

GAS NATURALE

RIGASSIFICAZIONE IN ITALIA: LIMITI E OPPORTUNITÀ DELL'ATTUALE PROPOSTA REGOLATORIA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 714/2016/R/gas](#)
- [Delibera 118/2015/R/gas](#)
- [Delibera 438/2013/R/gas](#)
- [Delibera 167/2005](#)

Il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione basato su regole di accesso prioritario e pro-quota non è più adeguato all'attuale contesto di mercato, da qui la proposta dell'Autorità di introdurre procedure concorsuali per l'allocatione della capacità stessa. Il prospetto di un meccanismo ad asta per la prenotazione della capacità regolata non conferita e della capacità residua non esente dall'accesso di terzi, è, in linea di principio, un notevole passo in avanti: se opportunamente disegnato, esso consentirebbe, a operatori e consumatori, di cogliere le nuove opportunità derivanti dall'evoluzione del mercato italiano e globale del gas. Tuttavia l'auction design proposto mostra, al momento, alcuni punti che ne potrebbero limitare il market appeal e il risultato delle aste stesse.

EVOLUZIONE DEL CONTESTO E NUOVE REGOLE

Le regole di accesso del servizio di rigassificazione sono state istituite più di dieci anni fa (delibera 167/2005) in un contesto di mercato molto diverso dall'attuale, un contesto che era allora caratterizzato da scarsa capacità di rigassificazione disponibile e assenza di strumenti per contrastare un eventuale rischio di accaparramento della stessa.

Nel corso degli anni la situazione infrastrutturale e le condizioni di mercato sono però notevolmente cambiate: l'offerta di capacità di rigassificazione è stata significativamente ampliata grazie all'entrata in operatività dei terminali di Rovigo e di Livorno; vi è abbondanza di capacità di rigassificazione disponibile non conferita; si è venuta a creare una situazione di scarsa competitività della fornitura di GNL in Europa rispetto all'area asiatica.

Per adeguare la regolazione al mutato contesto, sono state prima introdotte misure per rimuovere i limiti al rilascio delle capacità conferite e per promuovere un mercato secondario delle stesse (delibera 118/2015), poi lo scorso anno sono state definite nuove modalità di allocatione per il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio, per il quale è stata prevista un'allocatione tramite asta (*Newsletter 197*). Con il DCO 714/2016 pubblicato a inizio dicembre è stato fatto un ulteriore passo in avanti per garantire maggior flessibilità nell'utilizzo della capacità conferita. Il processo di consultazione ha infatti a oggetto la sostituzione delle attuali procedure di conferimento delle capacità di rigassificazione soggette a regolazione¹, basate su regole di accesso prioritario e pro-quota, con l'introduzione di procedure d'asta.

PROPOSTA DELL'AUCTION DESIGN

TEMPISTICA DI SVOLGIMENTO DELLE ASTE E DURATA DEI CONFERIMENTI

Per quanto riguarda le tempistiche di allocatione l'Autorità è orientata a mantenere l'attuale distinzione tra capacità *short term*, per la quale si continuerebbe a demandarne la disciplina ai codici di rigassificazione in un'ottica di maggiore flessibilità, e capacità *long term*, per la quale invece vengono prospettate delle modifiche.

A oggi la capacità *long term* è così regolata:

- per i conferimenti annuali le richieste devono essere presentate entro il 1 luglio, le procedure di assegnazione si concludono entro il 1 agosto e l'effetto delle stesse si produce a partire dal 1 ottobre del medesimo anno
- per i conferimenti pluriennali (fino a 5 anni termici) le richieste devono essere presentate entro il 1 luglio, le procedure di assegnazione si concludono entro il 1 agosto e l'effetto delle stesse si produce a partire dal 1 ottobre del secondo anno successivo a quello del conferimento.

¹ Le proposte contenute nel DCO 714/2016 hanno a oggetto la capacità dei terminali regolati e la capacità residua *short term* dei terminali esenti. La capacità residua *long term* dei terminali esenti continuerebbe a rimanere regolata secondo le previsioni contenute nella Legge 239/2004 e del decreto del 28 aprile 2006.

