

TERMINALI DI LIQUEFAZIONE DEL GNL: VERSO UNA NUOVA STAGIONE?

La spinta ricevuta dal mercato del GNL negli ultimi due anni, con una forte crescita della domanda e il ritorno delle quotazioni del prodotto su livelli molto attrattivi per i venditori, stenta a mostrare effetti rilevanti sulle dinamiche di approvazione di nuovi progetti. Un nuovo ciclo di investimenti sembra necessario per soddisfare la crescita attesa della domanda, ma sono numerosi i fattori di incertezza. Le decisioni prese, o non prese, dagli investitori evidenziano alcuni fattori determinanti per raggiungere la FID. Le garanzie richieste dai finanziatori si scontrano con le nuove esigenze espresse dalla domanda, coi compratori sempre più orientati verso la stipula di contratti altamente flessibili e di ridotta durata temporale. D'altra parte anche la Cina, a oggi il principale propulsore della domanda, potrebbe trovare presto altre vie di approvvigionamento rispetto al GNL. In ogni caso la tensione attuale di mercato permarrà almeno fino al 2020.

CAMBIA LO SCENARIO

Le prospettive del mercato del GNL hanno subito, nel giro di pochi anni, numerose inversioni di tendenza. A fronte del ciclo di investimenti che si è aperto dal 2010 a seguito della crescita della domanda, della crescita dell'offerta di *shale* gas statunitense e della diffusione di tecnologie di liquefazione *off-shore* con tempi e costi di realizzazione sensibilmente inferiori rispetto al passato, si sono diffuse, nel periodo 2014-2016, caratterizzate da bassi prezzi delle *commodity*, proiezioni di eccesso di offerta e timori di una futura "bolla del GNL" che avrebbe spinto in basso i prezzi del gas liquefatto e conseguentemente del gas naturale scambiato via *pipelines*.

Tuttavia, negli ultimi due anni la situazione sembra essersi ribaltata. Infatti, se da un lato il tasso di nuovi investimenti e FID è bruscamente diminuito, dall'altro la domanda di GNL mondiale è aumentata in maniera superiore e più veloce rispetto alle aspettative: nel 2018 la crescita degli scambi mondiali di GNL potrebbe superare il 5%, dopo una crescita largamente inattesa del 13% nel 2017.

La crescita recente, guidata in particolare dalla Cina (**Figura 1**), sarà con tutta probabilità confermata nei prossimi anni. Lo scenario più ottimistico lascia prevedere che la domanda possa superare i 500 Gmc attorno al 2022, contro un livello di 396 Gmc del 2017.

L'ANDAMENTO DELLA CAPACITÀ DI LIQUEFAZIONE

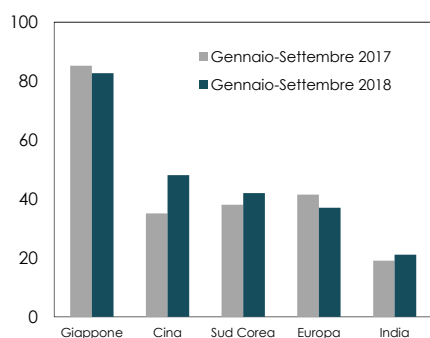
Nel 2017 la capacità di liquefazione nominale attiva su scala globale ha oltrepassato quota 490 Gmc grazie all'ingresso sul mercato di circa 45 Gmc provenienti da Australia (Gorgon T3, Australia Pacific T2, Wheatstone T1), Malesia (Bintulu T9, FSRG Satu), Russia (Yamal T1) e Stati Uniti (Sabine Pass T3 e T4).

Nel 2018 è previsto un ulteriore aumento: oltre agli impianti australiani (Wheatstone T2, Ichthys T1 e Prelude), russi (Yamal T2), americani (Cove Point) e africani (Cameroon FLNG) già entrati in funzione fino a questo momento, è previsto l'avvio del progetto Coral in Mozambico e l'entrata in funzione del primo train presso l'impianto statunitense di Elba Island (Georgia), per un aumento di capacità nominale globale pari a 38 Gmc che provocherà il sorpasso della soglia dei 500 Gmc.

Questa ondata di nuovi ingressi è risultato quasi esclusivamente delle decisioni di investimento prese alcuni anni fa, prima che si iniziasse a parlare di una possibile bolla. Negli ultimi anni, le indicazioni che provengono dal mercato, nonostante lo scenario tendenzialmente *bullish*, continuano a segnalare una certa prudenza, seppur con alcune eccezioni.

