con la Polonia per il transito attraverso il gasdotto Yamal-Europa. D'altra parte, il ripensamento delle strategie di crescita ed esportazione di Gazprom è reso necessario, più che dal positivo andamento e dalle incoraggianti prospettive di approfondimento della quota di mercato in Europa, dalla multiforme vertenza politico-normativa che oppone oggi il gigante russo alle autorità di Bruxelles. Una vertenza che, a sua volta, rischia di tramutare il peso preponderante oggi rivestito della direttrice europea di esportazione di gas dalla Russia in vulnerabilità (v. § 3.1). Nel 2016 lo spazio europeo ha infatti assorbito 161 Gmc di gas su un totale di 191 Gmc esportati via gasdotto dalla Russia (cui si aggiungono 14 Gmc di Gnl esportati verso i mercati asiatici).

**La diversificazione dei mercati di sbocco del gas russo passa anzitutto attraverso lo sviluppo di capacità di liquefazione del gas,** che potrebbe assicurare alla Russia una maggior flessibilità nei rapporti con i consumatori e, al contempo, di acquisire più ampie quote di mercato in quei paesi dell'Asia-Pacifico che sul Gnl fondano una parte significativa delle proprie strategie di approvvigionamento. Una prima, rilevante tappa fondamentale per lo sviluppo della capacità di liquefazione del gas e, conseguentemente, per l'apertura di nuovi mercati di sbocco per la produzione gassifera russa, è stata raggiunta nel corso dell'ultimo semestre. In linea con la tempistica prevista e il budget inizialmente stanziato, a inizio dicembre, infatti, la compagnia francese Total ha reso nota l'entrata in funzione del primo treno di liquefazione del progetto Yamal, nell'Artico russo, con una capacità di 5,5 milioni di tonnellate annue (Mt/a). Il progetto – di cui la compagnia detiene un 20% delle quote, unitamente alla China National Petroleum Corporation (Cnpc, 20%) e alla russa Novatek (60%) – prevede l'inaugurazione di altri due treni, rispettivamente entro il 2018 ed entro il 2019, che porteranno la capacità totale di liquefazione fino a 16,5 Mt/a di gas naturale – a fronte di una produzione nazionale di Gnl attestatasi nel 2016

a 12,1 Mt/a (14 Gmc/a). Secondo i piani del consorzio responsabile dello sviluppo del progetto Yamal, la gran parte della produzione di Gnl sarà destinata ai mercati europei, benché sia prevista anche la possibilità di indirizzare le esportazioni verso oriente, attraverso la *Northern Sea Route*.

Prima ancora che decretare un passaggio fondamentale nella strategia di sviluppo del comparto gassifero russo, **l'inaugurazione del primo treno di liquefazione nella penisola di Yamal segnala l'elevazione della compagnia privata Novatek ad attore di primo piano nel quadro della politica energetica esterna della Federazione russa.** Attraverso l'autorizzazione a commercializzare Gnl sui mercati esteri – concessa dalle autorità di Mosca nel 2013 per favorire lo sviluppo del comparto nazionale – Novatek, unitamente a Rosneft, spezza di fatto il monopolio fin qui detenuto da Gazprom sulle esportazioni di gas dalla Russia, che invece resiste ancora rispetto alla vendita di gas via tubo. La compagnia, d'altra parte, concentra le proprie attività di *upstream* nella regione autonoma di Yamal-Nenets, che rappresenta la più prolifica area produttiva nazionale e una delle più rilevanti su scala globale – pesando per circa l'80% della produzione gassifera russa e per il 16% circa di quella mondiale.

FIG. 3.2 - IL PROGETTO YAMAL (GNL)

	<b>Stakeholders</b>	Novatek (50,1%); Total (20%); CNPC (20%); Silk Road Fund (9,9%).
	<b>Capacità annua a regime</b>	16,5 Mt/a
	<b>Inaugurazione</b>	In 3 fasi tra 2017 e 2019
	<b>Riserve recuperabili</b>	942 Gmc (South-Tambeyskoye)
	<b>Produzione potenziale</b>	27 Gmc/a
	<b>Pozzi produttivi</b>	208

A dimostrazione delle ambizioni di crescita globale di Novatek, la compagnia russa, a inizio novembre, ha siglato due rilevanti documenti con altrettanti interlocutori cinesi per lo sviluppo del progetto Artic Gnl-2, alla presenza del presidente russo Putin e del primo ministro cinese, Li Keqiang. Il primo dei menzionati documenti è un Memorandum di Intesa siglato con la Banca di Sviluppo cinese per la concessione di finanziamenti e investimenti di capitale nei progetti già in cantiere. Al contempo, Novatek ha siglato un analogo Memorandum rivolto all'approfondimento della cooperazione con Cnpc, nella prospettiva di sviluppo congiunto di Artic Gnl-2 e, più in generale, dei diversi segmenti della filiera del Gnl e del gas naturale, dall'estrazione fino al trasporto e alla commercializzazione. Stando alla tempistica resa nota dalla compagnia, a seguito della decisione finale sugli investimenti, prevista per il 2018, la fase di costruzione potrebbe iniziare entro il 2019 e completarsi entro il 2023, con l'inaugurazione di tre treni di liquefazione in grado di assicurare ulteriori 18 Mt/a di Gnl per le esportazioni attraverso la *Northern Sea Route*. L'utilizzo di quest'ultima come testa di ponte verso i mercati asiatico-pacifici è, infine, previsto essere sostenuto dalla costruzione – annunciata a inizio novembre – di un hub di trasbordo in



Kamchatka che, con una capacità di 20 Mt/a, a partire dal 2023 dovrebbe ottimizzare la logistica degli scambi di Gnl lungo la rotta. Secondo il *board* di Novatek, la finalizzazione del progetto Yamal e il contemporaneo sviluppo di quello nell'Artico renderanno la compagnia, nel corso del prossimo decennio, il principale esportatore di Gnl su scala mondiale – acquisendo una posizione oggi detenuta dalla Qatargas. La firma dei due documenti conferma il ruolo di primo piano assunto dalla cooperazione con la Cina per lo sviluppo della strategia energetica russa in una fase in cui le sanzioni internazionali – cui Novatek è soggetta – complicano la possibilità di reperire all'estero i capitali e la tecnologia necessaria per la sua attuazione.

I primi dati resi noti sull'esercizio 2017 da parte di Naftogaz, la compagnia statale ucraina del gas, confermano due dati essenziali emersi nella fase di transizione del comparto energetico nazionale apertasi con l'inizio della crisi bilaterale con la Russia, nel 2013-2014. Il primo dato che emerge dal bilancio provvisorio delle attività della compagnia è che **l'Ucraina nel corso del 2017 non ha fatto ricorso a importazioni di gas dalla Russia**, in linea con quanto già avvenuto nel corso del 2016 e coerentemente con uno degli obiettivi cardine della strategia energetica governativa. Il dato è tanto più significativo in ragione dell'aumento della domanda nazionale di gas, che ha comportato un aumento su base annua delle importazioni pari al 14%. La totalità dei 19 Gmc di gas importati nei primi 10 mesi dell'anno è provenuta da fornitori centro-europei: il 40% dalla Slovacchia (16 Gmc), il 38% dall'Ungheria (15 Gmc) e il 23% dalla Polonia (9 Gmc).

In secondo luogo, dai dati resi pubblici da Naftogaz emerge che la compagnia continua a far segnare profitti netti, in netta discontinuità con la passata tendenza a chiudere gli esercizi annuali con elevati deficit di bilancio – che, nel 2014, superava il 5% del prodotto interno lordo nazionale. Nei primi nove mesi dell'anno, il Gruppo ha fatto registrare profitti netti per circa 830 milioni di euro, versando alle casse statali tasse e dividendi che hanno contribuito per il 15% circa alle entrate del bilancio statale e che fanno di Naftogaz il principale contribuente ucraino. Ciò che tuttavia rileva dai dati provvisori sull'esercizio annuale è il **peso determinante rivestito per i profitti della compagnia – e dunque per il budget statale – dalle tasse di transito assicurate da Gazprom in ragione dell'utilizzo della rete nazionale** per l'esportazione del metano russo verso i mercati occidentali. Nel corso dei primi nove mesi del 2017, le entrate assicurate dal transito di gas russo hanno rappresentato circa un quarto del valore totale versato alle casse statali – nominalmente superiore alla spesa sanitaria annuale ucraina. Cercare di salvaguardare la rendita assicurata dal transito di gas in uno stato di crescente contrapposizione con la Russia e sullo sfondo del tentativo di liberarsi dal peso delle importazioni di Gazprom è compito non agevole per le autorità di Kiev. Un tentativo, questo, reso più complesso – prima ancora che dai progetti russi di aggiramento del territorio ucraino attraverso lo sviluppo di infrastrutture alternative lungo il Mar Baltico e il Mar Nero – dalla apparente difficoltà di rilanciare un comparto energetico seguendo il percorso di riforma segnato e auspicato dai creditori e sostenitori esteri dell'Ucraina.

Le difficoltà del processo di riforma sono emerse in maniera evidente in settembre, con l'annuncio delle dimissioni dal Consiglio di sorveglianza indipendente di Naftogaz da parte di due membri – Paul Warwick e Marcus Richards – che hanno motivato la decisione con l'ostruzionismo del Governo di Kiev rispetto ai piani di riforma finalizzati a garantire alla compagnia un assetto finanziario e uno sviluppo sostenibile nel tempo e competitivo. Le dimissioni da un organismo creato nel 2016 con l'esplicito intento di vigilare e favorire le riforme hanno manifestato apertamente il netto rallentamento dei piani di riordino promessi dal governo al Fondo Monetario Internazionale (Fmi) e alla Banca Mondiale (BM), che pur sembravano aver imboccato la giusta direzione con la impopolare decisione di innalzare le tariffe del gas per

ridurre il deficit della società. Il rallentamento della più ampia spinta riformistica interna era stato, peraltro, evidenziato già in aprile dallo stesso Fmi (che ha concesso al paese un pacchetto di aiuti di 17,5 miliardi di dollari), che aveva puntato il dito principalmente con lo stallo del processo di privatizzazione e riforma degli enti controllati dallo stato, della riforma delle pensioni e, infine, della lotta alla corruzione.

In risposta alle crescenti critiche provenienti dall'estero – e alla minaccia giunta da alcuni creditori (come ad esempio la Bers) di congelamento dello stanziamento dei prestiti al paese – a partire da ottobre il governo ucraino ha dato chiari segnali di ripresa della spinta riformistica. Nel comparto energetico ciò si è tradotto nella nomina di nuovi membri al Consiglio di sorveglianza di Naftogaz in luogo dei dimissionari e, contemporaneamente, nel rilancio del decisivo processo di *unbundling* della compagnia energetica, in vista della creazione di entità separate responsabili dei diversi segmenti della produzione, trasporto e distribuzione del gas.

Tappa decisiva per la finalizzazione del processo di separazione societaria – richiesto tanto dai creditori internazionali quanto dai partner europei di Kiev coerentemente con la normativa comunitaria – è la decisione dell'Istituto di Arbitrato della Camera di Commercio di Stoccolma relativa al contratto di trasporto di gas in vigore tra Gazprom e Naftogaz. Sulla base dell'accordo stipulato tra le parti, il consenso della compagnia russa sarebbe infatti necessario perché Naftogaz possa cedere il servizio di transito alla nuova compagnia che, a seguito dell'*unbundling*, sarebbe responsabile dei servizi di trasmissione. Qualora, però, il pronunciamento dell'Istituto dovesse decretare l'applicabilità al contratto della normativa europea recepita dall'Ucraina – così come chiede Kiev – il processo di separazione societaria e la cessione del servizio potrebbe procedere indipendentemente dal consenso della controparte russa. Il pronunciamento della Corte, inizialmente atteso entro l'anno, è stato rimandato alla fine di febbraio 2018.

### 3.2 BACINO DEL CASPIO

Paese	Riserve provate	Consumo	Variaz. annua	Produzione	Variaz. annua
Azerbaijan	1.100 Gmc	10,4 Gmc	-2,2%	17,5 Gmc	-3,0%
Kazakhstan	1.000 Gmc	13,4 Gmc	3,8%	19,9 Gmc	4,5%
Turkmenistan	17.500 Gmc	29,5 Gmc	=	66,8 Gmc	-4,3%
Uzbekistan	1.100 Gmc	51,4 Gmc	2,0%	62,8 Gmc	8,4%

**A inizio dicembre si è tenuto, a Mosca, un incontro tra paesi rivieraschi del Mar Caspio, conclusosi con il raggiungimento di un'intesa per la risoluzione della datata questione relativa allo *status* giuridico del bacino.** A renderlo noto, il 5 dicembre, è stato il ministro degli Esteri russo, Sergej Lavrov, che ha dichiarato che i cinque paesi che si affacciano sul Mare – Russia, Iran, Azerbaijan, Kazakhstan e Turkmenistan – avrebbero risolto tutte le problematiche sul tavolo negoziale e definito i contenuti di una Convenzione multilaterale che potrebbe essere siglata in occasione del 5° Caspian Summit, previsto svolgersi nel 2018 ad Astana, per essere poi sottoposta ai processi di ratifica nazionale.

**L'accordo porrebbe fine a una datata vertenza giuridico-diplomatica nata con la stessa dissoluzione dell'Unione sovietica** dalla necessità di ridefinire, con un accordo multilaterale, lo status di un bacino che non rientra appieno né nella legislazione applicabile ai mari aperti, né in quella dei laghi. Sullo sfondo della vertenza si è tradizionalmente stagliata, da una parte,

l'opposizione russa all'attuazione di strategie “unilaterali” di sviluppo del potenziale estrattivo del bacino che potessero spezzare il monopsonio di cui ha goduto fino a un decennio or sono sull'acquisto degli idrocarburi attraverso la rete che fu già sovietica e, dall'altro, rivendicazioni incrociate di sovranità su giacimenti di idrocarburi. Nel tempo, e a seguito di progetti di sfruttamento portati avanti con successo dai singoli attori caspici – Astana e Baku *in primis* –, la vertenza è stata parzialmente risolta su un piano bilaterale. Accordi di demarcazione dei rispettivi confini marittimi sono stati così siglati tra Azerbaigian, Kazakhstan e Russia, mentre Turkmenistan e Iran hanno mantenuto ferma l'opposizione al principio della divisione del bacino secondo il criterio – utilizzato dai primi – della linea mediana, che, in ragione della minor estensione delle rispettive coste, avrebbe assegnato loro una parte più limitata delle acque e, conseguenzialmente, delle risorse in esse contenute.

FIG. 3.3 - RIVENDICAZIONI INCROCIATE DI SOVRANITÀ NEL VERSANTE MERIDIONALE DEL CASPIO



FONTE: CIA

Al di là dell'annuncio della prossima risoluzione della datata vertenza giuridico-diplomatica, **nessun particolare è stato tuttavia reso noto sul contenuto dell'accordo stesso, lasciando ampi margini di incertezza sulla sua portata e sull'intesa che lo avrebbe generato.** D'altra parte, al di là delle dichiarazioni di Lavrov, nessun commento è sino a oggi giunto dalle altre cancellerie coinvolte, contribuendo a lasciare al negoziato un significativo grado di ambiguità. Ciò

che è certo è che il meeting di Mosca è giunto a seguito di incontri incoraggianti tenutisi nel corso dell'ultimo anno e di un'accelerazione dell'iniziativa diplomatica caspica del Cremlino. Nel corso dell'estate, infatti, la questione dello *status* giuridico del Caspio è stata al centro dei colloqui russo-turkmeni tenutisi a Mosca in occasione della visita di stato condotta dal presidente Gurbanguly Berdimukhammedov e, successivamente, dei colloqui tenuti da Lavrov con l'omologo azerbaigiano Elmar Mammadyarov a Baku, in ottobre. Un elevato valore simbolico ha inoltre avuto l'organizzazione in acque territoriali azerbaigiane, dal 1° all'11 agosto, della competizione navale Sea Cup 2017, svoltasi nell'ambito degli *International Army Games* – manifestazione sportiva non dissimile, nella sostanza, a esercitazioni militari aperte al pubblico, promossa dal Ministero della Difesa russo con la partecipazione di 28 paesi dell'area non-Nato (con la sola eccezione della Grecia). La Sea Cup ha visto la partecipazione di unità della marina di tutti i paesi rivieraschi – con la sola eccezione del Turkmenistan, paese neutrale – impegnate in competizioni di tiro, controllo dei danni alle imbarcazioni e attività di salvataggio. Il maggior attivismo diplomatico russo sul versante caspico si colloca, in questa prospettiva, nel più ampio quadro della rilevante crescita della valenza strategica del bacino per Mosca, che ha utilizzato le proprie basi navali – attualmente in via di rafforzamento – per la proiezione di potenza sullo scacchiere siriano e mediorientale.

Il superamento del nodo relativo allo *status* legale del Caspio potrebbe avere conseguenze rilevanti nella prospettiva del coerente sfruttamento di un'area estrattiva di primaria importanza nel contesto eurasiatico. **La rilevanza dell'area caspica rispetto alle prospettive di aumento dell'offerta regionale di gas nel breve e lungo periodo è stata ribadita dall'ultima edizione del *World Energy Outlook* dell'Agenzia internazionale per l'energia (Aie), pubblicato in autunno.** Secondo le più recenti stime della Aie, infatti, l'offerta aggregata di gas dai produttori caspici potrebbe passare dai quasi 200 Gmc/a del 2016 a oltre 305 Gmc/a entro il 2040. L'unico produttore che vedrà la produzione declinare nel periodo in considerazione è l'Uzbekistan, mentre a trainare l'aumento dell'offerta regionale di gas sarà il Turkmenistan – quarto paese al mondo per riserve provate della risorsa (617 Tmc) dopo Iran (Tmc 1.183 Tmc), Russia (1.139 Tmc) e Qatar (858 Tmc). Il Turkmenistan, che vedrà incrementare la propria produzione dai 66 Gmc/a del 2016 sino agli oltre 140 Gmc/a del 2040, sarà infatti responsabile del 55% circa dell'incremento regionale di produzione, per il resto assicurato dall'Azerbaigian (da 17 a 55 Gmc/a nello stesso arco temporale) e dal Kazakistan.

**Il nodo principale per il coerente sviluppo del potenziale del comparto gassifero regionale – e, in particolare, turkmeno – resta quello legato alle difficoltà di raggiungere i potenziali mercati di sbocco** a partire da un'area senza accesso diretto al mare. Raggiungere i mercati di sbocco significa cioè, per i produttori regionali, investire in infrastrutture ad alto rischio perché transitanti attraverso territori instabili (come nel caso del gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India, Tapi) o, più semplicemente, perché la notevole distanza che i gasdotti sarebbero chiamati a coprire comporterebbe un livello di investimenti considerato eccessivo, in relazione ai lunghi tempi di ammortamento che sarebbero necessari in una condizione di incertezza della domanda e di bassi livelli di prezzi degli idrocarburi. Non è un caso che l'unico sbocco sufficientemente certo per il gas turkmeno – e, più in generale, centroasiatico – resti quello della Repubblica popolare cinese, che in meno di un decennio è divenuta il nuovo perno attorno al quale va ruotando la cooperazione energetica regionale, sia in termini di promozione delle infrastrutture di trasporto che di acquisto degli idrocarburi. Da questa prospettiva, **la risoluzione della vertenza sullo status legale del Mar Caspio potrebbe facilitare l'avanzamento del datato progetto di costruzione di un gasdotto trans-caspico** (il cd.