ARTICOLI CORRELATI

- [Il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio all'asta \(Newsletter 197\)](#)
- [Quarto periodo regolatorio all'insegna della continuità, aspettando la distribuzione \(Newsletter 171-172\)](#)

TAG

auction design, natural gas

In un'ottica di stabilità e sicurezza del sistema gas, l'Autorità ipotizza di estendere la durata dei conferimenti pluriennali dai 5 anni termici previsti attualmente fino ai 15 anni successivi al conferimento, in analogia con la durata prevista per l'accesso presso i punti di interconnessione della rete di trasporto. Sempre in coerenza con la regolazione del servizio di trasporto alle interconnessioni con l'estero, viene proposta una modifica delle tempistiche di svolgimento delle procedure di conferimento: il conferimento della capacità *long term* dovrebbe svolgersi entro il 1 marzo con decorrenza dal 1 ottobre del medesimo anno. Infine per evitare inefficienze nell'allocazione, viene anche valutata la possibilità di una gestione coordinata fra i diversi terminali delle procedure di conferimento in modo che i partecipanti possano esprimere offerte fra loro alternative per l'allocazione della capacità nell'uno e nell'altro terminale e non corrano così il rischio di vedersi allocata più capacità di quella necessaria.

MODALITÀ D'ASTA

La tipologia d'asta dovrebbe differire a seconda del tipo di capacità da conferire. Per la capacità *long term*, cioè quella utilizzabile in più scariche, viene proposto un meccanismo di asta aperta ascendente con valorizzazione a costo marginale, sul modello delle aste adottate per l'allocazione della capacità di trasporto presso le interconnessioni con l'estero². Questo meccanismo consente ai partecipanti all'asta di presentare un volume di offerte in una scala di prezzi crescenti annunciati in procedure di aggiudicazione consecutive: l'offerta riguarda la quantità di capacità richiesta al prezzo unitario (espresso in €/mc di GNL) indicato dall'impresa di rigassificazione nei vari *round* d'asta. L'asta si chiuderebbe laddove per un determinato prezzo tutte le offerte fossero accettate integralmente. Questo sistema di aggiudicazione risulta preferibile per la capacità *long term* in quanto fa in modo che le richieste siano accettate solo se integralmente soddisfatte e di conseguenza la capacità allocata agli utenti risulterebbe coerente con le loro esigenze.

Per i conferimenti associati a una singola scarica (capacità *short term*) viene invece proposto un meccanismo di tipo *pay-as-bid* in base al quale la selezione delle offerte avviene sulla base del corrispettivo (espresso in euro) che l'utente si impegna a pagare per una certa capacità definita ex-ante e offerta dall'impresa di rigassificazione.

FATTORE DI COPERTURA DEI RICAVI

Qualunque sia la tipologia d'asta applicata, i corrispettivi in esito all'asta stessa verrebbero applicati in luogo degli attuali corrispettivi tariffari, con i primi potenzialmente inferiori rispetto ai secondi. Di conseguenza l'Autorità ravvisa la necessità di apportare una modifica alla disciplina del fattore di copertura dei ricavi che sarebbe da calcolare non più sulla base dei corrispettivi tariffari ma sulla base degli esiti delle aste. Infatti se tale modifica non fosse apportata e la capacità di rigassificazione fosse allocata ad un prezzo inferiore alla tariffa, a parità di capacità allocata, ciò implicherebbe una riduzione del ricavo coperto dal fattore di copertura.

PREZZO DI RISERVA

Per il calcolo del prezzo di riserva, l'Autorità distingue diversi criteri di determinazione del prezzo di riserva a seconda che si tratti di capacità *spot* o capacità di tipo continuativo (*long term*). Soffermandoci sui criteri di definizione del prezzo della capacità *long term* (oggetto anche di maggiori modifiche e di maggior interesse), l'Autorità differenzia opportunamente tra: aste di capacità per AT in cui il fattore di copertura, FCtl, è zero, e aste di capacità per AT in cui il fattore di copertura è positivo.

Nel primo caso, trattandosi di conferimento di capacità non coperta da oneri di sistema, l'Autorità propone che sia offerta a prezzi di riserva fissati dall'impresa di rigassificazione stessa purché rientranti nei limiti massimi della tariffa. Nel secondo caso, più interessante dal punto di vista della riduzione degli oneri sostenuti dal sistema gas, l'Autorità suggerisce criteri di determinazione del prezzo di riserva differenti per durata del conferimento e guidati, laddove possibile, da condizioni di mercato attese per il prezzo di approvvigionamento GNL e del prezzo del gas al PSV.