L'anno scorso, con lo slittamento della decisione finale d'investimento riguardante l'unità di produzione flottante Fortuna (progetto, ora definitivamente abbandonato, che avrebbe dovuto essere sviluppato nelle acque della Guinea Equatoriale), solo un nuovo progetto ha ottenuto il definitivo via libera dagli investitori: si tratta dell'unità galleggiante Coral (4.6 Gmc/anno), promosso da Eni nell'area del Canale del

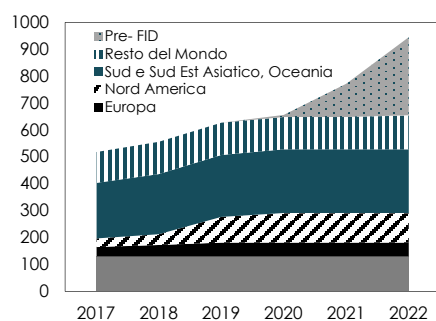
FIGURA 1. IMPORTAZIONI DI GNL PER AREA (Gmc)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

TAG
LNG, natural gas

FIGURA 2. EVOLUZIONE PROSPETTICA DELLA CAPACITÀ DI LIQUEFAZIONE MONDIALE (Gmc)



Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 1. PROGETTI DI LIQUEFAZIONE (Gmc)

Paese	Online	Approvati	Pre-FID
Stati Uniti	31	66	264
Qatar	104	0	42
Australia	112	6	27
Canada	0	28	76
Russia	29	8	49
Altri	241	12	91
Totale	517	121	548

Dati aggiornati a settembre 2018

Fonte: elaborazioni REF-E

Mozambico, che entrerà in funzione in tempi record entro il 2018¹. Tra gennaio e settembre di quest'anno, invece, due nuove infrastrutture di liquefazione sono state sanzionate: si tratta del terzo liquefattore presso l'impianto texano di Corpus Christi (6.4 Gmc/anno), che vedrà i primi due *trains* (12.8 Gmc/anno) entrare già in funzione nel 2019 insieme ad altri impianti statunitensi facenti parte della cosiddetta prima ondata di progetti; e dei primi due *trains* (17.6 Gmc/anno) legati al progetto Canada LNG (sponsorizzato da Royal Dutch Shell nella provincia della Columbia Britannica), che sarà operativo nel 2024 e si configura come il primo grande progetto di esportazione approvato in territorio canadese².

La crescita attesa, in base ai progetti di liquefazione approvati finora (Figura 2), è concentrata in Nord America e in Russia e dovrebbe condurre la capacità nominale di liquefazione a raggiungere i 640 Gmc entro il 2022: una crescita importante ma che porterebbe, in relazione al livello di domanda previsto, il tasso di utilizzo degli impianti almeno all'80-81%.

Tenendo conto che per via di manutenzioni e altri fattori (come la disponibilità delle navi cargo, risorse che stanno diventando sempre più scarse per via di un parco navi che si avvia verso un significativo ricambio generazionale) l'utilizzo degli impianti di produzione permette, solo in alcuni casi, il pieno sfruttamento della capacità nominale, ciò significa che, allo stato attuale dell'evoluzione della capacità di offerta, il mercato rischierebbe di trovarsi eccessivamente teso, se non addirittura sbilanciato lato domanda a partire dal biennio 2022-2023. Inoltre, se consideriamo che la crescita della domanda cinese potrebbe essere concentrata nei prossimi 1-2 anni rilassandosi poi successivamente, mentre la crescita dell'offerta è concentrata dopo il 2020, la situazione di scarsità potrebbe persino verificarsi prima.

Questo scenario si modifica parzialmente assumendo che alcuni dei progetti attualmente in pre-FID vengano approvati. La grande maggioranza di questi progetti si trova negli Stati Uniti (circa 260 Gmc potenziali nel complesso) e riguarda sia i progetti residui della prima generazione, sia schemi appartenenti alla cosiddetta seconda ondata. Oltre 60 Gmc ulteriori si trovano invece in Australia e Russia (dove i giganti Gazprom e Novatek sono intenzionati a concentrare risorse economiche per sfruttare le ampie risorse situate nell'entroterra siberiano), mentre altri potenziali 80 Gmc circa potrebbero essere sviluppati tra Qatar (con l'espansione produttiva del campo North Field che dovrebbe essere ufficializzata nel 2019) e Canada (Tabella 1).

