

GAS NATURALE

EAST-MED: COSTI E OPPORTUNITÀ PER L'EUROPA

La scoperta di riserve stimate in 9.8 Tmc nel bacino del Mediterraneo Orientale può rappresentare per l'Europa un'occasione importante di diversificazione. A oggi i progetti principali riguardano quattro giacimenti, localizzati nel bacino del delta del Nilo e Levante, di cui solo recentemente si è appurato il vero potenziale. Tuttavia il costo per la realizzazione delle infrastrutture rende il gas meno competitivo rispetto a quello delle rotte tradizionali. Una soluzione che avrebbe il vantaggio di essere disponibile con tempistiche relativamente brevi potrebbe essere quella di rivitalizzare la capacità di liquefazione dell'Egitto, oggi non attiva.

La scoperta di nuovi campi di produzione di gas naturale nel bacino di Levante e del delta del Nilo ha trasformato il Mediterraneo Orientale in una regione produttiva, con un rilevante potenziale di esportazione verso Europa e Asia. Per l'Unione Europea queste scoperte *offshore* rappresentano un'importante chiave strategica, in quanto potrebbero contribuire significativamente alla riduzione della dipendenza dal gas russo.

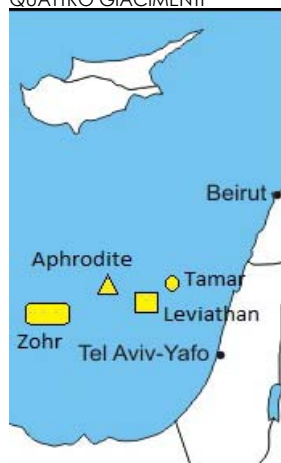
IL POTENZIALE DEL BACINO EAST-MED

L'area orientale del Mediterraneo comprende Cipro, Israele, Giordania, Libano, Siria, Palestina ed Egitto, ed è costituita da otto bacini (Alto Eratosthenes, bacino del Latakia, bacino del Levante, bacino di Judea, bacino del Delta del Nilo, Arabia occidentale, e Zagros). I più ragguardevoli sono il bacino del delta del Nilo e Levante che da anni sono stati esplorati, ma di cui solo recentemente si è appurato il vero potenziale.

Attualmente si stima che le riserve totali dei due bacini corrispondano a un totale di 9.8 Tmc (6.3 Tmc legati al delta del Nilo e 3.5 Tmc al bacino di Levante), valori lontani dai 33 Tmc dell'Iran o dai 51 Tmc della Russia, sebbene maggiori delle riserve certe convenzionali statunitensi (9.4 Tmc).

Un'intensa attività esplorativa guidata dalla *major* americana Noble Energy (a partire dal 2008) e dall'italiana Eni ha portato alla luce due *Giants* in territorio israeliano, tra il 2009 e il 2011, e più tardi in territorio egiziano nel 2015, alterando notevolmente dinamiche e prospettive della regione sud-orientale. A oggi i progetti principali riguardano 4 giacimenti.

