

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 29 – gennaio/aprile 2017

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Gennaio/Aprile 2017

A cura di Filippo Clò, Carlo Frappi, Chiara Proietti Silvestri

Approfondimento di Aldo Liga

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

1. Contesto globale	3
1.1 Ambiente	5
1.2 Petrolio.....	9
1.3 Gas naturale	15
2. Analisi comparata degli Stati europei	19
2.1. Italia	23
2.2. Germania	25
2.3. Francia	26
2.4. Regno Unito	28
2.5. Spagna	30
2.6. Polonia	33
3. Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas	35
3.1. Russia e vicini orientali	35
3.2. Bacino del Caspio	43
3.3. Turchia e Vicino Oriente	48
4. Corridoi energetici europei del gas	58
4.1. Corridoio Nord-Orientale	58
4.2. Corridoio Sud-Orientale	61

Parte II – Approfondimento

Tra il Nord e il Sud del Sahara: potenzialità e limiti del sistema-Italia nel processo di elettrificazione sostenibile in Africa	64
Fonti	75

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

1. CONTESTO GLOBALE

a cura di Filippo Clò¹

Il nuovo anno è iniziato alla **duplice e ambivalente insegna della stabilità e dell'instabilità**. Da una parte, i prezzi del petrolio. Il 10 dicembre è stato raggiunto lo storico accordo tra **paesi membri dell'Opec e paesi produttori di greggio esterni all'Organizzazione** (di seguito Accordo Opec-nonOpec) volto a ridurre le loro produzioni di greggio così da velocizzare il riassorbimento dell'eccesso di offerta – tutt'ora presente sui mercati per quanto in via di riduzione – e, con esso, stabilizzare le quotazioni del petrolio su livelli adeguati sia per produttori che consumatori e, quindi, non dannosi per l'economia globale. Una vera e propria svolta verso la stabilità, non solo per i prezzi del greggio, ma anche e soprattutto per la rinata volontà e, per ora, capacità dei paesi produttori – in particolare Arabia Saudita e Russia e in minore misura l'Iran – di collaborare nonostante le reciproche diffidenze, le rivalità e i diversi fronti aperti sullo scacchiere geopolitico. Indicativa la tregua tra le due principali potenze del Golfo, con l'Arabia Saudita che ha autorizzato il pellegrinaggio a La Mecca dei cittadini iraniani, segno della volontà di smorzare momentaneamente i toni del conflitto religioso tra le parti.

Dall'altra, la politica. Il 20 gennaio **si è insediato presso la Casa Bianca il 45° presidente degli Stati Uniti: Donald Trump**. Le implicazioni che ne derivano a livello politico, economico, ambientale ed energetico per il suo paese e per il resto del mondo sono ancora in gran parte ignote; tuttavia, le posizioni assunte in campagna elettorale e che lo hanno portato alla vittoria lo delineano come un'originale e contraddittoria figura anti-establishment, il che lo rende inevitabilmente un potenziale elemento di instabilità. Alle situazioni di tensione non risolte nel globo si aggiunge inoltre **l'aggravarsi delle relazioni tra Turchia e Unione europea**, in particolare con Germania e Olanda, bollate da Ankara come paesi nazisti per aver vietato, per ragioni di sicurezza, i comizi a favore del sì al referendum costituzionale dei ministri turchi, cui hanno fatto seguito le frizioni con la Danimarca, perché alcuni suoi cittadini sarebbero stati minacciati dalle autorità turche.

A prevalere nelle prospettive per il 2017 è però l'instabilità, o per lo meno l'incertezza. Di questo avviso il Fondo monetario internazionale (Fmi) che nel suo aggiornamento di gennaio del World Economic Outlook stima sì un positivo cambio di marcia della ripresa economica per il 2017 e 2018 rispetto a un più modesto 2016 (rispettivamente +3,4% e +3,6% vs 3,1%), ma **rileva altresì un'ampia possibilità di discostamento da tali proiezioni** in ragione in particolare dell'incertezza che circonda l'orientamento delle politiche che verranno adottate dalla nuova amministrazione statunitense e le sue ripercussioni a livello globale.

¹ Filippo Clò è Ricercatore presso Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche

TAB. 1 - PROIEZIONI DI CRESCITA MONDIALE

	Year over Year						Q4 over Q4 2/		
	2015	Estimate	Projections		Difference from October 2016 WEO Projections 1/		Estimate	Projections	
		2016	2017	2018	2017	2018		2016	2017
World Output	3.2	3.1	3.4	3.6	0.0	0.0	3.1	3.6	3.6
Advanced Economies	2.1	1.6	1.9	2.0	0.1	0.2	1.8	1.9	2.0
United States	2.6	1.6	2.3	2.5	0.1	0.4	1.9	2.3	2.5
Euro Area	2.0	1.7	1.6	1.6	0.1	0.0	1.6	1.6	1.5
Germany	1.5	1.7	1.5	1.5	0.1	0.1	1.7	1.6	1.5
France	1.3	1.3	1.3	1.6	0.0	0.0	1.1	1.7	1.5
Italy	0.7	0.9	0.7	0.8	-0.2	-0.3	1.0	0.7	0.8
Spain	3.2	3.2	2.3	2.1	0.1	0.2	2.9	2.2	2.0
Japan 3/	1.2	0.9	0.8	0.5	0.2	0.0	1.5	0.8	0.5
United Kingdom	2.2	2.0	1.5	1.4	0.4	-0.3	2.1	1.0	1.8
Canada	0.9	1.3	1.9	2.0	0.0	0.1	1.6	2.0	2.0
Other Advanced Economies 4/	2.0	1.9	2.2	2.4	-0.1	0.0	1.7	2.5	2.6
Emerging Market and Developing Economies	4.1	4.1	4.5	4.8	-0.1	0.0	4.2	5.1	5.1
Commonwealth of Independent States	-2.8	-0.1	1.5	1.8	0.1	0.1	0.3	1.3	1.5
Russia	-3.7	-0.6	1.1	1.2	0.0	0.0	0.3	1.1	1.3
Excluding Russia	-0.5	1.1	2.5	3.3	0.2	0.4
Emerging and Developing Asia	6.7	6.3	6.4	6.3	0.1	0.0	6.1	6.6	6.3
China	6.9	6.7	6.5	6.0	0.3	0.0	6.6	6.5	6.0
India 5/	7.6	6.6	7.2	7.7	-0.4	0.0	6.2	7.9	7.6
ASEAN-5 6/	4.8	4.8	4.9	5.2	-0.2	0.0	4.3	5.3	5.3
Emerging and Developing Europe	3.7	2.9	3.1	3.2	0.0	0.0	2.8	2.6	3.3
Latin America and the Caribbean	0.1	-0.7	1.2	2.1	-0.4	-0.1	-0.7	1.7	2.0
Brazil	-3.8	-3.5	0.2	1.5	-0.3	0.0	-1.9	1.4	1.7
Mexico	2.6	2.2	1.7	2.0	-0.6	-0.6	1.9	1.4	2.4
Middle East, North Africa, Afghanistan, and Pakistan	2.5	3.8	3.1	3.5	-0.3	-0.1
Saudi Arabia 7/	4.1	1.4	0.4	2.3	-1.6	-0.3
Sub-Saharan Africa	3.4	1.6	2.8	3.7	-0.1	0.1
Nigeria	2.7	-1.5	0.8	2.3	0.2	0.7
South Africa	1.3	0.3	0.8	1.6	0.0	0.0	0.6	1.0	1.9

Fonte: *World Economic Outlook Update*, gennaio 2017

Discostamento che vale tanto al rialzo quanto al ribasso. La crescita economica potrebbe infatti accelerare maggiormente se le **politiche di stimolo** negli Stati Uniti e in Cina si rivelassero più efficaci di quanto atteso. **Sembrano tuttavia maggiori i rischi al ribasso, di natura sia economica sia politica.** Sul primo fronte, il rafforzamento delle quotazioni del greggio attualmente in corso potrebbe rivelarsi di fragile natura, un più severo inasprimento delle condizioni finanziarie globali potrebbe accrescere le difficoltà di bilancio di alcuni paesi dell'eurozona o in alcuni mercati emergenti, mentre il rallentamento dell'economia cinese potrebbe rivelarsi più grave di quanto immaginato. Su quello politico, resta alta l'attenzione per le tensioni geopolitiche che continuano a interessare numerose aree del globo. **Il rischio politico tornerà un tema rilevante anche per il mercato del petrolio.** Oltre due anni di abbondanza sembrano infatti aver rimosso il premio per il rischio geopolitico dai prezzi, ma mano a mano che il mercato si riavvicina all'equilibrio questo torna a essere variabile sempre più incisiva riportando l'attenzione sui conflitti presenti nei paesi produttori. **Cruciale per le sue possibili implicazioni per l'economia mondiale è inoltre l'esito delle elezioni in Francia e in Germania.** Una vittoria dei fronti populistici ed euroscettici darebbe infatti ulteriore vigore alla ventata di protezionismo che ha portato alla Brexit e che sembra orientare le politiche dell'amministrazione Trump rappresentando una seria minaccia per la globalizzazione. Una virata delle politiche economiche verso un nuovo mercantilismo avrebbe come inevitabile effetto quello di colpire il commercio globale – e con esso la Cina che ne è il principale attore – con il rischio

che si riveli uno shock per le economie emergenti, la domanda di petrolio e la crescita economica mondiale.

Il presente Focus analizza in questa prima sezione il contesto globale, inquadrando l'andamento e le prospettive di petrolio e gas in relazione agli scenari aperti dagli Accordi di Parigi sul clima. In particolare, gli sviluppi che seguono gli impegni presi con gli Accordi di Parigi non paiono per ora in grado di promuovere, per tempi ed efficacia, la transizione energetica alla quale si vorrebbe ambire; il vero *leit motiv* per l'intera industria globale dell'energia, dalle rinnovabili al Gnl, continuerà a essere il prezzo del petrolio, anche nel 2017; importanti mutamenti interessano infine il mercato del gas e possono puntare a una maggiore sicurezza delle forniture globali. 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 gas e alcune delle principali novità in materia di politica energetica tra cui: il dibattito sulle emissioni, la riforma dell'Emission Trading Scheme (Ets), il ruolo del gas nella sicurezza energetica, la contrapposizione gas – carbone nel processo di transizione energetica europea. 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 con l'approfondimento a cura di Aldo Liga sulla necessità di promuovere un'elettrificazione sostenibile in Africa per combattere la povertà energetica e consentire un percorso di sviluppo al continente. Come si colloca il Sistema-Italia di fronte a questa sfida e quale ruolo può giocare?

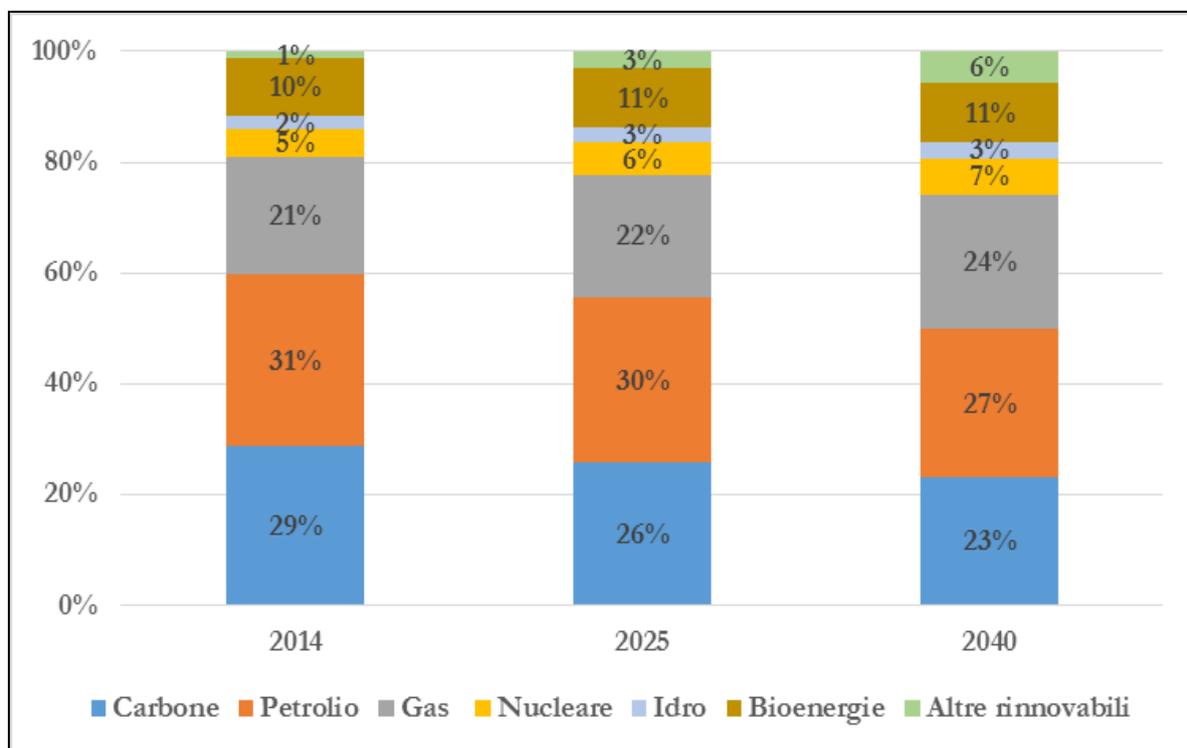
1.1 AMBIENTE

A dispetto del grande entusiasmo suscitato dall'Accordo di Parigi e dalla sua entrata in vigore il 4 novembre 2016, dopo la ratifica da parte di 55 paesi che rappresentano almeno il 55% delle emissioni globali, l'ambiente non è ancora (sempre che mai lo diventi) la variabile centrale nelle decisioni degli *stakeholders* che a vario titolo partecipano al mondo dell'energia (stati, imprese, investitori, consumatori), per quanto sia evidente la costante crescita della sua influenza su di esse. **Questo perché i tempi della decarbonizzazione dell'economia restano ancora lunghi, imprevedibili** e altamente costosi, soggetti alle condizioni economiche e di mercato, agli sviluppi della tecnologia, alle politiche degli stati e alla loro efficacia nel perseguire gli obiettivi prefissati. L'obiettivo è immenso. Per mantenere l'aumento della temperatura media del pianeta “ben al di sotto dei 2° C rispetto ai livelli dell'epoca pre-industriale” (v. *Focus 25-26/2016*), bisognerebbe indurre una rivoluzione epocale, inedita alla storia dell'energia per tempi e modi, in grado di invertire una tendenza che al 2040, nelle stime della Agenzia internazionale dell'energia (Iea), vede **le fonti fossili dominare ancora i consumi energetici mondiali con una quota del 74% a fronte del solo, pur in crescita, 27% delle fonti “pulite”²**, che includono nucleare, idroelettrico, bioenergie, altre rinnovabili come solare ed eolico (Figura 1). Se si guarda alle sole “nuove” rinnovabili, il confronto è ancor più amaro, con queste che copriranno al termine del periodo di analisi appena il 6% della domanda mondiale. Per riuscire a ribaltare il rapporto di 3 a

² Da notare che lo scenario di riferimento adottato dalla Iea nel suo World Energy Outlook (Scenario Nuove Politiche) prende in considerazione sia le politiche implementate dai governi sino a metà 2016 sia, in tutto o in parte, quelle solo annunciate, ma di cui si ipotizza una possibile implementazione entro il 2040.

1 tra energie fossili e pulite, sempre che sia possibile nei tempi desiderati, è necessario il massimo e immediato sforzo da parte di tutti gli attori.

FIG. 1 - EVOLUZIONE DEL MIX ENERGETICO MONDIALE AL 2040 (%)



Nota: la voce Bioenergia include gli usi moderni e quelli tradizionali (generalmente ad elevato impatto ambientale).

Fonte: World Energy Outlook 2016, Iea.

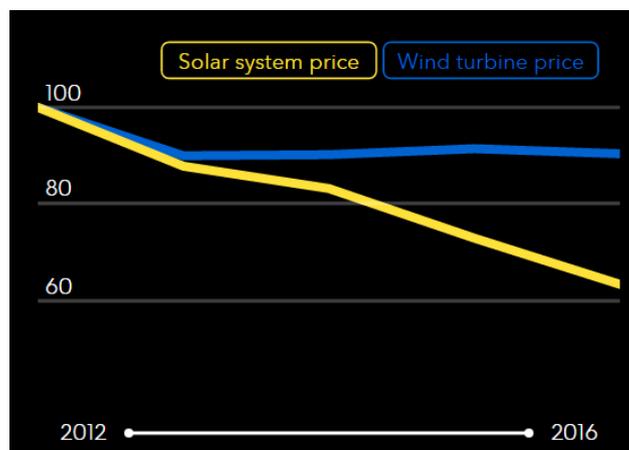
L'ottimo risultato registrato dalle rinnovabili anche nel 2016 è un segnale che va nella giusta direzione, eppure appare ancora abbondantemente insufficiente rispetto all'obiettivo da conseguire. Inoltre, le condizioni che lo hanno determinato sono riconducibili più a tendenze già in atto che a una spinta politica a seguito degli impegni di Parigi. Nel 2016 le energie rinnovabili hanno registrato un aumento record di capacità installata, pari a 139 GW, +8% rispetto all'anno precedente. Un risultato conseguito nonostante il marcato rallentamento in termini di investimenti rispetto ai massimi del 2015 (-18%, US\$287 vs US\$348,5 mld) (Figura 2). Tale distonia è riconducibile in prima battuta alla riduzione dei costi unitari delle tecnologie, specie del fotovoltaico (Figura 3). Una tendenza che continua a consolidarsi e che consente un aumento sempre maggiore di capacità a parità di spesa. Tuttavia, il calo degli investimenti è da attribuirsi anche alla debolezza dei mercati dei capitali e al rallentamento della crescita economica, in particolare sul fronte asiatico (Cina e Giappone). In altre parole, la crescita delle rinnovabili poteva risultare ancora maggiore, ma le condizioni economiche hanno prevalso sui buoni propositi della politica, ai quali non hanno fatto seguito interventi decisi e dirompenti.

FIG. 2 - INVESTIMENTI IN ENERGIE RINNOVABILI E CAPACITÀ INSTALLATA
(2012=100)



Fonte: Bloomberg New Energy Finance

FIG. 3 - ANDAMENTO DEI COSTI DELLE TECNOLOGIE SOLARE ED EOLICO
(2012=100)



Fonte: Bloomberg New Energy Finance

Sul piano politico sembra infatti prevalere l'inazione o la scarsa incisività. **L'Unione europea**, ad esempio, con una proposta di direttiva approvata a febbraio dal Parlamento si è imbarcata **nel tentativo di riformare il sistema degli scambi delle quote di emissione** (cd. Emission Trading Scheme) che dopo 12 anni di dibattiti, proposte e revisioni, continua a non funzionare come dovrebbe (v. § 2). I prezzi delle quote di CO₂ sono infatti troppo bassi – circa 5 €/ton – per stimolare lo *switch* da fonti più inquinanti a quelle più pulite – come dal carbone al gas. Il tentativo di riforma di uno strumento complesso e sofisticato quale il mercato dei permessi fa storcere il naso a molti che all'incertezza dei tempi e dell'efficacia avrebbero preferito l'adozione di una *carbon tax* di immediata applicazione.

In direzione apertamente contraria agli obiettivi di Parigi vanno invece le politiche annunciate dalla nuova amministrazione Trump. Il 28 marzo il presidente degli Stati Uniti ha

firmato il decreto presidenziale «**Energy Independence Executive Order**» con lo scopo di cancellare con un colpo di spugna le politiche climatiche che hanno caratterizzato l'amministrazione Obama in favore del rilancio della produzione di fonti fossili e di posti di lavoro. Il decreto (stesso strumento spesso utilizzato da Obama per bypassare il Congresso repubblicano in questi ambiti) rappresenta un vero e proprio intervento di *deregulation* in ambito ambientale che contiene numerose indicazioni:

- drastica **riduzione dei poteri dell'Environmental Protection Agency**: l'Agenzia creata dal repubblicano Richard Nixon, ma i cui poteri erano cresciuti considerevolmente nell'era Obama, dovrà tornare "alla sua missione primaria di proteggere l'aria e l'acqua", anziché concentrarsi sulla regolazione;
- **revoca del Clean Power Plan** che imponeva l'abbattimento delle emissioni carboniche da parte delle centrali elettriche favorendo lo *switch* da carbone a gas;
- rimozione delle restrizioni sulle perforazioni nelle fasce costiere, della moratoria contro nuove miniere di carbone nelle terre federali, sulle emissioni di metano dagli oleodotti, sulle emissioni connesse alla produzione di petrolio e gas;
- cancellazione delle valutazioni d'impatto ambientale che possono rallentare e ostacolare le grandi opere infrastrutturali.

Una decisione che, in particolare per la revoca del Clean Power Plan, cancella, di fatto, anche se non formalmente, l'impegno statunitense nel raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi. L'amministrazione Trump ha dichiarato che la permanenza o meno è ancora in fase di valutazione. **In difesa dell'Accordo è di recente intervenuta – non senza stupore generale – ExxonMobil**, la più grande compagnia petrolifera quotata al mondo e rinomata per aver a lungo osteggiato la teoria dei cambiamenti climatici e delle sue implicazioni. In una lettera inviata all'assistente speciale del presidente per l'energia internazionale e l'ambiente la settimana prima della firma del decreto, la *supermajor* definisce l'Accordo di Parigi "*an effective framework for addressing the risks of climate change*". Tra le principali ragioni contrarie all'uscita, il rischio di perdita di prestigio internazionale (a favore della Cina) e delle opportunità economiche connesse (in particolare, nello sviluppo del gas).

La maggiore potenza economica seriamente impegnata a dar seguito agli Accordi di Parigi sembra essere la Cina, che ha avviato un significativo percorso di decarbonizzazione della propria economia. Due documenti programmatici – lo Strategic Energy Action Plan 2014-2020 (Seap) e il 13th Five Year Plan 2016-2020 (13Fyp) – stabiliscono obiettivi e tempi della crescita economica e delineano la strategia energetica del paese nel breve medio periodo. Tra gli obiettivi attesi: la riduzione del ruolo del carbone nel mix energetico cinese dal 64% del 2015 a meno del 58% nel 2020; la diminuzione dell'intensità carbonica dell'economia (rapporto tra emissioni di CO₂ e Pil) del 18% rispetto al 2015 (38% rispetto al 2010); il raddoppio della capacità produttiva di eolico, solare e nucleare. Sebbene il raggiungimento di questi obiettivi richieda il superamento di alcuni nodi critici, **il dirigismo politico della Cina potrebbe rivelarsi molto più incisivo delle libere forze di mercato nella decarbonizzazione delle economie.**

FIG. 4 - **OBIETTIVI ENERGETICO-AMBIENTALI DELLA CINA SECONDO IL SEAP E IL 13FYP**

2020 Targets	SEAP (2014- 2020)	National 13FYP	Energy 13FYP	2015 actual levels
Total energy consumption cap	about 4.8Gtce	5Gtce	no more than 5Gtce	4.3Gtce
Energy consumption per unit of GDP	N/A	-15% from 2015 level	N/A	-18.2% from 2010 level
CO2 emissions per unit of GDP	N/A	-18% from 2015 level	N/A	-20% from 2010 level
Percentage of coal in primary energy consumption	62%	N/A	less than 58%	64%
Percentage of non-fossil fuel in primary energy consumption	15%	15%	more than 15%	12%
Wind energy installed capacity	200GW	N/A	more than 210GW	129GW
Solar energy installed capacity	100GW	N/A	more than 110GW	43GW
Hydro energy installed capacity	350GW	N/A	380GW	320GW
Coal energy installed capacity	N/A	N/A	less than 1100GW	900GW

Fonte: Corrado Clini su *RiEnergia*

1.2 PETROLIO

Centrale nelle scelte quotidiane delle centinaia di migliaia di attori che muovono il mondo dell'energia incidendo in maniera determinante nei tempi e nei modi del suo percorso evolutivo **resta invece ancora il prezzo del petrolio**. Pivot delle altre commodity energetiche, il suo andamento imprevedibile continua a sorprendere e a riportare l'attenzione su di esso, come dimostrato dalle sue dinamiche recenti. **Il 2017 del petrolio si apre in assoluta controtendenza rispetto al biennio passato**. L'avvio degli anni 2015 e 2016 sono stati tra i peggiori della storia petrolifera, registrando un iniziale tracollo delle quotazioni dopo mesi di declino, a cui fanno seguito periodi di elevata volatilità. Nell'anno in corso, invece, l'andamento del Brent, il più importante greggio di riferimento a livello internazionale, al culmine di un rally iniziato nei mesi precedenti si assesta intorno ai 50-55 \$/b, mostrando un profilo di stabilità molto più simile a quello pre-crisi del 2014, con oscillazioni nell'ordine di pochi dollari, sebbene allora la fascia di riferimento fosse di 100-110 \$/b (Figura 5).

FIG. 5 - VOLATILITÀ DEL PREZZO DEL BRENT
(PREZZI DI INIZIO ANNO INDICIZZATI A 100)



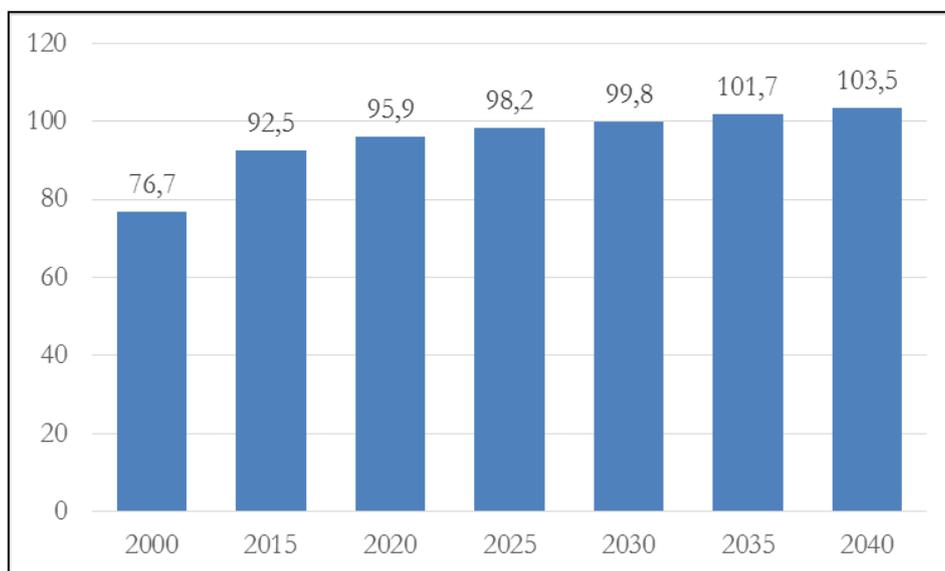
Fonte: elaborazioni su dati Platts e Sole24Ore

Una similarità che fa sperare i più che sia finalmente terminata la crisi e si sia raggiunta una nuova normalità. **La stabilità del petrolio è infatti più che mai auspicabile sotto molteplici punti di vista**, in particolare se su livelli superiori a quelli dello scorso anno che ha chiuso in media sui 43 \$/b. Al contrario di quanto si potesse inizialmente immaginare, **bassi prezzi del petrolio non si sono rivelati di particolare stimolo per l'economia mondiale**. Non solo hanno messo pressione sulle finanze dei paesi produttori, causando in alcune situazioni drammatiche (come in Venezuela o in Nigeria), ma hanno gravato in maniera significativa anche sui consumatori, favorendo la deflazione in alcune economie e il mantenimento dei tassi d'interesse ai minimi (in alcuni casi addirittura negativi in termini reali).

Profondo è anche l'impatto sull'industria petrolifera, che ha registrato una contrazione degli investimenti in esplorazione e produzione di petrolio e gas naturale pari al 25% nel 2015 e al 26% e nel 2016 (dati Iea). Un calo che va a impattare sia sui progetti attesi entrare in funzione sia sulle scoperte, e quindi sull'offerta di medio-lungo periodo, e che appare particolarmente negativo se si considera che la domanda petrolifera è attesa superare i 98 Mb/g nel 2025 e i 103 Mb/g nel 2040, con un incremento sui livelli attuali rispettivamente di 6 e 11 mil. bbl/g. **Gli US\$433 mld registrati lo scorso anno risultano infatti ampiamente inferiori ai US\$700 mld di investimenti annui che, secondo l'Agenzia di Parigi, sarebbero necessari per scongiurare il rischio di crisi future con shock al rialzo dei prezzi**. Il direttore dell'Agenzia, Fatih Birol, ritiene che se nel 2017 non si invertirà la tendenza che ha visto i progetti approvati nell'ultimo biennio ai minimi degli ultimi 50 anni si potrebbero attendere "turbulent times" nel prossimo decennio. Sebbene per il 2017 si prospetti una moderata ripresa degli investimenti, questi saranno concentrati soprattutto sul fronte dello *shale oil* statunitense che ha un ciclo produttivo di breve periodo, mentre l'incremento verrà in parte compensato dal previsto aumento dei costi. Se dovesse verificarsi una nuova fase di prezzi calanti si rischierebbe di compromettere seriamente le decisioni di investimento di progetti chiave per la produzione futura. In sostanza, **la stabilità del**

mercato è il presupposto per ridurre l'incertezza dell'industria e favorire la ripresa degli investimenti che, a prescindere dagli sviluppi in campo climatico, tuttora si rivelano necessari per il sostentamento dell'economia mondiale.

FIG. 6 - DOMANDA PETROLIFERA MONDIALE SECONDO LO SCENARIO NUOVE POLITICHE
(MLN B/G)



Fonte: elaborazioni su dati *World Energy Outlook 2016*

Stabilità che sembra ritrovata, ma che tuttavia può rivelarsi alquanto fragile. Le recenti dinamiche di prezzo piantano le radici nel lungo e difficile dialogo avviato dai paesi produttori (su iniziativa di Russia, Qatar e Venezuela) all'inizio dello scorso anno, dopo che le quotazioni del Brent, il 20 gennaio 2016, toccarono livelli inferiori a 26 \$/b, e che sembrava perduto dopo il bruciante fallimento di Doha in aprile (naufragato per l'indisponibilità dell'Arabia Saudita a partecipare in assenza dell'Iran, v. *Focus 27/2016*) per poi riprendere animo in settembre, quando i paesi Opec raggiungono l'Accordo di Algeri cui fa seguito il 30 novembre la decisione Opec di ridurre la propria produzione di circa 1,2 mil. bbl/g (introducendo un nuovo target di 32,5 mil. bbl/g) e il 10 dicembre l'Accordo Opec-nonOpec che prevede di ridurre la loro offerta aggregata di 1,8 Mb/g a partire dal 1° gennaio 2017 (v. *Focus 27/2016*). **Da quel momento i prezzi raggiungono e si mantengono sostanzialmente stabili entro una fascia di 50-55 \$/b.**

FIG. 7 - ANDAMENTO DEL BRENT E DIALOGO TRA PAESI OPEC-NONOPEC



Fonte: elaborazioni su dati Platts e Sole24Ore

L'Accordo di Algeri attesta **il fallimento del tentativo saudita di abbracciare il *laissez-faire* del mercato**, abbandonando per ora la difesa della quota di mercato in favore della difesa dei prezzi. Inevitabile quindi che **il ritorno all'interventismo sul mercato attraverso la regolazione dell'offerta** resti un tema dominante per il resto dell'anno, soprattutto alla luce del fatto che **può avere implicazioni sia rialziste sia ribassiste**. Il successo dell'Accordo Opec-nonOpec può infatti aiutare a sostenere i prezzi, come osservato nei primi mesi dell'anno. Al contrario, un suo fallimento – o anche solo i timori di – nel favorire il riassorbimento delle scorte può generare l'effetto opposto. **Fallimento che, se da una parte può verificarsi per cause endogene all'Accordo** (il mancato rispetto degli impegni presi da parte degli aderenti), **dall'altra potrebbe verificarsi per una ripresa della produzione non convenzionale statunitense** che, spinta da una rapida risalita dei prezzi, finirebbe per annullarne gli effetti. In questo caso – paradossalmente ma non troppo – il successo dell'iniziativa sul fronte del rispetto degli impegni tra gli aderenti sarebbe causa del fallimento dell'iniziativa nel suo obiettivo finale: il riassorbimento dell'eccesso di offerta e la stabilizzazione dei prezzi su livelli adeguati per produttori e consumatori.