QUALI DRIVER INCIDONO SULL'APPROVAZIONE DI NUOVI INVESTIMENTI?

I fattori chiave per l'approvazione dei progetti di liquefazione sono tre, strettamente collegati: il primo riguarda la fornitura di adeguate garanzie ai finanziatori, il secondo è relativo alla capacità di assicurarsi preventivamente una quota di domanda e il terzo è afferente alla capacità di stimare correttamente e mantenere sotto controllo i costi progettuali.

I costi, grazie al progredire delle tecnologie, sono calati di circa il 38% dalla prima metà degli anni 2010 a oggi (da una media di 1,574 \$/ton/anno a una di 975 \$/ton/anno per i progetti più recenti). Tuttavia, poiché l'investimento necessario rimane nell'ordine dei miliardi di dollari/euro, i progetti vengono portati avanti normalmente grazie al supporto delle istituzioni finanziarie, che, prima di concedere i prestiti, sono solite chiedere come garanzia la prova che una porzione non indifferente della capacità di liquefazione sia già destinata a uno o più compratori per un ampio periodo temporale (cercando così di minimizzare la capacità e i ritorni da esporre ai rischi del mercato *spot*). Il vincolo posto dai finanziatori va però sempre più scontrandosi con quelle che sono le nuove esigenze espresse dalla domanda, coi compratori sempre più orientati verso la stipula di contratti altamente flessibili e di ridotta durata temporale per non doversi vincolare a condizioni di compra-vendita che potrebbero rivelarsi svantaggiose in un secondo momento.

¹ La velocità dell'entrata in funzione dell'infrastruttura produttiva, la cui FID è stata raggiunta solo un anno fa, deriva dalle caratteristiche dell'impianto, che non è sviluppato come una grande infrastruttura su terra ferma ma è formato da un'unità galleggiante, o FSLU (dall'inglese *Floating Storage and Liquefaction Unit*), composta da una o più navi metaniere appositamente modificate e che garantisce un livello di produzione più contenuto a fronte, però, di minori investimenti in capitale e una maggiore velocità di realizzazione.

² In Canada, l'abbandono e il fermo di molti progetti di esportazione è stato, ed è tuttora, condizionato in maniera determinante da fattori interni al paese, legati a politiche ambientaliste e alla difficoltà del far accettare la realizzazione dei progetti ai cittadini. Nel corso dell'ultimo anno, le istituzioni hanno però manifestato una crescente intenzione di monetizzare le risorse energetiche del paese e per farlo intendono favorire gli iter autorizzativi per i progetti ancora in fase di valutazione.

La mancanza di garanzie tali da permettere l'ottenimento di un adeguato supporto finanziario è il principale motivo per cui molti progetti si sono arenati o bloccati negli ultimi anni. Questo è vero soprattutto negli Stati Uniti, dove i progetti della prima ondata (in cui il modello di *business* prevalente era il cosiddetto *tolling agreement*³) hanno faticato a trovare *offtakers* in Europa e Asia in un periodo di domanda stagnante, mentre i progetti della seconda ondata stentano ora a prendere il largo anche per via delle ridotte possibilità economiche manifestate dalle società proponenti, in larga parte nate specificatamente per inseguire un'opportunità di mercato senza avere esperienza pregressa all'interno del settore.

Il progetto Canada LNG rappresenta un'eccezione rispetto ai modelli di business concretizzatisi più di recente. Il progetto sarà infatti completamente finanziato attraverso il capitale proprio degli azionisti, senza alcun aiuto da parte di istituzioni finanziarie esterne. Questo è stato possibile in parte grazie all'esperienza e alla disponibilità economica di Shell, che è in grado di sostenere autonomamente investimenti importanti, ma anche per il fatto che il progetto prevede il coinvolgimento diretto e immediato a livello di *equity* di quelli che saranno anche i principali *offtakers* (Kogas, Mitsubishi e PetroChina) del gas liquefatto in uscita dall'impianto. In questo modo, lo sponsor del progetto ha potuto garantire sia il capitale necessario alla sua realizzazione sia una percentuale sicura di ricavi derivanti dall'assegnazione preventiva di una quota della capacità produttiva alla clientela.

Per le condizioni del mercato dunque, il raggiungimento di una decisione finale dipende dalla possibilità di trovare un punto d'incontro tra le esigenze finanziarie e quelle del mercato (flessibilità, contratti di breve periodo).