FIGURA 1. LOCALIZZAZIONE DEI QUATTRO GIACIMENTI



Fonte: elaborazioni REF-E

- **Aphrodite.** È il campo attualmente più importante in territorio cipriota con una capacità totale produttiva di circa 130 Gcm. Operato dalla statunitense Noble Energy, entro il 2017 sarà avviato con una produzione iniziale di 22.4 Mmc/g.
- **Tamar.** Scoperto nel 2009, è in produzione dal 2013 come risposta israeliana alla cessazione delle esportazioni egiziane. Le riserve stimate sono (sommando i campi di Tamar e Tamar SW) di circa 307 Gmc, con una produzione che può raggiungere i 30 Mmc/g (equivalente a circa 10 Gmc/a). La principale destinazione di questo gas è il mercato israeliano, ma, dalla fine del 2016, Israele è divenuto un paese esportatore. In primis Israele si è impegnata a esportare gas verso la Giordania, con l'obbligo di fornire circa 1.8 Gmc/a per 15 anni. Inoltre, è stato siglato un contratto di esportazione anche verso il mercato egiziano, con una AMQ (*Annual Minimum Quantity*) di circa 5 Gmc/a per almeno 3 anni, con un possibile incremento nei successivi 4 anni, a cui si aggiunge un *memorandum of understanding* con Union Fenosa per fornire un totale di 70 Gmc in 15 anni.
- **Leviatano.** Uno dei maggiori campi di gas mai scoperti nel Mediterraneo, situato a circa 130 km dalla costa di Haifa, città al confine con il Libano, con riserve pari a 621 Gmc. Il progetto è articolato in due fasi: una prima che trapperà una produzione di 32.9 Mmc/g entro la fine del 2019, e una seconda in cui la produzione potrebbe raggiungere 57 Mmc/g, se richiesto dall'evoluzione della domanda israeliana e della regione. Gli *upstreamer* (Noble energy, Avner Oil, Gas Delek Drilling e Ratio Oil Exploration) hanno già sottoscritto un preaccordo che prevede di dirottare verso l'impianto di liquefazione egiziano ELNG 7 Bcm (circa il 33% della produzione annuale) in un periodo tra 10 e i 15 anni. Anche Giordania, Turchia e EU sembrano interessate e stanno negoziando accordi con i produttori.

TAG

Ing. market analysis, natural gas

- Zhor. Campo scoperto nel bacino del delta del Nilo con riserve certe di 850 Gmc. L'avvio della produzione è programmata entro la fine del 2017 con una *ramp-up* iniziale di 28 Mmc/g arrivando poi al picco di produzione nel 2019 di 75.6 Mmc/g. Questo giacimento ha dato un nuovo *imprinting* alla politica energetica egiziana, la quale si è dovuta ridelineare nel 2013 annullando le esportazioni per supplire al crescente fabbisogno interno di gas.

MERCATI DI DESTINAZIONE

Date le proporzioni dei campi, i paesi produttori mirano a sviluppare e attrarre progetti per trasportare il gas fino agli attuali, ma anche a nuovi mercati. In primis vi è l'Egitto, paese che possiede un'infrastruttura di esportazione più avanzata avendo due impianti di liquefazione (Damietta e Idku), oltre a una rete di trasporto via tubo tra Egitto e Israele.

I restanti paesi dell'area hanno molteplici progetti (in corso di valutazione) relativi alla commercializzazione di gas intra e extra area. Cipro aveva candidato un progetto di un terminale di liquefazione a Vasilikos, attualmente congelato per problemi autorizzativi, e il cui sviluppo risulta a oggi poco probabile. Israele intanto pianifica di esportare gas in Egitto tramite il gasdotto già costruito El Arish-Ashkelon che tradizionalmente riforniva Israele in direzione opposta. In aggiunta i partner del campo Tamar hanno firmato un accordo per rifornire l'impianto egiziano GNL di Damietta, con 4.4 Gmc/a di gas per 15 anni e l'impianto egiziano di GNL di Idku con 6.9 Gmc/a.

Nel 2012 infine è stato presentato il progetto per un gasdotto di 1,530 km con una capacità annuale di 10 Gmc/a che collegherebbe Israele con Cipro, Creta e Grecia con il nome di East-Med. La difficoltà realizzativa del progetto ha comportato una sospensione della valutazione nel corso degli ultimi anni, con una ripresa delle negoziazioni nel mese di aprile 2017. Nello scorso mese l'incontro tra i ministri italiano, cipriota e greco ha generato la sottoscrizione di una dichiarazione congiunta tra i paesi per supportare la realizzazione del progetto al fine di esportare gas verso il mercato europeo via tubo.

INDIRIZZI STRATEGICI-ECONOMICI

Con il fine di stimare la sostenibilità economica dei nuovi campi produttivi dell'area East-Med e analizzare quale soluzione sia più economica per l'Italia e l'Europa, si è confrontato il costo pieno di importazione dai giacimenti orientali (cipriota e israeliani) e dai giacimenti egiziani, valutando alternative via *pipeline* e/o via GNL. Attraverso nostri studi specifici sui costi e sugli investimenti già realizzati o in fase di sviluppo, si è stimato un costo di investimento di produzione GNL almeno pari a 600 M\$/Mtpa, di cui la quota afferente al solo impianto di liquefazione è da noi stimata in 120 M\$/Mtpa. Il costo del solo progetto Eastmed potrebbe essere compreso tra 5.7 (se parte da Cipro/Israele) e 6.7 miliardi di euro (se parte dall'Egitto) per una capacità di esportazione di 11 Gmc/a. In aggiunta, nel caso di trasporto via nave dall'Egitto, si è considerata l'opportunità di utilizzare gli attuali impianti *on-shore* egiziani (Damietta in primis), il cui terminale è già in parte ammortizzato (circa il 50%)¹.

