



**Regulatory and Antitrust Italy**

Viale Regina Margherita 125 - 00198 Roma  
T +39 06 83051

enelitalia@pec.enel.it

ITA/RA

Spett.le  
Autorità di Regolazione per Energia Reti e  
Ambiente  
Direzione Infrastrutture Energia e  
Unbundling  
Corso di Porta Vittoria, 27  
20122, Milano

Oggetto: Osservazioni al Documento per la consultazione 182/2018/R/GAS: "Metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione - Orientamenti iniziali".

Si trasmette la risposta Enel al documento in oggetto.

Con i migliori saluti.

**Francesca Valente**  
La Responsabile

Il presente documento è sottoscritto con firma digitale ai sensi dell'art. 21 del d.lgs. 82/2005. La riproduzione dello stesso su supporto analogico è effettuata da Enel Italia srl e costituisce una copia integra e fedele dell'originale informatico, disponibile a richiesta presso l'Unità emittente.

1/1



## RISPOSTA DI ENEL AL

### DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

29 MARZO 2018

#### Metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione

#### OSSERVAZIONI GENERALI

- CONTESTO E OBIETTIVI DEL DCO. Enel ritiene che siano ragionevoli le premesse dalle quali muove la consultazione. Si condivide infatti la ricostruzione del **contesto** di riferimento del quinto periodo tariffario caratterizzato da **profondi cambiamenti** del settore gas (*mix energetico, sector coupling, scadenza contratti di trasporto e alcuni storici contratti import gas, nuove infrastrutture*); si condividono altresì gli **obiettivi delineati** (*trasparenza e prevedibilità, responsabilità di costo, non distorsione degli scambi transfrontalieri, utilizzo flessibile ed efficiente delle infrastrutture, non distorsione delle scelte di approvvigionamento come da Reg. 715/2009 e 460/2017*).
- PROPOSTE DEL DCO. Fermo restando quanto premesso, d'altra parte Enel ritiene che le conclusioni alle quali si giunge, con le **soluzioni tariffarie** proposte -sostanzialmente in continuità con il transitorio- **rischiano di non essere all'altezza delle premesse** e delle nuove sfide che il settore gas si troverà ad affrontare.
- NECESSARIA METODOLOGIA INNOVATIVA FONDATA SU PUNTI FERMI. Nel contesto richiamato, per traguardare il quinto periodo garantendo un **utilizzo efficiente di tutte le infrastrutture** e quindi una remunerazione dei gestori del servizio di trasporto, è fondamentale che l'Autorità fornisca indicazioni lungimiranti a supporto di scelte razionali degli operatori.

In concreto e per semplificare a prescindere dalla metodologia che verrà adottata (matrice o capacità ponderata per la distanza) sono **necessari** quantomeno dei **punti fermi**, che riteniamo dovrebbero essere oggetto di approfondimento e valutazioni da parte dell'Autorità nell'ambito della consultazione sugli orientamenti finali della regolazione tariffaria del 5PRT, rispetto ai quali forniamo nostre prime considerazioni: (1) Prevedibilità dei costi del servizio; (2) Neutralità tra fonti di approvvigionamento; (3) Nuova ripartizione entry/exit.

- (1) Prevedibilità dei costi del servizio. Occorre rendere nota ex-ante la migliore stima dei ricavi prospettici del servizio di trasporto tenendo conto dei piani decennali di investimento dei gestori infrastrutturali almeno per il periodo 2020-2023. In questo modo gli operatori possono stimare il livello tendenziale dei costi complessivi del servizio delle imprese di trasporto. Qualora tale costo fosse superiore rispetto a quanto prospettato (ad esempio oltre una predeterminata soglia) si potrebbe mantenere il costo stimato ex-ante per il calcolo dei corrispettivi tariffari. Per quanto riguarda la parte eccedente (tra costo stimato e costo effettivo riconosciuto) questa potrebbe essere recuperata ad esempio attraverso la componente complementare variabile per il recupero dei ricavi (piuttosto che recuperare tale eccedenza sulla componente capacitiva).
- (2) Neutralità tra fonti di approvvigionamento. Si ritiene che, una competizione tra fonti di approvvigionamento basata sulla sola materia prima, favorirebbe una maggiore concorrenza nel mercato all'ingrosso, considerando anche che la materia prima gas ha un peso preponderante rispetto agli oneri di trasporto nazionali, a tutto vantaggio della liquidità ed in ultima analisi dei consumatori finali (sicurezza, diversificazione e competizione tra paesi produttori). Una soluzione semplice, al fine di garantire la competizione sulla materia prima, senza distorsioni a livello di costi logistici, e già attuata da tempo in altri paesi europei (es. Francia, Spagna), consiste nell'equalizzare i corrispettivi di entry, soluzione tra l'altro conforme al Regolamento UE 2017/460 della Commissione ai sensi dell'art.6 comma 4 lettera b.

In subordine, qualora si volesse persistere nella differenziazione tra corrispettivi di entry, tale differenziazione dovrebbe essere ponderata in base al driver della sola distanza (o distanza e diametro dei gasdotti) per definire i giusti equilibri tariffari. In altri termini, i rapporti relativi tra corrispettivi sarebbero quindi da definire esclusivamente in base alla struttura fisica della rete.

In ogni caso il limite massimo di "disarmonizzazione" dei rapporti tra corrispettivi di entry non dovrebbe eccedere quello risultante dalle simulazioni di Snam con la metodologia della capacità ponderata con la distanza.