Trans-Caspian Gas Pipeline, Tcgp), in grado di convogliare sulle coste occidentali del Caspio – e di qui verso i mercati europei – le ingenti risorse gassifere estraibili sul suo versante orientale. Inizialmente proposto sul finire degli anni Novanta dall'amministrazione statunitense, il Tcgp è successivamente assunto a uno dei pilastri sui quali costruire la politica europea di diversificazione degli approvvigionamenti di gas, lungo il corridoio tra Europa danubiano-balcanica e bacino del Caspio – il cd. Corridoio meridionale. La Commissione europea, che ha tradizionalmente investito notevoli risorse diplomatiche nel tentativo di fare dell'Azerbaijan oltre che un fornitore anche uno snodo di transito del gas, ha d'altra parte anche nel corso dell'ultimo semestre ribadito – attraverso il commissario per l'Energia, Maroš Šefčovič – la volontà di favorire la costruzione del collegamento infrastrutturale trans-caspico.

Tuttavia, a ridurre le possibilità di realizzazione del Tcgp hanno contribuito – prima ancora che la ferma opposizione russa e iraniana, fondata propriamente sulla mancata definizione dello *status* legale del bacino – il rallentamento della domanda di gas proveniente dai consumatori europei, l'aumento di offerta sugli stessi mercati – tanto via tubo che Gnl – e, non secondariamente, la connessa contrazione dei prezzi della risorsa, che rende più gravoso l'investimento infrastrutturale. Infine, la realizzazione del progetto Tcgp ha risentito in maniera determinante della mancata definizione dei confini marittimi tra gli stessi Azerbaijan e Turkmenistan, sin qui ostacolata da rivendicazioni incrociate di sovranità su giacimenti di confine.

Al netto della mancanza di informazioni sui termini dell'accordo raggiunto a inizio dicembre tra i paesi rivieraschi del Caspio, **a spianare la strada all'intesa di Mosca potrebbe essere stato proprio il raggiungimento di una convergenza di massima tra Azerbaijan e Turkmenistan sulla questione dei giacimenti contesi.** Nello specifico, come suggerito da ambienti vicini alle due cancellerie, Ashgabat potrebbe aver rinunciato a ogni pretesa sul giacimento di Azeri-Chirag-Guneshli (Acg) e proposto o accettato la logica – se non proprio i termini – dello sfruttamento congiunto del giacimento di Serdar/Kapaz. Con una rinuncia, la prima, dalla portata solo formale – la rivendicazione di sovranità su Acg è tradizionalmente apparsa pretestuosa, considerato che lo sviluppo del giacimento procede ormai a ritmo serrato da oltre un ventennio – il Turkmenistan avrebbe così individuato una strada per la rapida monetizzazione di un potenziale estrattivo altrimenti congelato, tanto più rilevante nella fase di strisciante crisi economica attraversata dal paese. In considerazione di quest'ultima, allo stato attuale **non è peraltro da escludere che la possibilità di costruzione del Tcgp sia stata di fatto sorpassata anche o in ragione di una nuova intesa russo-turkmena sulla commercializzazione del gas estratto nella Repubblica centroasiatica.** A margine di un incontro tenuto a Mosca, a inizio ottobre, con il ministro degli Esteri di Ashgabat, Rashid Meredov, Aleksandr Novak, ministro per l'Energia russo, ha infatti reso noto che i due paesi avrebbero avviato discussioni per la possibile cooperazione nella produzione e nella vendita del gas turkmeno. Alle dichiarazioni di Novak hanno fatto peraltro seguito quelle rilasciate, in novembre, dall'AD di Turkmengaz, compagnia di stato turkmena, che ha sottolineato come il governo di Ashgabat stia valutando la possibilità di tornare a esportare gas attraverso la rete infrastrutturale russa verso i mercati della Csi e dell'Europa orientale. Innanzi allo stato di crisi economica che il paese si trova attualmente ad affrontare, la possibilità di monetizzare in tempi più rapidi dalla vendita delle proprie risorse gassifere attraverso la rete russa piuttosto che insistere sull'oltre-decennale progetto di costruzione di un collegamento trans-traspico potrebbe dunque aver spianato la strada all'intesa sullo *status* legale del bacino. La necessità, per il Turkmenistan, di ampliare in tempi brevi le opzioni di esportazione deriva anche dall'interruzione della vendita di gas all'Iran, in ragione dell'accumulo di un debito stimato ad Ashgabat in 2

miliardi di dollari. Innanzi al rifiuto iraniano di ripianare il debito – giustificata da una discriminante politica di prezzi praticata dal Turkmenistan e dalla pretesa di aver ripagato lo stesso attraverso forniture di beni e servizi – il governo turkmeno ha interrotto a inizio anno le forniture di gas e deciso, a inizio dicembre, di adire una corte di arbitrato internazionale per il rispetto del contratto. Pur ricco di risorse, l’Iran ha tradizionalmente dovuto ricorrere alle importazioni da nord per approvvigionare la parte settentrionale del paese, mal collegata con la rete nazionale.

Fermo restando che la domanda di gas attualmente rivolta ai paesi del Caspio e la stessa capacità infrastrutturale caucasico-anatolica non sembrano poter giustificare la costruzione di un gasdotto, il Tcgp, inizialmente immaginato avere una capacità di 30 Gmc/a, **l’intesa di Mosca potrebbe spianare la strada all’esportazione verso l’Azerbaijan di più limitati volumi di gas. Questi ultimi, piuttosto che essere re-instradati verso i mercati regionali ed europei, potrebbero essere consumati localmente, permettendo a Baku di liberare preziose risorse per le esportazioni**, facendo fronte agli impegni già presi e assicurando il pieno soddisfacimento della domanda interna – necessità che ha indotto, in novembre, la compagnia statale azerbaijana Socar a siglare con Gazprom un accordo per l’acquisto di 1,6 Gmc di gas a oltre un decennio dall’interruzione delle importazioni da Nord. A patto di risolvere le dispute di confine, le esportazioni di gas dal Turkmenistan potrebbero interessare – come di recente paventato dallo stesso presidente azerbaijano, Ilham Aliyev (v. *Focus* 30/2017) – un volume di gas pari a circa 8 Gmc/a, proveniente dai giacimenti offshore in via di sfruttamento, piuttosto che dalla costa caspica del paese. Quest’ultima opzione, peraltro, non comporterebbe neanche il rischio di concorrenza tra il gas turkmeno e quello aggiuntivo che l’Azerbaijan mira a estrarre nel corso del prossimo decennio – altro e non secondario elemento che ha tradizionalmente ostacolato la costruzione del gasdotto trans-caspico.

### 3.3 TURCHIA E VICINO ORIENTE

Paese	Riserve provate	Consumo	Varaz. annua	Produzione	Variar. annua
Turchia	-	42,1 Gmc	-3,7%	-	-
Israele	286 Gmc	9,7 Gmc	14,5%	6,4 (2014)	181%
Iran	33.500 Gmc	200,8 Gmc	5,0%	202,4 Gmc	6,6%
Iraq	3.700 Gmc	n.d.	n.d.	1,1 Gmc	12,6%

**A circa sei mesi dall’inizio dei lavori per la posa delle infrastrutture sottomarine, sembra avanzare secondo programma la realizzazione del TurkStream**, gasdotto offshore della lunghezza di circa 900 chilometri in via di costruzione sui fondali del Mar Nero e deputato a collegare, entro il 2019, la costa russa a quella turca – dai terminali di Anapa a quelli di Kiyikoy, in Tracia. Il gasdotto, della portata di totale di 31,5 Gmc/a sarà costituito di due linee di pari portata, la prima delle quali è destinata ad approvvigionare il mercato turco, mentre la seconda dovrebbe servire i mercati dell’Europa danubiano-balcanica. **La velocità e accelerazione del processo di costruzione rispondono, da un lato, alla volontà di ultimare i lavori in concomitanza con la scadenza del contratto di transito attualmente in vigore con l’Ucraina (2019) e, dall’altro, dalla volontà – esplicitata da Gazprom stessa – di prevenire possibili ostacoli normativi derivanti dall’approfondimento delle sanzioni in vigore verso la Russia a seguito dei fatti di Ucraina (v. § 3.1).**

Secondo quanto riportato dall'agenzia di stampa russa Tass, il vascello incaricato dalla società Allseas della posa delle tubature sul letto del Mar Nero, avrebbe ultimato i lavori della prima condotta nella zona economica esclusiva russa e sarebbe entrato in quella turca già a inizio novembre, per poi rientrare ad Anapa in vista dell'avvio dei lavori sulla seconda linea. Stando ai dati resi noti da Gazprom, i chilometri di condotta attualmente posati supererebbero i 500. Rilevanti passi avanti si sono registrati anche sul versante della gestione amministrativa del progetto. In primo luogo, a seguito dell'ufficializzazione – giunta nel corso dell'estate – del punto di approdo turco, in Tracia, Gazprom ha sottoposto alle competenti autorità turche la Valutazione di impatto ambientale (Via), approvate da queste ultime a inizio ottobre. L'approvazione della Via apre la strada alla concessione dei permessi di costruzione nella zona economica esclusiva turca e all'approdo in Tracia – in vista del quale, a inizio settembre, sarebbero già stati appaltati i lavori alla società britannica Petrofac. A TurkAkim Gaz, una joint venture formata pariteticamente in settembre dalla compagnia statale turca Botas e da Gazprom, competono invece i lavori per la costruzione dei segmenti onshore del gasdotto in Tracia – necessari per collegare il TurkStream alla rete di trasmissione nazionale, nei pressi di Luleburgaz, e da qui verso il confine europeo della Turchia.

**Al di là della volontà di aggiramento della rete transitante attraverso il territorio ucraino dopo la scadenza del contratto di transito attualmente in vigore (2019), la costruzione del TurkStream sembra essere giustificata anche dal progressivo aumento delle esportazioni di gas russo** verso i mercati che il gasdotto si propone di approvvigionare. I dati sulle esportazioni di gas nel periodo gennaio-novembre 2017 resi noti da Gazprom fanno infatti registrare un significativo aumento del 20,4% – superiore a quello aggregato delle esportazioni dalla Russia nello stesso arco temporale (8,8%). A trainare, in termini di volumi, l'aumento delle esportazioni verso l'area danubiano-balcanica è stata propriamente la Turchia, che nei primi undici mesi dell'anno in corso ha fatto registrare un aumento delle importazioni dalla Russia pari a circa 4,5 Gmc – con un conseguente incremento su base annua del 20,4%. Incrementi significativi dei volumi di esportazioni si sono parallelamente registrati in Grecia (11,6%), Bulgaria (6,8%), Ungheria (22,3%) e Serbia (26,1%).

Come già evidenziato in estate a seguito dell'incontro tenutosi tra Putin e l'allora cancelliere austriaco, Christian Kern (v. *Focus* 30/2017), **Gazprom sembra intenzionata a rilanciare, attraverso il TurkStream, la logica d'esportazione di gas ai mercati danubiano-balcanici che era stata all'origine del progetto South Stream** (cancellato nel 2014, v. *Focus* 21/2015). In questa prospettiva, rappresentanti della compagnia russa e della austriaca Omv avrebbero avviato colloqui in vista del possibile approdo dell'infrastruttura presso l'*hub* di Baumgarten. La compagnia russa avrebbe inoltre dato mandato alla propria sussidiaria NIIgazekonomika di condurre uno studio pre-investimento di fattibilità e scenario per valutare le opzioni di trasporto tra il confine turco e l'Austria. Lo studio si concentrerebbe, in particolar modo, sulle possibilità di adeguamento e utilizzo della rete di trasmissione già esistente nei territori di Bulgaria, Ungheria e Serbia e, contemporaneamente, sulle alternative offerte dalle rotte precedentemente individuate per la costruzione del South Stream. La prima alternativa sarebbe particolarmente significativa nel caso della Bulgaria, che, per consentire l'approvvigionamento dalla Turchia, potrebbe invertire il flusso del gasdotto Trans-Balkan – infrastruttura della capacità di 14 Gmc/a che oggi trasporta gas russo verso Sud, ma che sarebbe di fatto soppiantato dall'inaugurazione del TurkStream.

A partire dalla scorsa estate sembrano essere già stati avviati i primi contatti intergovernativi per la valutazione della fattibilità del progetto di estensione del TurkStream. Il primo appuntamento in questo senso è stato offerto dalla 22<sup>a</sup> edizione del World Petroleum Congress, tenutasi a

Istanbul a luglio e dove, secondo analisti vicini alle parti, il primo ministro bulgaro, Boiko Borissov, e il presidente serbo, Aleksandr Vucic, avrebbero avuto modo di confermare l'interesse dei rispettivi governi a partecipare al progetto. Più avanzato è invece lo stato di avanzamento dei colloqui con le autorità ungheresi, intensificatisi nel corso dell'estate a seguito della firma, in luglio, di un accordo tra Gazprom e il Ministero per gli Affari e il Commercio estero di Budapest per l'esportazione di 8 Gmc/a attraverso il TurkStream a partire dal 2020. Al di là della commercializzazione di gas in Ungheria, i colloqui sono ruotati attorno alla cooperazione per lo stoccaggio e il transito di gas verso paesi terzi.

**La possibile estensione del TurkStream all'area balcanica è stata anche al centro dei colloqui tenuti dal presidente turco Tayyip Erdoğan in occasione della visita di stato condotta in Serbia a inizio ottobre.** La cooperazione nel comparto del gas è dunque assurta a pilastro del rilancio della direttrice balcanica della politica estera turca e – assieme a paralleli progetti infrastrutturali e di facilitazione degli investimenti – ad ambito privilegiato di cooperazione con una Serbia che è stato interlocutore tradizionalmente difficile per la Turchia nello spazio della ex-Jugoslavia. Il TurkStream si inserisce così nel più ampio tentativo di rafforzamento della cooperazione turco-serba, transitata attraverso un allargamento della portata dell'accordo di libero scambio già in vigore tra i due paesi e che, nelle intenzioni dell'esecutivo turco, dovrebbe portare – anche attraverso l'istituzione di una commissione intergovernativa permanente – a quintuplicare nel breve periodo l'interscambio commerciale fino a 5 miliardi di dollari annui.

**Lungi dall'essere limitata al solo comparto del gas naturale, la cooperazione energetica russo-turca passa anche attraverso lo sviluppo di progetti congiunti nel comparto del nucleare.** In questo senso, il rilancio del progetto di costruzione di una centrale nucleare ad Akkuyu – frutto di un accordo del 2010, e prevista essere finanziata, costruita, messa in funzione e operata da una sussidiaria della compagnia russa Rosatom – ha confermato il ruolo cardine svolto dalla cooperazione energetica per il rilancio delle relazioni bilaterali dopo la crisi del 2015/2016 ed è oggi elemento centrale sul tavolo delle relazioni tra Ankara e Mosca. A seguito di un incontro, tenutosi a fine ottobre, tra il ministro per le Risorse Naturali turco, Berat Albayrak, e il direttore generale di Rosatom, Alexey Likhachev, è stato deciso di imprimere un'accelerazione ulteriore all'avvio della costruzione, a seguito del rilascio dei primi (ancora limitati) permessi di costruzione e dell'avvio della fase preparatoria alla costruzione a partire da settembre. Secondo la tempistica delineata, i lavori per la realizzazione della centrale nucleare – partecipata al 51% da Rosatom e al 49% dal consorzio turco Cengiz- Kolin-Kalyon – dovrebbero avviarsi entro la fine dell'anno ed essere completati entro il 2023 – centesimo anniversario della nascita della Repubblica. L'impianto di Akkuyu, la cui realizzazione richiederà un investimento di circa 20 miliardi di dollari, sarà composto di quattro blocchi della capacità di 1.200 megawatts ciascuno, pari al 6/7% circa della attesa domanda nazionale di energia. La centrale di Akkuyu rappresenta uno dei tre impianti nucleari previsti entrare in funzione nel paese tra il 2023 e il 2030 con l'obiettivo di coprire il 10% dei consumi nazionali annui. La costruzione di un secondo impianto, nell'area di Sinop, è stata appaltata a un consorzio franco-giapponese, mentre il terzo potrebbe essere costruito nel distretto di İğneada, nella provincia nord-occidentale di Kırklareli.

**Altra direttrice di sviluppo della strategia energetica nazionale turca è legata allo sfruttamento del potenziale estrattivo offshore nel Mar Nero e nel Mediterraneo – all'incrocio, quest'ultima, tra le esigenze economiche di un paese privo di risorse indigene e quelle, di natura politico-diplomatica, legate alla datata vertenza sulla**



**divisione dell'isola di Cipro.** In risposta alle attività di esplorazione avviate da Nicosia in partnership con compagnie internazionali – giudicate “unilaterali” e lesive dei diritti della comunità turco-cipriota – Ankara ha annunciato l'avvio di proprie e analoghe attività di esplorazione e trivellazione (v. *Focus* 30/2017). A seguito dell'avvio di rilevazioni sismiche condotte nel Mediterraneo orientale, a inizio 2018 potrebbero aprirsi una fase di trivellazioni. In questa prospettiva sta facendo attualmente rotta verso la Turchia dalla Norvegia la nave di perforazione *Deepsea Metro 2*, prevista entrare in acque territoriali turche entro la fine di dicembre e, conseguenzialmente, iniziare le proprie attività nella Zona economica turca e turco-cipriota all'inizio del nuovo anno. L'attività di trivellazione segue l'apparente scoperta (annunciata dal quotidiano cipriota *Phileleftheros*, ma non confermata dalle autorità turche o turco-cipriote) di un giacimento di gas a cavallo delle zone economiche esclusive di Turchia e della autoproclamata Repubblica Turca di Cipro Nord – tra le acque a sud del Golfo di Iskenderun, in Turchia, e quelle a nord della penisola di Karpaz, nella parte nord-orientale di Cipro. Nonostante il ministro Albayrak abbia sottolineato come le attività esplorative avviate nel Mediterraneo saranno condotte nel rispetto del diritto marittimo internazionale, resta aperta la possibilità che le attività stesse possano aprire una nuova fase di tensione con le autorità cipriote, così come accaduto con la “crisi delle trivellazioni” del 2011 (v. *Focus* 7-8/2011).

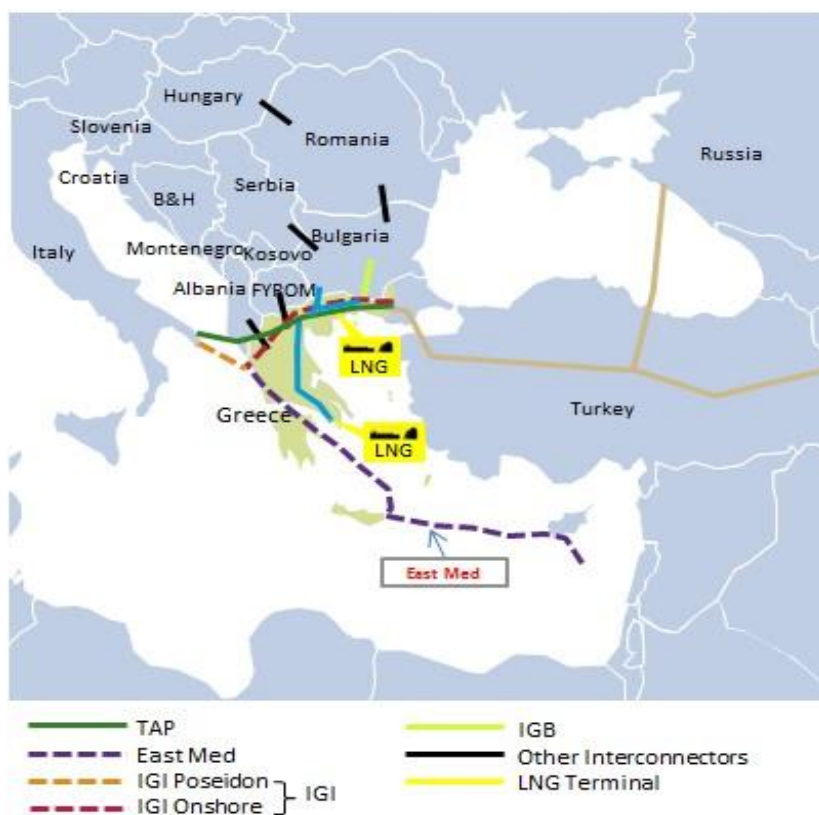
**Lo sviluppo dei progetti di esplorazione, estrazione e trasporto delle risorse del Bacino di Levante continua a catalizzare la diplomazia energetica e i piani di sviluppo economici degli attori regionali.** Sul versante del trasporto, la Turchia sembra non aver rinunciato ai piani di realizzazione di un gasdotto per l'importazione del gas estratto nel giacimento israeliano di Leviatano. D'altra parte, stando a quanto dichiarato in ottobre da Dror Cohen, consulente del Ministero israeliano competente in materia energetica, i colloqui tra le parti sono andati avanti incentrandosi sulla questione delle rotte e del prezzo di commercializzazione.