Questa complessa triangolazione tra Accordo Opec-nonOpec, riassorbimento delle scorte e reazione dello *shale* sarà al centro dell'attenzione dei mercati con riflessi sui prezzi non necessariamente attinenti ai fondamentali di mercato, ma anche al suo *sentiment*. Quel che si può osservare nelle recenti dinamiche di prezzo, quando le quotazioni del Brent mostrano una flessione l'8 marzo, perdendo improvvisamente il 5% per poi portarsi sui 49-50 \$/b e le cui ragioni sembrano riconducibili a considerazioni e affermazioni emerse nel corso della conferenza CeraWeek di Houston del 5-9 marzo. Nei due mesi successivi all'Accordo, **la compliance dell'Opec** (il rispetto degli impegni assunti) **ha continuato a eccedere gli impegni presi segnando in febbraio un clamoroso 101%** di 1,2 Mb/g (stime Energy Intelligence), spinta in primo luogo dalle performance dell'Arabia Saudita che ha ridotto l'output di 761.000 b/d, rispetto ai 486.000 concordati (Tabella 2).

TAB. 2 - COMPLIANCE DEI PAESI OPEC E NON OPEC NEL MESE DI FEBBRAIO

Opec 11: Full Compliance in February							
('000 b/d)	Opec Base*	Target Cut	Opec Target	Feb '17	Feb vs. Base	Feb vs. Target	%
Saudi Arabia	10,544	-486	10,058	9,783	-761	-275	157%
Iraq	4,561	-210	4,351	4,435	-126	+84	60
Iran	3,707	90	3,797	4,002	+295	+205	-328
UAE	3,013	-139	2,874	2,924	-89	+50	64
Kuwait	2,838	-131	2,707	2,705	-133	-2	102
Venezuela	2,067	-95	1,972	1,895	-172	-77	181
Angola	1,753	-80	1,673	1,673	-80	+0	99
Algeria	1,089	-50	1,039	1,025	-64	-14	128
Qatar	648	-30	618	620	-28	+2	93
Ecuador	548	-26	522	522	-26	0	100
Gabon	202	-9	193	208	+6	+15	-66
Total	30,970	-1,166	29,804	29,793	-1,177	-11	101%
Nigeria	--	--	--	1,359	--	--	--
Libya	--	--	--	680	--	--	--
Total	--	--	--	31,832	--	--	--

*Based on Opec October Secondary Source averages.
Nigeria and Libya are excluded from quotas. Source: Opec and Energy Intelligence

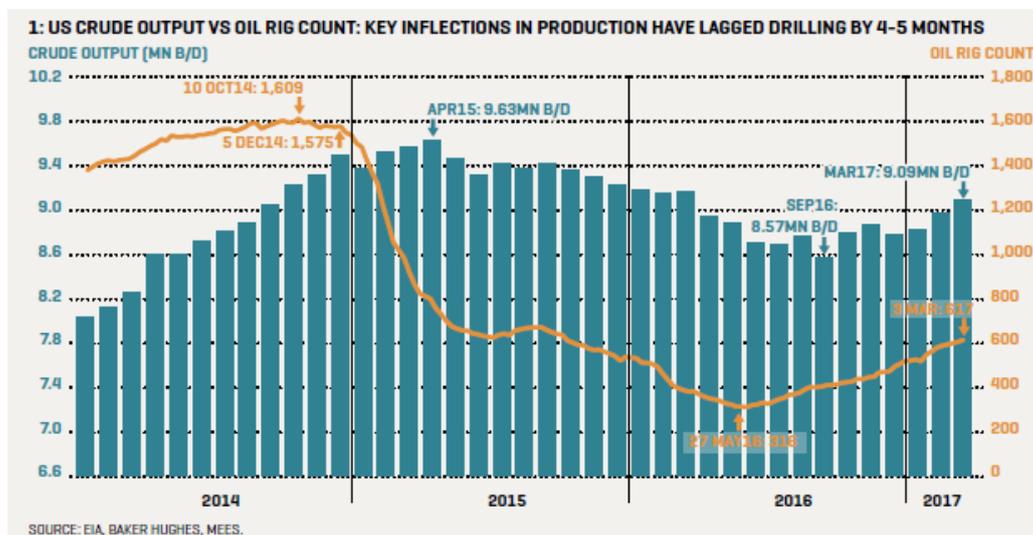
Non-Opec 11 Compliance Stalls in February					
('000 b/d)	Base*	Cut	Feb '17	Feb vs. Target	%
Russia	11,247	-300	11,125	-122	41%
Mexico	2,103	-100	2,015	-88	88
Kazakhstan	1,696	-20	1,767	71	-352
Azerbaijan	759	-35	756	-3	7
Oman	993	-45	948	-45	99
Bahrain	37	-10	38	1	-9
Malaysia	646	-20	656	10	-53
Brunei	125	-4	121	-4	97
Sudan	117	-4	113	-4	100
South Sudan	125	-8	135	10	-125
Equatorial Guinea	276	-12	265	-11	89
Total	18,124	-558	17,938	-186	33%

*Based on OMI estimates; Opec Secondary Source data is not published. Kazakhstan is based on November, all others on October as per meeting.
Source: Energy Intelligence, Oil Market Intelligence, February 2017 communique.

Fonte: *Petroleum Intelligence Weekly*, Energy Intelligence

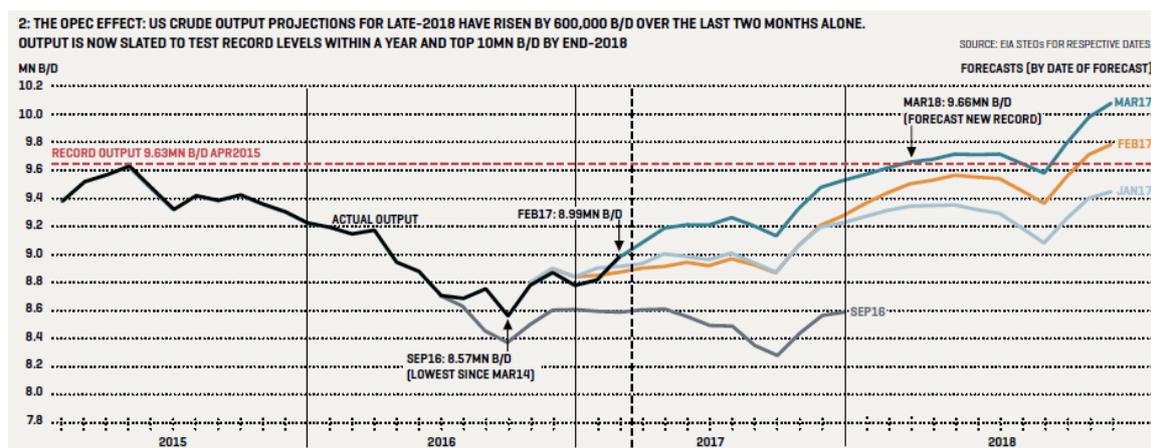
Una simile performance infonde fiducia nei mercati finanziari, come si può osservare dalla tenuta del prezzo nei primi mesi dell'anno, che sembra tuttavia tentennare da lì a poco. Nel corso della conferenza, infatti, il ministro saudita dell'Energia, Khalid al-Falih, ammette che **l'effetto dell'Accordo sul riassorbimento delle scorte non è stato quello desiderato**. Queste non sono accelerate particolarmente, e anzi le scorte negli Stati Uniti hanno continuato a crescere da inizio anno a un tasso di 775.000 b/g. **A compensare gli sforzi dei paesi produttori pare essere la rapida ripresa dello shale oil statunitense**, altro grande tema che impegnava i dibattiti del convegno. Fiduciosi nella ripresa dei prezzi e incoraggiati dalla nuova amministrazione Trump, i produttori Usa hanno stanziato per il 2017 un budget molto superiore all'anno precedente per la perforazione di nuovi pozzi: +60% secondo i piani preliminari di un campione di produttori. L'andamento degli impianti di perforazione ha prontamente seguito la ripresa dei prezzi (Figura 8) e il Dipartimento dell'energia statunitense stima ora che la produzione statunitense possa crescere di 330.000 b/g nel 2017 e di ulteriori 520.000 b/g l'anno successivo toccando nuovi record produttivi (Figura 9).

FIG. 8 - ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE USA E DEGLI IMPIANTI DI PERFORAZIONE



Fonte: Middle East Economic Survey (MEES)

FIG. 9 - SENSIBILITÀ AI PREZZI DELLA PRODUZIONE SHALE USA



Fonte: Middle East Economic Survey (MEES)

Alla flessione dei prezzi potrebbero tuttavia aver contribuito anche i **timori del mercato circa la tenuta dell'Accordo**. Dal palco del CeraWeek, il ministro saudita non ha mancato infatti di lanciare **messaggi di avvertimento ai suoi partner** circa il fatto che non si sarebbe sobbarcato da solo il fardello dei tagli. **Tra i destinatari del messaggio, gli 11 aderenti nonOpec**, le cui performance non erano state affatto brillanti rispetto a quelle della controparte: neanche il 40% dei loro 558.000 b/g assegnati (Figura 8). Il Kazakistan segnava al contrario un incremento di produzione, l'Azerbaijan dava segno di sforzarsi poco, mentre la Russia calava di 120.000 sui 300.000 concordati, ma in linea con le tempistiche che la vedono raggiungere il target solo a partire da aprile. Da quel momento, di fatto, la produzione dell'Arabia Saudita registra un lieve incremento che peggiora la *compliance* dell'Opec nelle settimane a seguire. Ma il messaggio conteneva un **avvertimento diretto anche ai produttori shale di non esaltarsi eccessivamente**. Non a caso lo stesso mese il segretario generale Mohammed Barkindo ha tenuto un meeting con i dirigenti di queste compagnie nel tentativo di far comprendere che

“siamo tutti nella stessa barca” e che gli sforzi dei paesi produttori remano nella direzione favorevole a tutti. Difficile tuttavia che un simile dialogo possa avere grossi sbocchi – sia per la necessità delle compagnie di rendere conto agli investitori, sia per le regole antitrust statunitensi che vietano collusioni – ma è indicativo del complesso contesto che domina il mercato petrolifero.

Queste variabili non sono tuttavia le uniche che possono incidere sul corso dei prezzi durante il resto del 2017. Altri fattori possono impattare in senso ribassista o rialzista. Sul primo fronte troviamo innanzitutto **la tenuta della domanda petrolifera**. Per il 2017 la Iea ne stima un aumento più contenuto rispetto al 2016, ma sempre significativo: +1,3 mil. bbl/g vs +1,4 dell'anno precedente. Su questa previsione pesa la crescita dell'economia mondiale e le incertezze relative ai maggiori consumatori mondiali: **Stati Uniti**, le cui prospettive di crescita sono attese alla prova di Trump; **Cina**, che vede proseguire il trend di rallentamento della crescita economica e su cui pesa un elevatissimo debito pubblico (oltre il 250% del Pil); **India**, la cui crescita economica e domanda petrolifera potrebbero venire inficiate dalla demonetizzazione voluta dal primo ministro Modi a fine 2016 per contrastare la contraffazione (la perdita di valore delle banconote da 500 e 1000 rupie, l'86% del valore circolante, potrebbe incidere negativamente sull'economia del paese nel quale l'80% delle transizioni avviene in contanti). La Cina resta l'osservato speciale su questo fronte. Mentre tutti guardavano a Opec e *shale*, Goldman Sachs ammoniva come il calo delle quotazioni in marzo fosse maggiormente riconducibile a una flessione per la sua domanda di commodity, che rischia di ripercuotersi sull'economia globale. Non va inoltre sottovalutato **l'impatto che potrebbe avere sulla domanda mondiale una risalita troppo rapida ed elevata dei prezzi**.

Ribassista potrebbe anche essere l'effetto di un rafforzamento del dollaro a seguito dei due rialzi dei tassi d'interesse da parte della Federal Reserve annunciati dal governatore Janet Yellen. Nel complesso, l'anno si dovrebbe chiudere con tre rialzi, anziché quattro come inizialmente prospettato. Le implicazioni per il prezzo del greggio non sono tuttavia scontate.

Sul fronte opposto potrebbero pesare invece le incognite geopolitiche. Come detto nell'introduzione, al riassorbirsi dell'eccesso di offerta i prezzi torneranno sensibili a queste dinamiche, in particolare se interessano paesi produttori o di transito. Restano quindi al centro dell'attenzione Libia e Nigeria, ma anche l'evolversi dello scacchiere mediorientale nella lotta all'Isis che vede un sempre maggior coinvolgimento della Russia, mentre ancora da chiarire è il ruolo che vorrà giocare il nuovo presidente degli Stati Uniti.

Per concludere, **il riassorbimento dell'oversupply è in atto ed è atteso proseguire** anche per l'anno in corso. I prezzi sono quindi attesi risalire rispetto ai livelli dello scorso anno e attestarsi entro un *range* 45-60. **Le modalità con il quale lo faranno, se stabile e lineare o volatile, resta invece questione aperta**.

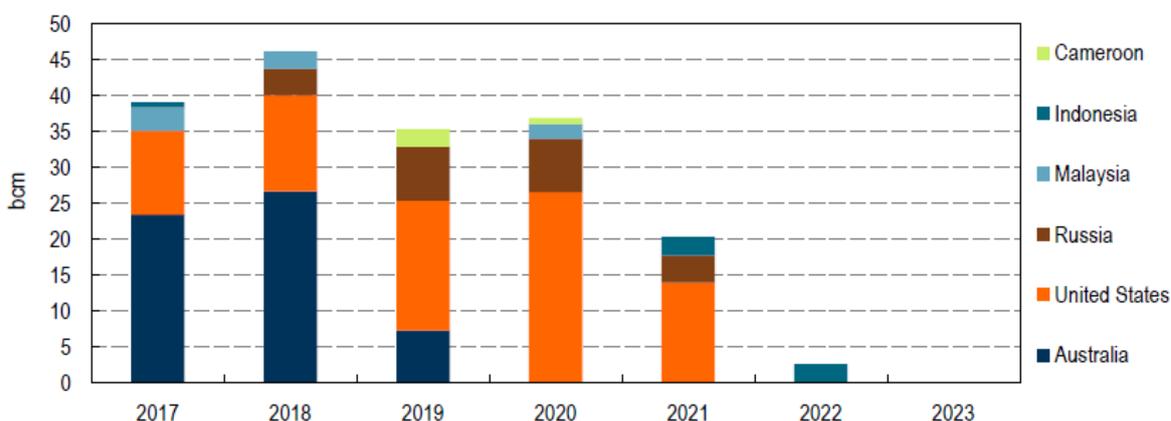
1.3 GAS NATURALE

Ricollegandoci a quanto detto all'inizio di questo capitolo, l'ambiente non è ancora la variabile centrale nelle scelte degli *stakeholder* del mondo dell'energia, ma è **evidente la costante crescita della sua influenza su di esse**. Ciò è evidente nei differenti percorsi di investimento intrapresi dalle *major* petrolifere in un contesto dominato dal crollo di prezzi petroliferi ma anche dai negoziati, e successivi impegni, in ambito climatico. All'incertezza degli investimenti nel lungo periodo, del ruolo e delle quotazioni del petrolio, alcune *major* hanno iniziato a preferire le

opportunità offerte dallo *shale oil* statunitense, che si differenzia per tempi e modi dalla produzione convenzionale e si avvicina maggiormente a un modello *just in time* di stampo industriale. Su questo fronte hanno deciso di puntare le statunitensi ExxonMobil e Chevron. La prima ha acquistato *asset* nel Permian Basin – il più prolifico e con costi minori – per US\$5,6 mld, mentre la seconda intende accrescere la propria produzione nell'area a 325.000-450.000 bep/g nel 2020 e oltre 700.000 bep/g da lì in avanti.

La differenza non è solo tra breve e lungo periodo, ma anche tra petrolio e gas. Sulla più pulita delle fonti fossili hanno deciso di puntare – pur senza abbandonare il fronte *oil* – le *majors* europee, che paiono più sensibili agli sviluppi in atto sul piano ambientale e climatico ed al rischio di *stranded asset*. Oltre a Shell che ha virato sensibilmente con l'acquisto di BG, vi sono anche BP, Eni, Total. **La strada scelta da queste *majors* non è tuttavia più facile e sicura.** In virtù anche del suo minor impatto ambientale, il gas è l'unica tra le fonti fossili attesa aumentare la propria quota su mix mondiale, dal 21% del 2014 al 24% del 2040 (Figura 1). Lo Scenario nuove politiche della Iea, che assume nelle sue previsioni le politiche adottate dagli stati e quelle probabili, stima un incremento dei consumi a una media dell'1,5% l'anno, passando da 3.500 mld mc a 5.200 a fine periodo. **Attualmente il mercato del gas resta però caratterizzato da un'elevata *oversupply*** che ne ha depresso i prezzi e che è attesa durare ben oltre quella petrolifera, almeno fino a metà del prossimo decennio. La causa è facilmente ascrivibile ai copiosi investimenti passati in impianti di liquefazione molti dei quali ancora attesi entrare in funzione. A ottobre 2016 erano in costruzione 15 impianti, compresi il 3° e 4° treno del terminal Sabine Pass negli Stati Uniti, per una capacità di circa 150 mld mc l'anno.

FIG. 10 - CAPACITÀ DI LIQUEFAZIONE IN COSTRUZIONE

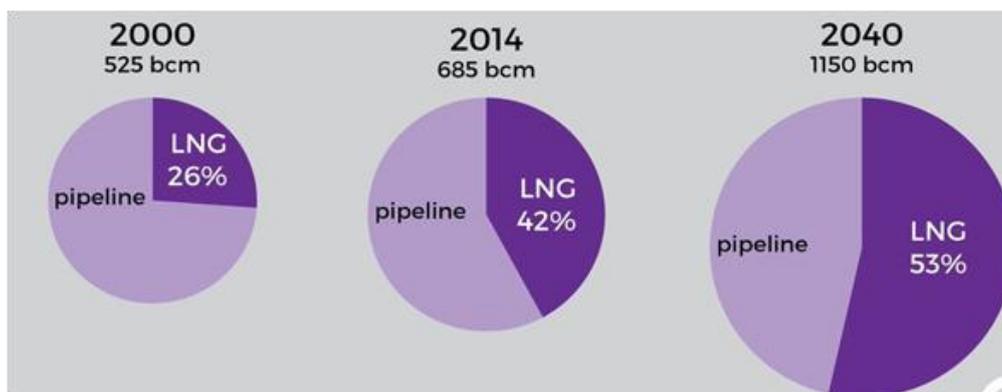


Fonte: Global Gas Security, Iea.

Gli effetti sono ben evidenti nel crollo dei prezzi spot del Gnl in Asia – dov'erano più elevati – di oltre il 70% dai picchi del 2014, a 5,65 \$/MBtu. Per quanto l'attuale ciclo metterà pressione sui produttori, non è tuttavia foriero di sole cattive notizie. **Importanti trasformazioni in atto stanno rendendo il sistema gassifero più globale, flessibile e sicuro.** L'ondata di Gnl e l'entrata di nuovi importanti esportatori, soprattutto da Australia e Usa, offrono una flessibilità e una concorrenzialità inedita al mercato del gas, tradizionalmente strutturato in mercati regionali con grandi scambi via *pipeline*. Nuovi mercati emergono per avere accesso a questa fonte o ridurre la dipendenza dal fornitore principale. Come la Polonia, e i paesi baltici prima di lei, che ha costruito il terminal di rigassificazione Swinoujscie (sul Baltico) proprio per ridurre l'import dalla Russia e ha ricevuto nel 2016 il suo primo carico, dal Qatar. Altri paesi dell'Est Europa pensano a

rigassificatori. **La rilevanza del Gnl nei commerci internazionali di gas è attesa aumentare sensibilmente oltrepassando quella via tubo.**

FIG. 11 - GNL VS PIPELINE



Fonte: Global Gas Security, Iea.

Tuttavia, come osserva la Iea nel rapporto Global Gas Security, il solo eccesso di offerta di Gnl nei mercati non è di per sé indice di maggior sicurezza delle forniture. **Cruciali sono anche le modalità con le quali vengono contrattualizzati.** La possibilità di reindirizzare i carichi di Gnl a seconda dei segnali di prezzo rende più efficiente l’allocazione delle forniture e, in situazioni di interruzioni d’offerta o di shock di domanda, consente di raggiungere le regioni che ne hanno maggior bisogno. Questa possibilità è stata storicamente limitata dalle tipologie di contratti voluti dai produttori, che paiono ora in evoluzione verso una minor rigidità grazie al maggior potere negoziale da parte dei consumatori. **Tre sono le modalità che infondono flessibilità al sistema:** carichi non vincolati al destinatario; la possibilità di riesportazione, di sovente vietata per mezzo di apposite clausole volute dai produttori, dal Qatar all’Australia; contratti aperti a molteplici destinazioni. L’arrivo di abbondanti volumi di Gnl dagli Stati Uniti – grossomodo metà della produzione incrementale in arrivo tra il 2016 ed il 2021 – **augmenta sensibilmente le transazioni con destinazioni aperte**, che prima erano adottate solo in parte da Qatar e in seconda battuta da Nigeria, Trinidad e Tobago, Guinea Equatoriale.

Importanti anche le novità sul fronte della riesportazione. L’attuale fase di mercato pende a favore dei consumatori (“*buyer’s market*”), offrendo la possibilità di strappare condizioni contrattuali più favorevoli. Diverse compagnie sono riuscite o hanno avviato discussioni per rinegoziare i contratti con i produttori, come l’indiana Petronet Lng con la qatarina RasGas, ma è soprattutto **la stretta collaborazione avviata tra tre dei maggiori acquirenti mondiali di Gnl che potrebbe porre fine a una pratica per certi versi anacronistica.** La sudcoreana Korea Gas Corp (Kogas), la giapponese Jera (joint venture tra le mega utilities Chubu Electric Power e Tokyo Electric Power) e la cinese China National Offshore Oil Corp (Cnooc) – che insieme assorbono circa un terzo della produzione mondiale di Gnl – hanno siglato un Memorandum d’intesa al fine di rivedere le condizioni contrattuali e in particolare le clausole di destinazione, che impediscono di rivendere a terzi il gas.

Le novità non giocano solo a favore dei consumatori, ma anche dei produttori, per lo meno quelli americani che si avvicinano ai mercati internazionali. **È atteso per maggio il lancio dei future sul Gnl da parte dell’Inter Continental Exchange (Ice)** che dovrebbe consentire a produttori e consumatori di rispondere alle crescenti esigenze di copertura dal “rischio prezzi”. L’obiettivo è

ripetere l'esperienza del petrolio degli anni Ottanta, con i *future* sul Wti e il Brent che hanno trasformato il mercato con profonde implicazioni, tra le quali l'ingresso degli speculatori.

Non bisogna tuttavia assumere che le cose andranno sempre per il meglio. Gli attuali benefici per la sicurezza delle forniture non sarebbero stati conseguiti se non vi fosse stato un forte rallentamento dei consumi globali a seguito della crisi economico-finanziaria del 2008. Il sistema gassifero mondiale sta sperimentando importanti miglioramenti, ma non bisogna sottovalutare la ciclicità dell'industria che, come per quella petrolifera, potrebbe risentire in futuro dell'attuale calo degli investimenti in produzione ed esplorazione. **Un ruolo chiave, anche in questo caso, lo giocherà il fattore clima-ambiente,** nelle misure – oltre che nelle dichiarazioni – che vorranno adottare gli Stati nei confronti del gas: se adottarlo come combustibile “ponte” o se, come vorrebbero alcuni, saltare direttamente a fonti *zero-carbon*.

2. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

a cura di Chiara Proietti Silvestri³

UNIONE EUROPEA			
Consumo di energia elettrica	3231	TWh	(2015)
Carbone su totale generazione elettrica	24,6	%	(2015)
Emissioni di CO ₂ nel settore energia	3489,8	Mton	(2015)
Consumo di gas naturale	467.1	Gmc	(2016)
Variazione annuale sul 2015	7	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas ⁴	69,1	%	(2015)



Il 2016 si è concluso con una crescita dell'area euro dell'1,7%, 0,2 punti percentuali (p.p.) sopra le aspettative, evidenziando una certa resilienza dell'economia europea specie nell'ultima parte dell'anno. Per il 2017, il Fmi ha rivisto leggermente al rialzo le stime di crescita dell'Area euro a 1,6% (Tabella 1), 0,1 p.p. in più rispetto alle stime rilasciate a ottobre. Previsioni confermate dalla Commissione europea nel suo Winter 2017 Forecast. **Tuttavia, sul futuro dell'Ue pesa l'elevata incertezza del contesto politico**, a partire dal corso che prenderà la nuova amministrazione statunitense, orientata verso politiche protezionistiche, e dai risultati delle numerose elezioni attese in Europa nel 2017⁵, nonché dallo svolgersi delle negoziazioni sulla Brexit e dall'impasse nel quale versano le trattative tra Grecia e i suoi creditori.

Parallelamente a una ripresa dell'economia, i consumi di energia hanno registrato una crescita che dovrebbe proseguire nell'anno in corso. A fronte di tale aumento, **le emissioni di CO₂ nella generazione elettrica in Ue hanno registrato un calo** del 4,5% rispetto all'anno precedente, **grazie a uno spostamento del mix energetico dal carbone al gas**. In particolare, la generazione a gas è salita di 101 Twh mentre quella a carbone è scesa di 94 Twh.

Relativamente alla domanda primaria di gas naturale, si è verificato un aumento del 7% rispetto al 2015, complice il maggior utilizzo nella generazione elettrica, la ripresa dell'attività industriale e il fermo nucleare francese a fine anno che ha richiesto un maggior apporto di centrali elettriche a gas.

Le **prospettive di crescita della domanda di gas** sono collegate all'effettiva attuazione degli impegni presi sul clima. Tuttavia, è un fatto che il suo ruolo sia in crescita: secondo gli scenari di consenso, l'Europa, pur in un contesto di riduzione attesa della domanda di energia, incrementerà la sua quota di gas per ragioni di convenienza economica, ridotte emissioni rispetto alle altre fonti fossili, nonché per la funzione di supporto alle rinnovabili non programmabili nella generazione elettrica.

³ Chiara Poletti Silvestri è Ricercatrice presso Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche

⁴ È il rapporto tra importazioni nette e consumo di energia primaria. Nell'analisi dei singoli paesi, la dipendenza è calcolata sulla base dei dati JODI mentre nel caso dell'Unione europea, si prende a riferimento l'ultimo dato disponibile di Eurostat.

⁵ Tra i diversi paesi nei quali si terranno elezioni presidenziali e/o legislative, ci sono Francia, Germania, Olanda, Norvegia, Ungheria, Bulgaria, Rep. Ceca.

Considerando il crescente divario tra produzione interna e consumi (v. *Focus 25-56/2016*), la maggior domanda di gas è stata colmata nel 2016 con un aumento delle importazioni. **I maggiori beneficiari sono stati i supplier tradizionali che trasportano via pipeline** – in primis Algeria e Russia – mentre sono calati i carichi di Gnl. In particolare, il 2016 è stato ritenuto da Gazprom un anno record per le importazioni di gas russo in Europa; secondo quanto riferito dal vice-presidente, Alexander Medvedev, la quota di mercato della compagnia in Europa è salita dal 31% del 2015 al 34% nel 2016 ed è prevista in ulteriore aumento al 35% nei prossimi anni. Tale balzo è stato supportato in gran parte dal crollo delle quotazioni *oil* che, a sua volta, ha reso più conveniente il gas proveniente dalla Russia, ancora legato a contratti a lungo termine indicizzati al petrolio (i c.d. *take or pay*). Tuttavia, Gazprom ha stimato che i prezzi del gas russo pagati dai consumatori europei dovrebbero aumentare quest'anno fino a 180-190 US\$/1.000 mc, rispetto a una media 2016 di 167 US\$/1.000 mc, a seguito della ripresa delle quotazioni petrolifere dopo la decisione dei paesi Opec (e di alcuni non-Opec come la Russia) di tagliare la produzione.

Sul fronte Gnl, invece, non è stata replicata l'ottima performance del 2015 che aveva registrato un forte aumento del 16%. Il calo inaspettato avuto nel 2016 è dovuto a una serie di fattori, tra cui un aumento della domanda in Medio Oriente e diversi stop ad alcuni impianti di liquefazione, tra cui Gorgon in Australia e Angola Lng. **Tuttavia, il Gnl ha collezionato anche notizie positive:** sono approdati in Europa i primi due carichi (uno in Portogallo e uno in Spagna) dagli Usa; è diventata operativa “Engie Zeebrugge”, la prima nave bunkeraggio Gnl nel mondo in grado di rifornire fino a 5.000 mc *ship-to-ship*; l'avvio delle operazioni commerciali del rigassificatore di Dunkerque, 2° terminale europeo per capacità e unico ad essere collegato direttamente a due Stati (Francia e Belgio). Questo terminale potrà essere alimentato da diversi fornitori, tra cui gli Usa e il Qatar; in particolare, con quest'ultimo, Edf (operatore di maggioranza dell'impianto) ha firmato lo scorso giugno un contratto per l'acquisto di 2 milioni di tonnellate l'anno a partire dal 2017.