Più nel dettaglio, il prezzo di riserva potrebbe essere definito in base al differenziale fra il prezzo di approvvigionamento del GNL consegnato in Italia e quello del gas al PSV

² L'articolo 17 del Regolamento UE 984/2013 dettaglia il funzionamento dell'algoritmo d'asta aperta ascendente.

atteso per il periodo di consegna, al netto di costi variabili e fissi di rigassificazione e logistica.

Tuttavia comparirebbe, secondo l'Autorità, l'incertezza sull'affidabilità e sulla liquidità di prodotti *forward* gas su scadenze lontane e sull'indisponibilità di un prezzo di riferimento GNL al di là di orizzonti *short term* (due mesi in avanti). Stante tali elementi di incertezza, l'Autorità propone di differenziare i criteri di determinazione del prezzo di riserva in funzione dell'orizzonte di conferimento e della disponibilità di quotazioni di riferimento, proponendo i prezzi di riserva sulla base di:

- corrispettivi tariffari, per i conferimenti di durata annuale o pluriennale
- valore che riflette le condizioni di mercato attese³, per i conferimenti infra-annuali
- valore uguale a zero, per i conferimenti *spot*. In un'ottica di riduzione del fattore di copertura dei ricavi, è ritenuto conveniente offrire tale capacità a qualsiasi prezzo, superiore a zero, in considerazione del fatto che se non allocata essa risulterebbe comunque *sunk*.

Per i conferimenti *long term* annuali e pluriennali l'Autorità valuta la possibilità di definire anche un prezzo di riserva pari al costo medio pluriennale della capacità di rigassificazione, inteso come costo unitario che applicato alla capacità di rigassificazione del singolo terminale per la vita utile residua generi un flusso di cassa pari ai ricavi attualizzati ammissibili secondo quanto definito dagli attuali provvedimenti tariffari. Ciò vorrebbe dire avere costi pluriennali estremamente diversificati per terminale e funzione della vita utile residua.

PROVENTI D'ASTA

Ultimo aspetto sollevato dall'Autorità riguarda la gestione dei proventi d'asta. Le valutazioni in merito differiscono a seconda del valore del fattore di copertura calcolato, al momento dell'asta, sulla base dei ricavi derivanti dalla capacità già allocata per quell'anno.

- Se il fattore di copertura fosse positivo, eventuali proventi d'asta andrebbero a ridurre il valore del fattore stesso con conseguente alleggerimento dell'onere a carico del sistema.
- Se il fattore di copertura fosse nullo, eventuali proventi d'asta costituirebbero ricavi ulteriori rispetto a quelli garantiti dal fattore di copertura.

Nel caso tali proventi dovessero eccedere i ricavi riconosciuti alle imprese di rigassificazione, l'Autorità ritiene che dovrebbero essere restituiti al sistema, ma le modalità di tale restituzione rimangono un punto ancora da chiarire per il quale si rimanda a successivi provvedimenti.

RISCHI E OPPORTUNITÀ DELLA PROPOSTA

Il prospetto di un meccanismo ad asta per la prenotazione della capacità regolata non conferita e della capacità residua non esente dall'accesso di terzi, è, in linea di principio, un notevole passo in avanti: se opportunamente disegnato, esso consentirebbe, ad operatori e consumatori, di cogliere le nuove opportunità derivanti dall'evoluzione del mercato italiano e globale del gas, attraverso maggiore facilità di accesso a capacità di rigassificazione, fino a oggi non sufficientemente utilizzata, che incentiverebbe maggiore concorrenzialità tra gli operatori e maggiore competitività del mercato italiano, nonché stimolerebbe la diversificazione di approvvigionamento e ridurrebbe gli oneri impropri sul sistema Italia.

L'utilizzo di aste aperte a prezzo marginale consentirebbe di far emergere il valore di mercato della capacità oggetto d'asta, rilevando la reale disponibilità a pagare di ciascun *bidder*, valore più difficilmente estraibile con un meccanismo *pay as bid* (che spingerebbe tendenzialmente i *bidder* a una guerra al ribasso). Tuttavia l'introduzione di un prezzo di riserva, non opportunamente congegnato, potrebbe distorcere gli esiti delle stesse aste.