A rendere la realizzazione del progetto infrastrutturale israelo-turco quantomeno complessa è non tanto la profittabilità dell'opera – certamente più economica rispetto alle alternative attualmente in via di predisposizione – quanto, piuttosto, il difficile stato delle relazioni bilaterali tra i due paesi, tornate tese a seguito della vertenza su “Gerusalemme capitale” dopo il timido avvio di un processo di normalizzazione (v. *Focus* 29/2017 e 30/2017). Inoltre, come rilevato dallo stesso Cohen, Israele è andato proseguendo nei colloqui per lo sviluppo di infrastrutture di trasporto con tutti i possibili interlocutori regionali interessati – con la Turchia, così come con la Grecia e con l'Egitto.

**In via più rapidama e meno complessa dei progetti turco-israeliani sembra avanzare il concorrente progetto EastMed che, nonostante costi di realizzazione più elevati, beneficia della maggior coesione politica e risolutezza delle cancellerie coinvolte.** Dopo essersi congiuntamente impegnate a garantire il proprio sostegno al gasdotto (v. *Focus* 29/2017), lo scorso 5 dicembre le autorità governative competenti in materia energetica di Cipro, Grecia, Israele e Italia (firmatario per quest'ultima l'ambasciatore italiano a Cipro, in sostituzione dell'impossibilitato ministro Carlo Calenda) hanno siglato un Memorandum di Intesa per ribadire il sostegno alla realizzazione dell'EastMed e per il contestuale avvio della fase studio per la sua costruzione e operazione, giudicata tecnicamente ed economicamente praticabile. La firma del Memorandum, avvenuta alla presenza del vice-direttore generale per l'Energia della Commissione europea, Christopher Jones, ha previsto in quest'ultima prospettiva la costituzione di un gruppo di lavoro per la predisposizione di un accordo intergovernativo che potrebbe essere sottoposto alle parti interessate già nella primavera del 2018, in occasione del prossimo incontro fissato tra di

esse, sull'isola di Creta. L'obiettivo delle parti è di ultimare i lavori di costruzione del gasdotto entro il 2025. A fronte di un costo stimato attorno ai 5 miliardi euro, EastMed è progettato lungo una rotta tra il mediterraneo orientale e la Grecia occidentale, con un segmento offshore di circa 1.300 chilometri – che ne farebbe la più lunga condotta sottomarina mai realizzata – cui si sommerebbero circa 600 chilometri di condutture a terra, a Cipro, Creta e nella Grecia continentale. Presso la costa ionica della Grecia, l'EastMed potrebbe poi collegarsi con il progetto *off-shore* Poseidon, deputato a collegare attraverso il Canale d'Otranto la Grecia e l'Italia. Oltre che della risolutezza delle cancellerie dei paesi coinvolti, il gasdotto Eastmed – sviluppato da IGI Poseidon, joint venture paritetica di Edison e della greca DEPA – beneficia del sostegno delle autorità europee. Sin dal 2015 il progetto è stato infatti inserito nella lista dei Progetti di Interesse Comune dell'UE, che ha stanziato 2 milioni di euro per finanziare il 50% delle attività pre-FEED (Front-End-Engineering Design), ovvero studi che ne hanno confermato la viabilità tecnico-finanziaria. Un elemento, quest'ultimo, di centrale importanza in considerazione dei dubbi avanzati da molti analisti di settore sulla reale profittabilità dell'investimento a fronte dell'attuale basso livello di prezzo del gas naturale e della crescente competizione infrastrutturale regionale.

FIG. 3.4 - IL TRACCIATO DEL GASDOTTO EASTMED



FONTE: DEPA

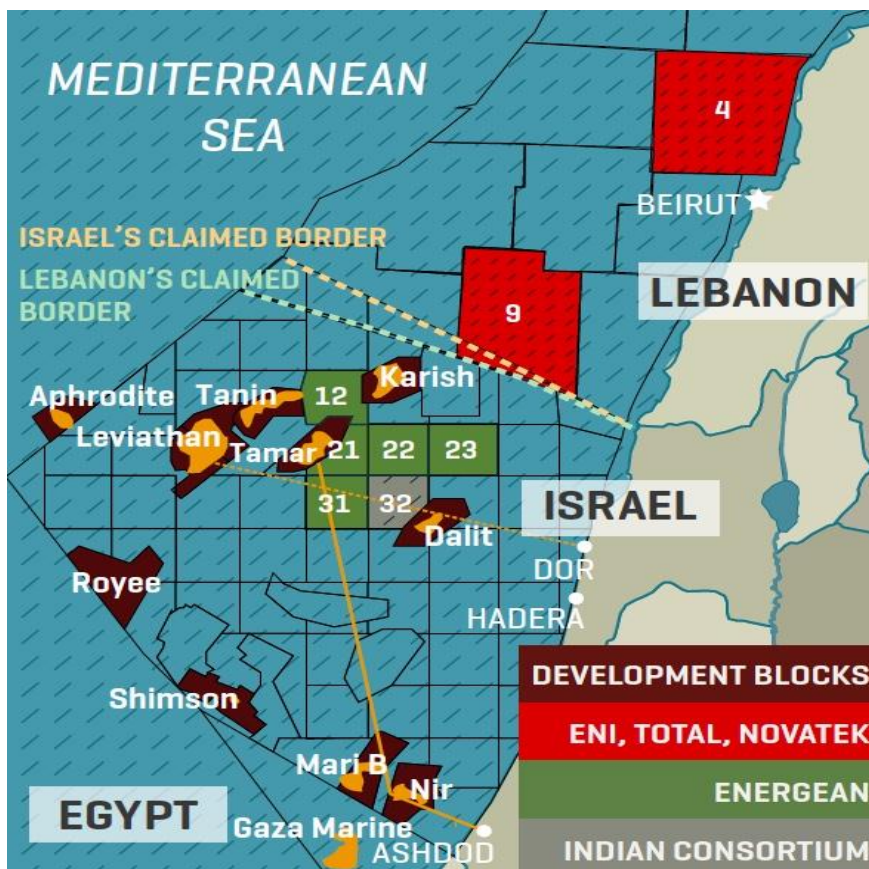
**All'attivismo registrato sul versante della progettazione delle infrastrutture di trasporto dal Bacino di Levante non sembra tuttavia corrispondere il coerente avanzamento dei piani di esplorazione ed estrazione nazionali** che, al contrario, mostrano un andamento più tortuoso di quanto inizialmente immaginato. **Deludenti sono anzitutto stati i risultati del nuovo round di concessione di licenze di esplorazione e sfruttamento in 24 blocchi dell'offshore israeliano**, avviato nel novembre del 2016 e già rimandato per due volte nel corso dell'anno apparentemente a causa della mancata manifestazione di interesse da parte di compagnie energetiche medio-grandi. Apparentemente giustificata dagli elevati rischi geopolitici e da un clima per gli investimenti reso meno favorevole dalle divisioni dello spettro istituzionale israeliano sulle linee guida dello sviluppo dei giacimenti nazionali, l'assenza di interesse da parte di compagnie medio-grandi è stata confermata dai risultati della gara, resi noti dalle autorità di Tel Aviv a metà novembre. Nonostante la partecipazione del Ministero dell'Energia israeliano ai principali *road show* di settore internazionali, a presentare offerte sono stati, infatti, soltanto un consorzio composto da quattro compagnie indiane – NGC Videsh, Bharat PetroResources, Indian Oil Corporation e Oil India – e la compagnia greca Energean, su un totale di sei blocchi su 24 offerti. Mentre per le restrizioni imposte dalla normativa *anti-trust* israeliana alla gara non hanno partecipato le compagnie già attive nelle acque israeliane – Delek e Noble Energy – questa è stata disertata anche dalle compagnie medie e grandi attive nelle prospicenti acque cipriote, greche e, più di recente, libanesi. A metà dicembre, la finalizzazione della gara ha visto l'assegnazione a Energean di licenze su cinque blocchi (12, 21, 22 23 e 31), mentre un blocco è stato concesso al consorzio di compagnie indiane (32).

**Sul versante cipriota, non meno deludenti sono stati i primi risultati delle esplorazioni condotte da Eni e Total nel corso dell'estate nel promettente blocco n. 11, resi noti dalle compagnie in settembre.** Le stime sulle possibili riserve del blocco sono state notevolmente inferiori alle aspettative degli operatori e delle autorità di Nicosia, con l'unica parziale nota positiva della rilevazione di una struttura geologica non dissimile da quella nella quale, nelle vicine acque egiziane, è stato scoperto nell'aprile del 2015 il maxi-giacimento di Zohr. Rimane dunque aperta la speranza che le trivellazioni attese per il prossimo anno possano dare risultati differenti. In base a quanto reso noto da Eni, le attività di trivellazione dovrebbero riprendere già con l'inizio del nuovo anno nel blocco n. 6 e in quello n. 3 – i cui diritti sono detenuti dalla compagnia italiana in *partnership* con Total e Kogas rispettivamente. Alla seconda metà del 2018 sarebbe invece slittato l'inizio delle attività di esplorazione previste iniziare nel blocco n. 10, la cui licenza è stata attribuita a un consorzio formato da ExxonMobil e Qatar Petroleum.

**Unica nota positiva giunta nel corso dell'ultimo semestre dal Bacino di Levante sembra dunque provenire dalla conclusione della prima gara per l'assegnazione di licenze di sfruttamento condotta dal Libano.** A metà dicembre Beirut ha infatti reso noto di aver approvato le offerte presentate per due dei propri blocchi offshore, il n. 4 e il n. 9, da Eni, Total e Novatek. Benché solo due dei dieci blocchi oggetto di gara abbiano ricevuto offerte, la caratura delle compagnie offerenti – con rilevanti interessi, nel caso di Eni e Total, nello sfruttamento delle risorse regionali – rappresenta senza dubbio un segnale incoraggiante per i piani di sviluppo del comparto energetico libanese. Segnale tanto più rilevante in ragione, da una parte, del contemporaneo fallimento della gara organizzata dalle autorità israeliane e, dall'altro, dal periodo quantomeno turbolento attraversato dal governo libanese in un contesto politico tutt'altro che stabile. Non secondariamente, inoltre, la parte meridionale del blocco n. 9 ricade in un'area la cui sovranità è contesa tra Libano e Israele, che non hanno a tutt'oggi demarcato i propri confini,

aggiungendo un non secondario fattore di rischio in capo agli investitori esteri. In attesa che, a inizio 2018, vengano siglati i contratti di esplorazione con il consorzio formato da Eni, Total e Novatek, il ministro per l'Energia libanese, Cesar Abi Khalil, ha reso noto un calendario di sviluppo dei giacimenti che potrebbe vedere le trivellazioni iniziare già a inizio 2019, affermando inoltre che una percentuale delle rendite compresa tra il 55% e il 71% sarà appannaggio del paese.

FIG. 3.5 - I BLOCCHI ISRAELIANI E LIBANESI OGGETTO DI GARA



Fonte: MEES

A fronte delle finora deludenti attività di esplorazione nei blocchi del Bacino di Levante e innanzi a un livello di prezzi che rimarrà verosimilmente basso nel prossimo futuro in ragione dell'ampia offerta della risorse, **appare concreta la possibilità che le risorse dell'area – non sufficienti a giustificare la costruzione di ambiziosi progetti infrastrutturali – possano essere indirizzate verso l'Egitto, che appare sempre più chiaramente il cuore dello sviluppo regionale. A inizio dicembre**, a soli 30 mesi dalla sua scoperta (aprile 2015), **è infatti entrato in produzione la prima fase di sfruttamento del maxi-giacimento di Zohr**, sviluppato da un consorzio formato da Eni (60%), Rosneft (30%) e BP (10%). A dimostrazione della più solida logica economica che sostiene la direttrice egiziana di esportazione, la preferenza per quest'ultima è sostenuta dai principali protagonisti delle attività esplorative dell'area. A segnalare la propria preferenza per una rotta di esportazione verso l'Egitto è stata anzitutto la Delek, impegnata in attività di estrazione nei giacimenti israeliani di Tamara e Leviatano. Analoga preferenza per una direttrice egiziana di esportazione è stata inoltre espressa alle autorità cipriote da Claudio Descalzi, AD di Eni, in occasione della visita condotta a Nicosia a fine novembre.

#### 4. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI DEL GAS

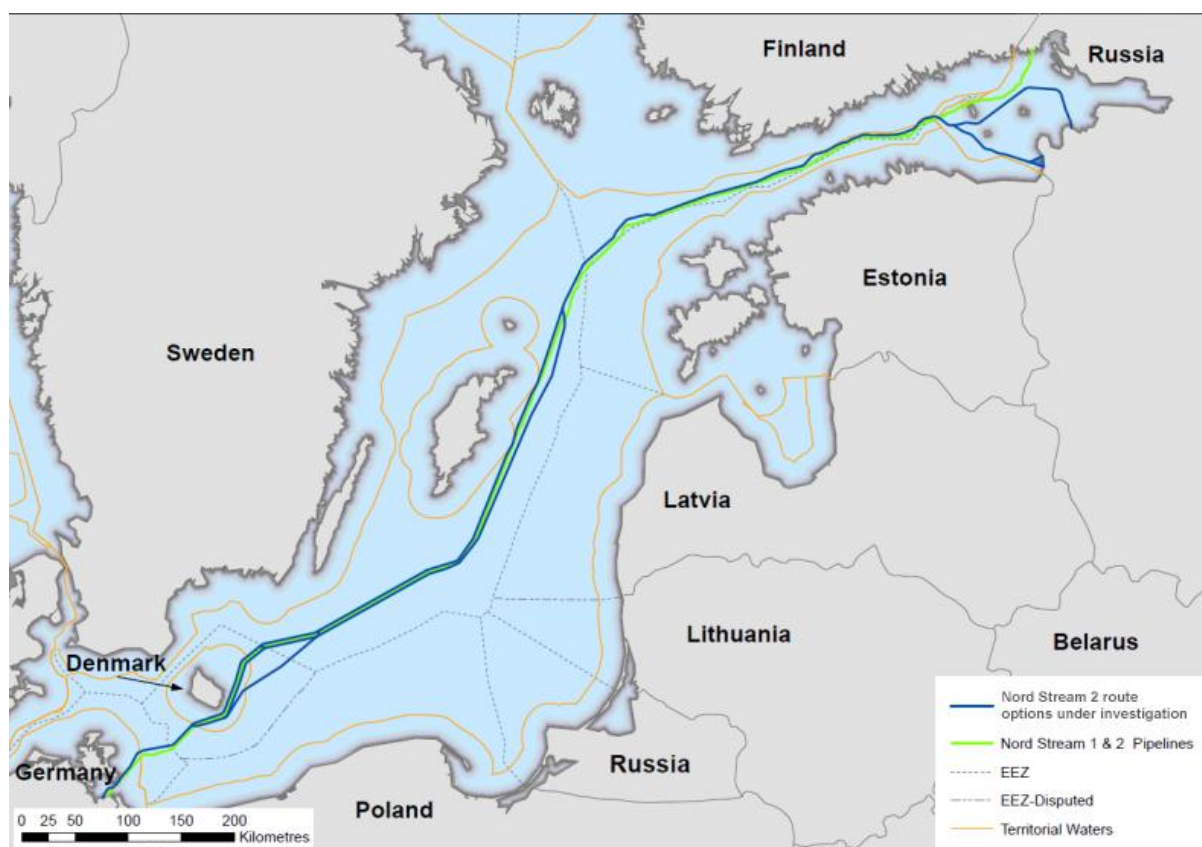
*A cura di Carlo Frappi*

##### 4.1 CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

Nord Stream 2		Il Nord Stream 2 mira al raddoppio dell'attuale capacità di esportazione disponibile lungo l'asse offshore nel Mar Baltico, tra Russia e Germania, attraverso l'aggiunta di ulteriori 55 Gmc/a di capacità di esportazione al volume, analogo, già garantito dal Nord Stream. Pilastro del ripensamento della geografia delle esportazioni russe e del tentativo di
Capacità annua	55 Gmc/a	
A partire dal	2019	
Provenienza gas	Russia	
Zee attraversate	Finlandia, Svezia, Danimarca	
Paese di arrivo	Germania	
Società coinvolte	Gazprom (100%)	

mantenere ed espandere le quote di mercato di Gazprom in Europa centro-settentrionale, il Nord Stream 2 è previsto essere inaugurato nel 2019, anno in cui il reindirizzamento dei flussi potrebbe essere necessario in ragione della scadenza dei contratti di transito con due interlocutori chiave, quali Ucraina e Polonia.

FIG. 4.1 - IL POSSIBILE TRACCIATO DEL NORD STREAM 2



FONTE: GAZPROM

Lo stato di avanzamento del progetto di realizzazione del Nord Stream 2 è stato oggetto della riunione del Management Committee di Gazprom tenutasi a inizio dicembre. A margine dell'incontro, la Commissione ha rilasciato **una nota dai toni ottimistici nella quale si sottolinea la piena rispondenza del progetto alla tempistica programmata**, tanto in termini di prossima finalizzazione dei permessi di costruzione – a seguito della presentazione delle valutazioni di impatto ambientale alle autorità tedesche, danesi, finlandesi e svedesi – quanto in termini di avanzamento della fase *procurement*, a seguito della firma dei contratti per l'acquisto di materiali, attrezzature e servizi di base necessari per la costruzione dell'infrastruttura (principalmente contratti di fornitura di acciaio e servizi di logistica portuale e di costruzioni). La nota ha inoltre sottolineato che il progetto beneficia del “sostegno delle principali compagnie energetiche d'Europa”. Quest'ultimo passaggio è tutt'altro che secondario poiché **il progetto di raddoppio del Nord Stream continua a essere portato avanti nel quadro di un'accesa e ampia contesa politico-normativa** tra chi vede nel progetto uno strumento meramente economico attraverso cui aumentare l'offerta di gas ai mercati europei a prezzi convenienti e chi, al contrario, ritiene che il gasdotto rappresenterebbe un'ulteriore arma a disposizione di Mosca, che attraverso esso guadagnerebbe nuove leve di potere e influenza attraverso l'incremento della dipendenza europea dai propri approvvigionamenti di gas. Una contesa, quest'ultima, che contrappone dunque non soltanto le autorità di Bruxelles a quelle russe – coerentemente con il tradizionale obiettivo della Commissione europea di tutelare la sicurezza energetica comunitaria

attraverso la diversificazione dei fornitori di gas – ma anche, e più significativamente, singoli stati membri dell'Unione e, più in generale, logiche economiche e quelle politico-diplomatiche che sottendono ai legami con la Federazione russa.