LA CINA DEFINISCE LO SCENARIO DI MERCATO

La Cina è il paese con il più alto consumo energetico al mondo, e sta investendo nel tentativo di aumentare la quota di fonti rinnovabili o a basso impatto ambientale all'interno del proprio *energy mix*, nell'ambito di un piano governativo mirato a migliorare la qualità dell'aria nelle zone più industrializzate e densamente popolate del paese, che figurano tra le più inquinate al mondo. Questo ha condotto a una serie di misure volte a incentivare l'utilizzo del gas naturale per la produzione di energia all'interno del comparto termoelettrico nazionale e per fini di riscaldamento in sostituzione del carbon fossile e di altre fonti energetiche inquinanti.

Unitamente alle politiche di *switching*, l'inverno 2017 particolarmente rigido ha contribuito a far impennare i consumi di gas per fini di riscaldamento. La combinazione di questi fattori ha prodotto un aumento di quasi il 15% della domanda totale interna di gas naturale (che nel 2017 ha così oltrepassato i 238 Gmc). Questo incremento è stato assorbito in larga misura dal forte aumento delle importazioni di GNL messo principalmente in atto dalle tre grandi compagnie operanti nel settore oil & gas controllate dallo Stato (CNPC⁴, CNOOC⁵ e Sinopec), che ha contribuito per il 40% sull'aumento delle importazioni complessive di gas naturale cinesi, raggiungendo una quota di circa il 22% del consumo totale (mentre il gas importato via pipeline si è attestato a una quota del 17% circa).

Nei primi tre trimestri del 2018 la richiesta di GNL cinese ha continuato ad aumentare: con circa 48 Gmc importati tra gennaio e settembre, il tasso di crescita, con riferimento ai primi nove mesi dell'anno, mostra una variazione positiva del 37%.

Se lo stesso ritmo di crescita registrato finora dovesse essere mantenuto da qui a fine anno, la domanda cinese di GNL arriverebbe a oltrepassare i 72 Gmc, un livello molto superiore al tetto previsto a inizio anno. In altre parole, la domanda di gas liquefatto del paese potrebbe dirsi raddoppiata nel giro di soli due anni. E se l'inverno dovesse dimostrarsi più rigido del previsto, il valore a consuntivo potrebbe rivelarsi ancora maggiore. A questi livelli, il tasso di utilizzo delle infrastrutture di rigassificazione potrebbe aumentare pericolosamente fino a oltre il 90% nei prossimi anni, motivo per

³ In ambito energetico si intende l'accordo tra un *toller* (compratore) che fornisce generalmente a una società terza una fonte di energia primaria da convertire in una forma di energia derivata per conto proprio pagando una quota (*toll*) definita a priori. Con riferimento al finanziamento dei progetti di liquefazione, il *toller* è un proprietario di gas naturale che vuole trasformare il gas allo stato gassoso in GNL per poterlo trasportare e stoccare. In questo modo il proprietario dell'infrastruttura di liquefazione non ha nessuna responsabilità circa l'approvvigionamento della materia prima (scaricando così il rischio di mercato legato alla volatilità dei prezzi e all'acquisto del gas da liquefare), che gli viene recapitata direttamente dal toller, e rimane responsabile del solo processo di trasformazione.

⁴ China National Petroleum Corporation.

⁵ China National Offshore Oil Corporation.

TABELLA 2. LISTA DEGLI IMPIANTI DI RIGASSIFICAZIONE IN CINA

Impianto	Inizio attività	Capacità (Gmc/a)	Stato
Guangdong Dapeng	2006	9.2	Attivo
Fujian LNG	2008	6.8	Attivo
Shanghai	2009	4.1	Attivo
Dalian	2011	7.8	Attivo
Rudong	2011	8.4	Attivo
Ningbo	2012	4.1	Attivo
Dongguan Jovo	2013	1.4	Attivo
Gaolan	2013	4.9	Attivo
Caofeidian	2014	4.7	Attivo
Hainan	2014	4.1	Attivo
Qingdao	2014	4.1	Attivo
Beihai	2016	4.1	Attivo
Qidong	2017	0.8	Attivo
Yuedong	2017	2.7	Attivo
Diefu	2018	5.4	Attivo
Tianjin Sinopec	2018	4.1	Attivo
Zhoushan	2018	4.1	Attivo
Chaozhou	2018	4.1	In costruzione
Tianjin CNOOC	2018	4.7	In costruzione
Guangdong Shenzhen LNG	2021	4.1	In costruzione
Fujian Zhangzhou	2022	4.1	In costruzione
Guangdong Yangjiang	2023	2.7	In costruzione
Ganyu	2020	4.1	PreFID

Dati aggiornati a settembre 2018

Fonte: elaborazioni REF-E

cui potrebbe essere necessario per lo Stato approvare velocemente la realizzazione di nuovi terminali oltre a quelli attualmente in costruzione

QUALI FATTORI POSSONO INFLUENZARE LA DOMANDA DI GNL CINESE?