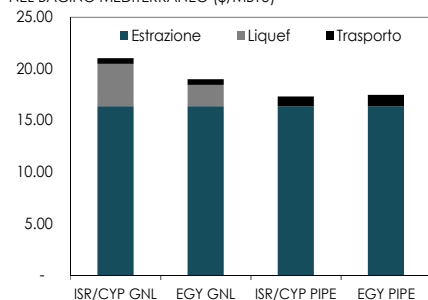
Considerando una remunerazione del capitale del 6% per gli impianti di liquefazione e del 5.4% per il trasporto via gasdotto (riferimenti medi di remunerazione europei per produzione e trasporto), con una vita utile di 25 anni (per impianti di liquefazione e per gasdotti), si può stimare un *long run marginal cost* (LRMC) compreso tra 17 \$/MBtu e 21 \$/MBtu (Figura 2), senza considerare i costi di rigassificazione (di capacità e variabili annessi) essendo essi dipendenti dal terminale.

I risultati preliminari dello studio effettuato mostrano che:

- la produzione dei giacimenti dell'East-Med ha costi molto elevati, stimati tra 17-21 \$/MBtu, notevolmente al di sopra dei costi europei di importazione (Russia, Norvegia, ecc..)
- in valore assoluto la strategia di esportazione via *pipeline* potrebbe essere più conveniente nel lungo periodo, infatti i giacimenti israeliani richiederebbero un LRMC di circa 17.3 \$/MBtu, mentre i giacimenti egiziani si posizionerebbero leggermente al di sopra (17.5 \$/MBtu)
- l'esportazione di gas dal bacino del Mediterraneo via nave è ragionevole solo nel caso egiziano, caratterizzato principalmente da costi di liquefazione più contenuti rispetto

¹ Damietta è operativo dal 2005.

FIGURA 2. STIMA COMPONENTI COSTO POSSIBILI ROTTE NEL BACINO MEDITERRANEO (\$/MBTU)



ISR/CYP GNL: impianto liquefazione per giacimenti israeliani e ciprioti
 EGY GNL: impianto liquefazione per giacimento egiziano
 ISR/CYP PIPE: gasdotto da giacimenti israeliani e ciprioti verso Europa
 EGY PIPE: gasdotto da giacimento egiziano verso Europa
 Fonte: elaborazioni REF-E

a nuove strutture in area cipriota o israeliana, con una differenza tra i due casi di circa 2 \$/MBTu.

Queste evidenze preliminari mostrano che il costo per il conseguimento di obiettivi di diversificazione energetica potrebbe essere importante: importare da Sud costerebbe circa 2-3 volte in più che importare dalla Russia.

La soluzione più economica dal bacino Mediterraneo può essere quella via tubo e questo sembra supportare l'attuale scelta dell'Unione Europea di valutare lo sviluppo dell'East-Med come Progetto di Interesse Comune, nonché quella del Governo italiano intenzionato a inserire la diversificazione delle fonti (e in particolare lo sfruttamento dei nuovi giacimenti del bacino israelo-cipriota) tra gli obiettivi della nuova SEN. Sebbene l'esportazione via tubo sia la soluzione economicamente più ragionevole, nel lungo termine, questo progetto richiede lunghi tempi di realizzazione e non può quindi contribuire a obiettivi di diversificazione dell'Europa nel breve-medio termine. D'altro canto potrebbe rivelarsi non strettamente necessario per il bilancio del mercato europeo in uno scenario di domanda gas comunque contenuta. Tuttavia l'export GNL dall'Egitto potrebbe essere una soluzione transitoria valida per raggiungere obiettivi di diversificazione nel medio termine, perché consentirebbe l'esportazione di gas da Zohr verso l'Europa già a partire dal 2018, a costi di poco superiori a quelli via tubo.