In ambito europeo, la vertenza si dipana essenzialmente su due piani che coinvolgono, da una parte, i paesi interessati dal transito dell'infrastruttura e, dall'altra, le autorità comunitarie e gli stati membri dell'UE. Dalla prima angolatura di analisi, l'ultimo semestre ha fatto registrare **l'approvazione, da parte del parlamento danese, di un emendamento alla legislazione sulla piattaforma continentale che consente al governo di bloccare la costruzione di un'infrastruttura di trasporto energetico sulla base di considerazioni legate alla politica estera o di sicurezza.** La legge – sulla cui conformità al diritto internazionale e alla normativa comunitaria molti osservatori hanno avanzato dubbi – entrerà in vigore a partire dal 1° gennaio 2018, a non troppa distanza cioè dall'atteso pronunciamento delle autorità nazionali sulla Valutazione di impatto ambientale presentata da Gazprom. Quest'ultima ha peraltro fatto sapere di aver già avviato studi per il re-indirizzamento del tracciato del Nord Stream al di fuori delle acque territoriali danesi, aggirando così l'eventuale bando alla costruzione proveniente da Copenhagen. La principale ricaduta sul progetto Nord Stream 2 potrebbe dunque essere legata alla più lunga tempistica di realizzazione necessaria per individuare la nuova rotta – più settentrionale – e completare i relativi studi tecnici di fattibilità. L'ostacolo posto dalla Danimarca alla realizzazione del gasdotto potrebbe cioè mettere in discussione la realizzazione entro quel 2019 che rappresenta per Gazprom una scadenza fondamentale da un punto di vista strategico.

**Sul versante intra-europeo, la vertenza politico-normativa sulla realizzazione del Nord Stream 2 ha generato, nel corso dell'ultimo semestre, un serrato e ancora aperto confronto tra la Commissione e il Consiglio europeo.** Nel corso dell'estate la Commissione europea, tradizionalmente contraria alla realizzazione di un gasdotto che contraddirebbe gli obiettivi comunitari di diversificazione dei fornitori di gas, ha avanzato al Consiglio la richiesta – senza precedenti – di un mandato a negoziare direttamente con la Russia per conto degli stati membri i termini di realizzazione del progetto. La possibilità di concessione del mandato – finalizzato a garantire, coerentemente alla normativa comunitaria, la trasparenza nella gestione del gasdotto, la fissazione di tariffe non discriminatorie e un adeguato livello di accesso a terzi e di separazione tra attività di fornitura e di trasporto – è stata tuttavia esclusa da un punto di vista normativo prima ancora che politico. Al di là, cioè, della tradizionale ritrosia dei membri UE a cedere prerogative sovrane in un settore particolarmente strategico come quello dell'energia, è stato lo stesso Consiglio europeo, attraverso un'opinione rilasciata dal proprio ufficio legale, a dare parere negativo sulla possibilità di attribuire alla Commissione il mandato richiesto. Significativamente, nel rimarcare l'assenza di appiglio legale per la concessione del mandato, il Consiglio ha di fatto smentito le premesse dalle quali muoveva la richiesta della Commissione, ovvero l'applicabilità della normativa comunitaria a una parte del gasdotto Nord Stream 2 (che, a sua volta, si sarebbe tradotta in un conflitto di norme o in un vuoto normativo *tout court*). Ha cioè chiarito che la normativa europea introdotta dalla Direttiva sul Gas del 2009 contenuta nel “Terzo Pacchetto sull'Energia” non si applica a infrastrutture offshore provenienti da paesi terzi.

In risposta al pronunciamento preliminare del Consiglio e innanzi alla evidente assenza della maggioranza qualificata necessaria per approvare il mandato, la Commissione europea – senza formalmente far cadere la richiesta di mandato a negoziare – ha avanzato, a inizio novembre, la proposta di emendare la Direttiva sul Gas in maniera tale da consentire l'estensione della normativa stessa anche al di fuori dei confini dell'Unione, ovvero ai gasdotti deputati

all'approvvigionamento dei mercati europei, cui dunque verrebbe applicata la normativa comunitaria in materia di trasparenza, separazione proprietaria, accesso a terzi e regolamentazione delle tariffe. In attesa che l'iter legislativo possa seguire il suo corso attraverso Parlamento e Consiglio europeo, ciò che appare certo è che l'iniziativa della Commissione procrastinerà lo stato d'incertezza normativa attorno al progetto infrastrutturale, determinando possibili ritardi nella sua finalizzazione (specie in relazione alla necessità di Gazprom di ottenere linee di credito internazionali per la realizzazione dell'infrastruttura) e, al contempo, dando nuova linfa a un duro confronto intra-europeo che tocca l'essenza più profonda della solidarietà tra Stati membri. Secondo le tempistiche del procedimento legislativo, l'emendamento potrebbe comunque entrare in vigore entro la fine del 2018, in tempo per essere applicato al gasdotto trans-baltico. D'altra parte, qualora l'emendamento dovesse essere approvato e la Commissione non dovesse ottenere dal Consiglio il mandato a negoziare direttamente con la Russia i termini di realizzazione del Nord Stream 2, sarebbero gli stati membri coinvolti dalla sua costruzione – nella fattispecie la Germania – ad assumersi l'onere di discutere con la controparte russa l'applicazione della normativa europea.

**Lungi dal limitarsi a una mera portata europea, lo scontro sulla realizzazione del Nord Stream 2 ha assunto anche una più ampia dimensione atlantica, derivante dall'inasprimento delle sanzioni contro la Russia propugnate dal congresso statunitense a partire dal giugno scorso (v. *Focus* 30/2017) in risposta alla protrazione della crisi ucraina e ai tentativi di ingerenza russa nella passata competizione elettorale presidenziale negli Stati Uniti.** Lo scorso 2 agosto, un recalcitrante presidente Donald Trump ha apposto la propria firma su una nuova legislazione che, da una parte, restringe i poteri presidenziali rispetto alla gestione dello strumento sanzionatorio e, dall'altro, approfondisce la misura delle sanzioni contro singoli individui e compagnie e, al contempo, individua nuovi settori rispetto ai quali la presidenza potrà adottare provvedimenti sanzionatori. Tra questi ultimi, anche l'energia. Il provvedimento legislativo – cd. *Countering America's Adversaries Through Sanctions Act* – conferisce infatti al presidente la possibilità di imporre nuove sanzioni alle entità che garantirebbero alla Russia beni, servizi, tecnologia o capitali finalizzati alla costruzione di infrastrutture per l'esportazione di idrocarburi. In quanto tale, la legislazione statunitense finisce dunque per applicarsi, potenzialmente, anche ai gasdotti Nord Stream 2 e TurkStream. D'altra parte, considerato che la legge si estende fino a coprire la fornitura di beni, servizi e tecnologia che possano “direttamente e significativamente” facilitare anche la manutenzione, modernizzazione o riparazione delle infrastrutture, essa finisce per applicarsi all'intera rete posseduta o partecipata da Gazprom, in Russia come all'estero. Essa finisce, cioè, per coprire anche possibili nuovi investimenti in progetti infrastrutturali già operanti in territorio europeo e partecipati dal gigante russo o da Rosneft assieme a compagnie europee – dal gasdotto Blue Stream, partecipato da Eni and Gazprom, al Progetto Gnl Baltico, gestito da Shell e Gazprom; dall'oleodotto Caspian Pipeline Consortium, partecipato da Eni, Shell e Rosneft, allo stesso Nord Stream 1.

**Al di là che Trump decida o meno di utilizzare le prerogative a esso concesse dalla legge appena richiamata, e nonostante a oggi non abbia di fatto comportato alcuna ricaduta concreta sulla cooperazione energetica tra la Russia e propri partner e interlocutori europei, la portata politica del testo approvato dal congresso statunitense e ratificata dalla Casa Bianca è difficilmente sottovalutabile.** La legislazione approvata dal Congresso e ratificata dalla presidenza dichiara infatti apertamente, tra le altre cose, che pilastri della politica degli Stati Uniti sono da ritenersi: (a) l'opposizione alla realizzazione del Nord Stream 2, in ragione dell'impatto



negativo che l'infrastruttura avrebbe sulla sicurezza energetica dell'UE e sullo sviluppo del mercato del gas in Europa centro-orientale; (b) il sostegno alle politiche europee rivolte alla riduzione della dipendenza dagli approvvigionamenti dalla Russia, che quest'ultima utilizza come "arma per coartare, intimidire e influenzare paesi terzi"; (c) la promozione delle esportazioni di idrocarburi statunitensi, nella prospettiva di favorire la creazione di posti di lavoro in America, di favorire alleati e partner degli Stati Uniti e di rafforzare la politica estera statunitense.

**L'iniziativa statunitense ha contribuito ad aggravare il cortocircuito, già pericolosamente determinatosi in Europa, tra la dimensione economico-normativa della vertenza con la Russia e quella più strettamente politico-diplomatica.** Come già prospettato in giugno dalle prime reazioni all'iniziativa legislativa del Senato (v. *Focus* 30/2017), la netta posizione assunta dagli Stati Uniti ha generato in Europa un misto di riprovazione e consenso, che è andato nei fatti ricalcando gli opposti schieramenti già delineatisi all'interno del dibattito comunitario sulla desiderabilità del Nord Stream 2 e, più in generale, sulla visione dei rapporti russo-europei. Per questa via, già alla vigilia della ratifica presidenziale dure reazioni alla al merito e alla logica dell'inasprimento e allargamento delle sanzioni sono giunte, anzitutto, da Francia e Germania. Il ministro dell'Economia tedesco, Brigitte Zypries, ha bollato la legge come esplicita violazione del diritto internazionale. Nel rimarcare come gli statunitensi non possano "punire" imprese tedesche che operano all'estero, il ministro è giunto a richiedere alle autorità europee di verificare l'ipotesi di adottare contromisure contro gli Stati Uniti. La violazione del diritto internazionale inscritta nella portata extra-territoriale della legislazione Usa è riecheggiata anche nella dura reazione dell'Eliseo all'approvazione delle nuove sanzioni, per evitare le ripercussioni negative delle quali il ministro degli Esteri francese ha sottolineato la necessità di rivedere la legislazione nazionale francese e quella europea. Sul versante opposto dello schieramento europeo, la Polonia – tra i principali oppositori del progetto di raddoppio del Nord Stream – ha invece reso noto, attraverso una nota del Ministero degli Esteri, che la legislazione statunitense è pienamente in linea con gli interessi polacchi e dei paesi dell'Europa centro-orientale. A prendere posizione contro il pronunciamento statunitense è stata però anche la Commissione europea. Una Commissione che, nonostante sia stata tradizionalmente e, come visto, rimanga a tutt'oggi in prima fila tra le istituzioni europee nel propugnare la logica della tutela della sicurezza energetica attraverso la diversificazione delle fonti di approvvigionamento esterne, ha nondimeno criticato l'iniziativa legislativa d'oltreatlantico, accusando gli Stati Uniti, tra le altre cose, di interferire nel mercato interno dell'UE.

## 4.2 CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

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

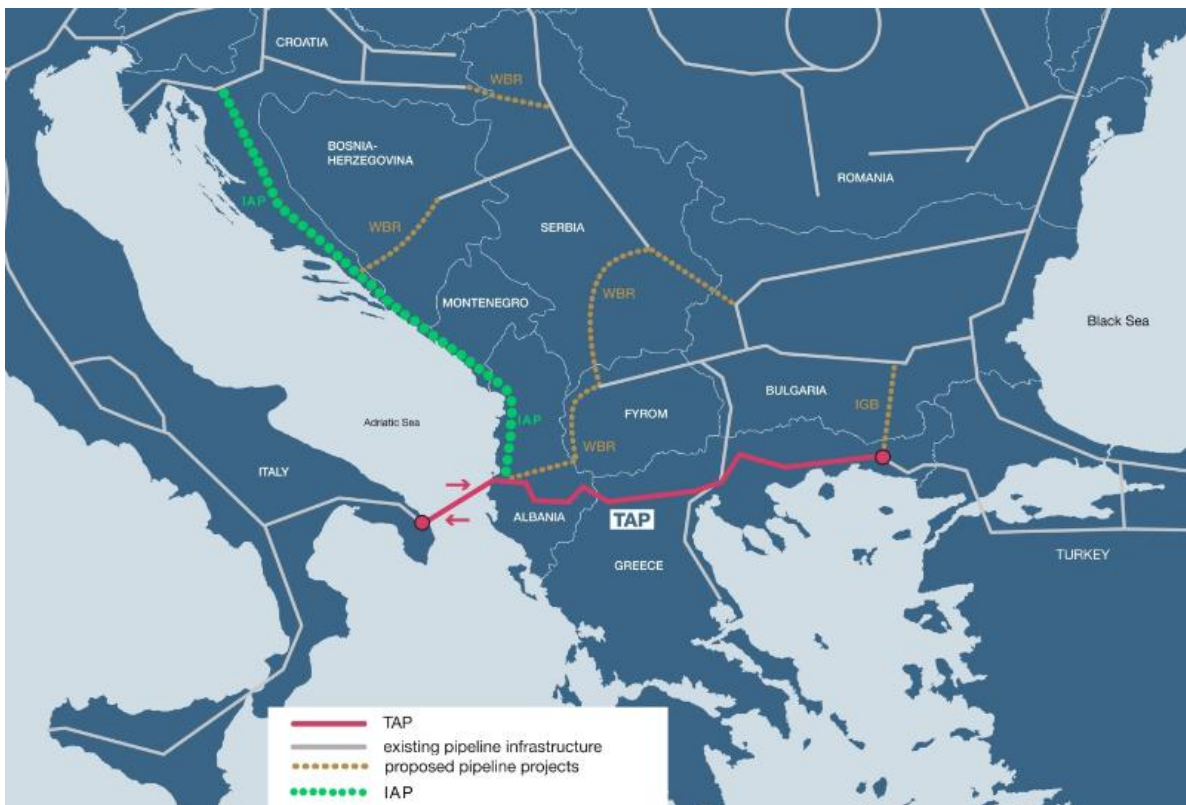
Sul versante del Corridoio meridionale del gas dell'Unione europea procedono a ritmo serrato e in linea con le scadenze prefissate i lavori lungo i tre segmenti infrastrutturali che consentiranno il collegamento dei giacimenti azerbaijani nel Caspio con le coste pugliesi – ovvero l'adeguamento del South Caucasus Pipeline (Scp) tra Azerbaijan e Georgia, la costruzione del Trans-Anatolian Pipeline (Tanap) in Turchia e del Trans-Adriatic Pipeline (Tap) tra la Grecia orientale e l'Italia.

Il progetto di espansione del Scp, finalizzato a incrementarne la capacità fino a 20 Gmc/a, sarebbe completo al 98% secondo quanto reso noto da BP – operatore del gasdotto e azionista di maggioranza (28,8%) della relativa compagnia. Ultimata, cioè, la costruzione nel tratto georgiano, si attende il completamento della posa in quello azerbaijano, mentre in via di completamento sono anche le due stazioni di compressione previste in Georgia. A uno stadio di completamento avanzato sarebbe anche il Tanap. Secondo le autorità di Ankara, infatti, la costruzione del gasdotto – previsto operare a una capacità iniziale di 16 Gmc/a potenzialmente scalabile fino a 31 Gmc/a in caso di aumento dell'offerta di gas – sarebbe ultimata per circa 4/5, in linea con la possibilità di essere inaugurata entro la fine del 2018. I lavori di costruzione procedono positivamente anche nell'ultimo segmento del Corridoio. Con l'arrivo a Salonicco, a metà ottobre, dell'ultima spedizione di tubature in acciaio necessarie per la costruzione della infrastruttura, è stata ultimata la consegna delle componenti del gasdotto lungo tutta la sua rotta – dove i lavori sono già in avanzato stato di realizzazione. L'ultimo segmento del gasdotto ancora in attesa dell'apertura dei lavori resta dunque la tratta offshore del Tap. I lavori sul segmento, 105 chilometri di tubature sottomarine tra la costa albanese e quella italiana, dovrebbero essere avviati nel 2018, consentendo nel corso del successivo 2019 la fase di test e messa in operazione dell'infrastruttura, che potrebbe così iniziare a ricevere il gas azerbaijano a partire dal 2020.

Sul versante del finanziamento delle infrastrutture lungo il Corridoio, l'ultimo semestre ha restituito dinamiche contrastanti. Da una parte, il 18 ottobre la Banca Europea di Ricostruzione e Sviluppo (Bers) ha firmato un accordo di credito del valore di 500 milioni di dollari con la Southern Gas Corridor Company, rivolto al completamento del gasdotto Tanap. La compagnia – partecipata dall'azerbaijana Socar (58%), dalla turca Botas (30%) e da BP (12%) – ha già investito nel progetto un totale superiore ai 7 miliardi di dollari, equivalenti a quattro quinti circa del costo di un gasdotto contrattosi in corso d'opera dagli 11,8 miliardi di dollari inizialmente stimati fino a 8,5 miliardi. Al contempo, tuttavia,

il finanziamento di 1,3 miliardi di dollari atteso giungere in autunno dalla Banca Europea di Investimenti (Bei) è stato di fatto congelato e la valutazione rimandata all'inizio del prossimo anno. Un analogo e impreveduta interruzione del processo di finanziamento del Corridoio meridionale da parte della Bei si è parallelamente registrata rispetto alla linea di credito attesa aprirsi per il Tap. In dicembre il *board* della Banca ha infatti rimandato la decisione sulla concessione al gasdotto di un finanziamento di 1,5 miliardi di euro al prossimo anno. La doppia battuta di arresto nelle procedure di finanziamento della Bei ha indotto diversi analisti a ritenere che essa sia derivata dalle crescenti pressioni esercitate da diversi settori della società civile e, in particolare, da gruppi ambientalisti – particolarmente attivi a seguito della partecipazione della Bei al *One Planet Summit* di Parigi, dove essa ha ribadito il proprio impegno ad allineare le proprie operazioni all'Accordo sul clima di Parigi.

FIG. 4.2 - I GASDOTTI TRANS-ADRIATIC PIPELINE, INTERCONNETTORE GRECIA-BULGARIA E IONIAN-ADRIATIC



## PARTE II - APPROFONDIMENTI

### 1. LA SICUREZZA ENERGETICA E PROSSIMI SVILUPPI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE ITALIANO

*A cura di Gloria Marcotullio e Antonio Sileo<sup>1</sup>*

Come la maggior parte dei paesi europei, **l'Italia dipende in maniera significativa dalle importazioni di gas naturale proveniente da oltre i confini dell'Unione**. Nel caso del nostro paese, il vincolo esercitato da una forte condizione di dipendenza, problema ormai storico, tende necessariamente a complicarsi laddove all'aumentare dei consumi e degli utilizzi del metano, – prevalentemente dovuti al completamento della metanizzazione del paese e all'incremento dei consumi per generare energia elettrica –, è corrisposto un lento declino della produzione nazionale.

Tra i possibili e risolutivi rimedi a questa criticità, nell'ultimo decennio ha senz'altro avuto un ruolo principe l'ipotesi che **l'Italia**, per via della sua posizione di crocevia tra i flussi nord africani, nord europei e russi, potesse diventare **un hub del gas**; il cosiddetto “hub sud-europeo”, così come è stato definito nella Strategia Energetica Nazionale (Sen) 2013 e non sconfessato nella più recente Sen 2017.

**La sicurezza energetica nazionale**, tuttavia, non è solamente garantita da un'appropriata strategia di lungo termine ma, al contempo, **richiede una capacità di risposta agli shock di breve termine** a cui può essere soggetta l'offerta. A ben vedere, **il sistema gas italiano** nella sua storia recente, soprattutto a partire dall'inverno 2005-2006, ha già affrontato **situazioni critiche ed emergenziali** e traendo, di volta in volta, insegnamento da quanto accaduto è **riuscito sempre a garantire la fornitura ai consumatori finali domestici**. Inoltre, occorre tener conto che, a partire dal 2008, i consumi di gas naturale hanno iniziato a risentire anche del manifestarsi degli impatti della crisi finanziaria sull'economia reale, smettendo di crescere e ritornando, a fine 2011, agli stessi livelli del 2003 e da allora rimasti a livelli inferiori nonostante la ripresa dell'ultimo biennio.

