

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Konni Gas

IMPATTI DELLA REGOLAZIONE OLTRE TARVISIO: BNETZA AVVIA UNA CONSULTAZIONE SULL'ESTENSIONE DELLE CONVERSION FEE

Il mancato adeguamento delle tariffe di conversione tra H-gas e L-gas, a seguito della riduzione della disponibilità di L-gas, ha distorto il mercato tedesco, sfavorendo le importazioni dall'Olanda e aumentando i costi di trasporto. La necessaria riforma avviata da Bnetza potrebbe portare a modifiche importanti al meccanismo di formazione dei prezzi su NCG con impatti anche per gli altri paesi.

IL CONTESTO TEDESCO

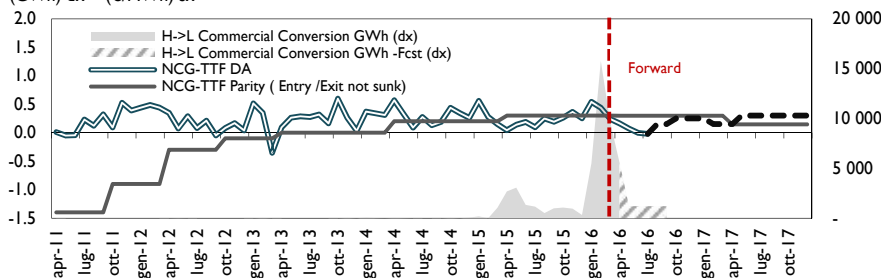
L'attuale processo di consultazione, indetto dal regolatore tedesco Bnetza nell'ambito della revisione della Konni Gas¹, richiama l'attenzione degli operatori sulla possibilità di estendere l'incremento delle *quality conversion charge* anche oltre aprile 2017.

I fenomeni di mercato associati a questa revisione sono riconducibili a un deficit di offerta europea di L-gas, guidato dalla riduzione della produzione *on-shore* L-gas (principalmente olandese - Groeningen- e tedesca) e limitata/sottoutilizzata capacità di conversione.

In Germania, così come in altri paesi nord-europei, L-gas è usato per servire principalmente clienti residenziali e gli operatori possono approvvigionarsi di L-gas in diversi modi:

1. importando direttamente L-gas dall'Olanda (tramite i punti di interconnessione: Zevenaar, Winterswijk, ...)
2. comprare L-gas sugli appositi mercati organizzati sia da NCG che da Gaspool (poco liquidi)
3. convertendo "virtualmente" H-gas in L-gas, al costo di una *virtual conversion charge* (VCC)
4. erogando da stoccaggi L-gas (ma il costo di capacità rende questa opzione non conveniente per molti operatori).

FIGURA 1. VOLUMI COMMERCIALI DI CONVERSIONE H -> L E SPREAD LOGISTICO (GWh) dx - (€/MWh) sx



** Prezzi forward gas - closing 15/07/2016

Ultimo dato 15/07/2016.

Fonte: Stime REF-E ed elaborazioni su dati Net Connect Germany, Alba soluzioni

In aggiunta alla VCC, il *market area manager* (MAM), in quanto responsabile del bilanciamento della rete e, dunque, della conversione fisica da H-gas a L-gas, o da L-gas a H-gas, può applicare una *fee* addizionale, chiamata *conversion neutrality charge* (CNC), qualora i ricavi ottenuti dalla VCC (che ha un *cap* regolatorio imposto² a 0.453 €/MWh) non siano sufficienti a ricoprire i costi effettivi di conversione. Una differenza rilevante tra le due componenti tariffarie è che la CNC si applica, come costo variabile, a tutti i punti di entrata gestiti dai MAM (NCG o Gaspool), inclusi gli stoccaggi, mentre la VCC si applica solo agli *shipper* che richiedono la conversione.

La CNC rappresenta quindi una socializzazione dei costi di conversione.

Da questa struttura tariffaria emerge la possibilità, per i trasportatori, di arbitraggi tra la soluzione (1) e (3), quando lo *spread* logistico (NCG-TTF) è al di sotto dei costi di *entry/exit* dal sistema olandese, inclusi del CNC e al netto della VCC, rendendo così più profittevole l'approvvigionamento di NCG H (sottoposto al pagamento della VCC) per servire clienti NCG-L, piuttosto che l'importazione diretta di gas olandese (Figura 1). Soffermandoci sul mercato NCG è emersa un'elevata correlazione tra domanda di conversione da H a L-gas e differenziale logistico NCG-TTF: in particolare quando lo *spread* è al di sotto della soglia di indifferenza economica tra soluzione (1) e soluzione (3) (NCG-TTF parity nella Figura 1), risulta più conveniente acquistare NCG H e

¹ Konni Gas: testo di riferimento per il bilanciamento tedesco.

² Bnetza ha pubblicato il *cap* per l'estensione della *conversion fee* per sei mesi. L'applicazione è "not vetoed" - potenzialmente rivedibile al rialzo - fino a 1.81 €/MWh secondo le regole vigenti, in caso di "unpredictable development of the conversion activities".

convertirlo in L gas, piuttosto che rifornirsi direttamente di L-gas sul mercato olandese, e la domanda di conversione aumenta considerevolmente.