La proposta di utilizzare diversi criteri per la definizione di prezzi di riserva tra aste di capacità annuali/pluriennali (anche per consegne inferiori ai successivi 5 anni dal conferimento) e aste di capacità infrannuali lascia al momento qualche perplessità.

³ Deducibile come capacità bimestrali, stando alla disponibilità di quotazioni GNL espresse dall'Autorità nel documento.

Attenendoci alla proposta dell'Autorità sui criteri di determinazione del prezzo di riserva, la nostra attenzione si riversa innanzitutto sui prodotti annuali e pluriennali. Per queste durate, il criterio di determinazione del prezzo di riserva proposto sarebbe fortemente relazionato ai corrispettivi tariffari, non essendo possibile, secondo il Regolatore, valorizzare un prezzo del GNL e del gas all'ingrosso gas per tali scadenze. Tale giustificazione è condivisibile solo per capacità di lunghissimo periodo ma non per scadenze più vicine, ad esempio annuali: per questo periodo di consegne sono disponibili quotazioni *forward* del gas (PSV o in alternativa TTF) sufficientemente liquide, inoltre è possibile valorizzare il costo del GNL in Italia guardando a contratti di medio-lungo termine (nuovi o esistenti, che seppur non siano pubblici potrebbero essere consultati) e/o indicatori del prezzo del GNL nel Mediterraneo esistenti (L-MED⁴ ad esempio) che rispecchiano prezzi di importazione GNL in relazione anche a dinamiche di mercato globale (di competizione tra mercato europeo e asiatico, ad esempio).

Per le capacità *long term*, la definizione di un prezzo di riserva strettamente connesso ai corrispettivi tariffari anche per periodi annuali o pluriennali, in orizzonti non di lunghissimo termine (al di sotto dei successivi 4-5 anni, orizzonte gestibile opportunamente con opportune strategie di *hedging* e di *sourcing* attraverso contratti GNL di medio termine), potrebbe essere non soddisfacente. La definizione di un prezzo di riserva troppo vicino agli attuali corrispettivi tariffari, o comunque tale da non garantire la competitività dell'import di GNL rispetto alle usuali importazioni via *pipe*, potrebbe causare un insuccesso delle aste, generando scarso *market appeal* in capacità di rigassificazione in Italia, anche in relazione al costo di capacità degli altri terminali nord-europei (tipicamente caratterizzati da costi di rigassificazione intorno a 1-1.5 €/MWh), cozzando così con gli obiettivi primari di questo cambio regolatorio (aumento dell'utilizzo della capacità di rigassificazione al fine di diversificazione di approvvigionamento e riduzione degli oneri del sistema). Il costo di capacità non sarebbe così esplicativo dell'attuale valore di mercato dell'*asset*, anche laddove possibile.

Ritenendo opportuno che il mercato stesso attribuisca il valore di tale *asset*, il Regolatore, nell'obiettivo di garantire la diversificazione e la concorrenzialità del mercato, nonché la riduzione degli oneri del sistema, dovrebbe proporre un prezzo di riserva, maggiore di zero, tale da consentire un *target* di riduzione degli oneri di sistema e che allo stesso tempo garantisca il successo delle aste, verificando la congruità con la stima del valore di mercato che non dovrebbe essere condivisa con gli operatori, al fine di non condizionarne le strategie di *bidding*.

A questo punto il problema si tradurrebbe nella definizione del *target* di riduzione degli oneri. A oggi stimiamo che il mancato utilizzo della capacità di rigassificazione regolata⁵ gravi per circa 87 milioni €/anno sul sistema Italia. In termini pratici la definizione, ad esempio, di un obiettivo di riduzione di circa il 50% degli oneri derivanti dal fattore di copertura potrebbe tradursi nella definizione di un prezzo di riserva medio annuale pari a circa 1.7 €/MWh, la cui "idoneità" dovrebbe essere opportunamente comparata e verificata con la stima del valore intrinseco dell'*asset*, senza però darne comunicazione al mercato, al fine di garantire il successo delle aste indette.

Resterebbe così al singolo operatore valutare il reale valore, senza condizionamenti esterni, ciascuno secondo la flessibilità e la composizione del proprio portafoglio di approvvigionamento nonché sulla base della propria strategia di vendita e posizionamento nel mercato.