TAB. 3 – CONSUMO DI GAS NATURALE DEI PAESI EUROPEI NEL 2016 VS 2015 (GMC)

PAESE	CONSUMI 2016	CONSUMI 2015	VARIAZIONE	VARIAZIONE IN %
Austria	8,7	8,3	0,5	6%
Belgio	17,0	16,8	0,2	1%
Bulgaria	3,2	3,0	0,1	5%
Cechia	8,5	7,9	0,6	8%
Croazia	2,7	2,6	0,2	6%
Danimarca	3,2	3,2	0,0	1%
Estonia	0,5	0,5	0,0	10%
Finlandia	2,5	2,7	-0,2	-8%
Francia	43,2	39,8	3,4	9%
Germania	89,1	81,3	7,8	10%
Grecia	4,1	3,2	0,9	29%
Irlanda	4,8	4,4	0,4	10%
Italia	70,9	67,5	3,4	5%
Lettonia	1,3	1,3	0,0	-3%
Lituania	2,2	2,5	-0,3	-12%
Lussemburgo	0,8	0,9	-0,1	-9%
Paesi Bassi	42,0	40,1	1,9	5%
Polonia	19,1	18,2	0,9	5%
Portogallo	5,2	4,7	0,5	10%
Regno Unito	81,6	72,2	9,4	13%
Romania	11,5	11,2	0,3	2%
Slovacchia	4,7	4,6	0,1	2%
Slovenia	0,9	0,8	0,0	5%
Spagna	28,8	28,2	0,6	2%
Svezia	0,9	0,8	0,1	13%
Ungheria	9,7	9,1	0,6	7%
UE*	467,1	435,8	31,3	7%

*esclude Cipro e Malta

Fonte: elaborazioni su dati JODI

Riguardo la sicurezza degli approvvigionamenti, occorre rilevare la decisione della Commissione europea che nel mese di marzo ha accettato gli **impegni proposti da Gazprom per risolvere la procedura antitrust** avviata nell'aprile 2015 per presunto abuso di posizione dominante sui mercati del gas dell'Europa centrale e orientale. Tali impegni, che dovrebbero consentire “il libero flusso del gas nell'Europa centrale e orientale a prezzi competitivi”, saranno oggetto di osservazioni da parte dei soggetti interessati nelle prossime settimane (scadenza: inizio maggio); successivamente, la Commissione stabilirà in via definitiva se le proposte di Gazprom sono sufficienti o meno.

Intanto, **la Russia continua a valutare l'apertura di nuove vie del gas in Europa, bypassando l'Ucraina**. Secondo la compagnia russa, l'Europa avrà bisogno di ulteriori 90 mld mc di gas/anno entro il 2025 e più di 120 mld mc/anno dal 2035. Tra i progetti infrastrutturali in ballo a firma russa ci sono il **Nord Stream 2** che punta al raddoppio dei volumi già trasportati attraverso il gasdotto Nord Stream. Si aggiungerebbero così ulteriori 55 Gmc/a entro il 2019, quando scadrà l'accordo sul transito di gas russo-ucraino. Tuttavia, sussistono ostacoli politici e regolatori che ne hanno prolungato i tempi per l'effettiva realizzazione; non è un caso che la Commissione Ue abbia ribadito a febbraio scorso che il progetto non è in linea con gli obiettivi dell'Unione energetica e, pertanto, non potrà beneficiare del sostegno finanziario della Ue o di deroghe al diritto dell'Unione.

Relativamente alla rotta meridionale, dopo il fallimento del progetto South Stream, la Russia sta valutando altre strade; in particolare ha rilanciato il gasdotto **Turkish Stream**, una condotta che passando dal Mar Nero collega il gas russo alla Turchia. A fine 2016, è stato firmato l'accordo intergovernativo tra i due paesi che puntano a rendere operativo il progetto nel 2019. Inoltre, a inizio anno Gazprom ha ufficializzato per la prima volta il suo interesse per il gasdotto **Tap**, oltre al già manifesto interesse per l'altro progetto di pipeline nell'Europa meridionale, **Itgi Poseidon**, per il quale ha siglato un anno fa un'intesa con Edison e Depa per il possibile trasporto del gas russo. Per l'eventuale utilizzo del Tap, invece, occorrerebbe raddoppiare la capacità della condotta a 20 mld mc/anno, dato che i 10 mld mc/anno che saranno disponibili dal 2020 sono già stati prenotati per il gas azero.

FIG. 12 – LA RUSSIA E IL CORRIDOIO SUD



Fonte: elaborazioni su Finnish Institute of International Affairs

In un contesto di diminuzione della produzione interna per il progressivo esaurimento dei siti, poter contare su nuove aree di estrazione, un più ampio *range* di paesi produttori e nuove rotte di scambio è obiettivo strategico per l'Ue. Non è un caso quindi che **diversi progetti infrastrutturali di interconnessione siano al vaglio** di Bruxelles, tra cui la possibilità di un collegamento tra il gas del Mediterraneo Orientale e il mercato europeo. In questo senso, diversi incontri sono stati avviati da inizio anno tra Italia, Israele, Grecia e Cipro sulla realizzazione del gasdotto **EastMed**, considerato una delle possibili opzioni di collegamento. Il più recente è avvenuto a inizio aprile a Tel Aviv alla presenza del commissario Ue all'Energia e al Clima, Miguel Arias Cañete. I ministri dei quattro paesi coinvolti hanno firmato una dichiarazione congiunta di impegno che definisce il gasdotto una *top priority*.

Novità anche sul fronte degli sforzi di decarbonizzazione in relazione alla riforma dell'Emission Trading Scheme (Ets). Di recente, il Consiglio dei ministri dell'Ambiente ha approvato la proposta di direttiva del sistema Ets che prevede:

- riduzione annua delle quote di emissione di gas serra pari al 2,2% (*linear reduction factor*);
- cancellazione di 800 milioni di quote di surplus a partire dal 2021;
- espansione della *Market Stability Reserve* (Msr) - la riserva stabilizzatrice del mercato di carbonio che potrà assorbire fino al 24% del surplus di quote;
- impiego dei ricavi delle aste per finanziare due fondi tesi a favorire l'innovazione nel campo della Ccs (*Carbon Capture and Storage*) e delle rinnovabili;
- estensione dell'Ets ai trasporti marittimi a partire dal 2023;
- riduzione del 10%, rispetto al periodo 2014-2016, delle quote del settore aviazione.

La riforma ambisce a riportare il prezzo all'interno di una fascia che permetta di stimolare nella generazione elettrica il passaggio dal carbone al gas, dato che il valore attuale di 5 €/ton non è sufficiente. Tuttavia, il voto non è stato unanime con nove ministri che hanno votato contro la riforma. Tra questi, la Polonia ha parlato di "violazione del diritto di decidere il mix energetico nazionale", non avendo ottenuto le compensazioni Ets richieste. Il governo polacco teme ripercussioni negative per le sue industrie ad alta intensità energetica e le sue centrali a carbone. In ogni caso, per capire quali saranno le sorti del sistema Ets occorrerà attendere la trattativa finale con Commissione e Parlamento europeo.

Simile preoccupazione per la Bulgaria che ha richiesto all'Ue una revisione delle politiche ambientali per non mettere a rischio il sistema elettrico nazionale, basato sul carbone. In particolare, Sofia è preoccupata anche per una revisione della direttiva 2010/75/Ue, attesa entro la fine di aprile, che inasprisce i limiti alle emissioni di NO, SO₂ e mercurio per gli impianti industriali. Secondo il governo bulgaro, i limiti previsti sarebbero insostenibili per le proprie centrali a carbone, dato che richiederebbero investimenti per oltre 500 milioni di euro, mettendo a rischio la sicurezza energetica nazionale e la competitività dell'industria locale. E la Bulgaria pare non essere la sola ma proteste alla proposta sono arrivate anche da Germania, Regno Unito, Polonia, Finlandia, Grecia e Repubblica Ceca.

Un'Europa a due velocità in materia di emissioni? Sembra essere questo l'interrogativo a cui rispondere, dati gli interessi contrastanti in materia ambientale tra gli stati membri.

2.1 ITALIA

ITALIA			
Consumo di energia elettrica	281,8	TWh	(2015)
Carbone su totale generazione elettrica	19,6	%	(2015)
Emissioni di CO ₂ nel settore energia	341,5	Mton	(2015)
Consumo di gas naturale	70,9	Gmc	(2016)
Variazione annuale sul 2015	+5	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	92	%	(2016)



Il Fmi taglia le stime di crescita dell'Italia, l'unico paese fra i big europei a essere rivisto al ribasso per il 2017. Dopo un +0,9% del Pil nel 2016, la crescita quest'anno rallenta allo 0,7% (Tabella 1), 0,2 punti in meno rispetto alle previsioni di ottobre. A pesare sul giudizio, a detta del capo economista del Fmi Maurice Obstfeld, la necessità di risolvere i problemi con le banche e portare a compimento le riforme strutturali.

Per quanto riguarda la domanda di gas, il 2016 ha chiuso con un consumo di 70,9 Gmc, in crescita del 5% sul 2015 e del 14,5% sul 2014; si è tornati ai livelli del 2000, dopo il trend decrescente negli ultimi anni, ma siamo ancora lontani dal consumo record raggiunto nel 2005. L'importazione è cresciuta del 6,7% rispetto all'anno precedente, a fronte di un continuo calo della produzione nazionale (-14,6%). Il principale fornitore di gas resta la Russia anche se in leggero calo del 5,5%; **la novità dell'anno è stata l'Algeria, che è tornata a essere il secondo fornitore dell'Italia** (+160% sul 2015 e oltre il 178% sul 2014) rispetto a un calo delle importazioni dal Nord Europa (-37%).

FIG. 13 - I CONSUMI E LE IMPORTAZIONI NETTE DI GAS NATURALE, 2000-2016

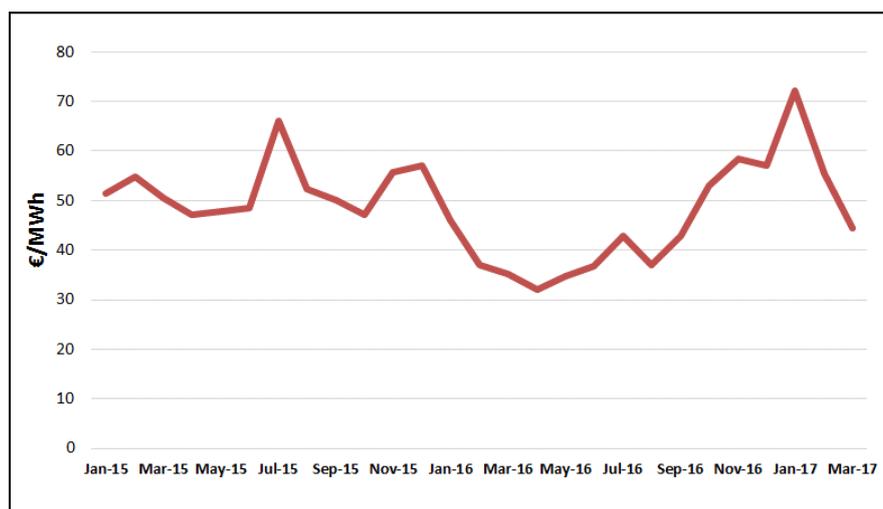


Fonte: elaborazioni su dati Ministero Sviluppo Economico

Relativamente al 2017, **da inizio anno i consumi complessivi di gas risultano superiori rispetto allo stesso periodo del 2016.** Tale aumento è dovuto soprattutto ai maggiori consumi

delle centrali termoelettriche, ancora condizionati dalla riduzione delle importazioni nette di elettricità dalla Francia (v. *Focus* 27/2016). Tuttavia, a febbraio e marzo i consumi si sono ridotti rispetto al mese di gennaio a seguito del normalizzarsi della situazione elettrica francese e di temperature più miti. Ciò ha influito anche sui prezzi elettrici, che hanno visto una consistente riduzione tra gennaio e febbraio, confermata a marzo, seppur restino ben più alti rispetto al pari periodo 2016.

FIG. 14 - **PREZZI ELETTRICI IN ITALIA, GEN. 2015-MAR. 2017**



Fonte: elaborazioni su dati GME

Sul fronte della politica energetica, si rilevano ancora proteste in Puglia per la realizzazione del gasdotto Tap che dovrebbe portare il gas azeri in Europa (v. *Focus* 27/2016). A fine marzo, il Consiglio di Stato si è pronunciato dando il via libera all'infrastruttura, respingendo gli appelli proposti contro la sentenza del Tar dalla Regione Puglia e dal Comune di Melendugno. Tuttavia, la decisione non è stata ben accolta da tutti i cittadini, creando una situazione di tensione che ha costretto la polizia a forzare il blocco degli attivisti. La questione dell'opposizione pubblica alla costruzione di grandi infrastrutture è una problematica molto diffusa in Italia e rischia di far lievitare i costi, scoraggiare gli investitori e creare malessere sociale. Si rende chiara **la necessità di procedure istituzionalizzate di dibattito pubblico** per la creazione di consenso in una fase preliminare al lancio del progetto, disincentivando opposizioni in corso d'opera.

Obiettivo strategico dell'Italia è diventare un hub del gas europeo, possibilità che potrebbe essere realizzata anche con un collegamento tra il gas del Mediterraneo Orientale e il mercato europeo. Non è un caso che **sono al vaglio diversi progetti infrastrutturali di interconnessione in tal senso, tra cui il gasdotto EastMed** (v. *Focus* 23-24/2015). A inizio anno, l'Italia ha partecipato a un incontro a Bruxelles con Israele, Grecia e Cipro sulla realizzazione di tale infrastruttura che potrebbe rafforzare il progetto di "corridoio sud" europeo che punta a trovare alternative al gas russo aprendo nuove rotte con altri paesi produttori. Tuttavia, l'esportazione di gas in Europa dal Mediterraneo solleva problematiche non banali da affrontare, tra cui le sfide di un quadro complesso di relazioni ed equilibri geopolitici ed economici, come la normalizzazione delle relazioni Cipro-Turchia, le dispute territoriali Israele-Libano, l'instabilità interna politica ed economica dei paesi interessati. A questo, va aggiunto il difficile contesto internazionale, con il crollo delle quotazioni petrolifere, che ha contribuito a ritardare le scelte di investimento delle

compagnie. La ripresa dei prezzi *oil* negli ultimi mesi potrebbe accelerare il ripristino dei piani di sviluppo, considerato anche l'interesse di diverse *major* internazionali per l'area (Rosneft e BP sono entrate di recente con una quota rispettivamente del 30% e 10% nel giacimento Zohr di Eni in Egitto). L'Italia può giocare un ruolo centrale sia per ragioni di prossimità geografica sia di presenza nell'area, creando un indubbio vantaggio competitivo per il sistema di aziende nazionali, specie per le piccole-medie imprese fornitrici di servizi all'industria mineraria, note anche all'estero per i livelli di eccellenza tecnologica e manifatturiera.

2.2 GERMANIA

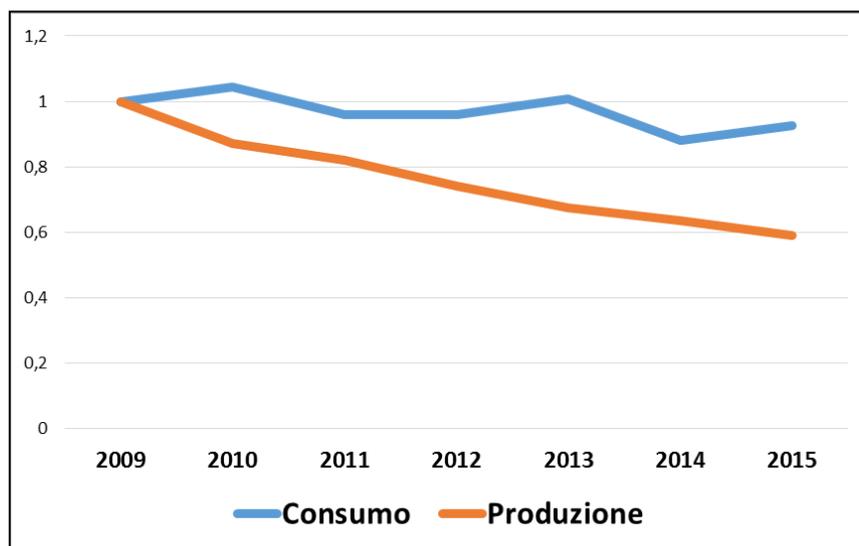
GERMANIA			
Consumo di energia elettrica	647,1	TWh	(2015)
Carbone su totale generazione elettrica	44	%	(2015)
Emissioni di CO2 nel settore energia	753,6	Mton	(2015)
Consumo di gas naturale	89,1	Gmc	(2016)
Variazione annuale sul 2015	+10	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	89,5	%	(2016)



Nei prossimi due anni, la crescita economica della Germania è attesa stabile sull'1,5% (Tabella 1), lievemente al di sotto della media dell'area euro.

Nel 2016, la Germania è stata il primo consumatore di gas naturale dell'Ue, registrando una crescita del 10% sul 2015, trainata sia dalle temperature più rigide sia dallo *start-up* di nuove unità di generazione a gas. La maggiore domanda è stata prevalentemente soddisfatta da un aumento delle importazioni (+6%) rispetto a una produzione interna in calo (-10%) da diversi anni. Un trend decrescente atteso continuare, specie dopo la decisione, presa la scorsa estate, di vietare definitivamente il *fracking* – e quindi lo sviluppo delle risorse non convenzionali di gas.

FIG. 15 – CONSUMO E PRODUZIONE DI GAS NATURALE (2009=1)



Fonte: Elaborazione su BP

Nel 2016, la transizione energetica tedesca pare aver fatto dei progressi grazie a un iniziale *switch* dal carbone al gas nella generazione elettrica che ha permesso, insieme all'aumento della quota rinnovabili, una diminuzione (-1,6%) delle emissioni nel settore elettrico. Tuttavia, le emissioni globali tedesche sono aumentate a causa delle performance degli altri settori (industriale, riscaldamento e trasporti).

Il 2017 è un anno importante per la Germania che deve affrontare una serie di appuntamenti elettorali. Il primo è stato a marzo con l'elezione dell'ex ministro degli Esteri Frank-Walter Steinmeier a presidente della Repubblica federale; il secondo è atteso in autunno con l'elezione del Bundestag. A inizio anno, il ministro dell'Economia e dell'Energia, Sigmar Gabriel, è passato alla guida del Ministero degli Esteri, lasciando il posto a Brigitte Zypries. La nuova ministra dell'Energia è considerata un ministro di transizione dalla quale non si attendono significativi interventi di politica economica ed energetica.

2.3. FRANCIA

FRANCIA			
Consumo di energia elettrica	568,8	TWh	(2015)
Carbone su totale generazione elettrica	2	%	(2015)
Emissioni di CO2 nel settore energia	309,4	Mton	(2015)
Consumo di gas naturale	43,2	Gmc	(2016)
Variazione annuale sul 2015	9	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	98,9	%	(2016)



La crescita economica della Francia resta stabile sull'1,3% nel 2017 (Tabella 1), al di sotto della media dell'area euro. Prospettive migliori per il 2018, con una crescita attesa dell'1,6%.

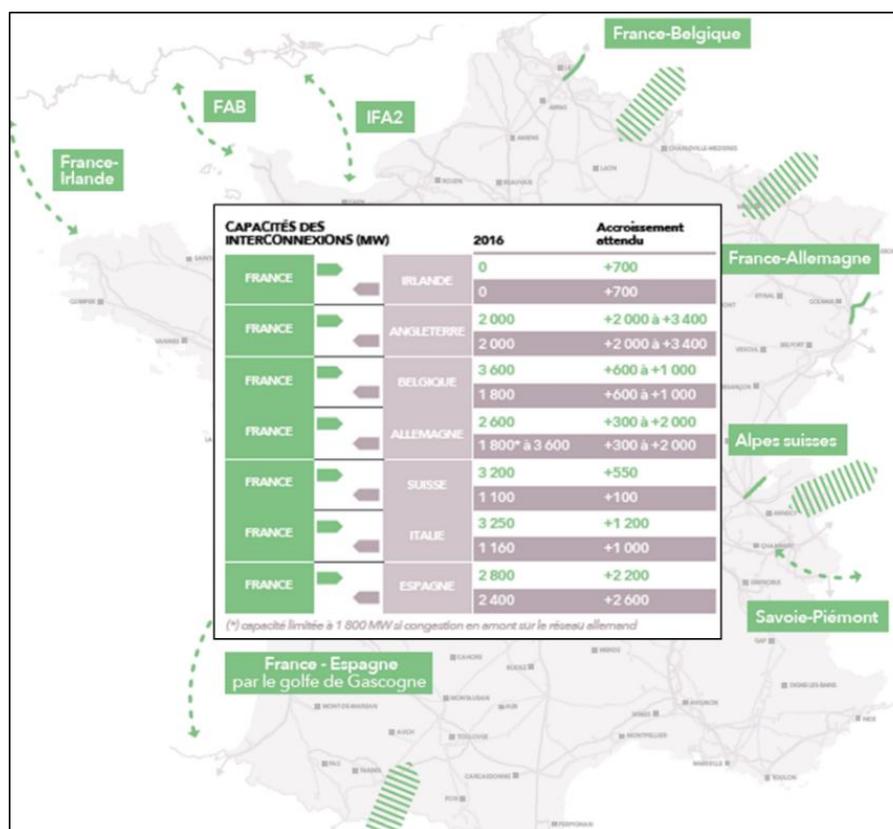
Il 2016 si è contraddistinto per la crisi degli approvvigionamenti innescata dal fermo dei reattori nucleari e dalle temperature rigide nell'ultima parte dell'anno. Questo ha determinato un aumento delle importazioni (+4%), con relativo rialzo della bolletta elettrica, e contestualmente un calo delle esportazioni (-32%), che ha di fatto penalizzato i profitti dell'operatore della rete Rte. **La scarsità di offerta nucleare ha trainato l'aumento del consumo di gas** nel 2016, che ha segnato un +9% rispetto all'anno precedente.

Nel 2017, la situazione dovrebbe tornare alla normalità, dato che le criticità al parco nucleare francese si stanno via via risolvendo. A gennaio la Francia è ancora risultata importatore netto di elettricità; a febbraio, invece, il saldo con l'estero è tornato positivo, con un aumento delle esportazioni verso Gran Bretagna, Svizzera e Italia, seppur ancora a livelli inferiori rispetto a febbraio 2016.

Sotto il profilo della sicurezza energetica, le priorità politiche sono ridurre i rischi di approvvigionamento e di dipendenza energetica, come ha evidenziato la recente crisi del nucleare francese. Per intraprendere tali obiettivi, l'operatore di rete Rte ha deciso che il proprio piano decennale di investimenti sarà focalizzato su interconnessioni transfrontaliere e rinnovabili. In particolare, Rte investirà nei prossimi 10 anni oltre €10 mld nella rete elettrica francese,

finalizzati soprattutto ad accrescere la capacità di interconnessione con i paesi confinanti di ulteriori 10 GW e ad accogliere nel sistema la produzione di parchi eolici *off-shore* per 4 GW. Si prevede complessivamente la realizzazione di 1.200 km di nuovi elettrodotti sotterranei e sottomarini e il potenziamento di 600 km di reti esistenti.

FIG. 16 - PIANO DI CRESCITA DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE ELETTRICA CON I PAESI VICINI



Fonte: RTE

Sul fronte delle emissioni, la Francia ha ritirato a fine 2016 l'emendamento che avrebbe permesso l'introduzione di un "carbon price floor", un livello minimo di prezzo per la CO₂ sulla scia dell'esperienza inglese. La proposta prevedeva un *floor* compreso tra i 20 e i 30 €/t fino al 2020 per aumentare a 50 €/ton nel 2030. Nonostante la presa di posizione del presidente Hollande favorevole a tale misura, le pressioni di industria e sindacati preoccupati di una perdita di competitività – in un momento già delicato per il sistema elettrico nazionale a causa del fermo nucleare – hanno portato a un nulla di fatto.

Una notizia positiva per la riduzione delle emissioni è invece il **decollo del biometano** che, nel 2016, ha registrato un aumento del volume immesso nella rete del 162% rispetto all'anno precedente. La capacità produttiva è salita del 47% a 410 GWh/anno, mentre risultano in progetto 241 nuovi punti di immissione della rete per un totale di 5.000 GWh/anno. Il paese punta a raggiungere nel 2020 il target dei 3.000 GWh, che dovrebbe permettere un risparmio di CO₂ di 560.000 tonnellate contro le 40.400 tonnellate risparmiate nel 2016.

2.4 REGNO UNITO

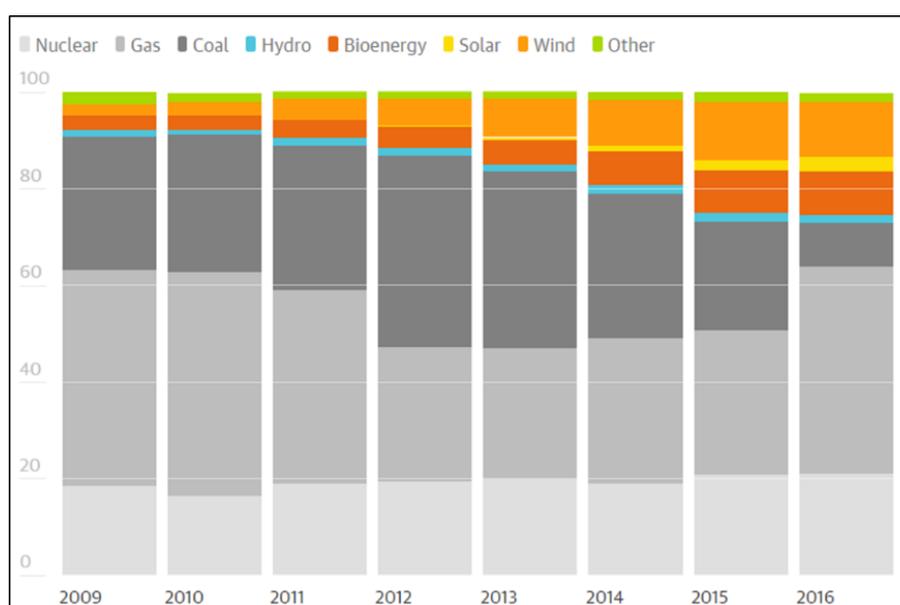
REGNO UNITO			
Consumo di energia elettrica	337,7	TWh	(2015)
Carbone su totale generazione elettrica	22	%	(2015)
Emissioni di CO2 nel settore energia	436,9	Mton	(2015)
Consumo di gas naturale	81,6	Gmc	(2016)
Variazione annuale sul 2015	+13	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	45,1	%	(2016)



Previsioni in crescita per il Regno Unito, con il Pil atteso crescere dell'1,5% nel 2017 (Tabella 1), 4 p.p. sopra le stime rilasciate dal Fmi in ottobre, e dell'1,4% nel 2018. Tuttavia, la crescita dell'economia inglese resta leggermente **al di sotto della media dell'area euro** (+1,6% nel 2017 nel 2018).

Nel 2016, si è assistito a un consistente aumento del consumo di gas sul 2015 (+13%), trainato dalla generazione elettrica, dove continua il processo di sostituzione dal carbone al gas naturale. **Per contro, il peso del carbone nella generazione elettrica è crollato** di oltre 10 punti percentuali, a causa della chiusura di tre centrali nel 2016, raggiungendo quota 9%. Per la prima volta, l'eolico ha superato il carbone arrivando a soddisfare circa l'11% dell'elettricità prodotta in Gran Bretagna.

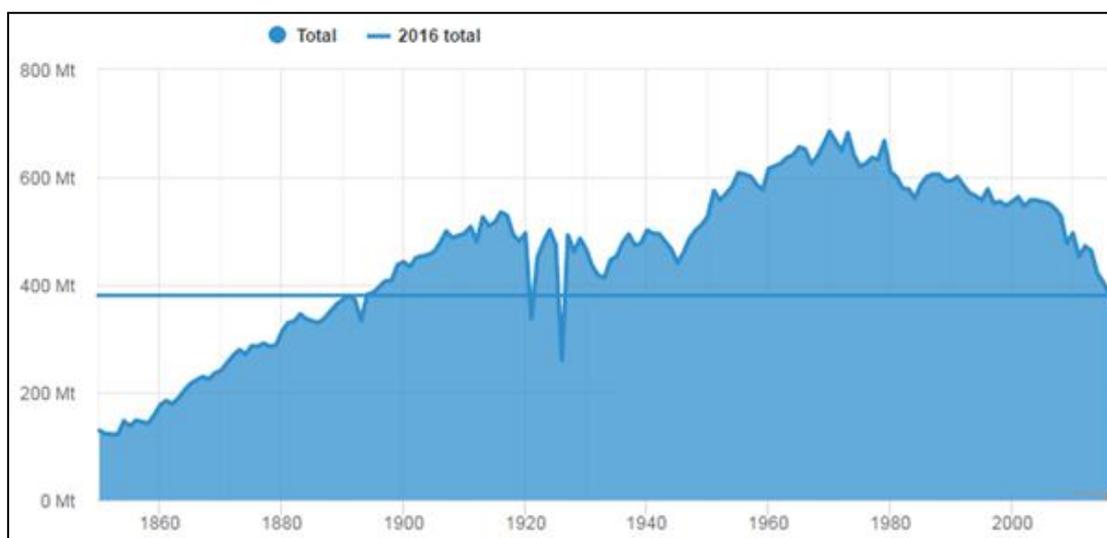
FIG. 17 – GENERAZIONE ELETTRICA PER FONTE, 2009-2016



Fonte: *The Guardian*

L'obiettivo del governo britannico è quello di chiudere tutte le centrali a carbone entro il 2025. Al fine di facilitare tale passaggio, a partire dal 2013, il Regno Unito ha introdotto una serie di misure che si è rivelata vincente, tra cui un *carbon price floor* che di fatto tassa l'utilizzo delle fonti fossili più inquinanti nella generazione elettrica allo scopo di incoraggiare gli investimenti in energie *low carbon*. Le emissioni nel paese hanno registrato un forte calo fino a toccare persino livelli di fine Ottocento. Tuttavia, tale strategia ha sollevato anche proteste da parte dell'industria manifatturiera inglese per gli eventuali rischi in termini di perdita di competitività di alcuni comparti industriali e di un aumento insostenibile della bolletta elettrica. Il governo, per limitare lo svantaggio competitivo con gli altri paesi europei, ha deciso di congelare il *price floor* ai livelli 2015 (18 £/t) fino al 2020-2021.

FIG. 18 - LE EMISSIONI DEL REGNO UNITO 1860-2016



Fonte: Carbon Brief

Sul fronte della produzione di gas, il Regno Unito ha registrato nel 2016 un aumento di quasi il 4%, grazie all'**avvio di tre nuovi giacimenti** Laggan-Tormore, Alder e Cygnus. Tuttavia, resta il fatto che i livelli produttivi attuali siano appena il 40% di quelli raggiunti nel 2000 quando si toccò il picco. **Il governo post-Brexit di Theresa May punta sullo shale gas** per contrastare il declino produttivo nazionale; lo sviluppo di questa risorsa non convenzionale prosegue, seppur a rilento a causa delle forti opposizioni nel paese. Per tale ragione, il premier inglese ha proposto l'introduzione di nuove misure compensative per le comunità interessate dalle eventuali attività di *drilling*. Inoltre, a ottobre scorso, dopo due anni e mezzo di battaglie legali, la compagnia O&G inglese Cuadrilla ha ottenuto l'approvazione a perforare quattro pozzi nel sito di Preston New Road. I lavori al sito sono ricominciati non senza proteste da parte dei gruppi anti-*fracking*.