GLI EFFETTI DELLA RIDUZIONE DI L-GAS PER LE CASSE DEL MAM

Per i MAM, NCG in misura più rilevante, la progressiva riduzione della domanda di importazione di L-gas, ha causato un aumento sostanziale dei costi operativi di conversione, sistematicamente al di sopra dei ricavi derivanti da VCC. In effetti ad aprile 2016 si registrava già una richiesta di conversione di circa quattro volte superiore al totale convertito nel AT14 (**Figura 2**). La stessa dinamica è stata evidenziata anche dal *Market Manager* Gaspool.

In particolare NCG riportava a fine marzo una perdita cumulata di circa 52 milioni di euro. Al fine di raggiungere un pareggio di bilancio entro la fine di settembre, NCG

avrebbe dovuto richiedere un aumento della VCC tra 5-6 €/MWh, ma ciò non è stato possibile a causa del *cap*. L'unica alternativa per il MAM NCG è stata quella di agire sulla CNC, che si applica a tutti i punti di immissione in rete. NCG ha stimato che un valore della CNC di circa 0.15 €/MWh, avrebbe portato al pareggio di bilancio, stimando un flusso di circa 440 TWh su tutti i *balancing point* per il periodo in esame.

Per il futuro è prevista ancora una consistente domanda di conversione, almeno fino a settembre 2016, che secondo NCG comporterà un'ulteriore perdita di circa 10 milioni di euro se la domanda

di conversione sarà di circa 11.6 GWh, corrispondente a circa l'1% del fabbisogno tedesco totale di L-gas.

Tuttavia REF-E stima che la domanda di conversione potrebbe essere ancora più elevata di quanto stimato da NCG, considerando che circa il 2-3% del fabbisogno tedesco di L-gas (quota di conversione dell'ultimo inverno) potrebbe essere riconvertito, attestandosi intorno ai 22 GWh (circa il doppio della stima NCG), e che il differenziale logistico *forward* è inferiore al livello di indifferenza economica (opzione *In the Money*). Questo significherebbe un aggravio per NCG di circa 19 milioni di euro (+9 milioni rispetto alla previsione del MAM), prevedendo un *cash-out* cumulato di circa 71 milioni di euro entro settembre.

In aggiunta REF-E stima l'*entry* di gas nel mercato tedesco per l'estate 2016 a circa 460 TWh, di cui il 60% transitante o destinato al mercato NCG. Il ricavo atteso dall'applicazione delle CNC per NCG sarà quindi poco più di 40 milioni di euro a cui vanno sommate le entrate da VCC pari a circa 10 milioni di euro (basandoci su una previsione di domanda di conversione di 22 GWh). L'applicazione temporanea della CNC e l'incremento della VCC non saranno quindi ancora bastevoli per il raggiungimento del pareggio di bilancio entro settembre 2016 (basandoci su stime REF-E, previsto deficit di circa 21 milioni di euro). Questo dovrebbe spingere a rivedere la gestione economica della conversione in maniera strutturale e non solo come situazione contingente.

VERSO LA KONNI GAS 2.0: I POSSIBILI SCENARI

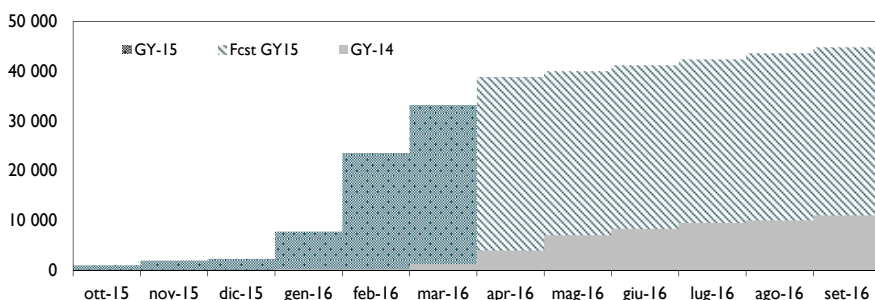
Quanto riportato sta spingendo il regolatore tedesco Bnetza a una revisione della Konni-Gas, alla luce anche del processo consultivo in corso.

Le soluzioni su cui il regolatore ha aperto le discussioni sono:

- componente ex ante: i costi di conversione sono noti a priori all'operatore, e del tutto simili a quelli attuali (VCC + CNC), ma non è stato ancora specificato su quale delle due componenti si riverserebbero i maggiori costi
- componente ex post: viene definita una *conversion fee* giornaliera calcolata ex post, in modo da riflettere esattamente i costi sostenuti; l'applicazione della CNC continuerebbe fino al completo pareggio di bilancio, sebbene in maniera ridotta.

FIGURA 2. VOLUMI COMMERCIALI DI CONVERSIONE CUMULATI DA INIZIO A.T.