Nelle pagine che seguono, in massima sintesi, verrà valutata **l'adeguatezza della dotazione infrastrutturale del sistema gas italiano alla luce delle recenti evoluzioni normative e regolatorie** sia per quanto riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti sia in relazione alla sicurezza energetica.

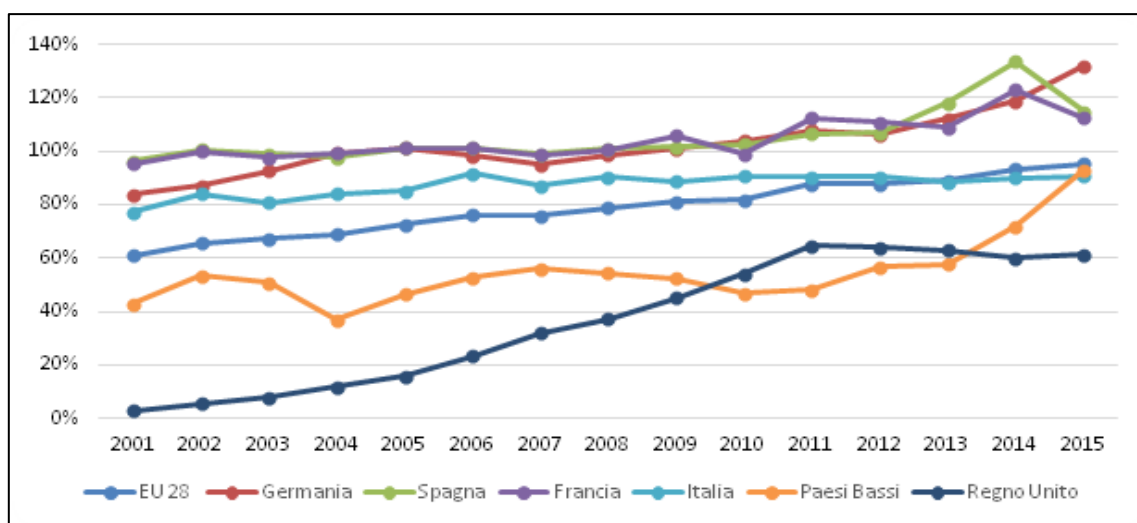
#### **La dinamica dei consumi**

Secondo i dati Eurostat, **la quota di import sul consumo interno lordo dell'Italia è aumentata dal 77% (2001) al 91% (2015)**. Pur partendo da valori storicamente più bassi (61% nel 2001), la **media UE-28 inizia ad allinearsi ai valori italiani a partire dal 2011 (88%), per poi superare l'Italia nel 2012 e arrivare a 95% nell'ultimo anno di osservazione (2015)** (Fig. 1).

---

<sup>1</sup> Gloria Marcotullio (I-Com) e Antonio Sileo (IEFE-Bocconi e I-Com).

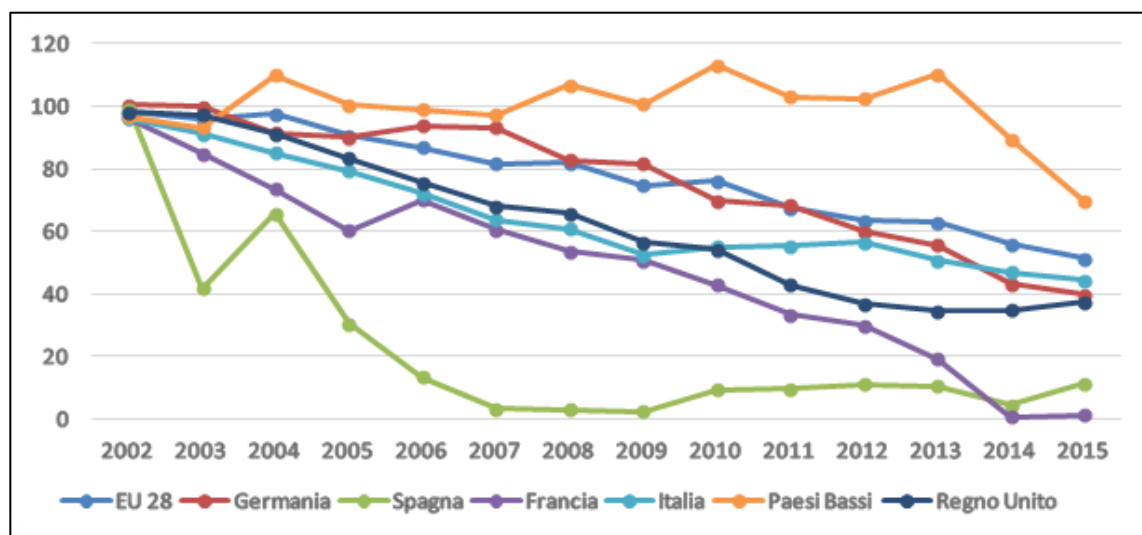
FIG. 1 - QUOTA DI IMPORT A COPERTURA DEI CONSUMI INTERNI LORDI



Fonte: ELABORAZIONE SU DATI EUROSTAT

Al contrario, nel Vecchio Continente, le **produzioni nazionali** di gas naturale negli ultimi 15 anni hanno manifestato una dinamica caratterizzata da **significativa contrazione** (Fig. 2). Anche i Paesi Bassi – dopo i picchi del 2010 e del 2013 – hanno registrato un’importante flessione. Evidente il crollo in Spagna e decisa la contrazione della Francia. **L’Italia nel 2015 ha registrato una riduzione del 56%** rispetto al valore base del 2001, ben 7 punti percentuali più alta rispetto alla media UE-28.

FIG. 2 - INDICE DELLA PRODUZIONE DOMESTICA DI GAS NATURALE (2001=100)

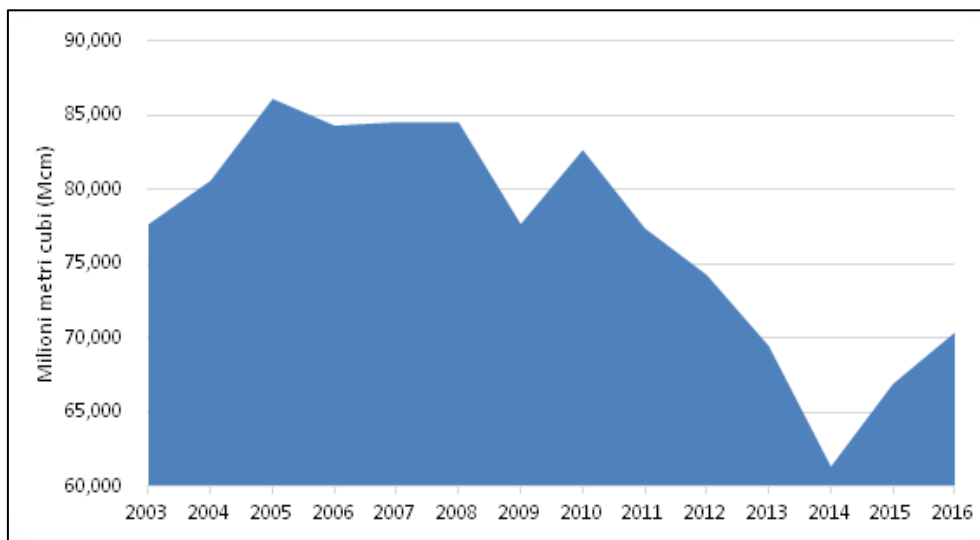


Fonte: ELABORAZIONE SU DATI EUROSTAT

**In Italia**, dopo anni di contrazione (2011-2015), nel 2016 i **consumi di gas hanno registrato una ripresa: + 2,2 vs 2015** (Fig. 3). Tuttavia, con un totale dei prelievi pari a 70.400 milioni di metri cubi (mil. mc), ha registrato una contrazione del 15% rispetto al 2010, individuato come l’anno più freddo del decennio, con temperature ben al di sotto delle rispettive medie stagionali (il fattore climatico incide non poco sui consumi residenziali e dei servizi, che rappresentano il 45%

della domanda complessiva). Una domanda che è tornata ai valori di consumo del 2003, anno della completa apertura del mercato interno (D. Lgs. 164/2000), annullando tutti i sostenuti incrementi visti a partire dal 2004 fino al tracollo del 2008.

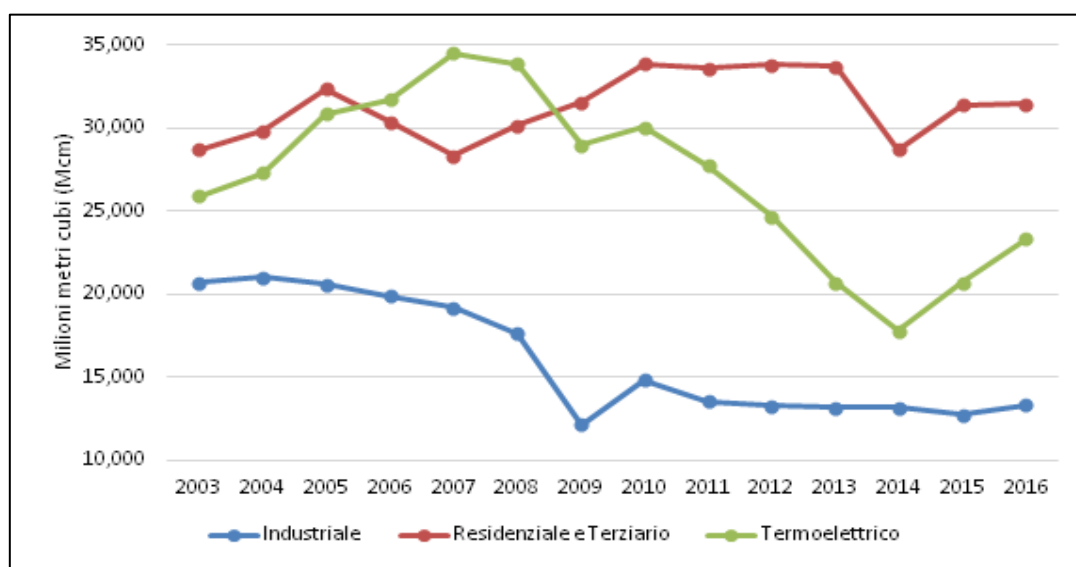
FIG. 3 - EVOLUZIONE DEI CONSUMI TOTALI DI GAS NATURALE IN ITALIA



Fonte: ELABORAZIONE SU DATI MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO E SNAM RETE GAS

Per scendere nel dettaglio della dinamica dei consumi gas è utile analizzarne l'evoluzione disaggregandoli per settori di riferimento: industriale, termoelettrico e residenziale, terziario incluso (Fig. 4).

FIG. 4 - CONSUMI DI GAS NATURALE PER SETTORE IN ITALIA



Fonte: ELABORAZIONE SU DATI MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO E SNAM RETE GAS

**Il gas prelevato dalle imprese industriali** rappresenta certamente un buon indicatore dello stato di salute del settore. Dopo il crollo del 2008-2009 e la parziale ripresa del 2010 (+22%)

rispetto al 2009), a partire dal 2011, a differenza degli altri comparti, per quello industriale si **riscontra una sostanziale stabilità nei consumi**.

Più articolata è la questione del gas naturale impiegato per generare il 42% dell'energia elettrica prodotta in Italia nel 2016. Dopo una decisa contrazione, che ha avuto il culmine nel 2014 (circa la metà rispetto al picco del 2007), già dal 2015, ma ancor di più nel 2016, si registra una **ripresa nei consumi di gas per la produzione di energia elettrica**, probabilmente in parte dovuta all'indisponibilità del parco nucleare francese a fine 2016 e alla riduzione della produzione idroelettrica.

**Il consumo di gas da parte degli impianti termoelettrici è chiaramente influenzato dal mix di generazione elettrica. Se nel 2003 il sistema elettrico nazionale accusava un evidente deficit di potenza**, per cui l'offerta di energia elettrica generata nelle ore di massima richiesta era molto inferiore alla domanda, oggi la situazione è profondamente cambiata. **Da allora** sono state **adottate misure volte a contrastare questa criticità**. In particolare si è proceduto all'installazione di **nuove centrali**<sup>2</sup> (soprattutto cicli combinati) e a **un più massiccio sviluppo delle fonti rinnovabili**<sup>3</sup>.

Proprio in ragione di una più ampia diffusione delle energie rinnovabili, associata alle misure di efficienza energetica e anche alle conseguenze della crisi finanziaria, la situazione si è completamente ribaltata, comportando un **eccesso di capacità di generazione**. Nonostante **le centrali a ciclo combinato a gas** rappresentino la principale tecnologia del parco di produzione nazionale (tra i più efficienti al mondo), successivamente al 2008 si è verificata **una sovraccapacità** di tali impianti di generazione che è andata costantemente aumentando. L'utilizzo di tali impianti, negli ultimi anni, si è notevolmente ridotto in termini di ore annue di funzionamento per via della crescente competizione con le fonti rinnovabili. **L'eolico, prima, il fotovoltaico, dopo**, sono passati dall'essere poco più che speranze del mercato ad **attori di primo piano**, tanto che la produzione "verde" ha coperto nel 2016 il 33,4% dei consumi totali (Terna, 2017). Senza dimenticare che la diffusione di impianti alimentati a carbone non si è fermata. Ne è un esempio l'impiego a pieno regime, dalla metà del 2010, della centrale Enel di Torrevaldaliga Nord.

Infine, in merito al **comparto civile**, i consumi delle abitazioni e dei servizi – soddisfatti tramite le reti di distribuzione che trasportando il gas in media e bassa pressione riscaldano borghi e città – hanno registrato **una consistente riduzione nel 2014** (parzialmente recuperata nei due anni successivi) dopo anni di sostanziale stabilità. La metanizzazione dell'Italia può ormai considerarsi terminata con la sola eccezione della Sardegna, per la quale la penetrazione del gas naturale è, peraltro, obiettivo previsto sia nel Patto per lo sviluppo della Regione Sardegna siglato con il Governo nel 2016 sia nella Sen 2017.

**Una crescita dei consumi infine è attesa nel settore del trasporto su gomma** sia delle persone che delle merci. L'uso del metano infatti garantisce minori emissioni rispetto agli altri carburanti di origine fossile; emissioni che possono ulteriormente ridursi ricorrendo al biometano che potrà essere miscelato con il gas naturale (v. *infra*).

---

<sup>2</sup> In particolare il decreto "Sblocca Centrali" del 2002, semplificando le procedure autorizzative per la costruzione di impianti termoelettrici, ha permesso un'accelerazione dello svecchiamento del parco termoelettrico nazionale.

<sup>3</sup> Dovuto anche ai vari sistemi d'incentivazione.

## **Gli insegnamenti del recente passato**

Come accennato, **il sistema italiano** del gas naturale negli ultimi quindici anni ha dovuto affrontare **diverse situazioni critiche** come **nell'inverno 2005, nel gennaio 2009 e nel febbraio del 2012**, peraltro abbastanza inaspettatamente vista la già citata flessione dei consumi. Vanno ricordati inoltre l'interruzione del gasdotto Greenstream per lo scoppio del conflitto in Libia a fine febbraio del 2011 e il fermo di sei mesi, fino alla notte di Natale del 2010 per via di una frana in Svizzera, del gasdotto Transitgas, che permette il collegamento al nord Europa.

Nello sforzo di fronteggiare situazioni problematiche, come può essere l'interruzione di un gasdotto o l'impatto di un'ondata di freddo eccezionale, **le infrastrutture di stoccaggio hanno rappresentato e rappresentano un asset chiave per il sistema**<sup>4</sup>. Queste, nell'attuale configurazione, svolgono un ruolo essenziale nel soddisfacimento delle esigenze di modulazione dei consumi, in quanto **assicurano alle società di vendita del gas la flessibilità necessaria all'esecuzione dei contratti di somministrazione**. Una buona capacità di stoccaggio è poi condizione essenziale per la creazione di un mercato liquido<sup>5</sup>, sia nel settore del gas naturale che dell'elettricità, aumentando la possibilità di arbitraggio anche tra mercati di diversi paesi. Non potendo in questa sede richiamare tutte le situazioni critiche summenzionate, ai fini di questa analisi, per intensità e contesto in cui è venuta a determinarsi, **riteniamo utile soffermarci, ancorché brevemente, sull'emergenza verificatasi nel febbraio 2012**<sup>6</sup>.

**Il primo giorno di febbraio di quell'anno, Gazprom non appariva pienamente in grado di soddisfare tutti gli incrementi di fornitura richiesti dai propri clienti europei**. Nel contesto italiano, questa condizione di squilibrio ebbe riflessi in Italia in una divaricazione tra le richieste e i transiti per il punto di ingresso nella Rete Nazionale Italiana di Tarvisio del 12,3%. Nei giorni successivi il gap giunse a toccare il 24,2% il giovedì 2 febbraio e una quota prossima al 30% tra venerdì e sabato. Nonostante l'inevitabile **infiammarsi di tensioni geopolitiche**, focalizzate principalmente su un presunto **mancato rispetto degli accordi da parte dell'Ucraina**, rea di ritirare più gas di quanto contrattualizzato, il **motivo principale dell'emergenza del 2012** era semplicemente riconducibile **all'ondata di freddo che ha investito l'Europa, la Turchia e la Russia stessa**.

---

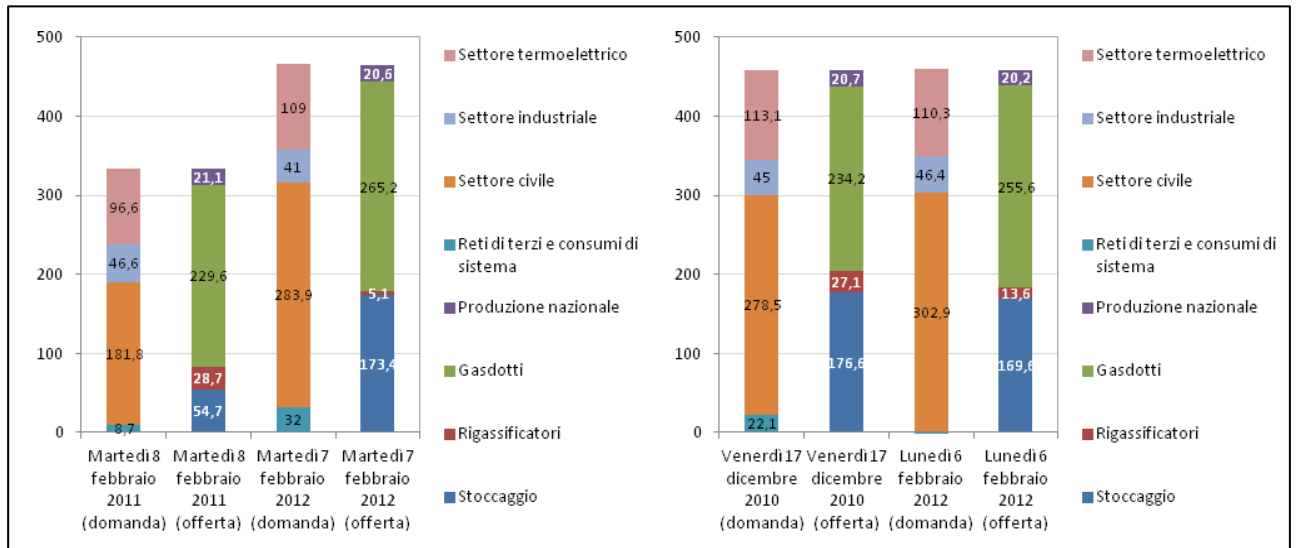
<sup>4</sup> A. Sileo, "Libia-Italia. La vita dopo Greenstream", AgiEnergia, 8 marzo 2011.