Relativamente agli effetti Brexit, difficile dire quale sarà l'impatto sul mercato energetico europeo. Attualmente, uno dei timori principali riguarda **le risorse umane** e le eventuali restrizioni sia tariffarie sia alla libertà di movimento. C'è chi sostiene quindi che l'uscita del Regno Unito dall'Ue potrebbe portare a una riduzione del trading di gas britannico e a un contestuale aumento di quello relativo ai principali hub dell'Europa continentale. Diverse banche hanno deciso di spostare la propria sede e anche la russa Gazprom sta valutando di spostare le operazioni al di fuori del Regno Unito in caso di una "hard Brexit", che renderebbe più costose **le attività di trading in Europa**. Altra problematica non di poco conto è il futuro del **nucleare**

britannico, considerando che molteplici aspetti, dal trasporto agli scambi di materiale fissile all'interno dell'Ue, sono regolati da Euratom. Uscendone, il paese si ritroverà a dover rinegoziare decine di accordi in materia di ricerca e sicurezza, indispensabili per mantenere l'accesso alle tecnologie nucleari. A questo, si sommano i progetti di ricerca comune sulla fusione nucleare nonché la gestione del più grande deposito civile di plutonio situato a Sellafield, in Inghilterra, dove sono presenti laboratori e personale Euratom che ne gestiscono la sicurezza. Insomma, **la questione del divorzio tra Uk e Ue è complessa e le sue conseguenze per nulla scontate.**

2.5 SPAGNA

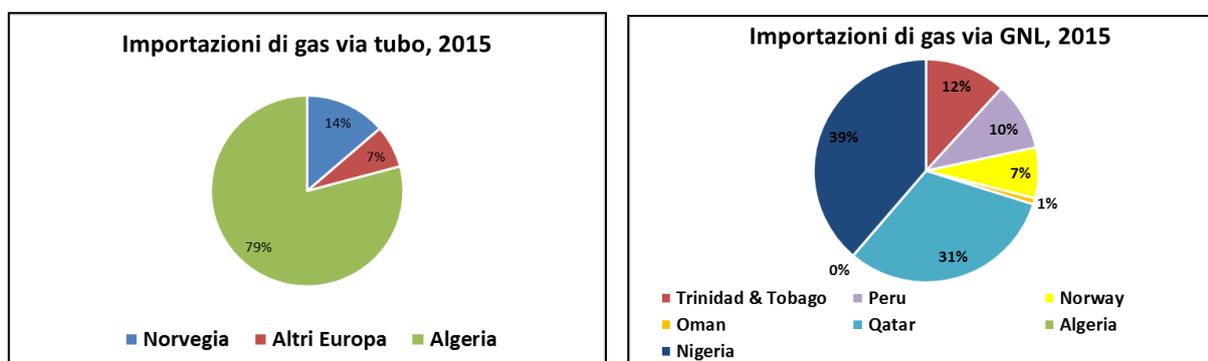
SPAGNA			
Consumo di energia elettrica	278,5	TWh	(2015)
Carbone su totale generazione elettrica	20	%	(2015)
Emissioni di CO2 nel settore energia	291,7	Mton	(2015)
Consumo di gas naturale	28,8	Gmc	(2016)
Variazione annuale sul 2015	+2	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	98,7	%	(2016)



È il terzo anno consecutivo che l'economia iberica cresce a ritmo sostenuto (+3,3% nel 2016), superiore a quella di Germania, Francia e Italia, ma anche a quella di Regno Unito e Stati Uniti. Per il 2017, il Fmi ha rivisto al rialzo le prospettive di crescita, con il Pil che cresce a un ritmo di 2,3% (+1 p.p. rispetto alla stima precedente), sopra la media dei paesi dell'area euro (Tabella 1). Stessa dinamica prevista per il 2018, con la Spagna che cresce del 2,1% vs l'1,6% dell'area euro.

Nel 2016, i consumi di gas hanno mostrato un aumento del 2% sul 2015, trainati soprattutto dall'industria e da una maggiore richiesta del settore costruzioni, cui si aggiungono temperature più rigide rispetto all'anno precedente. L'Algeria è stato il principale esportatore di gas in Spagna, coprendo il 55% del fabbisogno interno.

FIG. 19 – COMPOSIZIONE DELLE IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE, 2015

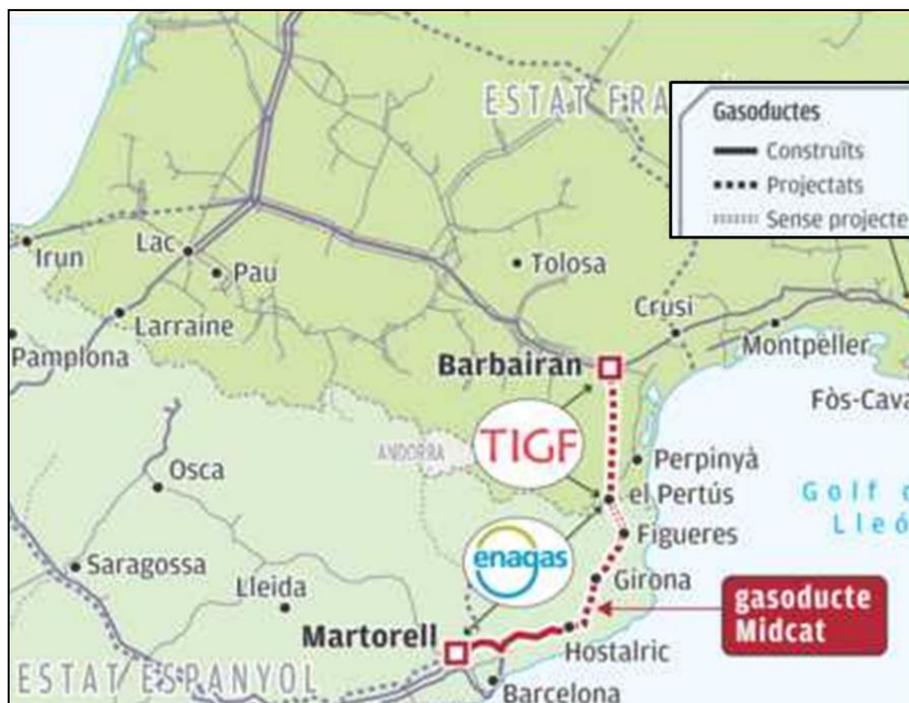


Fonte: elaborazioni su dati *BP statistical Review*

Il 2017 si apre all'insegna di nuovi carichi di Gnl dagli USA, dopo il primo cargo che era giunto in Spagna nell'estate 2016. Temperature basse e il fermo temporaneo del terminale Gnl Skikda in Algeria hanno trainato al rialzo i prezzi nella regione, incentivando gli Stati Uniti a orientare alcuni carichi in Europa. Tuttavia, vale rilevare che, in termini di sicurezza energetica europea, difficilmente un aumento dei carichi di Gnl nel mercato spagnolo possa influenzare in modo consistente la diversificazione europea. Difatti, la Spagna non ha un sistema di interconnessioni sviluppate con l'Ue e non è rifornita dalla Russia (diverso sarebbe il caso di un approdo dei carichi Usa in Europa nord-occidentale).

Proprio **la realizzazione delle infrastrutture di interconnessione è obiettivo strategico** per l'Ue e per la Spagna. In questo senso, nella nuova lista dei progetti di interesse europeo che sarà oggetto di consultazione, vi sono importanti infrastrutture che interessano la Spagna e in particolare: per l'elettricità, un nuovo progetto di **elettrodotta** che dovrebbe collegare la penisola iberica con l'Italia, Abengoa Southern Europe Interconnection (**Asei**); per il gas, il **gasdotto** di collegamento con la Francia South Transit East Pyrenees (**Step, già midcat**). Relativamente a quest'ultimo, il Ministero dell'Energia spagnolo ha predisposto un decreto per il rilancio di tale progetto considerato essenziale per migliorare le interconnessioni con l'estero e ridurre l'isolamento energetico del paese. Fonti sostengono che il decreto punti a sbloccare l'iter autorizzativo per la realizzazione della stazione di compressione di Martorell e dei 120 km di gasdotti in territorio spagnolo (Martorell-Figueras e Figueras-frontiera francese). Per la parte francese, l'operatore della rete Tigr (di cui Snam possiede il 45%) ha già avviato studi *pre-feed*; tuttavia, vale ricordare i dubbi espressi dal regolatore francese appena lo scorso anno sui benefici per i consumatori francesi (v. *Focus* 27/2016)

FIG. 20



PROGETTO DI INTERCONNESSIONE SPAGNA-FRANCIA

Fonte: gasoducte.blogspot.it

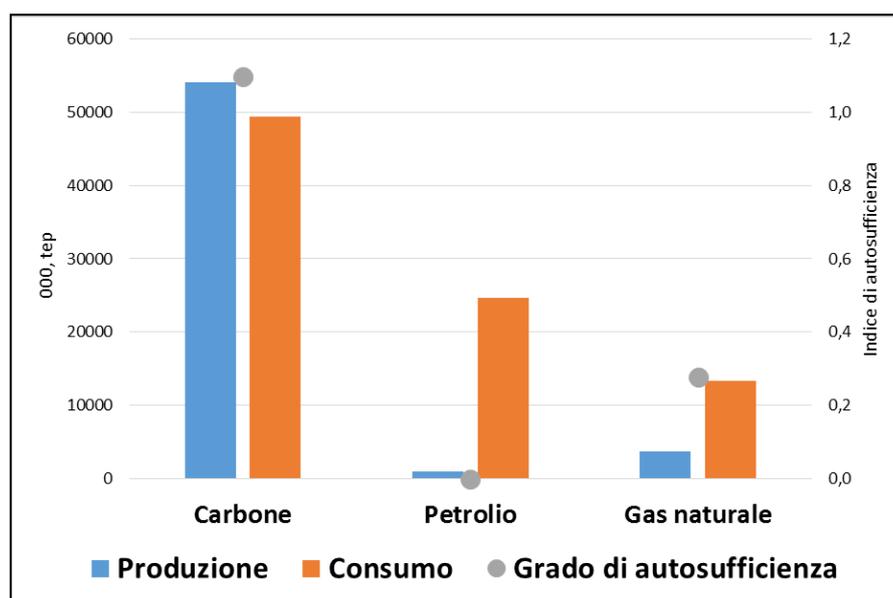
2.6 POLONIA

POLONIA			
Consumo di energia elettrica	164,7	TWh	(2015)
Carbone su totale generazione elettrica	84	%	(2015)
Emissioni di CO2 nel settore energia	295,8	Mton	(2015)
Consumo di gas naturale	19,1	Gmc	(2016)
Variazione annuale sul 2015	+5	%	
Dipendenza dalle importazioni di gas	72	%	(2016)



La Polonia ha sollevato proteste in Europa sull'accordo raggiunto dai ministri dell'Ambiente relativamente alla riforma del sistema Ets. Il suo parere negativo non è valso a convincere gli altri stati membri che si sono prevalentemente schierati a favore, con il sì di 19 ministri su 28. La posizione della Polonia è facilmente comprensibile: teme ripercussioni negative per le sue industrie ad alta intensità energetica e le sue centrali a carbone. In particolare, il ministro dell'Ambiente polacco si è detto contrariato da un compromesso che "viola il diritto di ogni stato membro di decidere il proprio mix energetico". Vale ricordare che il paese è dipendente dal carbone per oltre l'80% della generazione elettrica nazionale; inoltre, è l'unico in Europa, insieme alla Grecia, ad avere in programma la costruzione di nuove centrali a carbone dopo il 2020.

FIG. 21 - PRODUZIONE, CONSUMO E AUTO-SUFFICIENZA DELLE FONTI FOSSILI, 2014



Fonte: Elaborazioni su Iea

Nonostante il paese continui a difendere l'industria carbonifera nazionale, è indubbio che l'utilizzo del carbone sia destinato a diminuire a seguito degli impegni presi dall'Ue in

tema di lotta ai cambiamenti climatici. Perciò, la Polonia deve valutare altre opzioni che in futuro le possano permettere di rientrare nei target emissivi. Una soluzione su cui si è dibattuto molto nell'ultimo mese è **l'introduzione dell'energia nucleare nel mix energetico nazionale**. Il ministro dell'Energia polacco ha rivelato che il paese punta a elaborare un piano di finanziamento entro la fine di giugno per la costruzione della prima centrale nel prossimo decennio. La Polonia aveva annunciato inizialmente un programma nucleare nel 2009; tuttavia, a seguito di Fukushima, il piano ha subito numerosi rallentamenti. Pertanto, le stime più ottimistiche indicano che la prima centrale nucleare potrebbe essere messa in funzione non prima del 2030.

Per quanto riguarda il gas naturale, le prospettive sono positive in quanto costituisce una fonte alternativa meno inquinante. Nel 2016, il consumo di gas naturale è aumentato del 5% rispetto al 2015 attestandosi sui 19 Gmc. Il paese è fortemente dipendente dalle forniture estere, in particolare dalla Russia. In un'ottica di miglioramento della sicurezza energetica nazionale, il paese punta a sviluppare **nuove rotte di diversificazione alternative** alla Russia (v. *Focus 23-24/2015*). In questo senso, si comprende la posizione della Polonia, contraria a un aumento del peso della Russia nel mix energetico europeo. In particolare, a fine 2016 ha intrapreso un'azione legale per chiedere l'annullamento della decisione della Commissione europea di dare il via libera a un maggiore utilizzo (fino all'80%) di Opal, *pipeline* cruciale per poter aumentare il transito di gas russo tramite il Nord Stream e, qualora dovesse essere realizzato, il Nord Stream 2. A questa azione legale, si sono aggiunte a inizio aprile anche Lituania e Lettonia.

FIG. 22 - RETE DI GASEDOTTI EUROPA CENTRO-NORD



Fonte: Euractiv

3 POLITICHE ENERGETICHE DEI PAESI FORNITORI E DI TRANSITO DEL GAS

a cura di Carlo Frappi¹

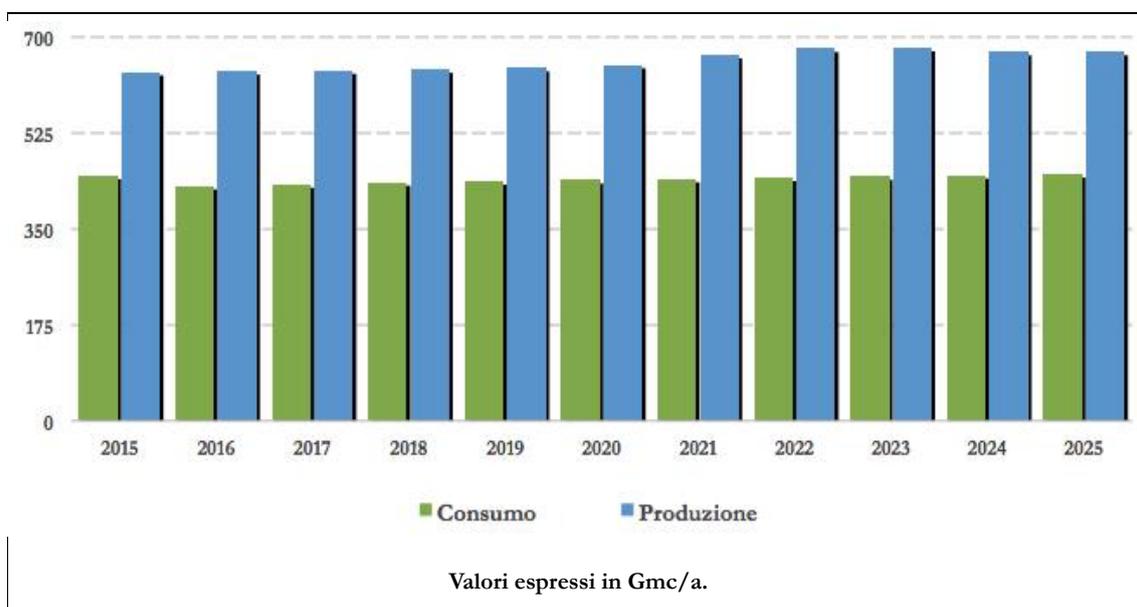
3.1 RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Paese	Riserve provate	Consumo	Varaz. annua	Produzione	Variaz. annua
Russia	32300 Gmc	391,5 Gmc	-5,00%	573,3 Gmc	-1,50%
Ucraina	600 Gmc	28,8 Gmc	-21,80%	17,4 Gmc	-2,80%

La produzione di gas naturale in Russia nel 2016 ha fatto registrare un sostanziale pareggio dei volumi estratti nel 2015. L'output nazionale si è attestato infatti a 637 Gmc, con uno 0,2% di incremento rispetto all'anno precedente. A limitare la crescita della produzione russa di metano è stata anzitutto una domanda interna che, risentendo di un più generale calo dei consumi, continua a essere contenuta – in contrasto con la crescente domanda proveniente dai mercati europei (Cfr. Infra). Secondo accreditate stime internazionali, il 2017 dovrebbe tuttavia far segnare una ripresa dei consumi russi, favoriti da una parziale ripresa dell'economia nazionale. Ciò dovrebbe contribuire a una crescita della produzione nel corso dell'anno, sostenuta dalla entrata in funzione del primo treno di Gnl di Yamal, atteso per l'ultimo trimestre del 2017. Un primo, incoraggiante segnale in questa direzione è giunto dai dati sulla produzione di gas nel primo trimestre 2017 resi noti da Gazprom. Secondo questi, nei primi tre mesi dell'anno, l'output avrebbe fatto segnare un incremento del 12,5% su base annua, per un volume di gas aggiuntivo pari a 16,1 Gmc. L'incremento della produzione annua di gas nel 2017 sarà legato principalmente all'avvio della produzione del primo treno di Gnl del progetto Yamal guidato dalla compagnia privata russa Novatek.

¹ Carlo Frappi, Università Ca' Foscari di Venezia e ISPI Associate Research Fellow.

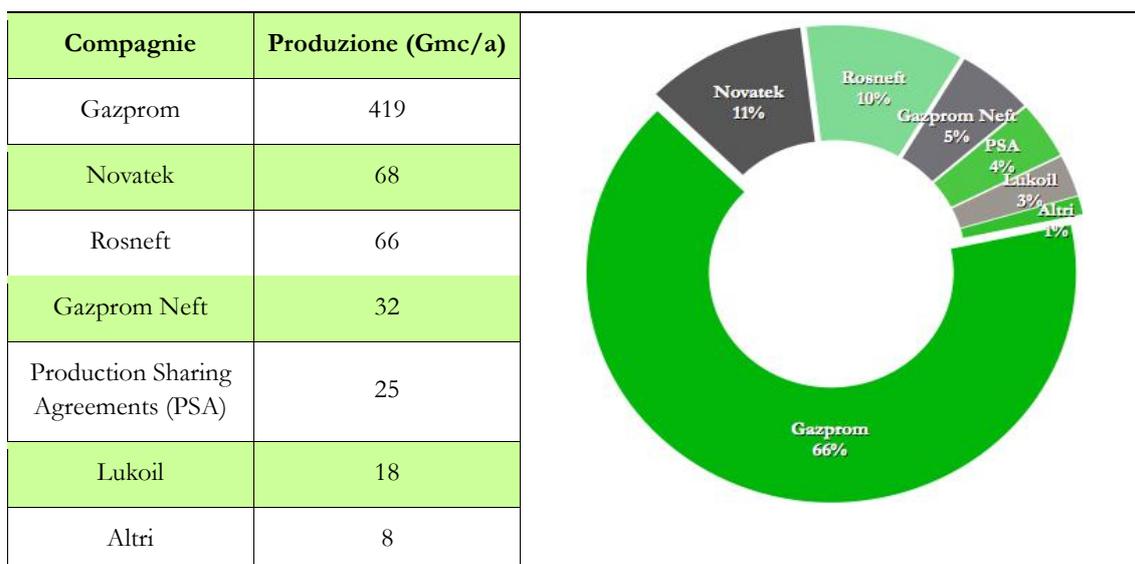
FIG. 23 - ANDAMENTO STIMATO DEL CONSUMO E DELLA PRODUZIONE DI GAS IN RUSSIA (2015-2025)



Fonte: Bmi

L'avvio della produzione dal giacimento di South-Tambeyskoye nell'area di Yamal assume un significato rilevante rispetto all'evoluzione del comparto del gas russo. Il ruolo centrale giocato nello sviluppo del progetto Gnl da Novatek – principale compagnia privata russa, forte di solidi legami con il Cremlino – testimonia di una crescente, seppur ancora limitata, competizione tra gli operatori attivi nel comparto energetico nazionale. Dal punto di vista interno frutto della graduale erosione della posizione dominante ancora detenuta da Gazprom nel comparto nazionale del gas, tanto in termini di produzione che di quote di mercato. Nel 2016 il gigante energetico russo è stato infatti responsabile – direttamente e attraverso la controllata GazpromNeft – del 66% della produzione nazionale (Figura 24), mentre ha commercializzato nel mercato russo 209 Gmc di gas, su un totale di 428 Gmc consumati nel corso dell'anno. Accanto a Novatek – secondo *player* sul mercato interno – a erodere la quota di mercato di Gazprom è Rosneft, principale produttore russo di petrolio e condensati, che nel corso degli ultimi anni è andata acquisendo una posizione di rilievo anche nel comparto del gas. Le prospettive di crescita di Rosneft – compagnia che nel 2016 ha fatto segnare un incremento di produzione di gas su base annua del 6,6%, con un volume di output pari a 66,3 Gmc – hanno recentemente beneficiato della vendita di un pacchetto di quote societarie del 19,5% a Glencore e al Fondo sovrano del Qatar. La cessione, del valore di US\$11 mld, ha accresciuto la capacità di investimento della compagnia, che basa le proprie prospettive di crescita tanto sull'aumento della quota di mercato russo – dove punta a commercializzare 100 Gmc/a di gas entro il prossimo quinquennio – sia sull'incremento delle attività estere.

FIG. 24 - LA PRODUZIONE DI GAS DELLA FEDERAZIONE RUSSA PER COMPAGNIE (2016)



Fonte: Bmi

La crescente competizione tra i *player* russi nel comparto del gas ha una parallela e non meno rilevante dimensione esterna, che deriva direttamente dalla decisione del governo russo, del 2013, di concedere licenze per l'esportazione di gas in forma liquefatta, rompendo così il monopolio precedentemente detenuto da Gazprom sulla commercializzazione di gas all'estero. Ciò ha determinato un circolo virtuoso tra le strategie di crescita delle compagnie energetiche nazionali e la volontà del Cremlino di favorire la diversificazione dei mercati russi di gas e della tecnologia di trasporto. A beneficiare delle deroghe alla regola del monopolio di Gazprom sulla esportazioni sono state principalmente Novatek e Rosneft, che sono andate sviluppando strategie di aumento della produzione in funzione della liquefazione e commercializzazione all'estero dell'output (Cfr. Infra).

In questo quadro, l'inaugurazione del primo treno di Gnl di Yamal è al contempo testimonianza e conseguenza della strategia di diversificazione dei mercati di commercializzazione del gas russo, ancora fortemente dipendenti dalle esportazioni verso l'Europa. Esportazioni che, se da un lato continuano a far registrare una tendenza costante all'incremento dei volumi, dall'altro restano ostacolate nella crescita dalla normativa comunitaria e, soprattutto, appaiono vulnerabili in ragione della spiccata politicizzazione che caratterizza le relazioni energetiche russo-europee.

Il 2016 ha fatto registrare un nuovo record di esportazioni di gas verso i mercati europei, con un incremento su base annua del 18,6% – ovvero 179,3 Gmc rispetto ai 158,6 Gmc del 2015. L'incremento nei flussi di esportazione verso l'Europa è derivato principalmente dalla decisione della Commissione europea di garantire a Gazprom un maggior utilizzo del gasdotto Opal, infrastruttura che garantisce la distribuzione sui mercati centro-europei del gas russo esportato attraverso il Nord Stream verso la costa baltica della Germania. Lo scorso autunno, ponendo fine a un lungo dissidio con Gazprom (v. *Focus* 27/2016), la Commissione aveva infatti concesso al gigante energetico russo un maggior

utilizzo del gasdotto Opal, limitato sino ad allora, coerentemente con la normativa comunitaria introdotta con il Terzo pacchetto sull'energia, alla metà della sua capacità totale di 35 Gmc/a. Prendendo atto della sostanziale assenza di terzi interessati all'utilizzo dell'infrastruttura e della crescente domanda di gas rivolta a Gazprom, la Commissione ha così stabilito una parziale e temporanea esenzione dalla normativa europea, innalzando il limite dell'accesso di gas russo a Opal dal 50% al 80% e permettendo così un notevole aumento dei flussi di esportazione nell'ultimo trimestre del 2016.

La decisione della Commissione ha tuttavia generato notevoli resistenze da parte dei paesi membri tradizionalmente contrari al rafforzamento della posizione dominante di Gazprom sui mercati regionali e al maggior utilizzo dei canali di esportazione *off-shore*, che permettono un aggiramento delle rotte terrestri attraverso la Bielorussia a Nord e l'Ucraina a Sud. In prima linea nell'opporre alla esenzione della Commissione è stata, assieme alle repubbliche baltiche, la Polonia – tradizionalmente contraria al rafforzamento dell'asse baltico di cooperazione infrastrutturale tra compagnie russe e tedesche, etichettato sin dal 2006 come riedizione in chiave moderna del Patto sovietico-tedesco Molotov-Ribbentrop del 1939. All'iniziativa di una compagnia polacca, la PGNiG, si deve la sospensione della esenzione stabilita dalla Commissione nell'ultimo trimestre del 2016. La compagnia ha infatti adito la Corte di Giustizia europea in opposizione a una decisione che avrebbe avuto serie e negative conseguenze sulla stabilità e sulla competitività degli approvvigionamenti di gas russo alla Polonia – che, di fatto, si troverebbe isolata dalla direttrice di esportazione tra la Russia e l'Europa centrale in conseguenza dell'aumento dei volumi in transito attraverso il Baltico. In questo senso, l'iniziativa della PGNiG risulta coerente, nelle argomentazioni e nella finalità, con l'opposizione al progetto di raddoppio del Nord Stream avanzata a inizio 2016 dall'autorità antitrust polacca (v. *Focus* 27/2016). Conseguenza dell'iniziativa giudiziaria della compagnia polacca è stata la decisione della Corte, in pendenza di pronunciamento, di sospendere l'attuazione della delibera della Commissione europea che concedeva a Gazprom la possibilità di maggior utilizzo della capacità di Opal. D'altra parte, tuttavia, oltre a contraddire la decisione della Commissione dello scorso autunno e a contrastare la visione della cooperazione energetica con la Russia propria di diversi paesi della “vecchia Europa”, la ferma presa di posizione della Polonia sembra contrastare anche con lo spirito apparentemente più aperto e dialogante mostrato dalle autorità europee rispetto a Mosca in materia energetica.

Il mercato europeo continua dunque a rappresentare per Gazprom tanto una rilevante opportunità, in ragione della crescita costante della domanda di gas unita al progressivo calo della produzione interna, quanto una non meno rilevante sfida, frutto degli ostacoli che si frappongono all'aumento delle esportazioni e della quota di mercato russa. Le difficoltà e le incertezze legate all'aumento dei volumi di gas esportabili verso l'Europa non derivano esclusivamente dalle limitazioni di tipo normativo. Su di esse pesano infatti anche un atteso incremento dei prezzi del gas – derivante dall'aumento dei prezzi del petrolio, cui le formule di prezzo del gas russo sono generalmente indicizzate – una domanda di gas per la produzione di energia europea contenuta e, infine, un mercato del gas progressivamente più flessibile. Da questa angolatura resta più che mai prioritario per Gazprom lo sviluppo e l'attuazione dei piani congiunti con la Repubblica popolare cinese che, a partire dal 2019,

dovrebbero concretizzarsi con l'avvio delle esportazioni attraverso il gasdotto Power of Siberia – in linea con un accordo di fornitura di 38 Gmc/a siglato tra le parti. In febbraio Gazprom e Cnpc hanno peraltro rafforzato la partnership strategica lanciata nel corso degli ultimi anni attraverso il raggiungimento di un'intesa finalizzata alla cooperazione per la costruzione in territorio cinese di impianti di stoccaggio di gas e di centrali elettriche alimentate a gas.

Oltre allo sviluppo dei piani infrastrutturali sino-russi, l'ampliamento dei mercati di destinazione del gas russo e la conseguente diversificazione dei canali di esportazione nazionali passa anzitutto attraverso lo sviluppo degli impianti di liquefazione del gas e, dunque, attraverso la crescita delle quote sui mercati di Gnl estremo-orientali. Incentivati dal governo russo a partire dal 2013 nella prospettiva di garantire maggior flessibilità e competitività alle compagnie russe sui mercati regionali, i progetti di Gnl hanno risentito delle limitazioni alla possibilità di reperire finanziamenti esteri e alla cooperazione con compagnie occidentali derivanti dalle sanzioni statunitensi ed europee approvate a seguito della crisi ucraina. Tali ostacoli si sono riflessi principalmente nella sospensione dei progetti di Gazprom a Vladivostok e nel Baltico, mentre quello di Shtokman era stato di fatto congelato già nel 2012 – a seguito del calo della domanda di gas conseguente la crisi finanziaria del 2008-2009 e della prospettiva di afflusso sui mercati internazionali del Gnl statunitense.

TAB. 4 - I PRINCIPALI PROGETTI GNL NELLA FEDERAZIONE RUSSA

Progetto	Capacità, Gmc/a	Shareholders	Destinazione	Inaugurazione
Sakhalin-2	13	Gazprom, Shell, Mitsui, Mitsubishi	Giapone, Corea del Sud, Cina, Taiwan	2009
Yamal – Fase I	7,59	Novatek, Total, CNPC, Silk Road Fund	Cina, Spagna.	2017
Yamal – Fase II	7,59	Novatek, Total, CNPC, Silk Road Fund	Cina.	2019
Yamal – Fase III	7,59	Novatek, Total, CNPC, Silk Road Fund	Cina.	2020
Russian Far East (Sakhalin)	6,9	Rosneft, Exxon-Mobil	---	2023
Sakhalin-2 (espansione)	6,9	Gazprom, Shell, Mitsui, Mitsubishi	---	Proposto
Vladivostok – Fase I e II	13,8	Gazprom, Itochu, Japex, Marubeni, Inpex	---	Sospeso
Shtokman	10,35	Gazprom, Total	---	Sospeso
Baltico	13,8	Gazprom	---	2023
Artic LNG-2	16-22	Novatek	---	2025

La prossima entrata in funzione della prima fase del progetto Yamal garantirà alla Russia il secondo impianto di produzione di Gnl, dopo quello di Sakhalin-2 – attivo dal 2009 nella produzione di gas liquefatto diretto ai mercati asiatici. Inoltre, **con l'inaugurazione del**

secondo e del terzo treno di Gnl, attesa entro il prossimo triennio, lo sviluppo del progetto Yamal potrebbe garantire alla Russia di triplicare i volumi di gas liquefatto diretti alle esportazioni e, al contempo, contribuire a fare di Novatek il *player* di riferimento nel comparto nazionale di Gnl. A fronte delle difficoltà ancora fronteggiate da Gazprom nello sviluppo della propria strategia settoriale – nessuno dei nuovi progetti di Gnl potrà essere ultimato prima del 2025 – Novatek ha infatti messo in piedi un ambizioso e credibile progetto di sviluppo nell'area dell'Artico, in ciò beneficiando del decisivo sostegno delle autorità russe. Il sostegno governativo ai progetti di Novatek – giunto soprattutto nella forma di esenzione dalla tassazione e di investimenti pubblici in infrastrutture nell'area di Yamal – ha infatti rivestito un ruolo cruciale nell'assicurare ad essi concreta realizzabilità e rappresenta oggi una solida base sulla quale fondare le strategie di crescita di medio e lungo periodo nel comparto.