Con l'entrata in funzione di tutti i nuovi terminali di rigassificazione previsti nel 2018, la capacità nominale installata nel paese arriverà appena al di sotto dei 90 Gmc (22 Gmc in più rispetto al 2017), il che comporterebbe un aumento del tasso di utilizzo delle infrastrutture rispetto al dato, già significativo, consuntivato nel 2017 (79%), sia nel caso in cui si manifestasse realmente una domanda di 72 Gmc, sia, ovviamente, nel caso in cui questa dovesse dimostrarsi superiore.

Al momento attuale, considerando i soli progetti in fase di realizzazione (Tabella 2), per la capacità di rigassificazione cinese è prevista una crescita piuttosto modesta tra il 2019 e il 2023 (circa 15 Gmc in totale, raggiungendo i 104 Gmc). Sono in fase di discussione numerosi progetti, per lo più di piccola taglia (2-3 Gmc) ed equivalenti a una capacità complessiva compresa tra i 25 Gmc e i 40 Gmc tra espansioni e nuovi terminali, ancora però in attesa di ricevere l'approvazione da parte delle istituzioni. Benché da un lato la forte crescita dei consumi registrata negli ultimi anni, spinta dalle politiche anti-inquinamento, giochi a favore della realizzazione di nuova capacità di rigassificazione, dall'altro esistono dei fattori che spingono nella direzione opposta:

- tra il 2020 e il 2021 entreranno in funzione i gasdotti con la Russia, legati a contratti di lungo periodo che prevedono la fornitura di oltre 60 Gmc/anno
- il monito del presidente Jinping, che ha ordinato un contenimento delle importazioni di gas metano al fine di concentrare gli sforzi sullo sviluppo della capacità produttiva nazionale (la Cina vanta riserve stimate di *shale gas* e idrocarburi convenzionali per oltre 30 trilioni di metri cubi), per cui le stime della CNPC prevedono il raggiungimento di un *output* di 300 Gmc/anno nel 2035 a un tasso medio di crescita del 2.8%
- la guerra dei dazi tra Pechino e Washington, che ha colpito anche il settore del GNL, rendendo più costoso il gas liquefatto statunitense per i compratori cinesi.

In corrispondenza di una domanda che aumenta a ritmo sostenuto, almeno nei prossimi anni, le alternative per soddisfare i consumi al di là di continuare a importare volumi considerevoli di gas liquefatto potrebbero però mancare. È probabile, dunque, che nuovi progetti di rigassificazione vengano sanzionati nei prossimi anni (per entrare in funzione al più presto tra il 2020 e il 2021), ma quanti e quali dipenderà da come il paese riuscirà a trovare un equilibrio tra le varie fonti di approvvigionamento a sua disposizione (gasdotti, GNL e produzione interna).

Il fatto che non ci sia verosimilmente spazio per tutti i progetti e la necessità di sviluppare rapidamente nuove infrastrutture in quelle zone del paese dove ce n'è maggiormente il bisogno⁶, potrebbe poi addirittura innescare una corsa all'approvazione che a sua volta accelererebbe il processo di realizzazione di nuova capacità d'importazione nei primi anni del prossimo decennio.

Lo scenario più probabile evidenzia dunque una continuazione della crescita della domanda di GNL fino alla fine del 2019 (quando i volumi importati ammontano a oltre 85 Gmc), periodo oltre il quale è previsto che le importazioni si stabilizzino.

⁶ La maggior parte del gas naturale utilizzato in Cina viene infatti consumato durante la stagione invernale nel nord-est del paese, ma le principali strutture di rigassificazione sono situate nel sud del paese e la mancanza di un'infrastruttura di trasporto adeguata a supportare il significativo e improvviso aumento della richiesta registrato durante l'inverno scorso ha costretto il paese a ripiegare sull'utilizzo di grossi quantitativi di carbone e a chiudere forzatamente alcune aziende per garantire la fornitura a scuole, case e ospedali in momenti particolarmente critici.