Simili considerazioni possono essere estese anche per periodi infrannuali. Gli operatori dovrebbero attribuire opportunamente, secondo le proprie strategie di *portfolio management* e di vendita, il valore e la rischiosità di tale capacità. La proposta dell'Autorità di definire un prezzo di riserva per prodotti infrannuali in modo da riflettere le condizioni di mercato sarebbe condizionante e non il reale obiettivo dell'asta.

In conclusione, si ritiene che differenziare i criteri di definizione del prezzo di riserva per aste *long term* così come prospettato, presenti diversi rischi e che il prezzo di riserva debba scontare, al crescere dell'orizzonte di *delivery*, un differente *time risk premium* e *market risk premium* - a copertura della rischiosità di cambi strutturali del mercato (legati ad esempio all'avvio o meno di nuove infrastrutture) - sulle scadenze

⁴ L-MED è l'indice LNG proprietario REF-E rappresentativo dei prezzi DES nel bacino Mediterraneo. Si rimanda al sito web <http://www.ref-e.com/it/downloads/indexes/l-med-index-descrizione> per ulteriori dettagli.

⁵ Riferendoci a una nostra stima del fattore di copertura per il terminale OLT.

non sufficientemente liquide.

Muovendoci su questa linea è cruciale capire e valutare il *range* del valore attuale della capacità di rigassificazione, in *primis* per il singolo operatore, che dovrebbe così definire la migliore strategia di *bid* in relazione anche a possibili strategie di *competitor*, in *secundis*, per l'Autorità stessa, al fine di valutare l'efficienza o meno dell'*auction design* ideato (verificando che il prezzo di riserva si muova nel *range* stimato).

STIMA VALORE CAPACITÀ RIGASSIFICAZIONE LONG TERM IN ITALIA

Nell'ottica di capire il comportamento di un potenziale *bidder*, a condizioni attuali di mercato abbiamo stimato quale sarebbe il valore della capacità di rigassificazione in un'ottica di competitività del GNL verso le importazioni tradizionali via *pipe*, considerando anche la possibile evoluzione di nuovi corridoi energetici (*South Corridor*).

Sono state dunque impostate due simulazioni di mercato, utilizzando il modello proprietario I-GaMe⁶, con orizzonte 2017 (primo anno oggetto di conferimento) - 2022 (in linea con prodotti al più quinquennali), nell'ipotesi in cui continuino a sussistere gli attuali contratti di lungo-termine e siano attuate strategie di prenotazione di capacità annuale/pluriennale agli *entry points* italiani come nel corrente anno termico (AT) - al fine di verificarne la competitività a pari condizioni attuali e di uniformità informativa, prospettando così due scenari:

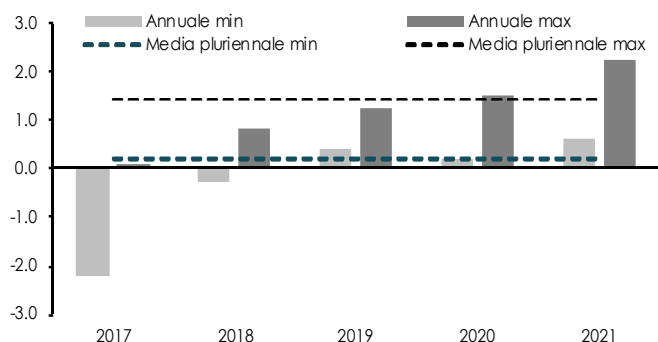
- forte competizione GNL con import *pipe*: caratterizzato dall'entrata del TAP a pieno regime dall'AT 20
- bassa competizione GNL con *pipe*: TAP non ancora operativo

Considerando le previsioni del prezzo PSV così ottenute, si è stimato quale potrebbe essere il *range* del valore della capacità per un *bidder* qualora esso adotti anche diverse strategie di *sourcing*. Ritenendo ragionevole che uno o più operatori vogliano aggiudicarsi capacità di durata annuale o superiore all'anno solo se dotati di contratti di medio-lungo termine, potremmo trovarci in due condizioni estreme, caratterizzate da portafogli di approvvigionamento completamente composti, per i il totale dei volumi oggetto d'asta (circa 4.5 Gmc/a)⁷:

- da contratti GNL caratteristici di nuovi produttori GNL (USA, come simulato, o in futuro di nuovi altri *upstreamer*)
- da contratti a prezzi GNL che rispecchiano le attuali condizioni contrattuali e le dinamiche del bacino Mediterraneo (ossia ipotizzando L-MED come riferimento *forward*).