Il principale progetto messo in cantiere da Novatek riguarda lo sfruttamento dei giacimenti della Penisola di Gydan, collocata geograficamente lungo la stessa Baia di Ob lungo la quale è situata quella di Yamal. Nella penisola è conservato un volume di riserve di gas provato di poco inferiore ai 400 Gmc e un volume di riserve recuperabili superiore, secondo fonti russe, a 1 Tmc. Il progetto, denominato Artic Lng-2, prevede la messa in funzione di due o tre treni di Gnl che, a partire dalla metà degli anni Venti, potrebbero garantire tra 16 e 22 Gmc/a di gas liquefatto. In questa prospettiva, la compagnia russa va sviluppando partnership tanto con interlocutori russi, quanto esteri. Capitali e *know how* esteri sembrano infatti necessari per l'attuazione del progetto e di conseguenza Novatek, nel corso dell'ultimo semestre, ha avviato contatti con compagnie sud-coreane, statunitensi e, soprattutto, giapponesi – come dimostrato dal Memorandum siglato alla fine dello scorso anno con la *Japan Bank for International Cooperation* per la cooperazione nei progetti Gnl. Sul versante interno, Novatek ha invece siglato in marzo accordi di cooperazione con Atomenergomash – controllata del gruppo russo Rosatom – e con la United Shipbuilding Corporation, il principale gruppo navalmeccanico pubblico russo, per la produzione di attrezzature, condotte e moduli Gnl a tonnellaggio elevato. Infine, a dimostrazione della portata della strategia di sviluppo nel comparto predisposta da Novatek, la compagnia russa ha anche avviato contatti con compagnie straniere – e, in particolar modo, cinesi – per lo studio di progetti congiunti nel segmento del *downstream*, attraverso la costruzione di impianti di rigassificazione all'estero.

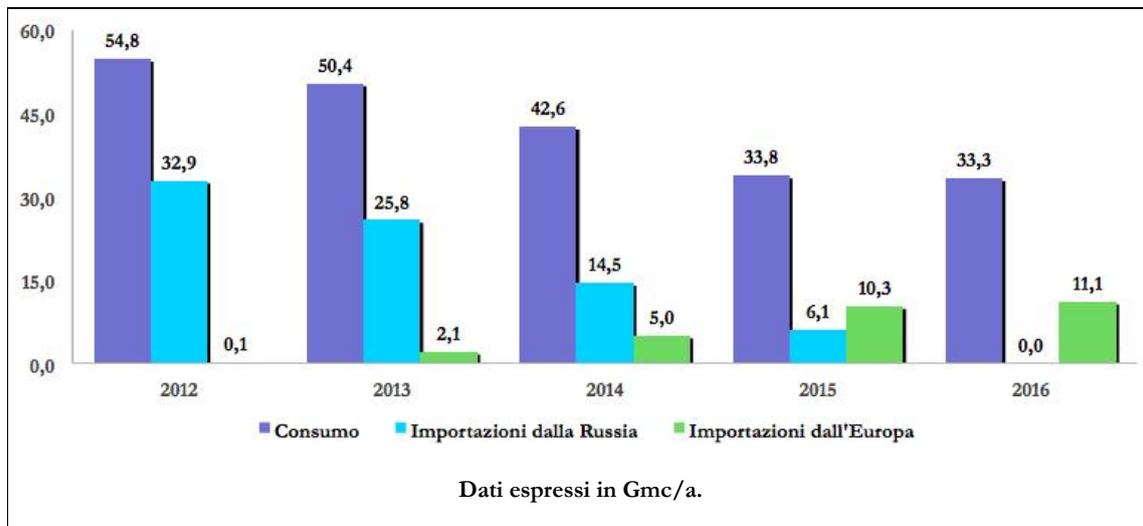
Attraverso lo sviluppo di progetti Gnl passano anche le strategie di crescita di Rosneft, che come Novatek ha beneficiato della parziale liberalizzazione delle esportazioni decretata nel 2013 dal governo russo. Le attività di Rosneft si concentrano nell'estremo oriente russo, nell'area di Sakhalin, le cui riserve di gas provate ammontano a 582 Gmc e quelle stimate fino a 1,7 Tmc. In base ai piani di sviluppo congiunti messi in cantiere da Rosneft ed Exxon-Mobil da circa un decennio, i volumi di gas attesi essere prodotti dalle licenze nell'isola di Sakhalin dovrebbero essere diretti alle esportazioni via tubo verso la Cina. In ragione del perdurante monopolio di Gazprom sulle esportazioni attraverso gasdotto, ciò si è tradotto in un lungo e ancora incompiuto negoziato sui prezzi di vendita del gas al gigante energetico russo che, di fatto, intralcia lo sviluppo del progetto Sakhalin. Le

strategie di crescita di Rosneft passano anche da un incremento delle attività della compagnia all'estero. A oggi, la quota annua di produzione di idrocarburi all'estero sul totale si aggira attorno all'1%. Stando alle dichiarazioni di Chris Einchcomb, Direttore del dipartimento per i progetti internazionali della compagnia, Rosneft punterebbe a portare tale percentuale fino al 5% entro la fine della prossima decade, con un aumento della produzione estera di circa 6 volte. Già nel 2016, la compagnia russa ha di fatto raddoppiato il numero di paesi nei quali è attiva e il volume di idrocarburi prodotti all'estero – principalmente in Venezuela e Vietnam. A differenza di quanto avviene per la produzione in Russia, che ha nel comparto petrolifero il proprio fulcro, le strategie internazionali prevedono una sostanziale parità tra petrolio e gas, con quest'ultimo che va acquisendo crescente importanza per il portafoglio estero della compagnia. Nel novembre 2015, in partnership con Exxon-Mobil, Rosneft si è aggiudicata la concessione per l'esplorazione e lo sfruttamento di tre blocchi *off-shore* in Mozambico, per i quali è attesa la firma di un Psa (Production Sharing Agreement) entro il 2017 in vista del possibile avvio della produzione già a partire dal 2021. In dicembre, inoltre, Rosneft ha acquisito da Eni una quota del 30% nella concessione *off-shore* di Shorouk, in Egitto, nella quale si trova il giacimento di Zohr, il più grande scoperto mai scoperto nel Mediterraneo.

A dimostrazione della spiccata politicizzazione della partita infrastrutturale russo-europea, anche l'Ucraina, a fine marzo, ha adito la Corte europea di Giustizia in opposizione alla decisione della Commissione di garantire a Gazprom la possibilità di un maggiore utilizzo del gasdotto Opal. Ad adire la Corte è stata, in particolare, la compagnia energetica nazionale Naftogaz, sulla base della considerazione che il provvedimento della Commissione dello scorso 28 ottobre, preso senza consultazione con le competenti autorità ucraine, viola l'Accordo di associazione tra l'Ue e l'Ucraina al pari degli impegni assunti dall'Unione nell'ambito degli accordi sull'Energy Charter e sulla formazione dell'Energy Community. Alla base della argomentazione di Naftogaz, risiede principalmente la presunta violazione del Terzo pacchetto sull'energia e il rischio che la decisione comporta per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas dell'Ucraina così come l'efficace funzionamento dei mercati di gas europei.

Il 2016 è stato un anno particolarmente rilevante per la strategia energetica ucraina, incentrata principalmente sull'azzeramento della dipendenza dalle importazioni di gas da Gazprom, perseguita negli ultimi anni attraverso l'aumento degli approvvigionamenti di gas (russo) dai paesi dell'Europa centro-orientale con l'inversione dei flussi delle infrastrutture di trasporto e attraverso l'incremento della produzione interna. Per la prima volta dal conseguimento dell'indipendenza dall'Unione Sovietica, l'Ucraina è riuscita difatti a fare a meno delle importazioni dalla Russia, grazie alla diminuzione dei consumi e all'aumento delle importazioni da paesi terzi. Inoltre, complice un inverno non freddo, gli stoccaggi di gas in Ucraina hanno mantenuto un livello sufficiente a garantire l'approvvigionamento nazionale, nonostante i dubbi e le polemiche sorte nell'ultimo bimestre del 2016.

FIG. 25 - ANDAMENTO DEL CONSUMO E DELLE IMPORTAZIONI DI GAS IN UCRAINA (2012-2016)



Fonte: Naftogaz

Se la strategia di diversificazione dei canali di importazione ha sortito gli effetti auspicati dalle autorità di Kiev, ancora lungo sembra il percorso che conduce l'Ucraina a sfruttare a pieno il potenziale estrattivo nazionale. Il principale ostacolo in questa prospettiva è dato da un avanzamento del processo di riforma interno del mercato energetico ancora insoddisfacente. Nel corso dell'ultimo trimestre si sono non a caso moltiplicate le richieste dei partner europei e internazionali dell'Ucraina per l'accelerazione del percorso riformistico. Le riforme sono state, in particolare, una parte fondamentale dell'agenda dei lavori del G7 sull'energia tenutosi a Roma il 9 e 10 aprile scorsi. Il consesso ha infatti rimarcato la necessità di più risolutivo perseguimento del processo di riforma ucraino, ponendo l'accento sulla necessità di assicurare la piena indipendenza di un'autorità per la regolamentazione del mercato energetico, di ripensare la governance di Naftogaz e di garantire piena resilienza ed efficienza energetica. Come successivamente sottolineato dal Direttore dell'Energy Community, Janez Kopac, in occasione di un incontro di lavoro tra le autorità governative di Kiev e i *donor* internazionali, benché i provvedimenti di riforma richiesti al paese nel quadro degli accordi siglati con la Comunità e la Banca mondiale siano stati già recepiti dalla normativa ucraina, l'attuazione degli stessi resta ancora ampiamente inattuata. Accanto alla cancellazione della politica di sussidi al comparto energetico tradizionalmente perseguita dal governo di Kiev, elemento chiave del processo riformistico richiesto al paese è dato dalla separazione proprietaria tra la compagnia energetica nazionale, Naftogaz, e l'operatore della rete ucraina, Ukrtransgaz, sua sussidiaria. Un rilevante passo in avanti in questa direzione sembra essere giunto a inizio aprile dalla firma di un Memorandum d'intesa tra Ukrtransgaz e due compagnie europee – l'italiana Snam e la slovacca Eustream – per la possibile collaborazione nella modernizzazione del sistema di trasmissione nazionale. Significativamente l'accordo – siglato alla presenza del Commissario europeo per l'energia Miguel Arias Canete e dei ministri italiano e ucraino competenti in

materia energetica, Carlo Calenda e Ihor Nasalyk – include la cooperazione per assicurare al processo di modernizzazione della rete il più elevato livello di trasparenza, efficacia e competitività. Al contempo, il Consiglio di Naftogaz ha annunciato la prossima apertura di una gara pubblica rivolta al coinvolgimento di compagnie di servizi per la supervisione del processo di *unbundling* nel comparto energetico nazionale.

3.2 BACINO DEL CASPIO

Paese	Riserve provate	Consumo	Varaz. annua	Produzione	Variatz. annua
Azerbaijan	1100 Gmc	9,8 Gmc	4,10%	18,2 Gmc	3,40%
Kazakhstan	900 Gmc	8,6 Gmc	12,90%	12,4 Gmc	1,70%
Turkmenistan	17500 Gmc	34,3 Gmc	23,90%	72,4 Gmc	4,50%
Uzbekistan	1100 Gmc	50,3 Gmc	3,10%	57,7 Gmc	0,80%

Si è tenuta a Baku, in febbraio, la terza riunione ministeriale del Consiglio consultivo del Corridoio meridionale del gas dell'Unione europea. Alla riunione hanno preso parte, accanto al vice-presidente della Commissione europea Maroš Šefčovič e al presidente della Repubblica Ilham Aliyev, rappresentanti governativi dei paesi interessati dalla rotta del Corridoio – Georgia, Turchia, Grecia, Albania e Italia. A dimostrazione della più ampia portata del progetto infrastrutturale, alla riunione hanno partecipato anche rappresentanti governativi dei paesi che potrebbero beneficiare dell'apertura del quarto canale di approvvigionamento di gas europeo attraverso progetti di interconnessione: dalla Bulgaria sino alla Croazia e al Montenegro. L'incontro ha offerto l'occasione per fare il punto sull'avanzamento dei lavori lungo tutti i segmenti infrastrutturali di cui si compone il Corridoio e per ribadire una volta di più la strategicità per l'Ue. In questo senso, Šefčovič ha voluto sottolineare come il Corridoio meridionale abbia una portata che va al di là del pur determinante apporto alla sicurezza energetica del continente. Il vice-presidente della Commissione ha sottolineato come il Corridoio rappresenti infatti una rilevante opportunità di modernizzazione per l'intero sistema infrastrutturale dell'Europa meridionale, che assicurerà benefici a tutte le popolazioni dei paesi interessati dal transito delle infrastrutture.

Quanto all'avanzamento dei lavori di realizzazione delle diverse componenti del progetto, il presidente Aliyev ha rimarcato come essi rispettino la tempistica predisposta per far sì che il gas estratto a SD2 possa raggiungere i mercati europei per il 2020. In particolare a uno stato avanzato di realizzazione sarebbero i lavori necessari alla messa in produzione di Shah Deniz 2 – ultimato al 90% – e dell'espansione del South Caucasus Pipeline, all'80% del percorso realizzativo. Leggermente più attardati sono invece il gasdotto Tanap e il Tap, completati rispettivamente al 65% e al 34%. A sollevare maggiori preoccupazioni tra gli *stakeholder* del Corridoio meridionale è in particolare il Tap, e le proteste localistico-

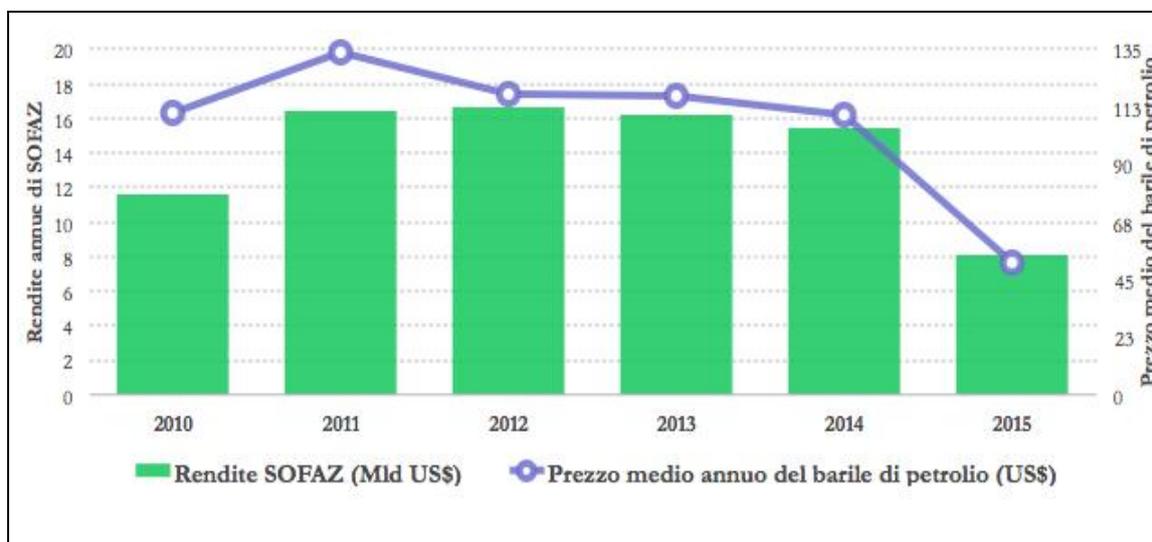
ambientaliste che in Italia continuano a ritardare la realizzazione degli ultimi 80 chilometri di un asse infrastrutturale lungo circa 3.600. Sebbene il vice-presidente Šefčovič abbia voluto sottolineare come, nonostante i ritardi, la tempistica di realizzazione del progetto Tap sia ancora in linea con quella degli altri segmenti del Corridoio, e sebbene il ministro dello Sviluppo economico italiano Carlo Calenda abbia rassicurato i propri interlocutori sul pieno sostegno del governo di Roma alla finalizzazione del progetto, toni di preoccupazione sono riecheggianti, a Baku, anche nelle dichiarazioni del rappresentante della Casa Bianca presente all'incontro. Robin Dunningan, vice-assistente per la Diplomazia energetica del Dipartimento di Stato statunitense, ha peraltro ribadito il sostegno che, in linea con le precedenti amministrazioni, la Casa Bianca continua ad assicurare al Corridoio meridionale, come pilastro della diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas e della sicurezza energetica europea.

Un elemento importante della riunione ministeriale di Baku è stata la discussione delle possibilità di finanziamento dei lavori lungo il Corridoio meridionale – testimoniato dalla presenza all'incontro di rappresentanti della Banca mondiale e della Banca europea di ricostruzione e sviluppo. Difatti, **la crisi economica che ha colpito l'Azerbaijan nel 2016 ha generato diversi dubbi sulla possibilità che il paese possa far fronte agli impegni economici assunti in vista della realizzazione del Corridoio meridionale del gas dell'Ue.** La compagnia statale azera, Socar, è infatti titolare di rilevanti quote del sistema di infrastrutture che, a partire dal 2020, dovrebbe consentire al gas estratto nella seconda fase di sfruttamento del giacimento di Shah Deniz (SD2) di raggiungere le coste dell'Italia meridionale. Socar è infatti titolare del 16,7% del South Caucasus Pipeline, gasdotto che connette la costa azera con l'Anatolia orientale attualmente in corso di espansione, del 58% del gasdotto trans-anatolico Tanap che taglia longitudinalmente la Turchia fino al confine con la Grecia, e del 20% del Trans-Adriatic Pipeline che da qui porterà il gas sino alla costa pugliese. Per lo sviluppo di questi progetti infrastrutturali, a partire dal 2014 l'Azerbaijan ha già investito US\$6 mld – su una quota totale di 11,9 mld. Gli investimenti totali in capo alla compagnia azera per la realizzazione dei suddetti progetti – il cui costo totale di aggira attorno ai US\$40 mld – che, secondo lo schema inizialmente predisposto a Baku, sarebbero dovuti giungere principalmente dal Fondo petrolifero nazionale, Sofaz.

Le casse e la conseguente capacità di investimento di quest'ultimo hanno tuttavia notevolmente risentito della crisi economica in corso, avviata con la progressiva contrazione dei prezzi del petrolio e culminata nel 2016. Già nel 2015, a fronte di politiche economiche e monetarie imperniata su un'aspettativa di prezzo medio del barile di petrolio fissata a \$90, il livello medio di quest'ultimo si è attestato a \$54,3, generando una significativa pressione sul bilancio statale e sulla moneta nazionale. Questa tendenza è proseguita nel 2016 facendo sì che, per la prima volta dal 1995, il tasso di crescita dell'economia azera abbia fatto segnare un valore negativo, con una contrazione stimata al 3,8%. È proseguita inoltre la tendenza alla contrazione della produzione su base annua (-0,6%) e, dunque, delle esportazioni petrolifere che, unita a un livello medio dei prezzi del petrolio ancora contenuto, ha ridotto le entrate annuali del Fondo statale nel 2016 fino a circa US\$5,5 mld (9 miliardi di manat azeri), a fronte dei 7,7 del 2015 e

dei 16,2 del 2014 (Figura 26). Secondo la Presidenza della Repubblica, rendite attorno ai US\$5 mld sono attese anche per il 2017, a fronte di un prezzo medio del petrolio preso a riferimento dal budget statale di 40 \$/b.

FIG. 26 - **ANDAMENTO DELLE RENDITE PETROLIFERE AZERBAIGIANE (SX, IN MLD US\$) E DEL PREZZO MEDIO DEL PETROLIO (DX, IN US\$)**



Fonte: Sofaz

Alle apparenti difficoltà di finanziare la quota azerbaigiana del Corridoio meridionale con fondi nazionali, si è sommata, nel corso dell'ultimo trimestre, un'ulteriore potenziale complicazione nel reperimento di fondi internazionali. **In marzo il Consiglio della Extractive Industries Transparency Initiative (Eiti) ha infatti deciso di sospendere la partecipazione dell'Azerbaijan in ragione delle preoccupazioni sulle limitazioni dei diritti civili nel paese.** In occasione della riunione del gruppo tenutasi a Bogotà, il 9 marzo, è stato infatti deciso di congelare la partecipazione azerbaigiana per un trimestre, in pendenza della richiesta rivolta a Baku di intervenire normativamente per migliorare le condizioni di partecipazione della società civile al processo decisionale – e, più nello specifico, di liberalizzare la legislazione sulla registrazione delle Ong e di liberare i prigionieri politici. Alla decisione dell'Eiti il governo azerbaigiano ha replicato con una nota nella quale ha sottolineato il costante impegno del paese nell'assicurare il rispetto dei principi di trasparenza e responsabilità propugnati dall'Eiti per l'industria estrattiva, denunciando come ingiusta una decisione che, secondo le autorità azerbaigiane, va molto al di là del mandato e delle prerogative dell'Iniziativa. La decisione dell'Eiti, stigmatizzata anche da BP in ragione del costante impegno di Baku nel recepire i principi dell'Iniziativa, ha spinto le autorità azerbaigiane, il 10 marzo, ad annunciare l'uscita dal raggruppamento – generando preoccupazioni tra gli addetti ai lavori sullo schema di finanziamento internazionale in via di predisposizione per il Corridoio meridionale.

Gli sviluppi più recenti sembrano tuttavia fugare buona parte delle preoccupazioni sulla capacità dell'Azerbaijan di garantire il finanziamento della propria quota di

investimenti lungo il Corridoio meridionale, tanto dall'interno quanto dall'esterno del paese. Dalla prima angolatura, il Direttore esecutivo di Sofaz, Shahmar Movsumov, ha rimarcato in aprile che, benché i fondi per lo sviluppo del Corridoio meridionale non siano stati resi disponibili nel primo trimestre del 2017, essi sono stati comunque stanziati per l'anno in corso (per un valore totale di poco inferiore ai US\$300 mln) e che, dunque, la copertura delle spese per il 2017 è già stata assicurata. In marzo, inoltre, il governo azerbaigiano ha, per la seconda volta, emesso una tranche di Eurobond decennali, per un valore totale di un miliardo di dollari, finalizzati al finanziamento dei progetti infrastrutturali. A rimarcare la fiducia degli investitori internazionali nel mercato di capitali azerbaigiano e nelle prospettive di realizzazione del Corridoio meridionale, gli Eurobond, garantiti dall'Azerbaigian, hanno un rendimento annuo (5,8%) inferiore a quello dell'anno passato (7%) e, stando ai dati resi noti da Baku, sarebbero stati acquistati principalmente dagli Stati Uniti (45% del totale), Regno Unito (40%) e paesi dell'eurozona (13%).

Che l'uscita dall'Eiti non abbia scalfito la capacità dell'Azerbaigian di attrarre investimenti dall'estero è stato confermato, all'indomani della stessa, dalle dichiarazioni provenienti dalle principali istituzioni finanziarie internazionali che hanno assicurato il proprio sostegno alla realizzazione del Corridoio meridionale, Banca mondiale e Banca europea di ricostruzione e sviluppo in primo luogo. Entrambe hanno difatti sottolineato come le rispettive decisioni di investimento siano fondate su rigorose valutazioni autonome e ribadito, nei fatti, il sostegno ai piani infrastrutturali di trasporto energetico dal Caspio verso i mercati europei. A fine marzo, in particolare, la Banca internazionale per la ricostruzione e lo sviluppo (Birs), sussidiaria della Banca Mondiale, ha approvato lo stanziamento di un prestito di US\$146 mln per la realizzazione del Tanap – il cui costo totale è fissato a US\$6 mld e del cui pacchetto azionario Socar detiene il 58%. Lo stanziamento fa seguito a quello di US\$108 mln assicurato in febbraio e, soprattutto, alla decisione della Banca mondiale, dello scorso dicembre, di assicurare al progetto un finanziamento trentennale di ulteriori US\$400 mln, garantiti dai governi azerbaigiano e turco. A dimostrazione della capacità di attrazione di finanziamenti internazionali, un prestito di US\$600 mln per la realizzazione del Tanap era inoltre giunto in dicembre anche dalla cinese Banca asiatica di investimenti infrastrutturali, che a inizio aprile ha stanziato ulteriori US\$219 mln.

Mentre proseguono secondo la tempistica prestabilita i lavori per la messa in produzione di SD2, **vanno chiarendosi le prospettive di sviluppo del giacimento *off-shore* di Absheron, il progetto più avanzato tra quelli di terza generazione, sui quali l'Azerbaigian intende fondare la crescita dell'*output* di gas nel medio e lungo periodo.** Total, operatore del giacimento sviluppato in partnership con Socar (40%) ed Engie (20%), ha difatti reso noto che la prima fase di sfruttamento di Absheron potrà essere avviata già a partire dalla fine del 2019, sulla base di una Decisione finale sugli investimenti attesa per la fine dell'anno in corso. La prima fase di sfruttamento del giacimento dovrebbe assicurare un livello di produzione annua di circa 1,6 Gmc di gas, che saranno diretti al mercato interno azerbaigiano. Con l'inaugurazione delle fasi successive di sfruttamento, Absheron sarà in grado di garantire circa 5 Gmc/a di gas, che saranno invece instradati lungo le condutture del Corridoio meridionale dell'Ue. Secondo le stime del

consorzio titolare della licenza di sfruttamento, il giacimento conterrebbe riserve provate di gas pari a 350 Gmc e di condensati pari a 45 milioni di tonnellate.

L'incremento dei volumi di gas dall'Azerbaijan passa anche attraverso il rilancio della produzione del giacimento *off-shore* di Umid-Babek. Scoperto nel 2010 e operativo dal 2012, il giacimento – la cui licenza di sfruttamento è detenuta da una *joint venture* tra Socar (80%) e la Nobel Upstream (20%) – ha visto la produzione ridursi progressivamente (0,35 Gmc nel 2015) e rivolgersi principalmente al consumo interno. Le stime sulle riserve di Umid, fissate da Socar a oltre 200 Gmc di gas e 40 milioni di tonnellate di condensati, lasciano tuttavia margini di incremento dell'output e, conseguenzialmente, dei volumi esportati lungo il Corridoio meridionale. D'altra parte, l'attigua struttura di Babek, ancora inesplorata, potrebbe contenere riserve di gas fino a 400 Gmc. Nella prospettiva di sfruttare il potenziale estrattivo dell'area e, potenzialmente, di attirare in essa nuovi investitori esteri, Socar e Nobel hanno siglato un nuovo contratto per lo sfruttamento del giacimento dove, in marzo, è entrato in funzione un terzo pozzo che, scavato a partire dal 2015, potrebbe permettere già entro l'anno di quasi raddoppiare i volumi estratti nei due pozzi già operativi, segnando un ulteriore passo verso il raggiungimento dell'obiettivo di produzione annua dal giacimento, fissato a 2-3 Gmc/a.

Nella prospettiva di garantire sostenibilità alla produzione di idrocarburi nel medio e lungo periodo, a fine dicembre Socar e BP hanno siglato un'intesa preliminare per il rinnovo trentennale del Psa siglato nel 1994 tra la compagnia azerbaigiana e il consorzio AIOC (Azerbaijan International Oil Company, di cui BP è principale azionista e operatore) per lo sfruttamento del blocco di giacimenti *off-shore* di Azeri-Chirag-Guneshli (Acg). Sin dall'avvio della produzione, nel 1997, Acg è stato il principale responsabile dell'*output* azerbaigiano e delle rendite petrolifere per lo Stato (US\$6,8 mld su 7,2 totali nel 2015), oltre a fungere da catalizzatore per gli investimenti esteri nel paese – un totale di US\$33 mld. Sulla base della lettera di intenti siglata in dicembre, il nuovo contratto di sfruttamento di Acg, passibile di essere finalizzato già alla metà del 2017, dovrebbe estendere la licenza sul blocco fino al 2050.

Quanto alle strategie di crescita all'estero della compagnia energetica statale dell'Azerbaijan, appare tutt'altro che conclusa la lunga problematica relativa alla privatizzazione della compagnia greca Desfa, operatrice della rete nazionale del gas, aperta nell'estate 2013 dall'intesa per la cessione a Socar del 66% del suo pacchetto azionario e apparentemente conclusasi nel novembre 2016 con la rinuncia di Baku a rilevare tale quota (v. *Focus* 27/2016). Nel frattempo, le strategie di crescita all'estero di Socar hanno aperto un nuovo versante in Europa sud-orientale, simbolicamente inaugurato dall'attracco a terminali portuali nei pressi di Odessa della prima petroliera trasportante greggio azerbaigiano, negli ultimi giorni del 2016. Avviata sulla base di un'intesa raggiunta dai presidenti dei due paesi in giugno, la commercializzazione di petrolio azerbaigiano è parte di un più ampio progetto di investimento nel *downstream* ucraino da parte di Socar, che a partire dal 2008 già gestisce una rete di stazioni di rifornimento nel paese. Da qui, sembra in procinto di estendere le proprie attività anche nella vicina Moldavia, a seguito dell'invito delle autorità di Chisinau a valutare le opportunità di investimento nelle strutture portuali e in attività di raffinazione.

Infine, ma non secondariamente, **l'Azerbaigian resta attore fondamentale per lo sviluppo della più ampia cooperazione infrastrutturale ed energetica nell'area del Mar Caspio, che lega assieme la strategia energetica di medio e lungo periodo di Baku e i tentativi di diversificazione dei canali di esportazione di idrocarburi dei produttori litoranei centro-asiatici**, Kazakhstan e Turkmenistan in primo luogo. Mentre il primo trimestre del 2017 non ha fatto registrare significativi sviluppi nel datato tentativo di aprire un canale trans-caspico di esportazione di gas dal Turkmenistan, più rilevanti intese si sono registrate sull'asse Baku-Astana. Azerbaigian e Kazakhstan, unitamente alla Georgia, hanno infatti formalizzato la creazione di un organismo congiunto per lo sviluppo del Trans-Caspian International Transport Route, arteria di comunicazione navale che, attraverso il potenziamento delle strutture portuali sulle due coste del Mar Caspio potrebbe permettere un crescente flusso di esportazione di petrolio – unitamente ad altre merci. Una nuova rotta petrolifera che potrebbe beneficiare dell'atteso aumento della produzione petrolifera kazaka e che è stata simbolicamente inaugurata, in marzo, con l'arrivo sulla costa azerbaigiana della prima petroliera partita dalle nuove strutture portuali di Kuryk, in Kazakhstan.