<sup>5</sup> Un mercato è tanto più liquido quanto maggiore è il volume delle contrattazioni.

<sup>6</sup> A. Fiorini e A. Sileo, "Full unbundling e nuovo corso normativo. Il rinnovato ruolo di Snam per la sicurezza e lo sviluppo del mercato del gas naturale", in G. Campa, G. Galeotti, R. Paladini, V. Visco (a cura di), *Saggi di Economia Pubblica*, Jovene Editore, 2012.



FIGG. 5 e 6 - **CONFRONTO CONSUMI DI GAS NATURALE IL SECONDO MARTEDÌ DI FEBBRAIO (2011-2012)**  
**E CONFRONTO PUNTE MASSIME DI CONSUMO GIORNALIERO**



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI SNAM RETE GAS

**A far fronte all'ammanto di gas russo hanno dunque provveduto, ancora una volta, i prelievi di volumi stoccati.** Venerdì 3 febbraio, si prelevarono 32 (mil. mc), a fronte di una richiesta giornaliera di 414,7 mil. La settimana successiva, a causa del grande freddo e conseguentemente alla ripresa delle attività lavorative, la domanda non ha rallentato la sua corsa, culminando nei valori record di lunedì 6 e martedì 7 febbraio<sup>7</sup>. Il 7 febbraio i consumi si sono attestati a 465,9 mil. mc, stabilendo un record assoluto delle immissioni in rete. Una misura dell'eccezionalità di questo valore può essere fornita tramite il confronto con l'analogo martedì del 2011 (Fig. 5).

**Rispetto all'anno precedente, i maggiori aumenti si sono registrati nei consumi per la generazione termoelettrica (+13%) e soprattutto quelli trasportati dalle reti di distribuzione, a cui sono allacciati uffici e abitazioni (+56,2%).** I prelievi del settore industriale invece sono stati più contenuti anche a seguito della procedura di emergenza scattata proprio il giorno del record<sup>8</sup>. Le forniture dei consumatori industriali, in presenza di apposite clausole nei contratti, in caso di emergenza, vengono ridotte o interrotte, mentre vengono utilizzate al massimo le capacità di importazione sia dei gasdotti che dei rigassificatori.

Circa le **cause dell'emergenza** è facile intuire l'impatto sui consumi di condizioni meteo particolarmente severe, **più difficile è misurare il freddo generalizzato.**

In effetti, il "volume di freddo", non è di agevole quantificazione. Tra le misure più utilizzate vi è il numero di gradi giorno (GG) invernali; i quali, rappresentando proprio una misura del freddo generalizzato, sono un indicatore del fabbisogno termico associato a una determinata area

<sup>7</sup> A. Fiorini, G. Picchio, A. Sileo, "La risposta al grande freddo? Lo stoccaggio", lavoce.info, 14 febbraio 2012.

<sup>8</sup> Prevista proprio per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli, già dal decreto dell'allora ministro dell'Industria del 26/9/2001.

geografica, che per costruzione consente di stimare le rigidità delle condizioni meteo, neutralizzando gli effetti associati alle profonde diversità territoriali<sup>9</sup>.

Un altro utile confronto è quello tra il giorno di lunedì 6 febbraio 2012, primo giorno di consumi record, e venerdì 17 dicembre 2010, data del precedente picco storico delle richieste di gas naturale (Fig. 6). Il volume di freddo allora risultò minore di quello registrato nel febbraio 2012 (i GG, nel 2010, passarono da 7,7 del lunedì a 14,7 del venerdì). In più non è secondario rimarcare come i valori record del 2012 siano stati raggiunti nel mese di febbraio. È opportuno sottolineare questo aspetto poiché la capacità di erogazione degli impianti di stoccaggio diminuisce progressivamente al diminuire del gas presente nei giacimenti, fino quasi a dimezzarsi in corrispondenza della fine dell'inverno. Inoltre, è noto come un ricorso eccezionale al gas stoccato a inizio stagione acceleri notevolmente il declino prestazionale; circostanza che in Italia si è già verificata nell'inverno del 2005. **Tanto maggiore, quindi, è la capacità di stoccaggio, tanto maggiore sarà la capacità di contribuire a garantire le forniture e, quindi, la sicurezza energetica italiana.**

### **Come si calcola la sicurezza: i riferimenti UE**

**Per aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti è cruciale dunque investire in nuove infrastrutture di trasporto, ma anche promuovere la realizzazione di siti di produzione nei paesi esportatori, sia nel breve che nel medio termine, nonché avere infrastrutture e regole sufficientemente flessibili per ovviare a situazioni critiche o emergenziali.**

Nell'ambito delle misure intraprese in sede comunitaria in tema di *security of supply* meritano attenzione due principi relativi all'adeguatezza infrastrutturale per la sicurezza delle forniture di gas naturale contenuti nel **Regolamento (UE) 994/2010**, di recente affiancato **dal 2017/1938**.

**Il primo**, meglio noto come **Criterio N-1**, prevede che il Ministero dello Sviluppo Economico adotti le misure necessarie affinché nel caso di interruzione del flusso di gas naturale dalla maggiore delle infrastrutture di approvvigionamento dall'estero, la capacità delle infrastrutture rimanenti sia in grado, – anche tenuto conto delle possibili azioni di riduzione della domanda e della capacità di stoccaggio di modulazione e strategico nazionale<sup>10</sup> –, di soddisfare la domanda giornaliera totale di gas eccezionalmente elevata osservata statisticamente una volta ogni vent'anni. Valori del calcolo “N-1” superiori al 100%, indicano un sufficiente livello di margine delle infrastrutture per il sistema.

**Il secondo criterio prevede l'adeguamento delle infrastrutture di trasporto di interconnessione tra Stati membri**, ivi inclusa l'interconnessione tra Italia e centro Europa attraverso il gasdotto *Transitgas* che attraversa la Svizzera. Tale adeguamento dovrebbe avvenire mediante la realizzazione di capacità di trasporto bidirezionale continua, per assicurare, qualora lo

---

<sup>9</sup> I “Gradi Giorno” sono calcolati come sommatoria, estesa a tutti i giorni di un determinato periodo (mese, anno), delle sole differenze positive tra una soglia di temperatura convenzionalmente fissata e la temperatura media “esterna”. Ne consegue che un valore di GG piccolo indica che le temperature esterne sono molto vicine alla temperatura convenzionale, mentre un valore elevato denota la presenza di un volume di freddo maggiore causato dagli effetti di condizioni meteo più severe.

<sup>10</sup> Lo stoccaggio di modulazione è finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda. Lo stoccaggio strategico è finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema gas.

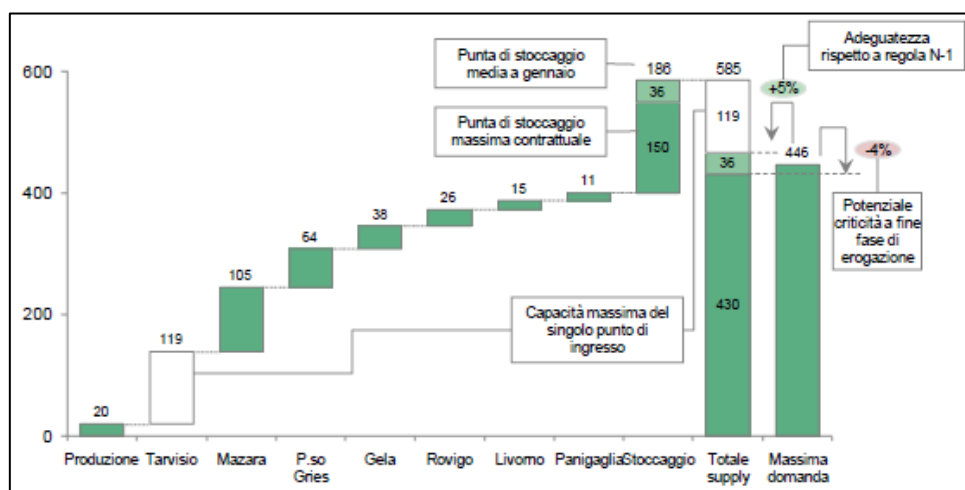
imponga la necessità, la possibilità di fornire adeguata risposta a livello europeo a possibili crisi locali.

Secondo quanto previsto dallo stesso Regolamento 994, e in coerenza con il D.Lgs. n. 93 del 2011, il Ministero dello Sviluppo Economico, con il supporto del Comitato di Emergenza e Monitoraggio del Sistema Gas, ha la responsabilità di verificare la rispondenza al Criterio N-1, oltre alla predisposizione dei cosiddetti Piani di Azione Preventiva e di Emergenza a fronte di uno specifico *risk assessment* sul sistema italiano del gas nazionale. Va rimarcato che allo stato attuale la dotazione infrastrutturale del nostro paese già consente il rispetto di tale criterio. Ne è prova empirica proprio quanto verificatosi per l'emergenza del febbraio 2012 sopra descritta. In effetti, l'insieme delle infrastrutture di stoccaggio è in grado di garantire, almeno fino a metà febbraio, la copertura della domanda giornaliera invernale per un ammontare prossimo alla somma delle importazioni transitanti dai due punti di ingresso più importanti, Mazara del Vallo e Tarvisio. In altri termini, il sistema gas può assicurare quasi tutto il metano proveniente da Russia e Algeria.

**Tuttavia, il margine rispetto a picchi eccezionali di domanda (“domanda di punta”) appare a oggi limitato.** Si osserva, infatti, che il margine di sicurezza rispetto alla domanda di punta, calcolato nel 2016, è sceso al 105%, rispetto al 114% calcolato nel 2013.

**La riduzione del margine di sicurezza** rispetto alla punta di domanda è **principalmente dovuta alla diminuzione della capacità di erogazione massima tecnica di stoccaggio**<sup>11</sup> scesa da 230 mil. di mc/g nel 2013/14 a 186 mil. di mc/g nel 2015/16. Occorre considerare inoltre che verso la fine della stagione la capacità di erogazione di punta degli stoccaggi si riduce per effetto dell'erogazione avvenuta nei mesi precedenti (la prestazione massima contrattualmente garantita a febbraio è di 150 mc/g per un massimo di 3 giorni) evidenziando ulteriormente la possibile fragilità del sistema.

FIG. 7 - ANALISI N-1 COME DA PIANO DI SICUREZZA



Nota: L'analisi mostra la variabilità stoccaggi tra 186 e 150 (m scm/g) consumi di gas naturale per settore in Italia

FONTE: MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO IN SEN 2017

<sup>11</sup> Va a dire la somma della capacità massima tecnica di prelievo giornaliera di tutti gli impianti di stoccaggio che può essere erogata ai punti di ingresso della rete nazionale, tenendo conto delle rispettive caratteristiche fisiche. La capacità massima utilizzata nel calcolo è la media mensile di gennaio, nell'ipotesi che non vi siano indisponibilità e che l'erogazione nei mesi precedenti avvenga in linea con gli impegni contrattuali.

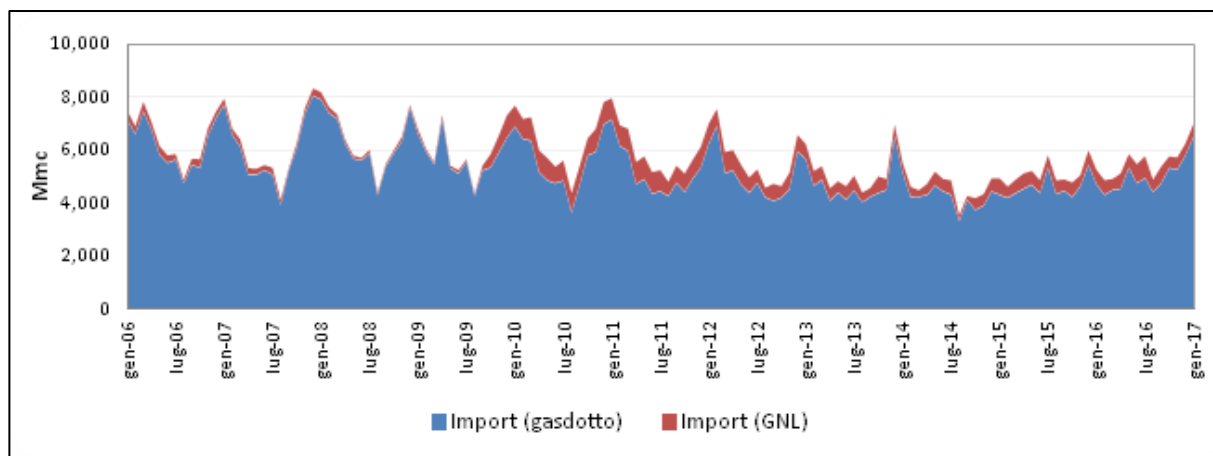
Alla riduzione del margine ha contribuito, inoltre, un quadro regolatorio e legislativo che tra il 2006 e il 2014 ha favorito soprattutto lo sviluppo di capacità di spazio di stoccaggio – utilizzata sempre più intensamente dagli operatori di mercato anche per il crescente ruolo del gas naturale quale risorsa flessibile per compensare la produzione di energia elettrica intermittente con fonti rinnovabili<sup>12</sup>, – mentre la capacità di erogazione giornaliera non è cresciuta proporzionalmente e negli ultimi anni ha risentito di alcuni problemi operativi legati all'intenso utilizzo (Sen, 2017).

Per mantenere un margine di sicurezza alla punta adeguato anche in condizioni di emergenza simili a quelle del febbraio 2012, oltre agli strumenti di fornitura di emergenza già predisposti (es. *peak-shaving*<sup>13</sup>), e in attesa di interventi infrastrutturali (es. incremento degli stoccaggi e sviluppo di nuove infrastrutture d'importazione), sarà necessario valutare l'adeguatezza sul lungo termine delle attuali misure di contenimento dei consumi (es. riduzione consumi clienti industriali, riduzione temperature riscaldamento, riduzione consumi del sistema elettrico alimentato a gas), come previsto dal nuovo piano di emergenza adottato a ottobre 2017<sup>14</sup>.

### La struttura del sistema gas naturale italiano

Il tema della sicurezza gas risulta essere particolarmente rilevante a livello nazionale per via della particolare connotazione del sistema alimentato prevalentemente da gas naturale importato attraverso gasdotti internazionali o trasportato via mare in forma liquefatta (Gnl) e poi trasformato in forma gassosa e immesso in consumo tramite terminali di rigassificazione.

FIG.8 - STRUTTURA DELL'IMPORT IN ITALIA PER TIPOLOGIA DI INFRASTRUTTURA  
- STRUTTURA DELL'IMPORT IN ITALIA PER TIPOLOGIA D'INFRASTRUTTURA (MIL. MC) -



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI SNAM RETE GAS

<sup>12</sup> G. Rotta e A. Sileo, “Lo stoccaggio degli anni ’10”, *Staffetta Quotidiana*, 11 marzo 2016.

<sup>13</sup> In caso di emergenza, tale servizio permette di immettere, con breve preavviso, gas naturale in rete – precedentemente scaricato e stoccato nei serbatoi – per far fronte a esigenze di richiesta di punta del sistema gas per un periodo limitato di tempo.

<sup>14</sup> Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 18 ottobre 2017 – Gas naturale, approvazione del Piano di azione preventiva e Piano di emergenza.

**Le infrastrutture d'importazione attualmente in esercizio sono:**

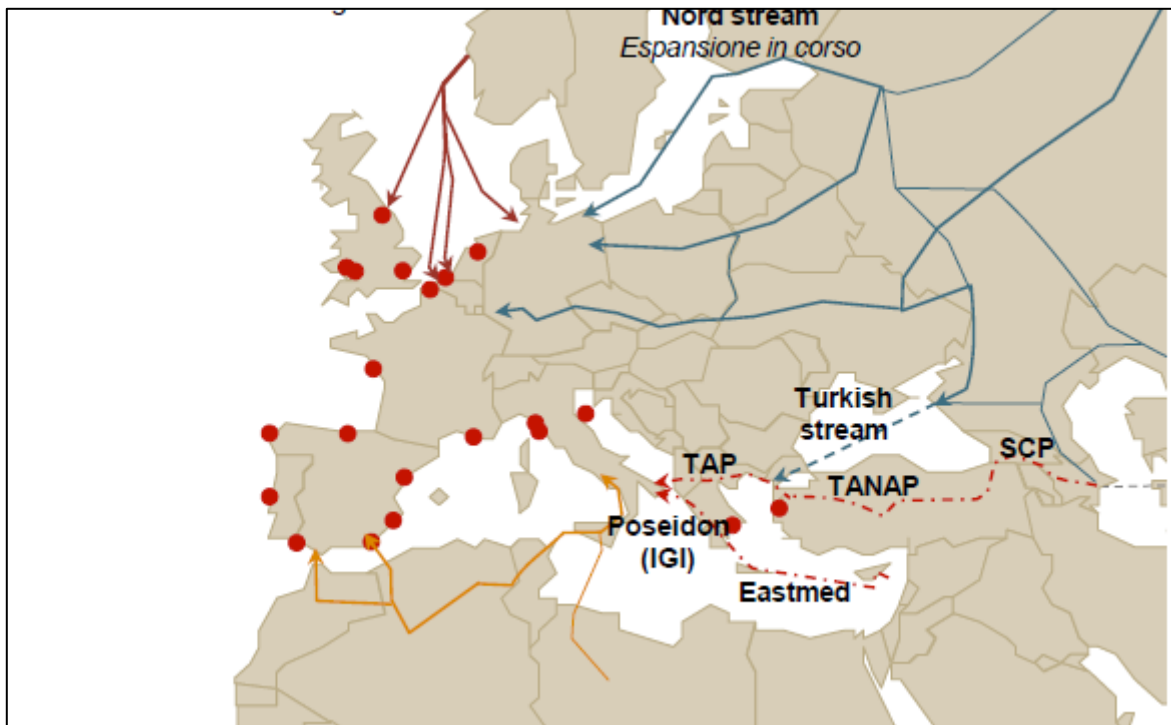
- il gasdotto Tag con una capacità di trasporto di 107 mil. di mc/g;
- il gasdotto TransitGas da 59 mil. di mc/g;
- il gasdotto Ttpc (Trans Tunisian Pipeline Company) da 108 mil. mc/g;
- il gasdotto GreenStream da 46,7 mil. mc/g;
- il terminale di rigassificazione di Panigaglia con una capacità di rigassificazione di 13 mil. di mc/g;
- il terminale di rigassificazione al largo di Rovigo da 26,4 mil. mc/g;
- il terminale di rigassificazione Olt al largo di Livorno in Toscana da 15 mil. di mc/g.

Data l'importanza della sicurezza e resilienza del sistema gas, **la costruzione di nuove infrastrutture che garantiscano la diversificazione degli approvvigionamenti risulta fondamentale.**

È in corso di realizzazione il gasdotto **Tap** (Trans Adriatic Pipeline) da 24,68 mil. mc/g, per interconnettere la Grecia all'Italia passando per l'Albania.