Alla luce di tali considerazioni, imponendo un'equivalenza economica tra GNL e prezzo PSV emergono rilevanti osservazioni.

FIGURA 1. STIME DEL COSTO DELLA CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE ANNUALE E PLURIENNALE (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su simulazioni I-GaMe

I risultati di tali simulazioni sono prospettati in **Figura 1** in cui si evince innanzitutto che, basandosi soltanto su condizioni attuali di mercato, il valore della capacità pluriennale dal 2018 al 2021, a oggi, è compresa, mediamente, tra 0.2 €/MWh (qualora si realizzi il TAP e si consideri che tutta la capacità di rigassificazione all'asta sia usata per importare GNL a un prezzo meno vantaggioso tra quelli sopra descritti) e 1.4 €/MWh (qualora non si realizzi il TAP e si consideri come contratto GNL sottostante sempre quello più competitivo). Dunque una seconda considerazione è evidente: il valore della capacità di rigassificazione pluriennale per uno *shipper* (potenziale nuovo importatore o storico importatore) è molto differente a seconda della sua strategia di *sourcing* (per fornitore - GNL americano piuttosto che qatarino o algerino, e per tipologia di contratto - *spot*, medio o lungo termine) e dalla realizzabilità o meno di nuove infrastrutture.

Un'ulteriore osservazione deriva sulla capacità annuale per il prossimo AT: nonostante la simulazione mostri scarsa

⁶ I-GaMe è il nuovo modello strutturale proprietario REF-E che simula il dispacciamento del mercato gas italiano e ne prevede il prezzo di equilibrio, considerando: contratti di lungo termine, capacità prenotate e disponibili agli *entry points*, previsioni della domanda italiana (per segmento e totale).

⁷ Stimati come somma della capacità non esente residua di Adriatic LNG e capacità regolata di OLT.

competitività del GNL rispetto al gas via *pipe*, per contratti ex novo, tale prodotto di capacità potrà aver sufficiente *market appeal* per *midstreamer* europei che hanno già nel loro portafoglio un contratto GNL *take or pay* (TOP) e che vogliono guadagnare quota di mercato in Italia. Di fatto, anche se gli esistenti contratti TOP siano dotati di clausole di *fixed destination*, data la premialità del mercato italiano rispetto al TTF/Zee e/o al PEG, potrebbero ritenere ancora conveniente dirottare GNL in Italia, anche sulla base di logiche di *profit-sharing*.

Per una ragione simile, maggiore interesse potrebbe scaturire sui prodotti infra-annuali, per consegne nel prossimo AT, potendo contare sul valore di ottimizzazioni di portafoglio di breve e acquisti *spot* GNL. In quest'ottica, attuali importatori LNG europei potrebbero essere interessati a *diversion* di carichi o *reloading* da terminali europei verso l'Italia se i costi di capacità e di *shipping* verso l'Italia, garantissero comunque margini maggiori dalla vendita di gas in Italia piuttosto che in altri mercati europei e/o asiatici. Ciò vorrebbe dire, in altri termini, che potrebbe essere conferito una capacità *short term* se il margine derivante dalla vendita di GNL in Italia fosse maggiore del margine derivante dalla vendita dello stesso gas nel primo mercato di destinazione. In termini analitici, invece, se il PSV, al netto dei costi fissi e variabili di rigassificazione, di costi di *shipping* addizionali fosse maggiore del TTF/ZEE e/o del prezzo asiatico retrocesso in Europa, i *midstreamer* potrebbero trovare interessante acquistare capacità di rigassificazione italiana anche per l'anno venturo, in ottica di ottimizzazione di portafoglio.

In altre parole, il valore di questa capacità per un *midstreamer* con *delivery* in Nord Europa, ad esempio, potrebbe essere valutato come:

$$C_{cap} \leq PSV - ZEE/TTF - C_{shipping\ ZEE/IT} - C_{reload} - CV_{regas\ Italia} + CV_{regas\ ZEE/TTF}$$

in cui:

- $C_{shipping}$ è il costo di trasporto via mare dal terminale nord-europeo, diverso da zero se c'è *reloading*
- C_{reload} sono i costi variabili di ricarica su nave
- CV_{regas} sono i costi variabili di rigassificazione rispettivamente in Italia o nel mercato primario di destinazione.