3.3 TURCHIA E VICINO ORIENTE

Paese	Riserve provate	Consumo	Varaz. annua	Produzione	Variatz. annua
Turchia	-	43,6 Gmc	-2,4%	-	-
Israele	286 Gmc	8,4 Gmc	11%	6,4 (2014)	181%
Iran	19.400 Gmc	191,2 Gmc	6,2%	192,5 Gmc	5,7%
Iraq	3.400 Gmc	n.d.	n.d.	1	13,5%

Sul versante della cooperazione infrastrutturale nell'area del Vicino Oriente, i progetti di espansione della capacità di esportazione di Gazprom verso l'Europa meridionale e i piani di sfruttamento e trasporto delle risorse gassifere del Bacino di Levante continuano a monopolizzare le attenzioni degli addetti ai lavori e delle cancellerie regionali.

Nella competizione infrastrutturale dell'area vicino-orientale, la Turchia continua a giocare un ruolo pivotale, tanto per la profonda rilevanza del mercato interno di gas – di gran lunga il più significativo della regione – quanto per il naturale ruolo di testa di ponte per le esportazioni di metano verso i mercati europei. Con un consumo annuo di gas pari a 46 Gmc nel 2016 – di cui la quasi totalità importati dall'estero – la Turchia resta il principale mercato regionale di metano, nonostante la contrazione del consumo di gas su base annua fatta registrare per la prima volta in un decennio lo scorso anno (-5,8% rispetto al 2015) e la predisposizione di una nuova strategia energetica nazionale che punta a una progressiva riduzione della dipendenza del paese dalle importazioni. La contrazione

della domanda di gas ha tanto una natura congiunturale che, potenzialmente, strutturale. Essa deriva cioè, da un lato, dalla più generale contrazione della crescita economica e dei consumi fatta registrare nel 2016 e, dall'altro, dall'avvio di una nuova strategia energetica nazionale fondata sulla riduzione dell'uso di gas per la generazione elettrica e sullo sviluppo delle rinnovabili. Per la Turchia, infatti, l'elevata dipendenza dalle importazioni di gas – che soddisfano circa un terzo della domanda annua di energia primaria turca – si traduce in un costo per il sistema paese attorno ai US\$50 mld l'anno. Come dichiarato dal ministro turco per l'Energia, Berat Albayrak, la riduzione delle importazioni di gas passa anzitutto attraverso una riduzione del peso della risorsa per la generazione di energia. Grazie agli interventi governativi, la quota del metano è passata dal 48% del 2014, al 38% del 2015 e, infine, al 33% del 2016, con un conseguente incremento dell'uso del carbone che valorizza le riserve disponibili in territorio turco. Sfruttare il potenziale estrattivo nazionale è uno dei punti cardine della nuova strategia energetica turca annunciata alla stampa e agli operatori di settore, a inizio aprile, dal ministro Albayrak. Ciò implica, da una parte, condurre attività di esplorazione *off-shore* nel Mar Nero e nel Mediterraneo (Cfr. Infra) e, dall'altra, completare una più dettagliata mappatura geologica del territorio nazionale (annunciata per il 2018) funzionale allo sfruttamento delle ingenti risorse carbonifere disponibili in Anatolia. Al contempo, il governo turco punta risolutamente, oltre che sullo sviluppo di energia nucleare, sul settore dell'idroelettrico, dell'eolico e del solare, con l'obiettivo di incrementare di due terzi il contributo delle rinnovabili nella generazione energetica entro il prossimo decennio. A fine marzo, in questa prospettiva, alla joint venture turco-coreana Kalyon-Hanwha è stato assegnato l'appalto per la costruzione, nella provincia anatolica di Konya, del più grande impianto di energia solare del paese, per un valore di US\$1,3 mld e una capacità di 1.000 megawatt. Per luglio è stata invece annunciata una gara d'appalto per la costruzione di una centrale eolica della capacità di 1.000 megawatt. Per lo sviluppo infrastrutturale – e, in particolare, per lo sviluppo della rete elettrica – il governo è previsto peraltro stanziare 30 miliardi di lire turche (oggi equivalenti a circa €7,6 mld) nel prossimo quinquennio.

Le iniziative governative turche in materia energetica hanno indotto gli analisti di settore a rivedere le stime sulla crescita della domanda di gas attesa in Turchia nel medio e lungo periodo. In particolare, uno studio dell'Oxford Institute for Energy Studies ha rivisto al ribasso le previsioni fatte circolare nel corso degli ultimi anni tanto dalle autorità turche quanto da centri di analisi internazionali. Nella fattispecie, entro il 2025 la domanda annua di gas del paese potrebbe salire dai 46 Gmc attuali sino a soli 56 Gmc/a, ed entro il 2030 a 62 Gmc/a, invece degli 81 Gmc stimati dalla compagnia nazionale turca Botas. Ciò potrebbe, evidentemente, avere una ricaduta significativa sui piani di aumento della capacità di approvvigionamento dall'estero e, di conseguenza, sulle potenzialità di re-esportazione della risorsa verso mercati terzi. La Turchia ha infatti già definito con l'Azerbaijan i termini contrattuali per l'importazione, attraverso il Tanap, di 6 Gmc/a di gas a partire dal 2018-2019. Resta dunque ancora da verificare la destinazione finale del gas che potrà essere importato dal gasdotto Turk Stream, di provenienza russa – sulla quale pesa, evidentemente, l'esito del rinnovo dei contratti di transito tra Russia e Ucraina, attraverso il cui territorio passa oggi una parte significativa del gas esportato in Turchia.

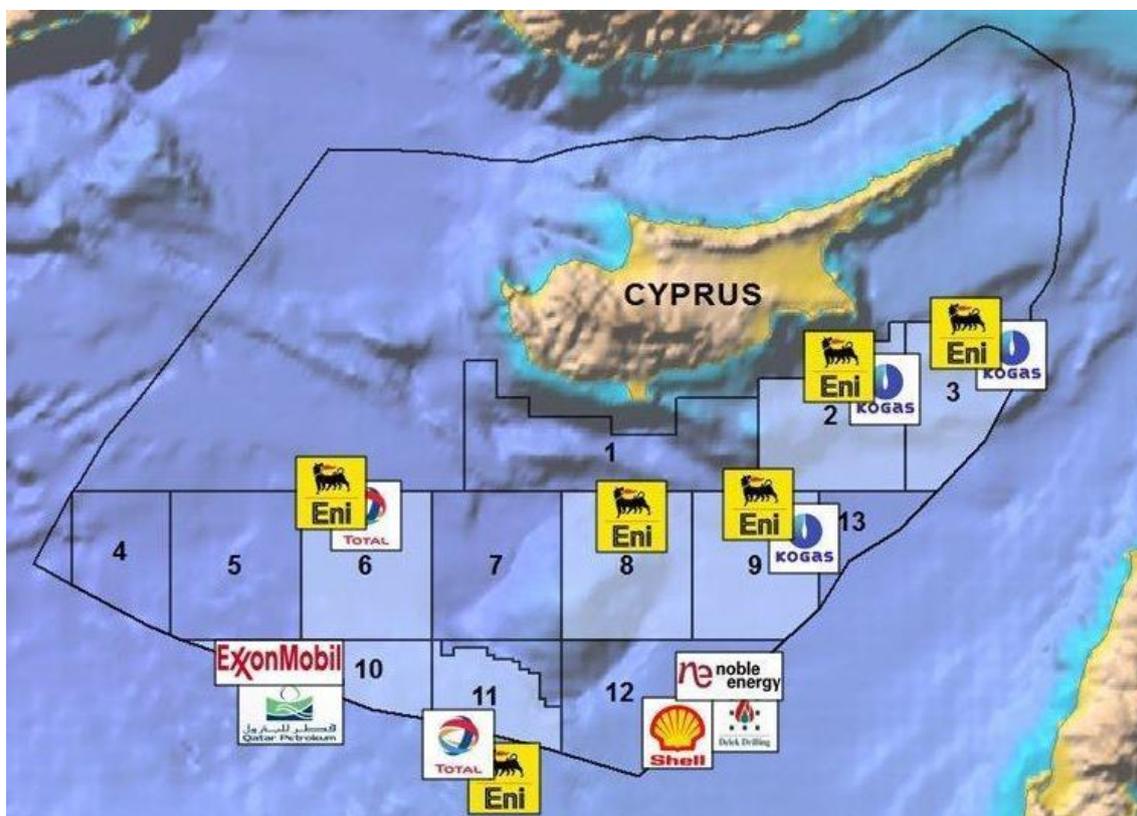
Nel frattempo, l'ultimo quadrimestre ha fatto segnare nuovi passi in avanti verso la costruzione del Turk Stream, il gasdotto deputato all'esportazione di 31,5 Gmc/a di gas dalla Russia alla Turchia attraverso due condutture parallele che tra la località costiera russa di Anapa e il villaggio turco di Kiyikoy, in Tracia, da dove l'infrastruttura verrà poi connessa alla rete nazionale presso Luleburgaz. Delle due condutture, la prima è prevista approvigionare il mercato interno turco, mentre la seconda i mercati europei, attraverso la Grecia e secondo uno schema di trasporto ancora da definire (Cfr. Infra). L'investimento totale previsto per la costruzione del gasdotto è di US\$7 mld. **Tra dicembre e febbraio si è concluso il processo parlamentare di ratifica dell'accordo russo-turco per la costruzione del gasdotto Turk Stream**, approvato dal Parlamento turco alla fine del 2016 e dai due rami del legislativo russo, l'Assemblea federale, rispettivamente in gennaio e febbraio. Inoltre, l'8 dicembre e il 20 febbraio la South Stream Transport B.V., società sussidiaria di Gazprom e titolare del progetto, ha siglato due contratti con Allseas Group per la posa della doppia condotta sottomarina di cui si comporrà il Turk Stream. Stando alla tempistica resa nota in occasione della firma dei contratti, il lavori di posa delle condutture lungo i circa 900 chilometri di rotta del gasdotto dovrebbero iniziare nella seconda metà del 2017 e, come ribadito dall'Ad di Gazprom Alexei Miller, concludersi nel 2019 – ovvero in concomitanza con la scadenza del contratto decennale che regola oggi il transito attraverso l'Ucraina.

La possibilità che il gas russo possa raggiungere i mercati dell'Europa centro-meridionale – e, in particolare, quello italiano – transitando attraverso il Mar Nero e la Grecia piuttosto che attraverso l'asse Ucraina-Slovacchia-Austria rappresenterebbe un incentivo per le compagnie nazionali a individuare forme di partecipazione al nuovo schema di trasporto in via di progettazione. Una dichiarazione in tal senso è stata rilasciata, a fine marzo, dall'Ad di Eni Claudio Descalzi, che ha sottolineato come la nuova geografia delle importazioni di gas in Italia – ovvero attraverso l'Adriatico piuttosto che da Tarvisio – imporrebbe alla compagnia di garantirsi capacità dei nuovi gasdotti, direttamente attraverso il suo acquisto o indirettamente acquisendo una quota nei relativi consorzi. Ciò significa che, se da un lato Eni esclude la possibilità di prendere parte al progetto Nord Stream 2, resta potenzialmente interessata alla partecipazione a quello Turk Stream, oggi detenuto dalla sola Gazprom attraverso la South Stream Transport. Coerentemente con la stessa logica, Eni potrebbe partecipare ai progetti infrastrutturali russi in via di determinazione lungo l'asse greco-italiano. In questa prospettiva, il 21 marzo scorso Eni e Gazprom hanno siglato un Memorandum di intesa che suggella l'interesse comune ad analizzare le prospettive di cooperazione lungo la rotta meridionale di esportazione del gas russo verso l'Europa e l'Italia – oltre che la volontà della compagnia italiana di rinegoziare i contratti di acquisto di gas a lungo termine che la legano a Gazprom fino al 2035.

Il ruolo di principale mercato regionale di consumo energetico e di potenziale territorio di transito di gas, oggi al centro del dialogo tra Ankara e Mosca, rende la Turchia anche il più naturale interlocutore per lo sviluppo dei piani di trasporto delle risorse gassifere del Bacino di Levante, sulla realizzazione dei quali pesa ancora, tuttavia, in maniera determinata una valutazione accurata delle riserve e del potenziale di produzione. **Tanto in Israele che a Cipro, nelle cui acque territoriali sono stati scoperti i più ingenti giacimenti**

dell'area, sono infatti in corso nuovi *round* di assegnazione dei diritti di esplorazione e sfruttamento di blocchi sinora inesplorati, che potrebbero innalzare significativamente la base delle risorse del bacino. I piani ciprioti, apparentemente ridimensionati dalle fallimentari attività di prospezione condotte negli anni passati da Total ed Eni, hanno notevolmente beneficiato delle scoperte effettuate dalla compagnia italiana nell'attiguo giacimento egiziano di Zohr che, con riserve di gas stimate attorno a 850 Gmc, è il più rilevante giacimento del Mediterraneo. Il successo delle attività di esplorazione condotte nel corso degli ultimi anni nella Zona economica esclusiva egiziana, ha cioè contribuito al successo del terzo Licensing Round lanciato nel 2016 dalle autorità di Nicosia per l'assegnazione delle licenze su tre blocchi *off-shore* (nn. 6, 8 e 10) e conclusosi alla fine di dicembre 2016.

FIG 27 - I BLOCCHI ASSEGNATI NEI TRE LICENSING ROUND CIPRIOTI



Fonte: Tekmor Monitor

Ad aggiudicarsi le nuove assegnazioni nell'*off-shore* cipriota sono state Total, Exxon-Mobil e la stessa Eni, che rafforza così il posizionamento regionale, già forte delle limitrofe concessioni di Shorouk, North Leil e Karawan, nelle acque egiziane. Alla compagnia italiana è andata la concessione sul blocco num.8 e, in partnership con Total (50%), sul blocco num.6. Le concessioni si aggiungono a quelle già ottenute nel corso del precedente *round* di assegnazione di licenze, sui blocchi numero 2, 3 e 9 – in partnership

con Kogas – e, in ragione delle attività svolte nell'*off-shore* egiziano, garantiranno a Eni costi di intervento più contenuti e una tempistica di monetizzazione più rapida. La partecipazione di Eni allo sfruttamento delle risorse gassifere cipriote si è approfondita, inoltre, attraverso l'acquisizione in marzo di una partecipazione del 50% nel blocco num.11 da Total, che ne rimane operatore. La licenza di esplorazione del blocco num.10 è invece stata assegnata a Exxon-Mobil (80%), in partnership con la Qatar Petroleum (20%) – segnando così il significativo ingresso del *major* statunitense nel più ampio giro d'affari legato allo sfruttamento delle risorse energetiche del Mediterraneo, dal quale fino a oggi era rimasto fuori.

La finalizzazione dei contratti tra le compagnie selezionate e il Ministero dell'Energia cipriota è stata avviata a inizio aprile, lasciando presagire che entro l'anno in corso potranno essere iniziate le attività di esplorazione dei tre blocchi. Come sottolineato dall'Ad di Eni, Claudio Descalzi, il successo del terzo Licensing Round cipriota rappresenta un passo importante verso la definizione di un regionale del gas, che potrebbe svolgere n ruolo determinante per garantire la sicurezza energetica dell'area e, potenzialmente, europea. **La conclusione del terzo round di assegnazione di licenze di esplorazione e la firma del primo contratto tra le autorità cipriote e i rappresentanti di Exxon-Mobil e Qatar Petroleum hanno tuttavia riaperto un pericoloso focolaio di contrapposizione con la Turchia**, che ha tradizionalmente contestato la legittimità delle iniziative del governo di Nicosia che, in quanto lesive dei diritti della comunità turco-cipriota, sono considerate atti unilaterali ostili. Già nel corso dell'estate 2011 ciò aveva dato vita alla cosiddetta “crisi delle trivellazioni” turco-cipriota (v. *Focus* 7-8/2011), frutto della decisione di Ankara di avviare proprie attività di prospezione – con scorta militare – in quella che la Turchia ritiene essere la Zona economica esclusiva della Repubblica turca di Cipro Nord. Su questo sfondo – e in considerazione del deludente esito dei negoziati per la riunificazione di Cipro, sui quali si auspicava che il potenziale estrattivo del Bacino potesse avere un'influenza positiva – il governo turco ha etichettato come “inaccettabile” l'assegnazione di diritti di prospezione da parte cipriota e ha parallelamente annunciato la volontà di riprendere proprie attività di esplorazione nel Mediterraneo orientale, ventilando la possibilità di una nuova “crisi delle trivellazioni”. Il Ministero degli Esteri turco ha inoltre affermato che parte dei blocchi oggetto di concessioni – e, in particolare, una parte del blocco 6, assegnato a Eni e Total – ricadrebbe nella piattaforma continentale turca e che, di conseguenza, a compagnie straniere non possa essere concesso, a nessuna condizione, di condurre attività non autorizzate di prospezione e sfruttamento energetico e che la Turchia intraprenderà “tutte le misure necessarie” per tutelare i propri diritti e interessi, al pari di quelli della Repubblica turco-cipriota.

Mentre le prospettive di sviluppo dei piani estrattivi ciprioti sembrano dunque beneficiare di un elevato interesse da parte delle principali compagnie energetiche attive nello scacchiere mediterraneo, più problematico appare il parallelo andamento dei piani israeliani. Deludente sembra essere stata, infatti, la risposta iniziale all'ultimo round di concessione di licenze di esplorazione *off-shore* lanciato dalle autorità israeliane in novembre dello scorso, per l'assegnazione di licenze triennali estendibili per un

ulteriore triennio su 24 blocchi in un'area di 400 chilometri quadrati. A dimostrazione dello scarso interesse suscitato tra le compagnie internazionali dalla gara – dalla quale sono peraltro escluse le compagnie già attive in piani di esplorazione e sfruttamento nelle acque israeliane – il calendario di gara inizialmente previsto è stato modificato, prolungando la scadenza per la presentazione delle offerte da aprile a luglio di quest'anno, mentre l'assegnazione delle concessioni dovrebbe essere annunciata tra l'ultimo trimestre del 2017 e il primo del 2018.

La scarsa attrattività esercitata dal Licensing Round israeliano rispetto alle compagnie internazionali è frutto anche delle difficoltà sino a oggi fronteggiate dagli investitori internazionali nello sviluppare i piani di estrazione *off-shore* e nel trovare mercati di sbocco per il gas da essi previsto essere estratto. Da questa prospettiva è molto significativo che **l'ultimo trimestre abbia fatto segnare un importante, e da tempo atteso, passo in avanti verso la finalizzazione dei piani di sfruttamento del giacimento israeliano di Leviatano, per il quale è stata annunciata la decisione finale sugli investimenti.** A sbloccare una situazione che sembrava essersi congelata, è stata principalmente l'assicurazione di un mercato di sbocco del gas che andrà in estrazione dal giacimento. Le difficoltà di natura politica, finanziaria e normativa che hanno fin qui intralciato lo sviluppo di piani infrastrutturali per le esportazioni delle risorse israeliane non garantivano infatti la possibilità di monetizzare l'investimento necessario ad avviare la produzione da Leviatano. Questa situazione si è sbloccata parzialmente lo scorso settembre, con la firma di un accordo di vendita di gas tra i partner del Consorzio titolare della concessione di Leviatano – Delek (45,3%), Noble (39,7% e Ratio (15%) – e la National Electric Power Company giordana. L'accordo, del valore stimato di US\$10 mld, prevede la commercializzazione di 45 Gmc di gas in quindici anni e rappresenta il primo rivolto alle esportazioni. Tra gennaio e dicembre del 2016, il Consorzio aveva infatti siglato contratti di vendita solo con quattro operatori del mercato israeliano (Edeltech, IPM, Paz e Dalia Energy) per un arco temporale compreso tra i quindici e i venti anni e per un volume di gas annuo pari a 1,7 Gmc. Tali accordi, del valore totale stimato attorno ai US\$7 mld, non sembravano sufficienti a garantire il ritorno degli investimenti previsti su Leviatano e, di conseguenza, a giustificare la Dfi – tanto più in ragione delle oggettive difficoltà di commercializzazione di gas e di crescita sul mercato interno israeliano, la cui domanda è soddisfatta dal gas estratto nel giacimento di Tamar.

TAB. 5 - I GIACIMENTI *OFF-SHORE* ISRAELIANI

Giacimento	Scoperta	Operatore	Riserve	Status
LEVIATHAN	2010	Noble Energy	500 BCM	In fase di sviluppo
TAMAR	2009	Noble Energy	282 BCM	In produzione
SHIMSHON	2012	AGR/Isramco	5 BCM	In fase di sviluppo
MARI B e NOA	1999-2000	Noble Energy	---	In produzione
KARISH e TANIN	2012-2013	Noble Energy	55 BCM	In attesa di sviluppo
DALIT	2009	Noble Energy	8 BCM	Non sviluppato
APHRODITE/ISHAI	2012	AGR/Nammax	7-10 BCM	Non sviluppato

Fonte: Ministero dell'Energia di Israele

Il maggior attivismo registrato nel corso dell'ultimo semestre nel Mediterraneo orientale sembra essersi riflesso anche in Libano. **L'inizio del 2017 ha infatti fatto registrare la rottura dello stallo nel quale erano finiti i piani di sviluppo del potenziale energetico libanese dopo il fallimento, nel 2014, del tentativo di avviare una prima asta internazionale per l'assegnazione dei blocchi *off-shore* nel Bacino di Levante a causa delle contrapposizioni politico-istituzionali a Beirut.** Il 4 gennaio il governo libanese ha infatti approvato due decreti che segnano l'apertura della procedura normativa finalizzata all'organizzazione di un *bid round* entro la fine dell'anno in corso. Attraverso i due decreti il governo ha indicato i cinque blocchi che saranno oggetto della gara e le procedure di conduzione di quest'ultima, oltre a fissare il modello da seguire per i successivi contratti di suddivisione della produzione. Come già visto nel caso cipriota, anche in quello libanese la gara per le concessioni sembra poter beneficiare dall'approfondimento dell'interesse allo sfruttamento delle risorse del Bacino da parte delle principali compagnie energetiche internazionali – molte delle quali, peraltro, risultano essere nella lista delle compagnie pre-qualificate per la partecipazione alla gara stilata nel 2015 dalle autorità libanesi.

Avviato il percorso normativo per l'assegnazione di concessioni all'esplorazione e sfruttamento dei giacimenti *off-shore*, resta tuttavia da risolvere la problematica, evidentemente tutt'altro che secondaria, legata agli incerti confini marittimi dell'area e alle rivendicazioni di sovranità incrociate che, come visto nel caso della vertenza turco-cipriota, minacciano le più ampie prospettive di sviluppo dell'area del Mediterraneo orientale. Per il Libano, tali problematiche derivano, prima ancora che dalla necessità di fissare i confini marittimi con Cipro e Siria, dalla circostanza che la demarcazione dei confini con Israele – oggi “temporaneamente” fissati dalla “Linea Blu” tracciata un quarantennio or sono – è questione che trascende evidentemente il comparto energetico e tocca le corde più sensibili

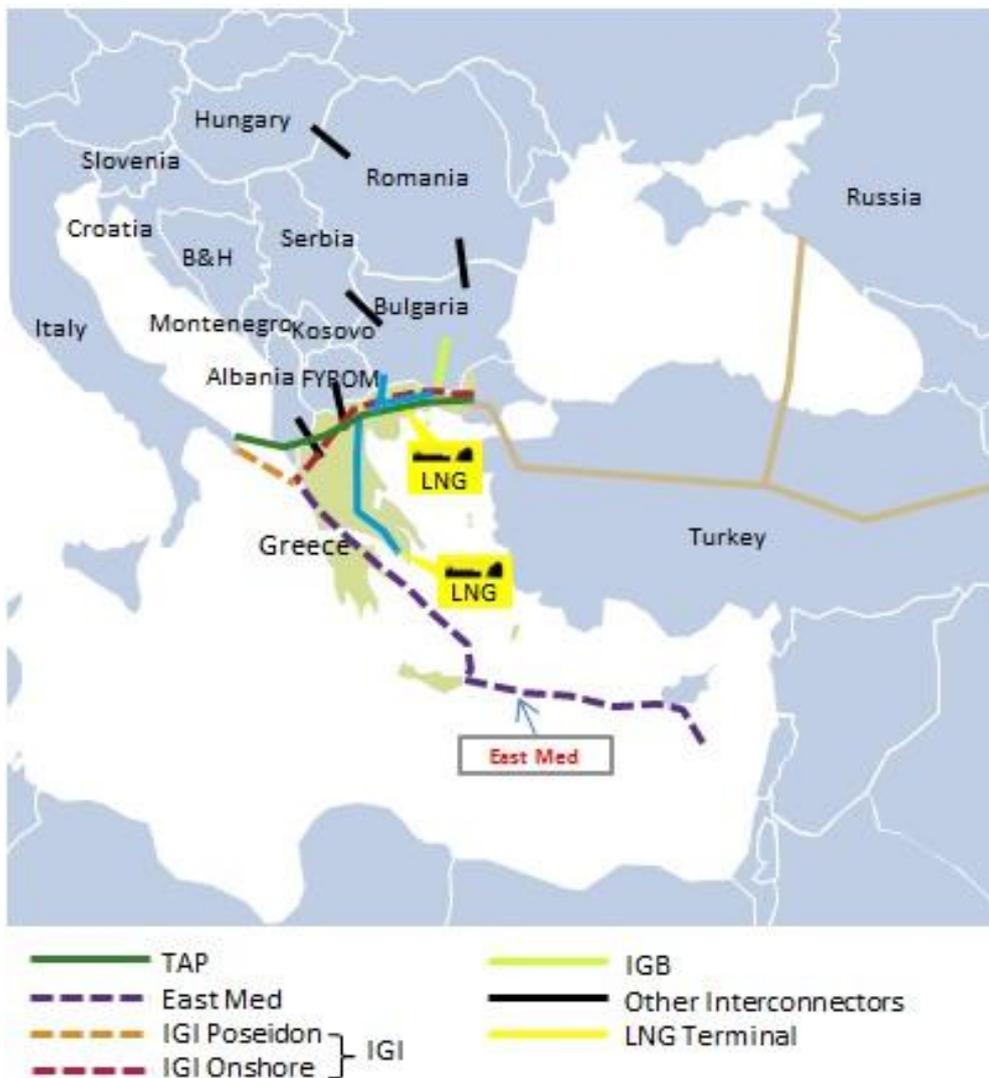
della politica regionale. A rendere più complessa l'individuazione di una soluzione condivisa israelo-libanese contribuiscono peraltro le rivendicazioni israeliane su una parte dei blocchi (nn. 8, 9 e 10) previsti essere oggetto di offerta.

All'attivismo dei governi regionali nello sviluppare i piani di esplorazione e sfruttamento dei giacimenti *off-shore* del Bacino di Levante è corrisposta una ripresa dei negoziati intergovernativi per la definizione dei piani infrastrutturali finalizzati al trasporto verso i mercati delle relative risorse di gas. Da una parte, sono ripresi i colloqui tra il Gruppo Delek, tra i maggiori investitori nell'*off-shore* israeliano, e omologhe compagnie turche nella prospettiva della possibile posa di un gasdotto tra il giacimento di Leviatano e la costa mediterranea della penisola anatolica. Secondo le dichiarazioni rilasciate a Istanbul da Ofer Oberlander, Direttore del progetto di gasdotto per conto di Delek, Leviatano potrebbe assicurare una produzione annua di gas fino a 21 Gmc/a che avrebbero come naturali e più lucrativi mercati di sbocco – dopo quello interno israeliano, quello palestinese e quello giordano – rispettivamente la Turchia e l'Egitto. L'opzione di trasporto verso la Turchia resta una delle più convenienti, da un punto di vista strettamente economico. Difatti, al netto del costo politico di dover includere in un potenziale accordo anche le autorità di Cipro – nelle cui acque territoriali un gasdotto israelo-turco dovrebbe necessariamente transitare – il costo di realizzazione della infrastruttura sarebbe compreso tra i US\$2,6 mld e i US\$4 mld. Da più parti è stato d'altra parte sottolineato – e, in ultimo, dal Console generale israeliano ad Ankara, Shai Cohen – come un'intesa bilaterale sulla cooperazione energetica potrebbe rappresentare, al contempo, un importante strumento e incentivo per il processo di normalizzazione delle relazioni diplomatiche tra i due Paesi, dopo la lunga crisi seguita all'incidente della Mavi Marmara del maggio 2010.

Su questo sfondo, nonostante le autorità di Israele abbiano voluto sottolineare come siano attualmente prese in considerazione tutte le possibili opzioni di trasporto del gas verso i mercati finali, le più recenti iniziative del governo di Tel Aviv sembrano contraddire la preferenza accordata dagli operatori privati per una rotta di esportazione verso la Turchia. A inizio aprile, in particolare, è stata siglata a Tel Aviv, alla presenza del commissario europeo per l'Energia, Miguel Arias Canete, un'intesa tra i ministri responsabili in materia energetica di Israele, Cipro, Grecia e Italia per la realizzazione del gasdotto EastMed, il cui studio di fattibilità – realizzato dalla società IGI Poseidon e cofinanziato dalla Commissione europea – era stato presentato ai partner alla fine del 2016. Il gasdotto, immaginato per trasportare verso la Grecia il gas estratto nel Bacino di Levante, è previsto avere una capacità compresa tra i 12 e i 16 Gmc/a e un tracciato *off-shore* di circa 1.300 chilometri, che ne farebbe la più lunga condotta sottomarina mai realizzata, cui si aggiungono circa 600 chilometri di condutture a terra, a Cipro, Creta e nella Grecia continentale. Presso la costa greca, l'EastMed potrebbe poi collegarsi con il progetto *off-shore* Poseidon tra Italia e Grecia, nato oltre un decennio or sono come segmento finale del progetto di Interconnessione Turchia-Grecia-Italia (Itgi) pensato per trasportare il gas azerbaijano verso l'Italia e temporaneamente accantonato con la decisione dei partner di SD2 di commercializzare il gas attraverso il Tap. Il Poseidon, disegnato per un tracciato di circa 200 chilometri nel canale di Otranto, potrebbe avere una capacità di 10 Gmc/a – scalabile fino a 20 Gmc per consentire un approvvigionamento multiplo. Dal 2015 è stato

inoltre inserito dalla Commissione europea nella lista dei Progetti di interesse comune per l'Ue e, in ragione del più avanzato percorso realizzativo – che beneficia dei permessi nella sezione italiana, dell'avanzamento delle procedure in quella greca e del completamento della fase di studio di fattibilità – può essere considerato un progetto già “maturo”.