Sono stati **inoltre autorizzati**, in verità da diverso tempo: il gasdotto IGI Poseidon tra Grecia e Italia da 26,4 mil. mc/g; il terminale di rigassificazione di Porto Empedocle in Sicilia da 26,4 mil. mc/g; il terminale di rigassificazione di Gioia Tauro, in Calabria da 39,6 mil. mc/g; il terminale di rigassificazione di Falconara Marittima nella Marche da 9,8 mil. mc/g. **Va detto, tuttavia, che di questi ultimi progetti non è stata posata neanche la prima pietra.**

FIG. 9 - PRINCIPALI PIPELINE E RIGASSIFICATORI ESISTENTI E IN CORSO DI SVILUPPO PER UE



Nota: I punti rossi indicano i rigassificatori, le linee continue indicano i gasdotti esistenti, mentre quelle tratteggiate i gasdotti in corso di sviluppo

FONTE: GAS INFRASTRUCTURE EUROPE

Non andrebbe infine dimenticato che, a fronte di una produzione nazionale di gas naturale in diminuzione, risulta **interessante il potenziale contributo del biometano** stimato già oggi, sulla base della produzione elettrica da biogas, di circa 2,5 Gmc, con un potenziale massimo teorico di crescita al 2030 pari a 8 Gmc<sup>15</sup> (Sen, 2017).

## Conclusioni

Nonostante, come si è visto, il sistema gas italiano abbia affrontato diverse situazioni critiche ed emergenziali riuscendo comunque a garantire la fornitura ai cittadini, per il futuro – anche in vista della ripresa economica e dei consumi – è necessario affrontare i temi sicurezza, flessibilità, competitività in termini di integrazione di un unico mercato europeo e delle infrastrutture sottese. **Proprio l'integrazione delle reti dovrebbe essere la priorità assoluta**, poiché in grado di comportare un miglioramento della trasmissione e quindi della liquidità del mercato.

Per quanto riguarda il nostro paese, **la Sen 2017 sembra muoversi nella giusta direzione** cercando di stabilire un percorso che conduca **verso un sistema complessivamente più sicuro, flessibile e resiliente, in definitiva più adatto a fronteggiare un contesto di mercato tendenzialmente più incerto e volatile**. Secondo il documento di strategia sarà quindi necessario:

- **accrescere la diversificazione delle fonti di approvvigionamento**, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo di nuove infrastrutture d'importazione (sia gasdotti, che infrastrutture di ricezione del Gnl);
- **migliorare la flessibilità del sistema nazionale** rispetto alle fonti di approvvigionamento, potenziando le dorsali di trasporto e le infrastrutture di connessione;
- **migliorare il margine di sicurezza in caso di elevati picchi di domanda e coordinare i piani di emergenza nazionali con quelli degli altri paesi** che sono collegati al medesimo corridoio di approvvigionamento fisico (come previsto dal nuovo regolamento europeo sulla sicurezza del sistema del gas, stabilendo anche possibili misure di solidarietà tra Stati membri).

Una ampia questione che, come tale, non può quindi restare confinata nell'ambito relativamente ristretto della sicurezza degli approvvigionamenti ma che deve confluire, oggi come nel recente passato, nell'ambito più generale della **sicurezza energetica, definita come la disponibilità di energia a prezzi ragionevoli**<sup>16</sup>.

---

<sup>15</sup> Tale potenziale tiene conto di 2,7 Gmc di biometano proveniente dallo sfruttamento di 400 mila ettari, pari al 3% della Superficie Agricola Utilizzata (Sau) da dedicare a colture di primo raccolto a scopo energetico, 2,7 Gmc di biometano provenienti da scarti di produzione agricola (per i quali si è ipotizzato al 2030 di avviare a digestione aerobica più della metà) e altri 2,7 Gmc di biometano provenienti da colture di integrazione, circa 700 mila ettari di campi (16% della Sau).

<sup>16</sup> C. Frappi, M. Verda, "Sicurezza energetica, gas naturale e rapporti russo-europei", XXIV Convegno SISIP, Venezia 2010.

## 2. **INSTABILITÀ IN LIBIA: IL SETTORE DEGLI IDROCARBURI FRA CENTRI DI POTERE LOCALI, NAZIONALI E INTERNAZIONALI**

*a cura di Michele Delera<sup>1</sup>*

**Il 20 giugno scorso**, la compagnia petrolifera nazionale libica – **National Oil Corporation (Noc)** – **ha annunciato il ritorno della produzione petrolifera a livelli equivalenti a quelli del 2013**: circa un milione di barili al giorno (mil. bbl/g). Il **settore degli idrocarburi** rimane tuttavia in una situazione di **estrema incertezza**, tanto per la carenza di investimenti in nuove infrastrutture e nel mantenimento di quelle esistenti, quanto per la condizione di estrema instabilità politica in cui si trova la Libia. L'approfondimento si propone di ricostruire, in chiave storica, la relazione fra risorse petrolifere – da cui il paese dipende per circa il 90% delle entrate dello stato e il 98% delle esportazioni – e stabilità politica nel paese.

Come nel caso di altri “inverni arabi” che hanno seguito le cosiddette “primavere” del 2011, la condizione d'instabilità in cui versa oggi la Libia, priva di un'autorità centrale e divisa in fazioni rivali, affonda le sue radici nell'interazione di fattori locali, in primo luogo la gestione delle risorse petrolifere durante il regime di Gheddafi, e internazionali. L'approfondimento ricostruisce questi fattori, concentrandosi sulle posizioni sia degli attori locali – i centri di potere rivali di Tripoli, Misurata e Tobruk – che di quelli regionali e internazionali, con un'attenzione particolare alle trasformazioni che hanno attraversato il settore degli idrocarburi.

### **Idrocarburi e stabilità politica in prospettiva storica (1969-2011)**

**L'estrazione delle risorse petrolifere in Libia**, paese che ospita le più vaste riserve accertate di petrolio dell'intero continente africano (pari a 37,2 miliardi di barili), **risale al 1958**. Negli anni Sessanta, le scoperte di giacimenti e il rapido sviluppo infrastrutturale rendono il bacino di Sirte una provincia importante all'interno della mappa dell'industria petrolifera mondiale. La Libia diventa membro Opec nel 1962. Nel 1965 Eni inizia a operare nel paese, e tre anni più tardi nasce la Libyan General Petroleum Corporation (Lipetco) – che verrà trasformata da Gheddafi in Noc – frutto di una *joint venture* con la compagnia francese Aquitaine (oggi parte di Total).

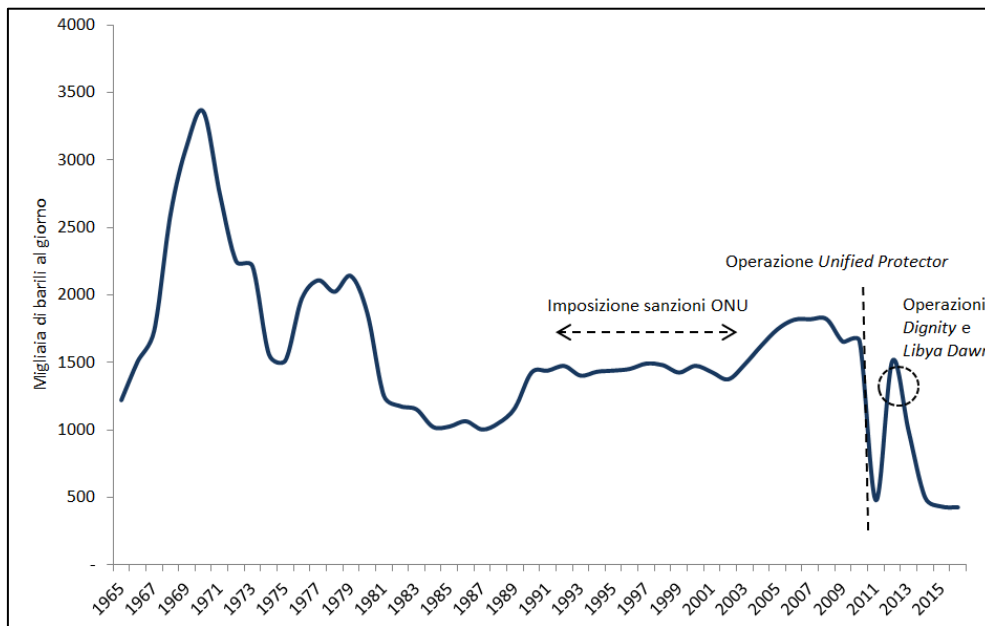
**Il colpo di stato del 1969 che porta al potere Gheddafi determina l'avvio di un periodo di transizione e, a partire dal 1971, di consolidamento, dell'industria petrolifera libica**. All'interno di un quadro di crescente intervento pubblico nell'economia, la partecipazione statale diventa condizione necessaria per la concessione di nuove licenze. **Dal 1973 alla Noc, per decreto governativo, spetta una quota di capitale pari ad almeno il 51% del totale di tutte le concessioni esistenti**. L'anno successivo il governo arriva a controllare circa il 70% della produzione del paese, che ha intanto toccato, nel 1970, il picco – mai più eguagliato – di 3,3 mil. bbl/g (Fig. 1)<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Consulente presso Unido. Le opinioni espresse in queste pagine sono esclusivamente quelle dell'autore, e non riflettono necessariamente quelle del datore di lavoro.

<sup>2</sup> M. Villa, “Libia, un caso poco studiato di *rentier state*”, in K. Mezran e A. Varvelli (a cura di), *Libia: fine o rinascita di una nazione?*, Roma, Donzelli Editore, 2012.

FIG. 1 - **ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE PETROLIFERA LIBICA E PRINCIPALI AVVENIMENTI GEOPOLITICI, 1965-2016**



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI *BP STATISTICAL REVIEW 2017*

**Alla conclusione della guerra del Kippur (1973)**, con il prezzo del greggio che viaggia a quasi 11 dollari al barile (contro i 2 dollari del 1970), il governo sfrutta le peculiarità dell'organizzazione del settore

petrolifero nazionale – caratterizzato dalla presenza di produttori indipendenti, meno mobili e dunque più ricattabili rispetto alle grandi compagnie petrolifere internazionali – per imporre un innalzamento sia delle tasse versate dagli operatori internazionali che dei prezzi, emergendo come un membro di rilievo all'interno dell'Opec. Le esportazioni di idrocarburi diventano quindi, nella Libia di Gheddafi, strumento di affermazione politica in campo internazionale e di costruzione della legittimità in campo domestico – una tendenza che si rafforza con il secondo shock petrolifero del 1979<sup>3</sup>.

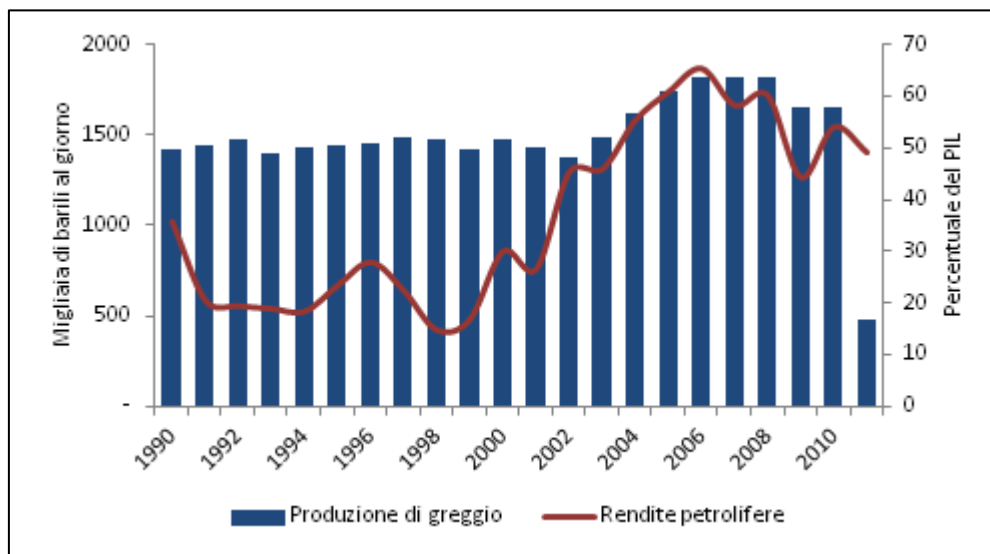
**Nel periodo compreso fra i due boom petroliferi, l'aumento della rendita** – tuttora molto elevate e superiori al 60% del Pil (Fig. 2) – **porta a una crescita vertiginosa della spesa pubblica, ponendo le fondamenta dello stato *rentier*** che caratterizzerà la Libia negli anni a venire: la spesa corrente sfiora il 53% del Pil, trainata dall'aumento di sussidi e spese militari. A partire dal 1981 i cittadini libici cessano di pagare le tasse, mentre i salari pubblici vengono raddoppiati rispetto ai livelli del 1975. Secondo stime della Banca Mondiale, la crescita dei sussidi per l'acquisto di generi alimentari e consumi energetici sarà tale da arrivare a coprire oltre il 9% del Pil nel 2011, nel periodo immediatamente precedente l'ondata rivoluzionaria<sup>4</sup>.

<sup>3</sup> D. Vandewelle, *A history of modern Libya*, Cambridge, Cambridge University Press, 2012, pp. 88-89.

<sup>4</sup> A. Araar, N. Choueiri e P. Verme, *The quest for subsidy reform in Libya*, Policy Research Working Paper 7225, World Bank Group, 2015, p. 6.



FIG. 2 - PRODUZIONE E RENDITE PETROLIFERE, 1990-2011



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017 E WORLD DEVELOPMENT INDICATORS

**Negli anni Ottanta, l'eccesso di offerta di greggio sui mercati determina un abbassamento del prezzo, inaugurando un periodo di crisi durato un ventennio.** Nel 1986, dopo l'attentato di Berlino dello stesso anno, arrivano le sanzioni economiche da parte degli Stati Uniti a cui si aggiungono, nel 1992, quelle dell'Onu. In seguito alle sanzioni la produzione si assesta intorno a 1,4 mil bbl. Giornalieri. Tagliati fuori dal mercato internazionale dei capitali e della tecnologia, gli impianti di estrazione e raffinazione entrano in un periodo di declino che dura fino a oggi. In particolare, il paese accumula un sostanziale ritardo nell'introduzione di tecnologie di *enhanced recovery* che avrebbero permesso di estendere il ciclo di vita di pozzi maturi o in via di esaurimento<sup>5</sup>.

**Nonostante la fine delle sanzioni nel 1999 e l'introduzione, – a partire dal 2004 con il nuovo accordo-quadro EPSA IV – di misure più semplici per la concessione di licenze, il settore petrolifero non riesce a tornare a un regime produttivo paragonabile a quello degli anni Settanta<sup>6</sup>.** La rivoluzione del 2011 e il riaccendersi della guerra civile a inizio 2014 lasciano gran parte delle infrastrutture danneggiate. La produzione declina da 1,6 mil. bbl/g a 480.000 fra il 2010 e il 2011 (Fig. 2).

### Rivoluzione e frammentazione dell'ordine politico (2011-2014)

**Gli alti livelli di spesa pubblica dello stato *rentier* costruito da Gheddafi non si accompagneranno mai a una ristrutturazione delle istituzioni statali.** Il processo di sviluppo politico e istituzionale è, semmai, rallentato. Ciò avviene, in parte, per ragioni ideologiche: **la Libia di Gheddafi** – nota, a partire dal 1986, come *Jamahiriyah*, un termine

<sup>5</sup> R. Bruce St John, "The Libyan economy in transition: opportunities and challenges", in D. Vandewalle (a cura di), *Libya since 1969: Qadhafi's revolution*, Palgrave MacMillan, 2008, p. 138.

<sup>6</sup> EPSA IV (Exploration and Production Sharing Agreement) prevedeva l'assegnazione di licenze attraverso un'asta competitiva, rimpiazzando il gravoso processo di accordi bilaterali che esisteva in precedenza.

traducibile, approssimativamente, come “stato delle masse” – **doveva essere una democrazia di popolo, senza corpi intermedi fra questo e il leader**<sup>7</sup>. Questo paese dunque non conosce partiti politici, né si dota di strutture formali per l’articolazione di una vera e propria società civile. È piuttosto l’imperativo della sopravvivenza politica a giocare un ruolo preponderante nell’organizzazione interna della *Jamabiriya*.

L’assenza di istituzioni e organizzazioni che permettano l’espressione, nonché la mobilitazione, del dissenso popolare è, infatti, variabile importante per capire la longevità del regime di Gheddafi, la cui rapida caduta nel 2011 è da interpretare più come risultato dell’intervento Nato che dell’evolversi delle dinamiche locali. Al ritardo istituzionale si deve aggiungere inoltre **l’assenza di un apparato di sicurezza centralizzato**. Durante il regime, infatti, la gestione della sicurezza è affidata a un sistema eterogeneo, composto di guardie pretoriane, milizie politiche, gruppi tribali fedeli al governo centrale, e unità speciali guidate da membri della famiglia Gheddafi.

**È così che, con la caduta del regime nell’ottobre 2011, l’ordine politico si frammenta, lasciando emergere i canali informali, come i “comitati rivoluzionari” e le reti tribali**, che sostenevano la *Jamabiriya*<sup>8</sup>. **È l’inizio della rivoluzione** che trae origine da una serie di rivolte locali. In ognuna delle città insorte contro Gheddafi nascono dei comitati cittadini – aggregazioni di notabili locali – sotto il cui controllo operano, almeno formalmente, le brigate (o milizie) rivoluzionarie. **La geografia della Libia rivoluzionaria è eterogenea**: se alcune città, come Misurata e Zintan, emergono come centri di opposizione al regime, in altre località, come Bani Walid, prevalgono le forze fedeli al governo.

**Nella confusione del periodo post-rivoluzionario, l’influenza dei centri di potere locale cresce**: i membri più in vista dei comitati entrano a far parte del Consiglio nazionale di transizione (Cnt) – l’autorità politica che nasce in seguito alle sommosse – mentre le milizie vengono integrate nei nuovi servizi di sicurezza nazionali sotto il controllo del Comitato supremo per la sicurezza nominato dal Cnt, ricevendo un salario pubblico.

Ma se è vero che l’affermazione delle brigate e delle reti locali che le sponsorizzano – come attori centrali nel panorama politico – è in gran parte riconducibile a fattori storici, e in primo luogo al ritardo nel processo di sviluppo istituzionale accumulato dal paese, eventi politici contingenti contribuiscono a far crescere l’instabilità. Può essere utile ricordare, in particolare, l’approvazione da parte del Congresso generale nazionale (Cgn), emerso dalle elezioni del 2012, **della legge sull’isolamento politico nel maggio 2013**. La legge esclude dalla partecipazione alla vita politica nazionale qualsiasi figura che avesse avuto responsabilità sotto Gheddafi, inclusi coloro i quali avevano abbandonato il governo all’inizio della rivoluzione, contribuendo al suo successo.

Fortemente voluta da un’ala della coalizione rivoluzionaria che raggruppa, fra gli altri, i miliziani di Misurata ed esponenti dei partiti islamisti, **la legge sull’isolamento riflette una frattura all’interno del campo rivoluzionario, fra coloro che desiderano un cambiamento netto e quanti, invece, sostengono la necessità di mantenere un grado di continuità con il**

---

<sup>7</sup> Vandewalle parla, infatti, di “nazione senza stato”, mentre Anderson descrive la Libia di Gheddafi come uno stato “senza governo”. Si vedano, rispettivamente, D. Vandewalle (2008), p. 96 e L. Anderson, *The state and social transformation in Tunisia and Libya, 1830-1980*, Princeton NJ, Princeton University Press. 1986.