ALLOCAZIONE E PREVISIVO (MWh) Cumulata mensile



Ultimo dato 15/07/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Net Connect Germany

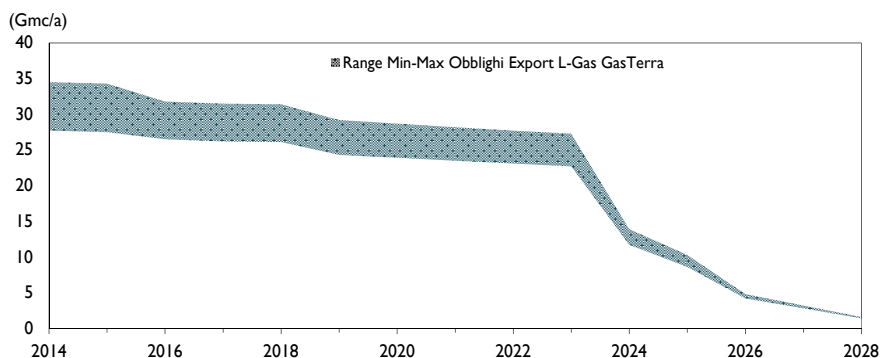
L'applicazione della VCC, con una revisione del *cap*, sarebbe ragionevolmente applicabile solo al gas che da H deve essere convertito in L (e non anche il viceversa), essendo la riduzione di offerta di L-gas la causa del deficit. Inoltre il mantenimento della CNC, che penalizza tutti gli *shipper*, indiscriminatamente dal loro sbilancio di H / L-gas, comporta un elevato rischio regolatorio per un trasportatore, senza incentivare il bilanciamento autonomo di chi è strutturalmente corto di L-gas. Il vantaggio di questa soluzione è la maggior tutela dei flussi in entrata per i MAM.

La soluzione ex-post invece implicherebbe un semplice trasferimento della rischiosità dei costi di conversione dal MAM all'operatore, che non potrà "difendersi" opportunamente se non dotato di un opportuno portafoglio di acquisto L-gas. Ciò potrebbe tramutarsi in uno strumento di *defensive market strategy*, creando potenzialmente una barriera di mercato, a discapito della concorrenzialità.

La soluzione alternativa alle proposte del regolatore potrebbero essere di tarare un costo di conversione pari almeno ai costi della catena logistica dal TTF (su base giornaliera) fino al mercato tedesco al fine di rendere neutrale per un operatore approvvigionarsi di L gas sul mercato olandese o direttamente su NCG. Questo limiterebbe la domanda

di conversione sul mercato tedesco e indurrebbe sicuramente maggiore pressione sul mercato olandese, che è anche la causa principale di questo *gap* e, contestualmente, stimolerebbe anche un apprezzamento del mercato tedesco che, a questo punto, attrarrebbe più L-gas. C'è da considerare tuttavia che questo non sarebbe in linea con una prospettiva di lungo periodo in cui GasTerra³ vede una riduzione dei volumi di L-gas sempre più forte congiuntamente al *ceiling* produttivo di Groningen (attualmente in discussione un'ulteriore riduzione a 24 Gmc/a a partire da ottobre 16 vs i 27 Gmc/a previsti nel corrente anno termico).

FIGURA 3. OBBLIGHI DI CONSEGNA L-GAS DI GASTERRA



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Dutch Government 2013

La riforma in corso dovrebbe dunque integrarsi in un discorso più ampio di sicurezza dell'approvvigionamento tra mercato tedesco e olandese, con un coordinamento stringente tra i due regolatori, nonché anche a livello europeo.

IMPATTI POTENZIALI SUI MERCATI EUROPEI

Le due soluzioni potrebbero avere impatti indiretti sui mercati europei diversi tra loro.

Un indirizzo di Bnetza verso la soluzione ex ante, in base a quanto precedentemente argomentato, potrebbe tramutarsi in

- un segnale *bullish* sul mercato olandese TTF, nel caso si decida di agire sulla VCC
- un segnale *bullish* sull'NCG, nel caso si agisca tramite CNC.

In entrambi gli scenari la soluzione ex ante si potrebbe tramutare, in un potenziale *upside risk* sul prezzo gas italiano, essendo il mercato italiano tipicamente a spread rispetto all' NCG e /o TTF.

In caso di scelta ex-post, difficilmente uno *shipper* riuscirebbe a quantificare e ad ottimizzare le proprie strategie per cui potrebbe essere richiesto di ribaltare questo costo sui clienti finali, causando di fatto un aumento del costo della materia prima degli utenti finali oppure, se non ribaltabile, sarebbe un costo operativo che gli operatori non dotati di contratti di approvvigionamento L-gas dovrebbero strutturalmente sostenere. Questo agevolerebbe e lascerebbe maggiore spazio agli *owner* di contratti di lungo termine di L-gas, significando la creazione di una barriera sul mercato L-gas, e dunque minor competitività sul mercato tedesco, senza però grossi impatti sui prezzi *hub* europei.

In prospettiva, riteniamo che un confronto sul tema sia necessario in un contesto europeo, con un maggior coordinamento tra mercato olandese e gli altri mercati europei di destinazione L-gas (dunque tedesco, ma anche belga e francese), che sono e saranno impattati dalla forte riduzione della produzione L-gas di questi ultimi anni.

³ Principale *wholesaler* olandese.