FIG. 28 - IL TRACCIATO DEL GASDOTTO EASTMED



Fonte: Depa

La partita infrastrutturale nel mediterraneo orientale si sovrappone e si intreccia a un'altra questione sul tavolo della cooperazione regionale ormai da quasi un quadriennio. **Il primo trimestre dell'anno in corso ha fatto segnare una ripresa del piano di privatizzazione dell'operatore nazionale della rete infrastrutturale greca, Desfa, dopo la fallimentare conclusione del primo tentativo di cessione del 66% delle sue quote alla compagnia azera Socar. A determinare la fine del negoziato per la cessione del pacchetto azionario era stata la decisione di Socar di rinunciare all'acquisto a**

seguito della indisponibilità greca a ridiscutere il valore della compagnia all'indomani dell'approvazione di una normativa sulle tariffe che ne avrebbe ridimensionato il valore del 50% circa (v. *Focus* 25-26/2016; 27/2016). Il piano di privatizzazione di Desfa è tuttavia parte integrante degli impegni assunti dalla Grecia con i creditori internazionali a seguito del terzo piano di aiuti varato a favore del Paese nel 2015 da Ue, Banca centrale europea e Fondo monetario internazionale – come di recente ricordato dal Commissario europeo per gli Affari economici e finanziari, Pierre Moscovici. Anche in risposta alle pressioni provenienti da Bruxelles per il rilancio del piano di privatizzazione dell'operatore nazionale della rete, il governo di Atene, a inizio marzo, ha reso noto di aver approvato un nuovo bando di gara per la cessione del 66% delle quote di Desfa, da completare non oltre la fine del 2017. A manifestare interesse all'acquisizione di quote della compagnia statale greca sarebbero già state l'olandese Gasunie, la romena Transgas e la belga Fluxys, che già detiene una quota del 19% del Consorzio Tap. Non è d'altra parte da escludere – come sottolineato dall'Ambasciatore greco in Azerbaijan – che, fatta una nuova valutazione del valore della compagnia e presentate le nuove condizioni di privatizzazione, alla gara possa partecipare la stessa Socar e quella Snam cui la compagnia azerbaijana sembrava in procinto di cedere una parte del pacchetto azionario che era prevista rilevare a seguito della finalizzazione del processo di privatizzazione.

Tutto da valutare, invece, il ruolo che potranno giocare nel piano di privatizzazione di Desfa le compagnie energetiche russe e *in primis* da Gazprom. Il gigante energetico russo, infatti, sempre più risolutamente guarda alla Grecia come possibile snodo della strategia infrastrutturale connessa all'aggiramento del transito attraverso l'Ucraina e, peraltro, già nel 2013 – unitamente ad altre due compagnie private russe, a esso contigue – aveva manifestato un attivo interesse a presentare un'offerta nella gara per la privatizzazione di Desfa. D'altra parte, nella stampa di settore non sono mancate interpretazioni volte a legare la più intransigente postura negoziale assunta dalle autorità greche nei confronti di Socar ai contemporanei sviluppi dei piani infrastrutturali tra Gazprom, Edison e Depa – la compagnia energetica statale greca che controlla Desfa. A partire dalla firma, nel febbraio 2016, di un Memorandum d'intesa tripartito per la cooperazione infrastrutturale sull'asse Mar Nero-Grecia-Italia (v. *Focus* 25-26/2016), le tre compagnie hanno infatti proseguito i colloqui sulla possibile rivitalizzazione del progetto Poseidon attraverso il Mar Ionio, nato, come detto, quale segmento finale del progetto di Interconnessione Turchia-Grecia-Italia (Itgi) e oggi potenzialmente in grado di essere collegato anche al progetto di gasdotto EasMed.

4. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI DEL GAS

4.1 CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

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%);

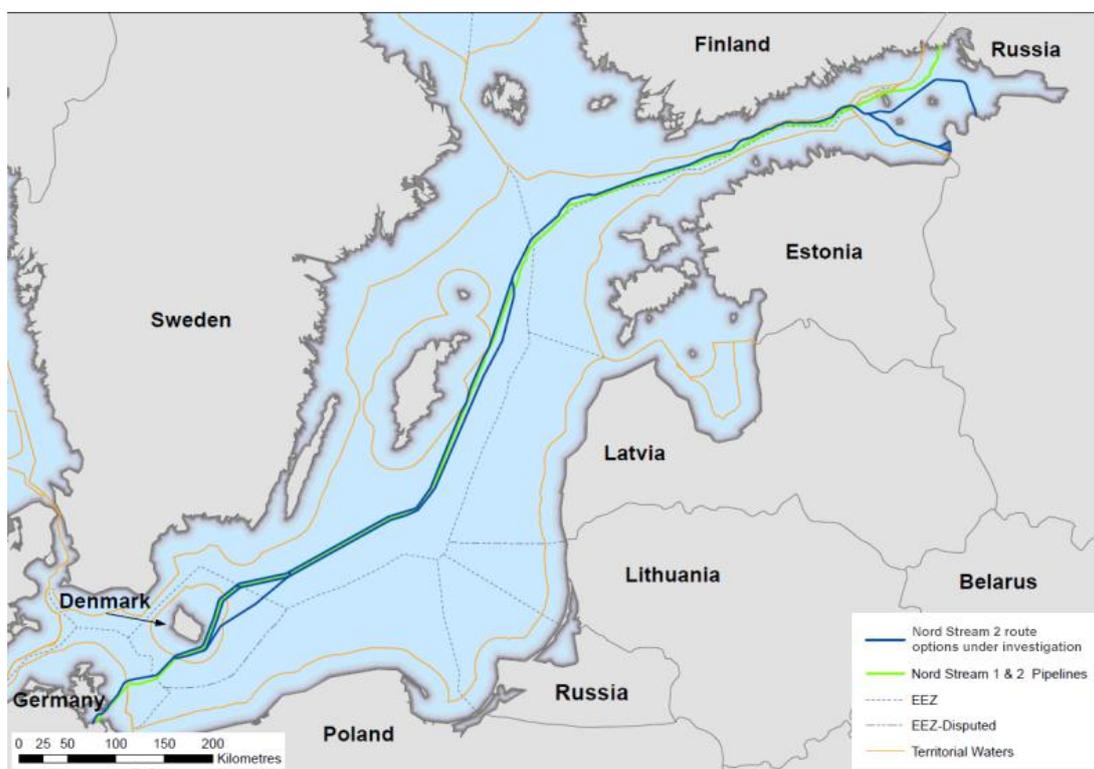
Le difficoltà e le incertezze derivanti dalla rispondenza alla normativa europea della strategia infrastrutturale di Gazprom non ha impedito alla compagnia russa di proseguire risolutamente nello sviluppo dei piani lungo la direttrice baltica – parallelamente a quelli messi in

cantiere lungo la rotta meridionale di esportazione attraverso il Mar Nero. Pilastro della strategia di aumento della capacità di esportazione annua verso i mercati dell'Europa centro-settentrionale è il gasdotto Nord Stream 2, finalizzato al raddoppio dell'attuale capacità di esportazione disponibile lungo l'asse *off-shore* tra Russia e Germania. Il progetto mira ad aggiungere ulteriori 55 Gmc/a di capacità di esportazione al volume, analogo, già garantito dal Nord Stream – che tuttavia, in ragione delle già discusse limitazioni normative all'utilizzo del gasdotto Opal, non ha finora potuto lavorare a piena capacità (v. § 2.1). L'obiettivo di Gazprom, in maniera speculare a quello perseguito attraverso il TurkStream sulla direttrice meridionale di esportazione, è la posa e l'inaugurazione del gasdotto entro il 2019, anno in cui scadrà il contratto decennale che regola il transito attraverso l'Ucraina. La tempistica di realizzazione del Nord Stream 2 è inoltre funzionale ad assicurare a Gazprom una più solida posizione negoziale rispetto al difficile rinnovo degli analoghi accordi con la Polonia – attraverso il cui territorio transita il gasdotto Yamal-Europa, della capacità di 33 Gmc/a – previsti scadere nel 2022.

L'avanzamento del progetto Nord Stream 2 è transitato anzitutto attraverso la predisposizione e presentazione della documentazione necessaria a ottenere i permessi di costruzione dell'infrastruttura dai paesi nelle cui acque territoriali essa è prevista transitare – Finlandia, Svezia, Danimarca e Germania. Nella fattispecie, Gazprom ha anzitutto pubblicato e inviato ai governi interessati il Rapporto sulla valutazione di impatto ambientale del Nord Stream 2, che presenta i potenziali rischi transfrontalieri della posa del gasdotto nelle acque del Baltico e apre la procedura per la concessione dei relativi permessi da parte delle autorità competenti dei singoli paesi di transito. Gazprom ha inoltre ufficialmente presentato alle autorità di Berlino, in aprile, la richiesta di costruzione degli 85 chilometri della tratta *off-shore* nelle acque territoriali tedesche, impegnandosi a presentare per la seconda metà del mese tutta la documentazione necessaria al processo di consultazioni pubbliche, previsto avviarsi in maggio. Un processo di consultazioni pubbliche è stato nel frattempo avviato anche in Svezia, alle cui autorità governative Gazprom aveva presentato richiesta di costruzione degli oltre 500 chilometri del Nord Stream 2 nell'autunno del 2016 e dove, di conseguenza, aveva avviato un processo di consultazione con le autorità locali.

Rilevanti sviluppi si sono avuti anche sul versante della composizione del consorzio promotore del progetto. Nato da un'intesa tra Gazprom e cinque partner europei – le compagnie tedesche Uniper e Wintershall, l'anglo-olandese Shell, la francese Engie e l'austriaca Omv – il consorzio, che avrebbe dovuto essere finalizzato con la creazione di una *joint venture* della quale il gigante russo avrebbe detenuto il 50%, è stato ostacolato da una decisione dell'autorità anti-trust polacca del 2016, che ne aveva di fatto determinato la cancellazione. Rimasto di conseguenza unico *shareholder* del progetto, nel corso dei mesi passati Gazprom ha ripetutamente ribadito la volontà dei partner originari del progetto infrastrutturale di proseguire i negoziati in vista della individuazione di strade alternative per la partecipazione delle cinque compagnie europee. Primo e significativo esito di tali colloqui è stato il raggiungimento di un'intesa tra le parti, resa nota in aprile, su uno schema condiviso di partecipazione al finanziamento della costruzione del Nord Stream 2. In base a esso, Uniper, Wintershall, Shell, Engie e Omv hanno stabilito di finanziare congiuntamente il 50% dei costi del progetto attraverso la concessione di prestiti di lungo termine che testimoniano – come sottolineato dalle parti attraverso una nota congiunta – la rilevanza strategica che il gasdotto assume per l'approvvigionamento dei mercati europei di gas. Le cinque compagnie assicureranno, ciascuna, un finanziamento totale di 950 milioni di euro in due tranche – la prima delle quali, del valore di 285 milioni, verrà resa disponibile già nel corso del 2017 – a coprire dunque la metà dei costi di realizzazione di un'infrastruttura stimata richiedere un investimento tale di 9,5 miliardi di euro.

FIG. 29 - IL POSSIBILE TRACCIATO DEL NORD STREAM 2



FONTE: GAZPROM

L'intesa tra Gazprom e le compagnie energetiche europee segnala un importante passo avanti sul percorso che conduce alla realizzazione del gasdotto. Significativamente, inoltre, essa coglie lo spirito della disponibilità segnalata in marzo dalla Commissione europea ad aprire un canale di dialogo con Gazprom per la risoluzione di un contenzioso politico e normativo che apre pericolose faglie nella stessa solidarietà intra-europea. Incentivata dall'esplicita richiesta dei governi danese e svedese di prendere posizione sulla rispondenza del progetto Nord Stream 2 alla normativa europea, la Commissione, che sino ad allora aveva tenuto una posizione non univoca – frutto della non certa applicabilità delle norme comunitarie al progetto – ha replicato con una nota diretta a Copenaghen e Stoccolma che ha contribuito a fare chiarezza sulla vertenza. La posizione della Commissione ruota attorno a due principi paralleli, di natura politica e normativa. Dal punto di vista politico, come chiarito da uno dei portavoce dell'organismo, Anna-Kaisa Itkonen, il Nord Stream 2 non incontra il favore delle autorità europee, che considerano il progetto non in linea con gli obiettivi di lungo periodo della strategia energetica comunitaria – accrescimento della competizione e diversificazione dei fornitori *in primis*. Coerentemente con questa posizione, la Commissione aveva peraltro già ripetutamente e in separata sede ribadito, nel corso dell'ultimo trimestre, l'indisponibilità a riconoscere al Nord Stream 2 la natura di Progetto di interesse comune europeo. Da un punto di vista strettamente normativo, tuttavia, il Nord Stream 2 nella sua parte *off-shore* non è soggetto alla normativa dell'Ue e, pertanto, non ne può essere bloccata la costruzione – come di fatto avvenuto nel caso del progetto South Stream.

Riflesso della posizione presa dalla Commissione è stata la disponibilità manifestata dall'organismo a negoziare con Gazprom, per conto degli stati membri, un accordo finalizzato alla realizzazione del Nord Stream 2 che prenda tuttavia in considerazione i principi e lo spirito della normativa europea – dalla trasparente operazione dei gasdotti al principio di non-discriminazione nei prezzi, dal principio di garanzia di accesso a terzi a quello della separazione tra approvvigionamento e trasporto. Benché non ci sia, al momento, chiarezza circa i contenuti o la tempistica del negoziato tra Bruxelles e Mosca – e benché la concessione del mandato a negoziare da parte di tutti gli stati membri appaia affatto scontata – la posizione della Commissione rappresenta una significativa apertura di credito a Gazprom, passibile di riallacciare i nodi di un dialogo che nel corso degli ultimi anni ha evidentemente risentito del più ampio clima di tensione e crisi russo-europea determinato dalla perdurante crisi ucraina. In questa prospettiva, il dialogo sull'energia potrebbe fare da apripista al tentativo di individuare un percorso condiviso che porti fuori da una crisi politico-diplomatica che sembra avere pesanti ricadute per entrambe le parti.

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%)
	Axpo (5%)

Con l'assegnazione alla società italiana Honeywell dei contratti per l'ingegneria, la fornitura e l'installazione dei sistemi per la sicurezza e le telecomunicazioni da attivare lungo il tracciato del gasdotto Tap, la società titolare dell'infrastruttura ha completato, lo scorso dicembre, l'assegnazione dei contratti strategici per la sua costruzione. In linea con l'avanzamento dei lavori nei precedenti segmenti del Corridoio meridionale, il gas estratto a Shah Deniz 2 dovrebbe iniziare a fluire tra la Grecia e l'Italia a partire dal 2020, a seguito della

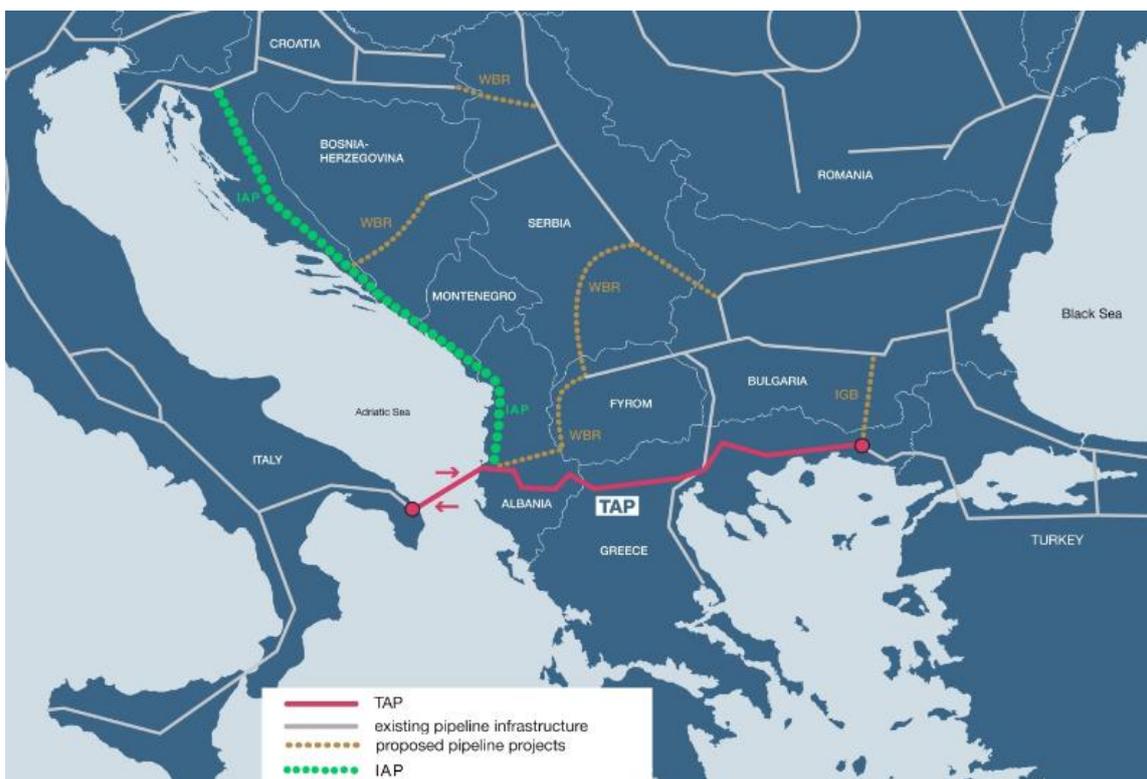
conclusione dei lavori lungo la tratta *off-shore* nell'Adriatico, prevista essere ultimata tra il 2018 e il 2019.

A seguito dell'assegnazione dell'ultimo dei contratti legati alla costruzione della condotta, il direttore del consorzio Tap, Ian Bradshaw, ha ufficializzato il costo del gasdotto – ovvero 4,5 miliardi di euro, circa un 25% meno delle stime iniziali – sottolineando che, nel corso dell'anno, sarà anche reso noto il suo schema di finanziamento. Nella fattispecie, ha annunciato che la fornitura dei beni e servizi necessari al completamento del Tap saranno forniti dalla Bers, dalla Banca europea degli investimenti (Bei) e da una serie di agenzie creditizie minori facenti capo ai paesi dell'Ocse.

Come emerso nel corso della recente riunione del terza riunione ministeriale del Consiglio consultivo del Corridoio meridionale del gas dell'Unione europea di Baku (v. § 2.2), la principale preoccupazione degli addetti ai lavori rispetto alla costruzione del Tap – e più in generale rispetto finalizzazione dell'intero progetto del Corridoio meridionale – resta l'opposizione che esso continua a fronteggiare dalle autorità locali pugliesi, che già avevano ritardato l'avvio dei lavori per la realizzazione dell'approdo del gasdotto e degli ultimi 8 chilometri della condotta. La strada verso la realizzazione dell'infrastruttura in territorio pugliese sembrava essere stata spianata, a fine marzo, dal pronunciamento del Consiglio di Stato, che respingeva i ricorsi presentati dalla Regione Puglia e dal Comune di Melendugno rispetto alla concessione dell'Autorizzazione unica, del 2015, e all'applicazione della "Direttiva Seveso" di prevenzione dei rischi industriali. La Sentenza tuttavia, oltre a non interrompere le proteste di natura ambientalista legata all'espianto temporaneo degli ulivi nell'area interessata dai lavori, è stata seguita dalla decisione del Tribunale amministrativo regionale (Tar) del Lazio, del 6 aprile, di sospendere le attività di espianto degli ulivi in pendenza di decisione su un ricorso presentato dalla Regione Puglia contro il Ministero dell'Ambiente. Giunta il 19 aprile, la sentenza del Tar del Lazio ha definitivamente respinto il ricorso, dichiarando la legittimità delle autorizzazioni all'espianto degli ulivi. Restano

comunque vive le proteste di attivisti e autorità locali sullo sfondo dell'organizzazione di riunioni tra le parti per individuare una soluzione condivisa a una problematica che continua a ostacolare la realizzazione di un progetto strategico tanto per il paese quanto, più in generale, per l'Unione europea.

FIG. 30 - I GASTOTTI TRANS-ADRIATIC PIPELINE, INTERCONNETTORE GRECIA-BULGARIA E IONIAN-ADRIATIC PIPELINE



Fonte: Tap

La centralità del gasdotto Tap per la più ampia partita infrastrutturale nell'area dell'Europa meridionale e danubiano-balcanica deriva, prima ancora che dallo schema di trasporto già definito per i primi 10 Gmc/a di gas azerbaigiano, dalla sua potenziale scalabilità. **La possibilità che la capacità del gasdotto possa, con l'aggiunta di due stazioni di compressione, essere portata fino a 20 Gmc/a fa sì che al Tap guardi con crescente interesse anche Gazprom, nella prospettiva di ripensare la propria strategia di approvvigionamento dei mercati europei all'indomani della scadenza degli accordi di transito con l'Ucraina, nel 2019, e della potenziale costruzione del gasdotto Turk Stream (v. §2.3).** La competitività delle condizioni di trasporto offerte dal Tap è, d'altra parte, tanto più manifesta in relazione alla scarsa attrattiva esercitata dalle condizioni di transito offerte alla Russia dall'Ucraina, tanto su un piano normativo quanto tecnico e commerciale, prima ancora che politico. Ciò imporrebbe alla Russia – secondo quanto dichiarato in gennaio da rappresentanti di Snam e Omv – l'aggiramento della rotta ucraina e l'investimento nella direttrice turca (oltre che baltica) di esportazione verso l'Europa. Nella conseguente

prospettiva di individuare canali di esportazione alternativi a quello tra Ucraina e Slovacchia, il vice-presidente di Snam, Federico Ermoli, riprendendo una possibilità già ventilata dal vice-Ad di Gazprom, Alexander Medvedev, ha rimarcato la eventualità che la capacità aggiuntiva del Tap possa essere utilizzata per il trasporto del gas russo. A Gazprom essa offrirebbe una soluzione che, per quanto tutt'altro che ben accetta dalle autorità di Bruxelles, sarebbe economicamente più vantaggiosa rispetto al gasdotto Poseidon, in grado di raggiungere anche i mercati dell'Europa danubiana, dalla Slovacchia all'Ungheria, dalla Romania alla Bulgaria. Quest'ultima è peraltro già prevista essere collegata al Tap attraverso l'Interconnettore Grecia-Bulgaria e, secondo quanto emerso da un recente incontro tra il ministro per l'Energia azerbaigiano Natig Aliyev e l'omologo bulgaro Nikolay Pavlov, il gasdotto potrebbe essere successivamente collegato anche al mercato serbo, attraverso un progetto di interconnessione tra i due paesi che evidenzia una volta di più la portata multi-regionale del Tap. Alle dichiarazioni di Ermoli hanno fatto eco quelle, analoghe, di Pascal de Buck, presidente della compagnia Fluxis, azionista come Snam del gasdotto trans-adriatico. Nella prospettiva di Gazprom, l'aumento dei flussi di esportazione di gas verso l'Europa centro-meridionale non renderebbe l'utilizzo della capacità aggiuntiva del Tap alternativo alla costruzione del Poseidon.

La richiamata riunione del Consiglio consultivo del Corridoio meridionale di Baku ha offerto anche l'occasione per ribadire la portata multi-regionale del progetto Tap, che tradizionalmente rappresenta uno degli elementi di forza del progetto infrastrutturale nella prospettiva di rafforzare le interconnessioni e la diversificazione degli approvvigionamenti di gas dei mercati europei e, in particolare, di quello dell'area balcanica. Il Tap è previsto infatti poter avere una diramazione settentrionale a partire dall'Albania attraverso lo Ionian-Adriatic Pipeline (Iap), progetto di interconnessione della capacità massima programmata di 5 Gmc/a promosso dal governo croato e di recente oggetto di un Memorandum di intesa tra i governi di Croazia, Albania, Bosnia-Erzegovina e Montenegro (v. *Focus* 27/2016). Stando a quanto dichiarato a Baku dal ministro per l'Economia montenegrino, Dragica Sekulic, gli sviluppi fatti registrate nel corso dell'ultimo biennio dal progetto Iap dimostrano tutto l'interesse e la risolutezza dei suoi promotori rispetto alla realizzazione del collegamento infrastrutturale. Sebbene il percorso che conduce alla realizzazione dello Iap sia molto più avanzato in Croazia, anche Albania e Montenegro starebbero portando risolutamente avanti la fase preparatoria di pianificazione e progettazione a conclusione della quale – già nell'arco di due o tre anni, secondo il ministro – potrebbe essere concretamente avviata la fase di costruzione del gasdotto. Per favorire il dialogo tra i due progetti, coordinare le questioni tecniche e sincronizzare le rispettive tempistiche, è stato creato un gruppo di lavoro congiunto Tap-Iap che si riunisce periodicamente. Inoltre, la società titolare del gasdotto Tap ha peraltro già siglato memorandum di intesa con i governi dei due paesi, oltre ad analoghi documenti con la compagnia croata Plinacro, la bosniaca BH-Gas e la slovena Geoplin Plinovodi. Infine, la stessa dichiarazione finale dell'incontro ministeriale di Baku ha voluto sottolineare come i partecipanti al Corridoio meridionale sostengano l'avvio di negoziati finalizzati ad assicurare approvvigionamenti di gas aggiuntivi rispetto a quelli di SD2 e lo sviluppo di progetti infrastrutturali collegati, che consentano di raggiungere nuovi mercati in Europa.

PARTE II – APPROFONDIMENTO

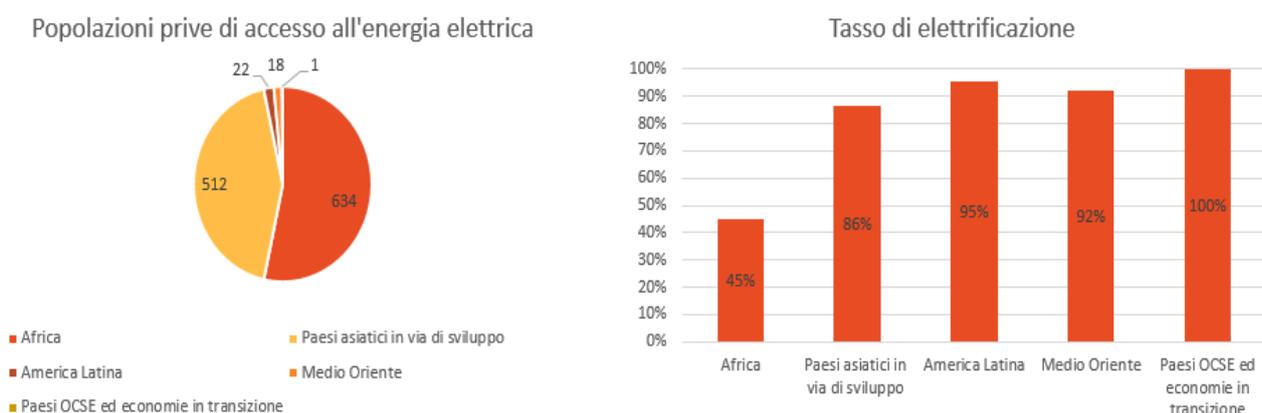
TRA IL NORD E IL SUD DEL SAHARA: POTENZIALITÀ E LIMITI DEL SISTEMA-ITALIA NEL PROCESSO DI ELETTTRIFICAZIONE SOSTENIBILE IN AFRICA

a cura di Aldo Liga¹

Povert  energetica e sostenibilit  economica e ambientale: la sfida africana all'industria mondiale

Oltre 630 milioni di africani non hanno accesso all'energia elettrica: il continente ha una potenza installata totale di circa 147 GW, mentre il consumo pro-capite di elettricit  (escludendo la fascia mediterranea e il Sud Africa)   di 153 kWh all'anno, un quarto del dato dell'India e solo il 6% della media mondiale. L'intera Africa subsahariana, con il suo miliardo di abitanti, produce meno energia della sola Corea del Sud (popolata da quasi 51 milioni di persone). Secondo l'International Center for Climate Governance, con l'espressione "povert  energetica" si intende la "mancanza di accesso a forme adeguate e affidabili di energia a prezzi sostenibili per soddisfare i bisogni primari degli individui, come mangiare, riscaldare gli ambienti, curarsi e spostarsi". Il concetto di "accesso all'energia moderna", unit  di misura della povert  energetica, descrive sia la mancanza di accesso all'elettricit  sia la mancanza di un sistema per cucinare e scaldare la propria abitazione pulito e non dannoso per l'ambiente². In questo approfondimento ci si concentrer  essenzialmente sulla prima dimensione, quella dell'accesso all'elettricit  e su solo una parte della soluzione al problema, ossia l'innesto di fonti rinnovabili nel mix elettrico del continente.

FIG. 1 - ACCESSO ALL'ENERGIA ELETTRICA



Fonte: IEA, WEO 2016

¹ Analista su tematiche legate a energia e Medio Oriente.

² P. Ranci, "Come (non) si vive senza energia moderna", *Energia*, 1/2017.

Secondo un recente studio dell'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili (Irena), con sede ad Abu Dhabi, per rispondere alla crescente domanda di energia l'Africa dovrà aumentare la sua potenza installata di 250 GW entro il 2030: vale a dire, un incremento di circa 7 GW all'anno, almeno nel breve periodo. Due terzi di questa capacità addizionale devono ancora essere pensati e sviluppati. Come farlo è una delle più grosse sfide che i governi locali e l'industria energetica mondiale dovranno affrontare nell'immediato futuro.

Il potenziale infatti è enorme: durante la presentazione del World Energy Outlook 2015, Fatih Birol, direttore esecutivo dell'Agenzia internazionale dell'energia (Iea), ha dichiarato che, mentre in Europa, Stati Uniti e Cina lo sviluppo economico è passato attraverso il carbone, con l'Africa "potremo vedere per la prima volta un continente sviluppare la propria crescita economica utilizzando energie rinnovabili". Secondo l'Agenzia, infatti, entro il 2040 il 40% dell'elettricità nel continente sarà prodotta da fonti non fossili. Le rinnovabili potrebbero quindi rappresentare il volano della prosperità futura africana, beneficiando della drastica riduzione dei costi cui abbiamo assistito negli ultimi anni (si pensi, ad esempio, al crollo dell'80% del costo tecnologico del solare fotovoltaico fra il 2008 e il 2014) e bypassando di conseguenza i modelli di industrializzazione tradizionali intrapresi da Europa, America e Asia. L'elettrificazione dei paesi in via di sviluppo, affiancando alle fonti fossili l'impiego di fonti rinnovabili, può rappresentare un vero e proprio catalizzatore di opportunità di crescita economica sostenibile.

Questa sfida può essere vinta solo individuando percorsi di elettrificazione in grado di combinare modelli di business allettanti con la protezione dell'ambiente. Tutto ciò passa attraverso un aumento drastico degli investimenti nel settore, creando un quadro regolatorio stabile e trasparente, sviluppando le capacità di generazione sia centralizzata (tramite la costruzione di impianti di grossa dimensione a energia solare, eolica o idroelettrica) sia distribuita (*mini-grid* e *off-grid*, generatori locali di elettricità sconnessi dalla rete elettrica principale), le grosse interconnessioni regionali nonché perseguendo una seria politica di diversificazione, enfatizzando l'introduzione di fonti rinnovabili nel mix energetico a fianco di energie fossili meno inquinanti, come il gas naturale di cui il continente dispone in abbondanza.