Dalla disequazione riportata ne conseguirebbe, con i prezzi *forward* attuali sull'AT17, un costo di capacità non superiore a 1 €/MWh per prodotti infra-annuali. Tale valore non dovrebbe stupirci se si pensa che gli attuali terminali GNL nord europei (vedasi Zeebrugge o South Hook, principali riferimenti), caratterizzati da costi di capacità tra 1-1.5 €/MWh, soffrono attualmente di bassi *send-out*, destinando carichi verso i mercati a premio (principalmente Middle East, Nord Africa) e confermando quote di mercato in Sud Europa.

TABELLA 1. STIMA DEI POTENZIALI PROVENTI DALLE ASTE E DEL RELATIVO IMPATTO SULLA CV^{FG}

		Adriatic LNG	OLT	Totale
Capacità Regas	Gmc/a	7.9	3.8	
Potenziale oggetto Regas Asta	Gmc/a	0.8	3.8	4.5
Potenziale oggetto Regas Asta	TWh	8.4	39.7	48.1
Tariffa Regol attuale - Cqs	€/MWh	4.1	3.4	3.5
Ricavi equivalenti da tariffa su volumi asta	M€/a	34.2	136.2	170.4
Stima FC Riconosciuto AS-IS su volumi asta	M€/a		87.2	87.2
Potenziali Proventi Aste Min	M€/a	1.8	8.7	10.5
Potenziali Proventi Aste Max	M€/a	12.0	56.9	69.0
Quota Residuale FC max	M€/a		78.5	78.5
Quota Residuale FC min	M€/a		30.2	30.2
Stima New CV ^{FG} max	€cent/smc			0.121
Stima New CV ^{FG} min	€cent/smc			0.047
CVfg Actual	€cent/smc			0.175
Volumi trasportati - Hp Ref	Gmc/a			65.0

Fonte: elaborazioni REF-E

IMPATTI POTENZIALI SUL SISTEMA ITALIA

Alla luce dei risultati ottenuti dalle simulazioni I-GaMe e supponendo che il prezzo d'asta sia pari proprio al minimo e massimo stimato (0.2 €/MWh - scarsamente probabile, e 1.4 €/MWh), si è stimato anche il potenziale impatto che ne deriverebbe sul sistema Italia, così come mostrato in **Tabella 1**.

Il conferimento di capacità di rigassificazione al prezzo massimo da noi stimato (1.4 €/MWh) potrebbe già comportare una significativa riduzione degli oneri di rete, rispetto a oggi, potenzialmente permettendo a 4.5 Gmc/a di spiazzare l'import dai mercati nord-europei o dalla Russia.

LIMITI E PROPOSTE

Alla luce dell'analisi effettuata e delle considerazioni e dubbi esposti, e limitandoci a orizzonti pluriennali, la proposta dell'Autorità di fissare un prezzo di riserva a corrispettivi tariffari o anche a costo medio pluriennale potrebbe essere controproducente, fornendo un *floor* che difficilmente uno *shipper* (nuovo o storico) o *end-user* (industriali ad esempio) potrebbe ritenere, a oggi, economicamente sostenibile su orizzonti di lungo. Dunque l'effetto derivante potrebbe essere di aste deserte o parzialmente conferite, con un conseguente messaggio errato di scarso interesse in capacità di rigassificazione in Italia, sebbene il mercato italiano sia tra quelli più interessanti dal punto di vista di *up* e *midstreamer* (PSV strutturalmente ancora a *spread* rispetto agli altri mercati nord europei).

Nell'ottica di salvaguardare gli obiettivi primari di aumento dell'utilizzo dei terminali italiani e riduzione degli oneri, un possibile criterio di definizione potrebbe essere tarato su un *trade-off* tra minimo obiettivo di riduzione della componente CV^{FG} , alla luce delle stime anche effettuate, e minimo scostamento dal valore attuale dei terminali italiani, come basa d'asta, lasciando che il mercato ne definisca il valore a condizioni di mercato.