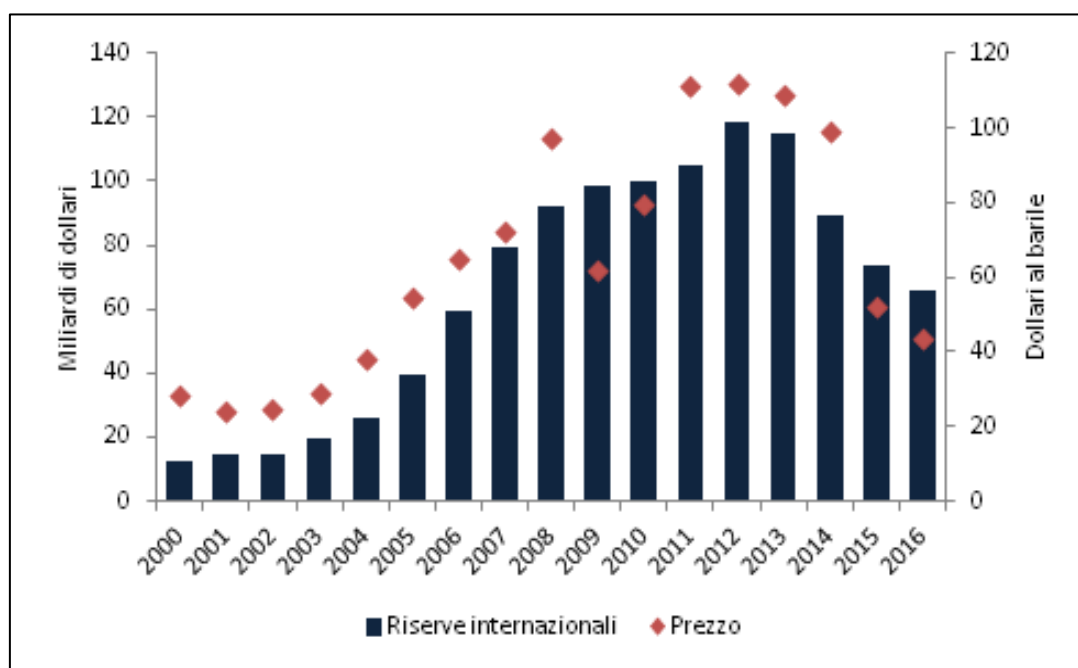
<sup>8</sup> Sulla politica di “tribalizzazione” della Libia portata avanti da Gheddafi, si veda A.A. Ahmida, “Libya, social origins of dictatorship, and the challenge for democracy”, *The Journal of the Middle East and Africa*, vol. 3, no. 1, 2012.

**passato.** L'approvazione della legge ha, tuttavia, una conseguenza di forte rilevanza politica: dimostra che il considerevole capitale politico-militare accumulato dalle brigate può essere impunemente messo a frutto per ottenere concessioni, anche in ambito legislativo.

**È in questo contesto che iniziano i sabotaggi delle condutture e dei terminal petroliferi.** Un esempio significativo è quello di Ibrahim Jadhran, ex leader rivoluzionario messo a capo, nel 2012, delle *Petroleum Defense Guards* del governo di Tripoli. Nel 2013 Jadhran blocca i terminal di Ras Lanuf, Brega, Sidra e Zuwaitina, nella zona orientale del paese, in nome di una gestione federale dei proventi dallo sfruttamento delle risorse minerarie presenti in Cirenaica<sup>9</sup>. **Da strumento per il mantenimento della stabilità nella Libia di Gheddafi, il controllo sulle risorse petrolifere si trasforma** dunque, nel nuovo quadro di frammentazione politica, **in uno dei principali strumenti negoziali, a disposizione delle fazioni armate che si muovono sul territorio libico**<sup>10</sup>.

**L'utilizzo politico delle risorse minerarie ha avuto conseguenze rilevanti per le finanze pubbliche.** Stando alle stime del Fmi, il crollo delle esportazioni – calate, da una media di 1,2 mil. bbl/g nel periodo prerivoluzionario, a circa 300,000 barili nel 2016 – ha portato il deficit dello stato a superare il 100% del Pil nel 2016<sup>11</sup>. Per finanziare le spese correnti, il governo di Tripoli è dovuto quindi ricorrere alle riserve internazionali accumulate negli anni precedenti, che, nell'intervallo fra 2014 e 2016, si sono dimezzate (Fig. 3).

FIG. 3 - EVOLUZIONE DELLE RISERVE INTERNAZIONALI E ANDAMENTO DEI PREZZI (BRENT, SPOT PROCES), 2000-2016



FONTE: ELABORAZIONE SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017 ED ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT

<sup>9</sup> M. Eljarh, *The federalist movement in a deeply divided Libya*, Atlantic Council, 2014, <http://www.atlanticcouncil.org/blogs/menasource/the-federalist-movement-in-a-deeply-divided-libya>

<sup>10</sup> W. Lacher, "Libya's local elites and the politics of alliance building", *Mediterranean Politics*, vol. 21, no. 1, 2016.

<sup>11</sup> International Monetary Fund, *Regional economic outlook Middle East and Central Asia*, ottobre 2017, <https://www.imf.org/en/Publications/REO/MECA/Issues/2017/10/17/mreo1017>

## Nuove alleanze e la questione, irrisolta, del controllo sulle risorse

**Il 2014 segna un punto di svolta, sia sul piano politico sia su quello militare. Le elezioni del 25 giugno**, alle quali si era giunti senza che ci fosse un accordo chiaro sul riconoscimento dei risultati, **portano a una spaccatura netta fra la parte orientale del paese**, dove si stabilisce il parlamento emerso dalle elezioni (la Camera dei Rappresentanti, con sede a Tobruk), e **quella occidentale**, dove la coalizione Alba Libica, composta principalmente da brigate misuratine e tripoline, stabilisce un proprio governo rivale. Con *Operation Dignity*, l'iniziativa militare lanciata dal feldmaresciallo Khalifa Haftar – ex tenente generale delle autorità del Consiglio nazionale di transizione – per respingere le milizie islamiste presenti in Cirenaica, seguita a corto raggio dalla contro-iniziativa della coalizione Alba Libica per il controllo di Tripoli e di infrastrutture chiave come l'aeroporto cittadino, si assiste inoltre all'emergere di conflitti di scala più vasta di quanto osservato negli anni precedenti<sup>12</sup>.

Se fino al 2014 il minimo comune denominatore che lega la maggioranza delle fazioni armate in campo, molte delle quali, come si è visto, traggono beneficio dalla debolezza delle neonate strutture statali, è l'ostruzione di qualsiasi processo di centralizzazione dell'autorità, la discesa in campo dell'esercito nazionale libico (Lna) di Haftar – sostenuto da attori regionali, l'Egitto e gli Emirati Arabi Uniti, e internazionali, la Russia – modifica il quadro. **Con il paese che scivola rapidamente in uno stato di guerra civile, le scelte strategiche degli attori in campo si trasformano. La questione diventa se entrare o meno in guerra e, se sì, in quale coalizione.**

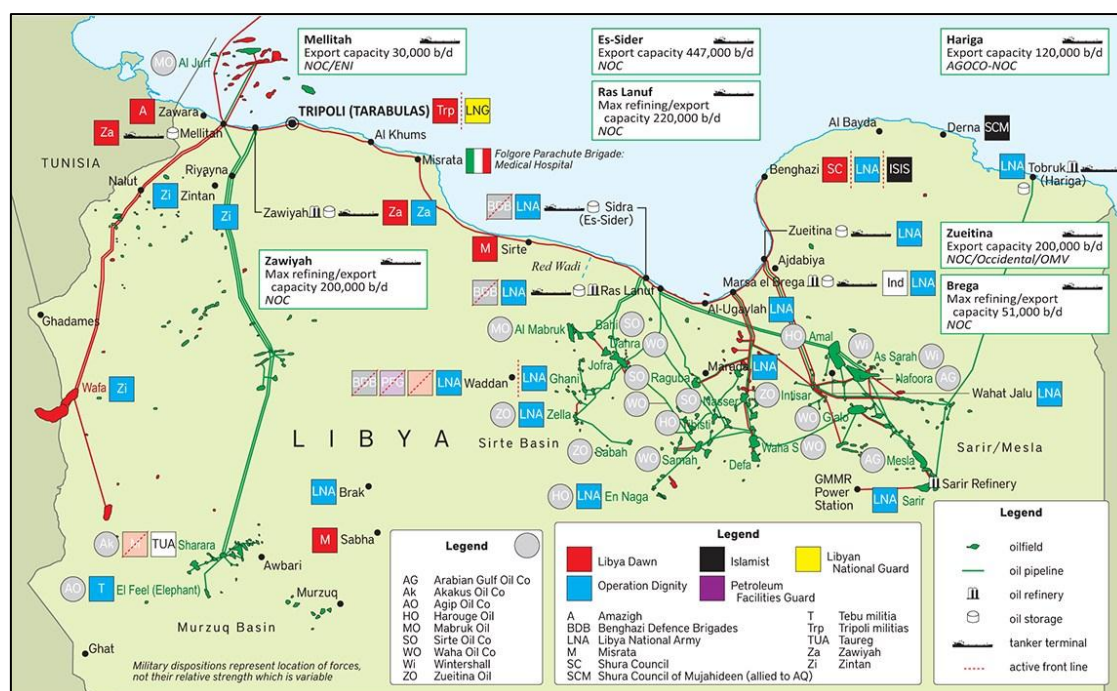
La composizione delle forze in campo ricalca, in parte, la frattura aperta nel paese a partire dal 2013. Il Gna con base a Tripoli, risultato dell'accordo del dicembre 2015 (Lpa, Libyan Political Agreement) tra le istituzioni rivali presenti in Cirenaica e Tripolitania, può infatti contare sul supporto dell'ala "rivoluzionaria" composta dalle milizie misuratine e di alcune milizie tripoline che facevano parte di Alba Libica, nonché sull'appoggio del partito Giustizia e Costruzione, legato alla Fratellanza Musulmana. Sostenuto dalle Nazioni Unite e, fra gli altri paesi occidentali, dall'Italia, il Gna non ha mai, tuttavia, ricevuto una legittimazione domestica: manca un voto di fiducia da parte della Camera dei Rappresentanti – unico organo legislativo che sia tuttora riconosciuto nel paese.

**L'ultimo anno ha visto una cristallizzazione delle forze in campo, sostanziata in luglio dall'accordo di cessate il fuoco firmato, a Parigi, fra il primo ministro del Governo di Accordo Nazionale Fayez Serraj e Khalifa Haftar.** Il graduale successo dell'avanzata militare del Lna ha permesso di mettere in sicurezza buona parte delle infrastrutture petrolifere nella parte orientale del paese, gestione delle quali è stata riaffidata alla Noc. A partire dal settembre 2016 le milizie legate ad Haftar controllano la Cirenaica, e, con essa la maggior parte delle infrastrutture per l'estrazione e la distribuzione del petrolio della zona: la regione ospita infatti cinque dei sei terminali per l'esportazione, e quattro dei cinque impianti di raffinazione presenti nel paese (Fig. 4).

---

<sup>12</sup> R. Aliboni, M. Toaldo e N. Ronzitti, *La crisi libica: situazione attuale e prospettive di soluzione*, Approfondimenti, n. 120, Osservatorio di politica internazionale, 2016.

FIG. 4 - **INFRASTRUTTURE PETROLIFERE E PRINCIPALI FORZE IN CAMPO (GIUGNO 2017)**



FRONTE: PETROLEUM ECONOMIST

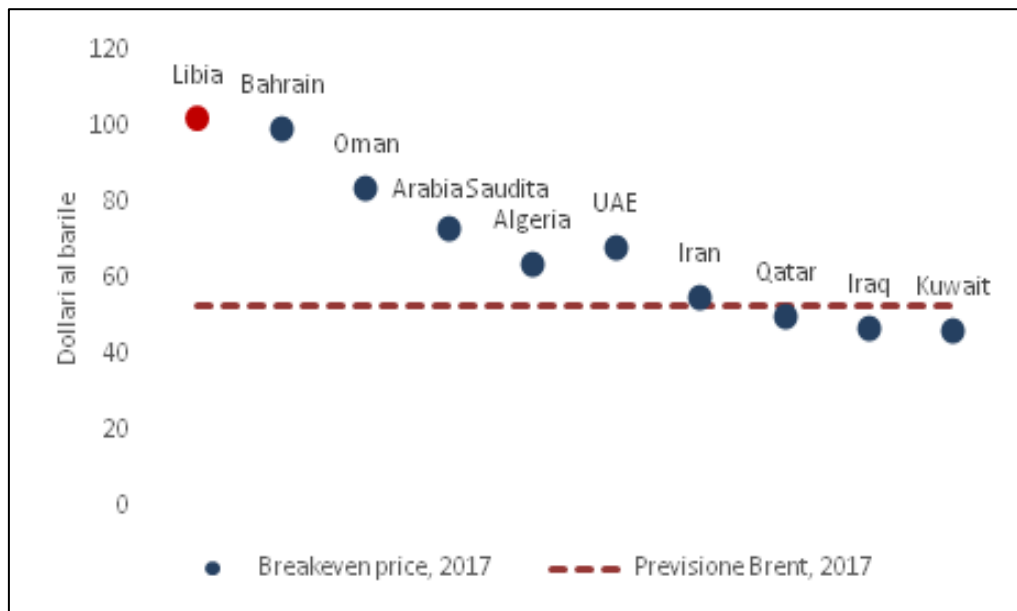
La graduale ripresa delle attività di produzione ed esportazione permetterà di dare respiro, nell'immediato, alle finanze pubbliche. La priorità assoluta del Gna, nonché del futuro governo che emergerà dalle elezioni annunciate per il 2018, consiste nel massimizzare, per quanto possibile, le entrate fiscali in modo da fare fronte, da una parte, al ridimensionamento delle riserve internazionali e, dall'altra, all'aumento del debito pubblico, che è oggi superiore al 100% del Pil. La sfida è di portata non indifferente. **Il Fmi stima che, nelle condizioni attuali, la Libia avrebbe bisogno di vendere il proprio greggio a un prezzo superiore ai 100 dollari a barile per pareggiare i conti**, contro un prezzo che viaggia, in media, sui 50 dollari al barile (Fig. 5).

In un mercato che offre scarso spazio di manovra all'Opec, **la Libia non ha altra possibilità che rilanciare la produzione** – una strategia che oggi porta avanti il presidente della Noc, Mustafa Sanalla, attraverso una rete di fitte negoziazioni con le varie fazioni in campo. Sembra, tuttavia, difficile che la relativa messa in sicurezza di parte delle infrastrutture possa portare, in assenza di una soluzione politica, a una ripresa equivalente, o superiore, ai livelli di produzione del periodo prerivoluzionario.

Una strategia che si ponga come obiettivo di lungo periodo la ripresa delle attività produttive richiederebbe, infatti, la mobilitazione di ingenti investimenti esteri nel settore – un corso d'azione che resta, al momento, precluso al governo Serraj. Il Gna, infatti, non esercita il controllo territoriale sulla vasta maggioranza delle risorse petrolifere, come si è visto, né dispone del controllo formale sulle risorse, almeno fino a quando non verrà riconosciuto formalmente dalla Camera dei Rappresentanti – una possibilità, al momento, poco concreta. Haftar, che in seguito ai successi militari conseguiti nell'ultimo anno si trova in una posizione di forza, controlla Tobruk e difficilmente permetterà uno sviluppo politico favorevole a Serraj. Secondo il parere della Corte suprema, alle attuali condizioni, né il governo di Tripoli né quello di

Tobruk possono considerarsi legittimi possessori delle istituzioni che supervisionano le rendite petrolifere e ne regolano la distribuzione.

FIG. 5 - **BREAKEVEN FISCALE, PAESI ESPORTATORI DI PETROLIO NELL'AREA MEDIO ORIENTE E NORD AFRICA, 2017**



Fonte: ELABORAZIONE SU DATI *IMF REGIONAL ECONOMIC OUTLOOK MIDDLE EAST AND CENTRAL ASIA 2017* ED *EIA SHORT-TERM ENERGY OUTLOOK*

**Il vuoto normativo creato dall'insuccesso del Lpa – in fase di rinegoziazione, nel momento in cui si scrive – ha dunque ripercussioni importanti sulle future prospettive del settore degli idrocarburi.** La Banca Centrale, con sede a Tripoli e che eroga, fra le sue altre prerogative, i salari del settore pubblico a nome di entrambi i governi, la Noc, e, infine, il fondo sovrano libico (*Lia, Libyan Investment Authority*) vivono una condizione di stallo che difficilmente potrà permettere la pianificazione di lungo periodo di cui il settore avrebbe urgente necessità<sup>13</sup>.

## Conclusione

Nonostante la recente ripresa nella produzione ed esportazione di greggio, **quello libico resta uno scenario di frammentazione politica e grande incertezza economica, in cui le condizioni di sicurezza possono deteriorare da un momento all'altro, nonostante il cessate il fuoco.** La produzione nel grande giacimento petrolifero di Sharara, operato da Repsol nel sud-ovest del paese, ad esempio, è rimasta bloccata per gran parte di agosto in seguito all'intervento di una milizia, e ha subito una seconda interruzione a inizio novembre a causa di

<sup>13</sup> Le conseguenze di un mancato accordo sullo status legale delle istituzioni chiave del paese non si limitano all'impatto sulla produzione petrolifera. In assenza di un accordo, i fondi del Lia, che ha partecipazioni importanti in multinazionali con base in Europa e nel mondo, restano congelati, il che ha portato, dal 2011 a oggi, a perdite stimate in oltre 700 milioni di dollari, nonché a mancati guadagni per oltre 2 miliardi. Si veda, in proposito, L. Bellodi, 2017, "La Libia resta un campo di battaglia", *Limes*, 6/17, 2017.

nuove minacce<sup>14</sup>. **Un ritorno a livelli di produzione pre-crisi richiederà dunque, come prima condizione, il raggiungimento di un accordo politico che possa assicurare un ripristino di una situazione di stabilità e sicurezza per gli operatori.**

Altra questione di centrale importanza per la ripresa del settore degli idrocarburi è **assicurare una piena e legittima supervisione, da parte di un futuro governo, delle istituzioni statali che regolano la distribuzione dei proventi dalla vendita delle risorse petrolifere** – la Banca Centrale, il fondo sovrano, nonché la stessa Noc. **Assicurare la presenza di una struttura legale trasparente**, infatti, è una precondizione importante non soltanto per attirare gli investimenti di cui il settore necessita, ma anche per stipulare un nuovo contratto sociale che possa contribuire a ricostruire un rapporto di fiducia fra popolazione e istituzioni nazionali, in grave deficit dopo anni di guerra civile e, prima ancora, di marginalizzazione.

---

<sup>14</sup> Reuters, “Libyan state oil firm confirms security breach at Sharara oilfield”, 6 novembre 2017, <https://www.reuters.com/article/us-libya-oil/libyan-state-oil-firm-confirms-security-breach-at-el-sharara-oilfield-idUSKBN1D61U4>.

## **FONTI**

BLOOMBERG

BP STATISTICAL REVIEW

CIA

COMMISSIONE EUROPEA

ENERGIA – RIVISTA TRIMESTRALE SUI PROBLEMI DELL'ENERGIA E DELL'AMBIENTE

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION

EURACTIV

FONDO MONETARIO INTERNAZIONALE

GME – GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

IL SOLE 24 ORE

ISPI – ISTITUTO PER GLI STUDI DI POLITICA INTERNAZIONALE

LAVOCE.INFO

MEEs

QUOTIDIANO ENERGIA

REUTERS

RIENERGIA

STAFFETTA QUOTIDIANA

THE BROOKINGS INSTITUTION

THE FINANCIAL TIMES

THE GUARDIAN

WORLD BANK

WORLD ENERGY OUTLOOK

WORLD RESOURCES INSTITUTE



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 allargato**  
**Focus Euroatlantico**  
**Sicurezza energetica**

*Coordinamento redazionale a cura della:*

---

### **Camera dei deputati**

SERVIZIO STUDI

DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI

Tel. 06.67604939

e-mail: [st\\_affari\\_esteri@camera.it](mailto:st_affari_esteri@camera.it)

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