L'Italia ha un'industria rinnovabile in ascesa. AssoRinnovabili, associazione dei produttori e dei servizi per le energie rinnovabili, riunisce dal 1987 oltre 1000 soci. Il tessuto socio-economico del paese, ricco di piccole e medie imprese ma anche di imponenti protagonisti dell'industria energetica mondiale, le sue ramificazioni associative e la presenza di numerose organizzazioni non governative possono intercettare in pieno le potenzialità del continente, valorizzandole e accrescendo il ruolo e l'influenza italiana nell'area. L'Italia, che ha ratificato l'Accordo di Parigi sul clima a fine ottobre 2016, ha anche il dovere di contribuire ad armonizzare gli obiettivi di politica internazionale e di lotta al cambiamento climatico con i modelli di business degli attori che ne costituiscono il tessuto economico. Questo approfondimento ha quindi l'ambizione di offrire un'analisi generale dei limiti e delle potenzialità dell'industria italiana nel continente e di come essi siano ascrivibili e raccordabili agli impegni presi dal paese a livello internazionale. Il primo paragrafo è dedicato a una breve analisi del settore delle rinnovabili in Africa; il secondo fornisce alcuni

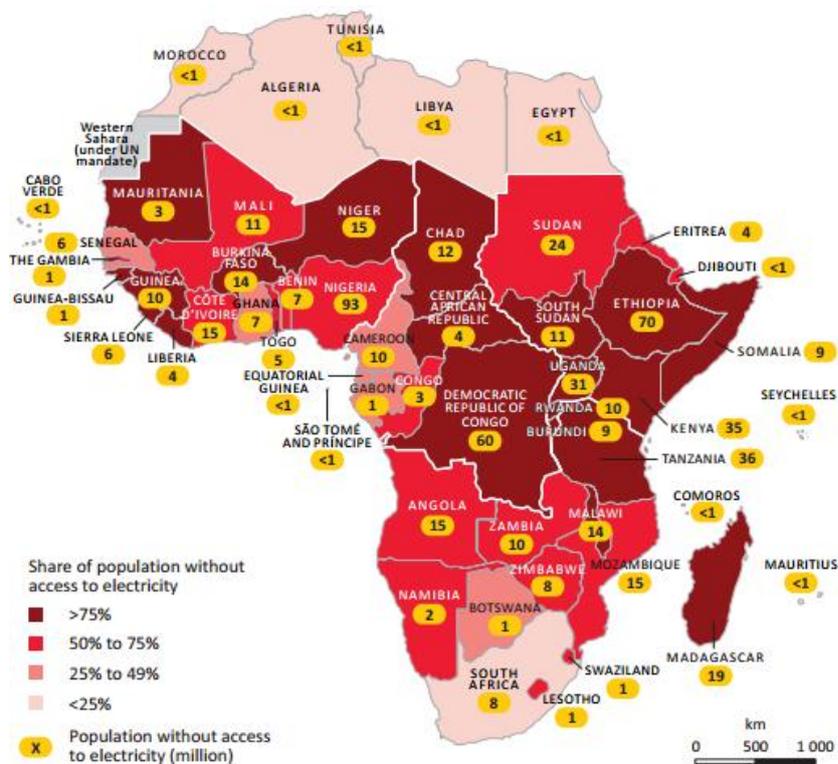
esempi di investimento che l'industria italiana ha intrapreso nell'area; il terzo si focalizza sulle cornici bilaterali e multilaterali concepite per promuovere l'elettrificazione sostenibile del continente; il quarto, infine, conclude il lavoro con alcune raccomandazioni utili al fine di assicurare una certa linearità fra obiettivi di politica estera e performance industriale.

L'industria delle rinnovabili fra Nord e Sud del Sahara

I paesi a Nord e a Sud del Sahara presentano connotazioni socio-politiche e potenzialità economiche completamente diverse. Possiamo distinguere almeno tre macro-regioni: i paesi del Maghreb e dell'Africa settentrionale (con un mix elettrico essenzialmente basato su fonti fossili, gas naturale e petrolio in testa); gli stati dell'Africa Occidentale, Centrale e Orientale (che registrano, in media, una forte preponderanza dell'idroelettrico); la Repubblica Sudafricana (di cui il 70% della domanda di energia è costituita da carbone). Il continente non cresce alla stessa velocità. Secondo il Regional Economic Outlook for Africa del Fmi), ad esempio, il tasso di crescita dell'Africa subsahariana è passato dal 5,1% del 2014 al 3,4% del 2015. In Nord Africa si passa dall'1% della Tunisia al 4,5% del Marocco. La Repubblica Sudafricana infine è cresciuta dell'1,3% secondo i dati della Banca mondiale. Sommando il potenziale economico alle altre questioni di primario interesse per l'Italia, come la lotta al terrorismo e le politiche migratorie, è chiaro che la cooperazione energetica costituisca un volano importante degli interessi geostrategici italiani nell'area: l'energia, infatti, è condizione necessaria per l'esercizio della sovranità e motore essenziale di qualsiasi concezione di sviluppo. Interagire tramite questo settore industriale vuol dire accrescere il proprio peso in modo omnicomprensivo.

Il livello di accesso all'elettricità è un altro sintomo delle ampie differenze sub-regionali. Mentre i paesi dell'Africa del Nord raggiungono un tasso medio del 99% (nonostante il servizio sia spesso oggetto a interruzioni e *black-outs*), in Africa subsahariana le percentuali sono esponenzialmente più basse. Secondo alcuni dati riferibili al 2014 e pubblicati nel World Energy Outlook 2016, solo il 35% della popolazione dell'area ha accesso alla rete elettrica nazionale (il 63% degli abitanti delle aree urbane e il 19% nelle aree rurali). Nonostante alcune considerevoli eccezioni (come il Sudafrica, dove il tasso raggiunge l'86%), la regione annovera alcuni dei paesi energeticamente più poveri del mondo, come Burundi, Repubblica Centrafricana, Chad, Sud Sudan, che non raggiungono il 5% di accesso all'elettricità. Il livello di omogeneità dei quadri regolatori e delle legislazioni vigenti è tutto fuorché armonico e le interconnessioni regionali sono quasi inesistenti.

FIG. 2 - PERCENTUALE DELLA POPOLAZIONE PRIVA DI ACCESSO ALL'ELETTRICITÀ (2012)



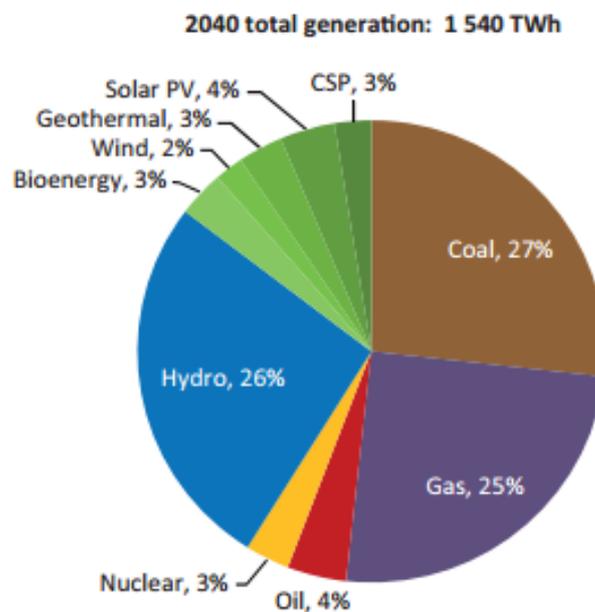
Fonte: IEA, Africa Energy Outlook 2014

Queste molteplici divergenze si riflettono in termini di preferenze tecnologiche e differenti grandezze di mercato e quindi di opportunità di investimento per l'industria italiana. Senza una penetrazione elettrica capillare, da raggiungere tramite una compartecipazione di soluzioni differenti – sia nelle modalità, centralizzata (*on-grid*) e distribuita (*off-* e *mini-grid*), che nelle fonti, il più possibile pulite come gas e rinnovabili – difficilmente il continente potrà fronteggiare le trasformazioni epocali previste per i prossimi decenni. La povertà energetica ha un costo ambientale e sanitario molto alto: la combustione di rifiuti organici e non in ambienti chiusi e male areati ai fini di cucinare o illuminare sono una delle principali cause di morti premature nel continente: almeno 712 mila ogni anno. Come in un circolo vizioso, la raccolta di ogni genere di legname e sterpaglia, oltre a assorbire buona parte delle giornate di donne e bambini e a essere bruciata in maniera nociva, è causa di deforestazione, inaridimento dei terreni e desertificazione. Non bastasse, l'Africa subsahariana pagherà uno dei prezzi più alti anche in termini di vulnerabilità ai cambiamenti climatici, nonostante in un anno i 49 Stati che la compongono emettano un quantitativo di gas serra comparabile a quanto i soli Stati Uniti fanno in due mesi: siccità, alluvioni, erosione delle coste e catastrofi naturali e l'aumento generalizzato delle temperature colpiscono settori chiave come quello agricolo o ittico, e di conseguenza la capacità di tenuta politica e sociale dei paesi della regione. Inoltre nei prossimi decenni l'Africa subsahariana sperimenterà un drastico cambiamento demografico che porterà a una rapida urbanizzazione e quindi a nuove necessità e a un aumento dei consumi. Nonostante

l'importanza strategica delle rinnovabili per il futuro del continente, non bisogna sottostimare il fatto che l'impiego di tali fonti potrà rappresentare solo una parte della soluzione ai problemi della povertà energetica: la carente disponibilità di capitali e le ridotte entrate fiscali che le rinnovabili comportano pongono limiti importanti al loro impiego in numerosi contesti.

Nel 2012 la domanda di energia primaria dell'intero continente ammontava a 739 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, di cui il 23% concentrata nel solo Nord Africa. La biomassa (legname, residui agricoli, rifiuti) è la fonte energetica dominante in Africa subsahariana, costituendo più del 60% dei consumi, seguita dal carbone, poi dal petrolio, con un tasso del 15% e infine dal gas naturale, con il 4%. Le rinnovabili (idroelettrico, solare, eolico e geotermico) costituiscono ancora soltanto il 2% dell'*energy mix* regionale. In Nord Africa, l'elettricità rappresenta il 19% del consumo finale di energia, mentre in Africa sub-sahariana solo il 7% (il 4% se si esclude il Sud Africa). Questo 7% viene generato per il 45% tramite impianti a carbone (in particolare in Sud Africa), il 22% dall'idroelettrico, il 17% da gasolio e il 14% tramite gas; meno dell'1% è originato da altre fonti rinnovabili, eolico, solare e geotermico. Nonostante le percentuali ridotte, si stima che il peso delle rinnovabili raddoppierà entro il 2040, per attestarsi al 44% della produzione elettrica totale: l'idroelettrico raggiungerà il 26%, il solare (fotovoltaico e a concentrazione) il 7%, l'eolico al 2% e il geotermico al 3%.

FIG. 2 - GENERAZIONE DI ELETTRICITÀ IN AFRICA SUBSAHARIANA NEL 2040, IEA NEW POLICIES SCENARIO



Fonte: IEA, *Africa Energy Outlook 2014*

La strada dell'elettrificazione sostenibile è già stata intrapresa. I mercati-guida sono quelli marocchino, nigeriano e sudafricano ma molti altri stati stanno approntando (anche se spesso solo a livello programmatico) politiche di supporto al settore. Ma, una volta prodotta, l'elettricità deve essere venduta nonché pagata dall'utente. La mancanza di reti di interconnessione transfrontaliera è un grosso limite all'investimento, soprattutto da parte di attori privati. In Africa Occidentale, ad esempio, connotata da mercati nazionali di piccola dimensione, la mancanza di interconnessioni è un rischio addizionale per qualsiasi ipotesi di coinvolgimento industriale straniero. Un rischio che si somma alla mancanza di legislazioni e regolamenti credibili e trasparenti e al cronico *gap* nei finanziamenti. Un modo per cercare di compensare il limite infrastrutturale è quello di investire su soluzioni di elettricità distribuita. Il solare “*pay-as-you-go*” (che prevede la possibilità di spalmare il costo iniziale dell'investimento sostenuto dall'utility nella fatturazione del servizio), ad esempio, sta dando risultati interessanti in Africa Orientale anche perché ben si adegua alle esigenze degli utenti locali, per lo più impossibilitati ad adempiere al pagamento regolare di bollette a causa delle entrate risicate e saltuarie. La mancanza di infrastrutture tradizionali e la necessità di individuare soluzioni alternative si sono già rivelate in altri settori un inatteso volano di sviluppo. Nelle telecomunicazioni, ad esempio, la mancanza di reti fisse ha fortemente sostenuto la diffusione di telefoni cellulari, che ad oggi svolgono un ruolo estremamente avanzato nella gestione della vita quotidiana di molti cittadini africani, soprattutto per quel che riguarda pagamenti e trasferimenti di denaro: circa un terzo della popolazione possiede un cellulare. Questo settore può inoltre rivelare importanti sinergie con quello energetico. Lo stesso sistema *pay-as-you-go* può essere pagato tramite cellulare, con trasferimento di denaro tramite *scratch-card* come quelle con cui si ricaricano i telefonini.

Quale ruolo per l'Italia?

Il “sistema-paese” può essere definito come l'insieme di “strutture – pubbliche e private – che collaborano a sostenere l'attività internazionale – dal commercio alla produzione – di un paese garantendo la competitività del suo sistema produttivo”³. Negli ultimi anni l'Africa ha assunto una rinnovata centralità nella proiezione internazionale del nostro paese dopo decenni di cooperazione altalenante ed episodica (a eccezione di Libia e Corno d'Africa). A partire dal 2013 la “diplomazia della crescita” (ovvero l'utilizzo di canali diplomatici nell'internazionalizzazione economica delle imprese italiane) e l'Iniziativa Italia-Africa promossa da Emma Bonino (un primo tentativo di dare organicità all'interlocazione politica ed economica fra l'Italia e il continente) contribuiscono allo sviluppo di una sensibilità commerciale che si traduce in un aumento significativo delle esportazioni verso la regione. Sono quattro le direttrici degli sforzi economici e commerciali italiani: produzione e distribuzione di energia, petrolio, gas e ferrovie. Nel marzo del 2014 l'allora premier Matteo Renzi ha scelto Tunisi per la sua prima visita ufficiale all'estero e nel corso

³ Il Sole 24 Ore, Argomenti, Parole chiave

del suo mandato ha visitato l’Africa subsahariana tre volte (Angola, Mozambico e Congo-Brazzaville nel 2014, Kenya ed Etiopia nel 2015, Ghana, Nigeria e Senegal lo scorso anno), definendola “la più grande opportunità per il nostro paese”. L’attuale presidente del Consiglio Paolo Gentiloni, per oltre due anni nelle vesti di ministro degli Esteri, si è recato in Africa quasi 20 volte. Il presidente della Repubblica Sergio Mattarella ha recentemente svolto una missione in Etiopia e Camerun.

Il rilanciato attivismo diplomatico del paese si sta registrando in numerose realtà, dal Nord al Sud del continente, favorendo la penetrazione di gruppi industriali grandi, medi e piccoli intenzionati a investire in Africa.

Eni opera in 14 paesi africani impiegando oltre 11.500 persone e rappresenta il 7% della produzione di idrocarburi del Continente. Il gruppo ha recentemente attribuito maggiore centralità all’energia rinnovabile, attuando una politica di investimenti che accompagna la tradizionale presenza nel comparto *upstream* di petrolio e gas. L’idea è quella di valorizzare gli *asset* presenti producendo energia per i siti del gruppo e vendere sul mercato l’elettricità pulita in eccedenza. Entro il 2017 in Egitto sarà operativo un impianto a energia solare da 150 MW ma nel futuro il gruppo prevede investimenti in tal senso anche in Libia, Algeria, Tunisia e Nigeria. L’Egitto è il paese con la più alta concentrazione di investimenti Eni. Il gruppo confida di avviare la produzione dal mega-giacimento metanifero Zohr già entro la fine dell’anno in corso. Tempi record per una scoperta avvenuta nel poco lontano 2015. Si stima che tale giacimento potrà contribuire al soddisfacimento della domanda interna egiziana in modo significativo. Il gas è ritenuto la fonte fossile più flessibile ed ecologicamente più adatta per compensare i limiti delle rinnovabili e potrebbe colmarne le intermittenze. Il gas prodotto da Eni potrebbe quindi coadiuvare il processo di elettrificazione sostenibile in corso nel paese. A livello regionale, se si considerano le recenti scoperte di giacimenti di gas naturale al largo delle coste dell’Africa orientale e australe si può immaginare che questa fonte potrà ricoprire un ruolo di primo piano nell’elettrificazione sostenibile di Kenya, Tanzania e Mozambico.

Eni non è il solo grande gruppo italiano attivo nel continente nel settore dell’elettrificazione sostenibile. L’attenzione di Enel Green Power, la partecipata Enel specializzata nella produzione di energia elettrica derivata da fonti rinnovabili, si concentra in tutte e tre le macro-regioni africane. In Marocco, la *joint venture* composta con i tedeschi di Siemens e la società locale Nareva si è aggiudicata lo sviluppo, la progettazione, il finanziamento, la costruzione, la gestione e la manutenzione di cinque gruppi per la produzione di energia eolica, per 850 MW complessivi. Gli impianti saranno realizzati a Midelt (150 MW), Tangeri (100 MW) e Jbel Lahdid (200 MW) nel nord del paese, a Tiskrad (300 MW) e Boujdour (100 MW) nel sud. L’investimento è stimato in circa 1 miliardo di euro e i parchi entreranno in funzione fra il 2017 e il 2020. In Africa Centrale e Orientale, Enel Green Power punta a espandere la sua presenza nell’eolico, solare, geotermico e idroelettrico: in Kenya (previsti 50 MW sempre nel geotermico), Tanzania, Uganda, Ruanda, Zambia (34 MW nel solare) ed Etiopia (dove è previsto un investimento nel geotermico per 300 MW). Il gruppo si è lanciato anche nella sfida digitale: nella contea keniota di Kisii sono stati realizzati *mini-grid* basati sul fotovoltaico, sfruttando le reti di

telefonia mobile per il pagamento dell'energia consumata: il progetto coinvolge oltre 100.000 persone. In Sudafrica infine, il gruppo produce quasi 1 GW tramite progetti nell'eolico e nel solare.

Oltre ai grandi gruppi, l'attrattiva dei mercati africani ha richiamato numerose piccole-medie imprese. In Nord Africa possiamo citare, fra gli altri, **Italgen, gruppo bergamasco produttore e distributore di energia**, che ha sviluppato impianti eolici in Egitto e Marocco (dove ha realizzato anche l'impianto termo-solare di Ait Baha). In entrambi i mercati è attivo anche Enerray, gruppo bolognese specializzato nella progettazione, realizzazione e gestione di impianti fotovoltaici. Il gruppo umbro TerniEnergie si è aggiudicato lo scorso marzo una commessa del valore di circa US\$12,5 mln relativa alla realizzazione in Tunisia di un impianto fotovoltaico di taglia industriale della potenza complessiva di 10 MWp. L'operazione si somma alla commessa aggiudicata in Egitto per ulteriori 47 MW. In Africa Centrale, il gruppo marchigiano Energy Resources, specializzato nella realizzazione di impianti a energia solare e geotermica, dopo aver realizzato numerosi progetti (15 MW in Nigeria, 80 MW in Burkina Faso, 25 MW in Senegal e 59 MW in Egitto) è stato recentemente selezionato per partecipare a una gara a procedura pubblica per la costruzione di due impianti fotovoltaici (entrambi da 100 MW) nella regione settentrionale del Tigré, in Etiopia, per un valore totale di US\$200 mln. Solare ed eolico non riassumono a pieno il ruolo dell'industria italiana. In Etiopia, il gruppo Salini Impregilo sta costruendo la Grand Ethiopian Renaissance Dam che, una volta conclusa, **sarà la diga più grande d'Africa e una fra le prime dieci al mondo. L'opera accrescerà l'energia attualmente prodotta in Etiopia del 270% e garantirà esportazioni** verso Sudan, Djibouti, Sud Sudan e Yemen. Inoltre, lo scorso anno il gruppo si è aggiudicato un contratto dal valore di 2,5 miliardi di euro per la costruzione del Koysa Hydroelectric Project, con una potenza installata di 2.160 MW e una capacità produttiva di 6.460 GWh/anno. Il Sudafrica infine rappresenta un importante mercato: oltre ai sopraccitati impegni di Enel Green Power, il gruppo milanese Building Energy gestisce e coordina lo sviluppo e la realizzazione di numerosi progetti, tra i quali l'impianto fotovoltaico di Kathu e quello a biomasse di Mkuze.

In quale cornice ottimizzare le potenzialità del sistema-Italia?

Approcciare il mercato africano è uno sforzo inquadrabile da molteplici angolazioni. L'Italia ha rafforzato in modo tangibile gli scambi bilaterali e riveste un ruolo importante anche all'interno delle numerose iniziative internazionali lanciate negli ultimi anni: è l'intero sistema-paese a essere coinvolto. Quale sia l'approccio più efficace è domanda complessa. Sia nel campo delle relazioni energetiche "tradizionali" (quelle che coinvolgono governi e imprese) sia in quello della cooperazione internazionale allo sviluppo, il peso dell'eredità storica resta dirimente. Nel solco tracciato dal colonialismo si innesta quel clima di collaborazione e cooptazione alla base delle scelte di investimento. Da questo punto di vista, l'Italia si ritrova in una posizione svantaggiata, con alcune considerevoli eccezioni concentrate essenzialmente nella fascia mediterranea del continente.

Negli ultimi anni, l'Italia ha approntato numerose iniziative attraverso le quali potrà giocare un ruolo importante nel processo di elettrificazione africano. Queste si sono sviluppate su più livelli. Su quello legislativo, il paese si è dotato attraverso l'ultima legge di bilancio del cosiddetto "Africa Act", un pacchetto organico che si sviluppa intorno a tre linee di azione: fiscalità di vantaggio per chi investe nei paesi africani (in particolare nei settori dei trasporti, delle infrastrutture, dell'agricoltura e dell'energia); crediti agevolati per gli investitori privati; formazione, scambi universitari e tirocini. Il compito di gestire i finanziamenti è affidato a Cassa depositi e prestiti (Cdp). A livello di cooperazione allo sviluppo, l'Agenzia italiana per la cooperazione allo sviluppo ha recentemente avviato con Enea una cooperazione volta alla diffusione di *know how* alle professionalità africane in ambito energetico. L'Agenzia ha finanziato inoltre il progetto "Energia per restare" in Senegal, in via di realizzazione da parte della Ong Green Cross Italia. A livello ministeriale, numerosi dicasteri hanno lanciato iniziative in cui la cooperazione energetica riveste un ruolo di primo piano: negli ultimi anni il Ministero dell'Ambiente ha siglato circa 20 accordi di cooperazione internazionale con 30 paesi in tutto il mondo, incentrati su quattro ambiti in particolare: la tutela delle risorse idriche, la tutela del suolo e della qualità dell'aria, la gestione dei rifiuti e la decarbonizzazione. Algeria, Botswana, Ghana, Lesotho, Marocco e Tunisia sono fra i paesi con cui si è già giunti alla firma di un accordo. Il Ministero degli Affari Esteri ha invece ospitato la prima Conferenza ministeriale Italia - Africa nel maggio dello scorso anno. Lo sforzo di dare organicità alla relazioni con i paesi africani non riguarda solo la sfera pubblica: nel 2016, come *spin-off* di RES4MED, è nata RES4AFRICA allo scopo di favorire la cooperazione energetica fra pubblico e privato nell'area: un network di industriali, accademici, esperti e consulenti tecnici riuniti per favorire l'elettrificazione sostenibile del Continente. Fra i membri italiani ci sono Enerray, Terna, D'Appolonia, Enertronica, ERM, Electro Power Systems, Met NewEn, ERM, Poyry, FRIEM, Saet, il Politecnico di Milano e il Politecnico di Torino.

A livello internazionale, l'Italia è paese membro di numerose iniziative concepite allo scopo di incasellare in un unico *framework* la lotta alla povertà energetica nei paesi in via di sviluppo. Nel 2011, su impulso dell'allora Segretario generale, Ban Ki Moon, l'Onu ha lanciato l'iniziativa "Sustainable Energy for All" (SE4All) con l'obiettivo di federare, nello sforzo di raggiungere l'elettrificazione universale entro il 2030, l'azione di donatori, organizzazioni internazionali, banche di sviluppo ed entità sia pubbliche sia private. Nel settembre 2015 inoltre, con l'approvazione degli Obiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs), l'Onu ha ricalcato l'importanza della promozione di soluzioni energetiche rinnovabili e accessibili (SDG 7) in un contesto di adozione di misure urgenti per combattere il cambiamento climatico e le sue conseguenze (SDG 13). L'Italia ha poi contribuito a fondare l'Irena, e come membro partecipa alla costruzione del Clean Energy Corridor fra Etiopia e Sud Africa. Infine, in quanto membro dell'Unione europea, l'Italia fa parte dell'Africa-EU Energy Partnership, lanciata nel 2007 dalla Commissione europea con i governi dei 54 paesi del continente.

Come si è visto quindi, lo sforzo di promozione del sistema-paese è in atto contemporaneamente su più livelli. Agli attori coinvolti l'onere di enfatizzare l'interesse nazionale nel modo più appropriato e sinergico possibile.

Limiti e potenzialità del sistema-Italia

Nonostante la crescente influenza nell'area, molti ostacoli limitano le potenzialità del sistema-Italia in Nord Africa e in Africa subsahariana. Per quanto riguarda i limiti ascrivibili allo sforzo politico e diplomatico, una seria politica di sviluppo nella regione dovrebbe tradursi anche in un aumento della presenza istituzionale italiana, non solo in quei paesi dove più forte è stata in passato la proiezione internazionale del nostro paese. Le istituzioni devono mostrarsi proattive nella promozione e nel supporto delle filiere industriali italiane all'estero, stimolando sinergie con gli altri *players* sia in Italia che in Africa. L'Italia conta circa 20 ambasciate nell'area, contro le oltre 30 di Brasile, Cina, Francia, Germania, Stati Uniti e Russia. Le rappresentanze diplomatiche potrebbero sfruttare la presenza sul territorio per produrre studi sull'impatto dell'elettrificazione sostenibile sul tessuto socio-economico locale o sull'inclusione delle comunità locali nei processi decisionali. Processi cui il paese dovrebbe avere accesso tramite un'efficace attività di *lobbying* e di influenza sul contesto regolamentario e sul quadro legale. Con un approccio strategico il paese potrebbe stimolare la cooperazione regionale, magari con un ente dedicato, volto alla promozione di tutte quelle opportunità di finanziamento e di riforma normativa e regolatoria coerenti con la vocazione del nostro sistema-paese. Per quanto riguarda la sfera degli aiuti allo sviluppo, la nuova Agenzia Italiana per la Cooperazione allo Sviluppo, nata con la legge 125 del 2014, lascia intravedere grandi margini di sviluppo nel settore energetico, in particolare per le soluzioni *off-grid* e *mini-grid*.

Molti fattori endogeni al Continente rischiano però di minare questo rinnovato sforzo. La riduzione della povertà energetica dovrebbe diventare la priorità della politica africana, ma non è scontato che i governi locali siano in grado di perseguirla. Dovrebbero infatti promuovere e supportare partenariati pubblico-privati per far fronte agli ingenti investimenti necessari; raccordare le opportunità di finanziamento locali e internazionali; stabilizzare il *business environment* approvando legislazioni e regolamenti credibili e trasparenti; promuovere la certezza del diritto; snellire una burocrazia eccessivamente farraginoso; lottare contro la corruzione. Tutti elementi cui difficilmente possono porre rimedio da soli, senza il supporto di partner (come l'Italia), istituzioni internazionali, enti non governativi con i quali individuare caso per caso le soluzioni ottimali. La mancanza di dati realistici su produzione, consumo e potenziale e le limitate capacità finanziarie della popolazione contribuiscono a rendere la situazione particolarmente complessa. La disponibilità di capitali e le ridotte entrate fiscali che le rinnovabili comportano costituiscono un enorme ostacolo allo sviluppo di queste soluzioni, che non può essere alleviato soltanto da programmi di cooperazione internazionale.

Tuttavia, i recenti segnali inviati dall'attivismo dell'industria italiana e dal supporto dimostrato a livello istituzionale possono indurci a un discreto ottimismo nel pensare al

ruolo del paese di fronte a una delle sfide più complesse dei prossimi decenni. La “sovrapposizione di settori” cui si sta assistendo in Europa, con le infiltrazioni reciproche fra mondi diversi (quello automobilistico con le telecomunicazioni, internet con l’energia) apre nuovi spiragli per un approccio più organico, sinergico ed efficace e per il potenziale coinvolgimento di altri attori industriali italiani. Proprio le capacità di “farsi distretto”, la maggiore adattabilità a contesti diversi data dalla dimensione degli attori coinvolti e dalle specificità della filiera energetica potrebbero rivelarsi degli *asset* importanti per il paese. Gli stati africani hanno iniziato a sbloccare il proprio enorme potenziale rinnovabile: quasi il 50% della crescita nella generazione di elettricità dell’Africa subsahariana proverrà, secondo le stime dell’Iea, da fonti sostenibili da qui al 2040. Se adeguatamente ricordato, se reso lineare con gli obiettivi internazionali del paese, a partire dalla lotta contro il cambiamento climatico, il sistema-Italia potrà giocare un ruolo cruciale nell’elettrificazione sostenibile del Continente.

FONTI

Affari Internazionali

Africa e Affari

AGI

Agici

AssoRinnovabili

Bloomberg

Bloomberg New Energy Finance

Enel Green Power

Energy Resources

Energia – Rivista trimestrale sui problemi dell'energia e dell'ambiente

Eni

Formiche.net

GSE – Gestore Servizi Energetici

Jeune Afrique

La Repubblica

La Stampa

IEA – International Energy Agency – WEO 2016 – Africa Energy Outlook 2014

IFRI – Institut Français Relations Internationales

Il Sole 24 Ore

IMF – Regional Economic Outlook for Africa

Internazionale

IRENA – International Renewable Energy Agency

ISPI – Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

RES4AFRICA

Reuters

RiEnergia

The Brookings Institution

The Financial Times

The Guardian

We Build Value.com

World Bank

World Resources Institute

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

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

Rapporti

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

Focus

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

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

Focus:

Flussi migratori

Mediterraneo e Medio Oriente

Focus euroatlantico

Sicurezza energetica

Coordinamento redazionale a cura della:

Camera dei deputati
SERVIZIO STUDI
DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI
Tel. 06.67604939
e-mail: st_affari_esteri@camera.it
<http://www.parlamento.it/osservatoriointernazionale>