- (3) Nuova ripartizione entry/exit. La ripartizione dei costi dovrebbe rispecchiare l'utilizzo delle infrastrutture tra punti di entrata e punti di uscita. La consultazione motiva il 40/60 anche considerando la massima capacità giornaliera utilizzata; se si applicasse invece un fattore di utilizzo annuale piuttosto che giornaliero e quindi più vicino all'utilizzo quotidiano dell'infrastruttura, già nella serie storica presa in considerazione si sarebbe registrata una ripartizione fortemente più spostata verso l'exit (l'infrastruttura è stata costruita per rispondere ad una esigenza di consumo e dimensionata in fase di

realizzazione sulla punta dei prelievi prospettici). Partendo da questa considerazione, come già espresso in risposta al DCO 413/2017/R/Gas, Enel ritiene necessaria una progressiva e sempre maggiore attribuzione dei costi in exit.

Si rimanda ai singoli spunti di consultazione per gli aspetti di dettaglio.

## **RISPOSTE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE**

### **S1. Osservazioni in merito agli obiettivi dell'intervento dell'Autorità**

In generale Enel ritiene condivisibili gli obiettivi espressi dall'Autorità nel documento di consultazione.

### **S2. Osservazioni in merito al trattamento delle reti regionali.**

#### **S3. Osservazioni in merito alle tematiche connesse al trattamento delle reti regionali.**

Enel ritiene opportuno che la rete regionale sia esclusa dal perimetro di applicazione della metodologia dei prezzi di riferimento (entry/exit). Infatti si condividono le perplessità espresse in consultazione (punto 8.8) circa il rischio, nel caso di inclusione delle reti regionali nel perimetro entry/exit, di esiti non coerenti con i principi di non discriminazione e non distorsione degli scambi transfrontalieri. In particolare si osserva che, così come le reti di distribuzione, la rete regionale è una rete dedicata a servire i consumatori di una determinata area, e non presenta le caratteristiche "classiche" della rete di trasporto nazionale legate alla possibilità di direzionare i flussi e alla loro possibile inversione. Peraltro la rete regionale incide in maniera rilevante in termini di costi per il servizio di trasporto, al contempo in termini di distanza incide in maniera marginale; la sua inclusione nell'entry/exit genererebbe quindi risultati difformi dall'utilizzo reale dell'infrastruttura. Non ha quindi alcuna logica allocare tali costi nel sistema entry/exit a prescindere dalla metodologia che verrà adottata. Per quanto appena esposto dunque, si ritiene opportuno che venga mantenuto l'attuale corrispettivo per la rete regionale CRr (e di conseguenza anche i relativi conferimenti di capacità).

Per quanto concerne lo "sconto distanza" si ritiene altresì ragionevole mantenere l'attuale differenziazione dei corrispettivi applicati ai punti di riconsegna in funzione della distanza dalla rete nazionale evitando di implementare una logica per cluster. Inoltre si ritiene opportuno estendere l'applicazione della degressività del corrispettivo in base allo "sconto distanza" anche per i prodotti infra-annuali.

### **S4. Osservazioni in merito al perimetro di applicazione e al driver del corrispettivo per la copertura dei costi variabili.**

Enel ritiene preferibile l'ipotesi 2: definizione di un unico corrispettivo variabile a copertura dei costi operativi, degli autoconsumi, perdite e gas non contabilizzato, applicato ai punti di uscita (circa 15%

dei ricavi complessivi). Tali costi non dipendono dalla distanza e dalla capacità impegnata, pertanto devono essere remunerati con una componente di ricavo variabile indipendente dalle capacità. L'ipotesi 2 avrebbe peraltro il pregio di mantenere una quota di costi variabili con un peso non inferiore a quello attuale, mentre qualora si procedesse a ridurre il peso della componente variabile (ipotesi 3) di ripartizione capacity/commodity vi potrebbero essere possibili implicazioni sugli equilibri nel mercato all'ingrosso. D'altra parte applicarli in modo differenziato tra punti di entrata e punti di uscita (ipotesi 1) appare un'alternativa non ragionevole in quanto, in un mercato ben funzionante, dei corrispettivi indifferenziati sulla materia prima (come nel caso di specie) dovrebbero essere sostenuti dai clienti finali (in quanto passanti); pertanto attribuirli in entry avrebbe solamente l'effetto negativo di disallineare il riferimento di prezzo del mercato italiano rispetto ad altri mercati europei.

**S5. Osservazioni in merito all'istituzione di un corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi.**

**S6. Osservazioni in merito al perimetro di applicazione e al driver del corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi**

Enel condivide l'istituzione di un corrispettivo complementare al recupero dei ricavi da applicare ai punti di uscita e riconsegna; peraltro si ritiene condivisibile anche l'opportunità di approfondire e valutare l'esclusione dell'applicazione di tale corrispettivo ai punti di uscita verso stoccaggio. In ogni caso il corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi dovrebbe essere dimensionato in modo tale da coprire anche eventuali partite economiche derivanti dalla disciplina di cui alla Del. 666/2017/R/Gas (utilizzo flessibile della capacità di trasporto conferita per periodi pluriennali presso i punti di interconnessione con i gasdotti esteri).

**S7. Osservazioni in merito alla ripartizione entry/exit.**

La proposta di mantenere una ripartizione che prevede l'attribuzione ai punti di entrata di una quota di ricavi pari al 40%, già ritenuta insufficiente per il periodo transitorio (2018-2019), è certamente non innovativa per il quinto periodo tariffario.

- Il documento argomenta un'attribuzione ai punti di entrata di detta quota di ricavo anche considerando la massima capacità giornaliera utilizzata. Si noti che tale utilizzo è su un singolo giorno, peraltro differente rispetto a quello che tipicamente viene considerato da Snam per calcolare la punta di consumo (perché è diverso da un giorno lavorativo della seconda settimana di gennaio), infatti in tal caso il livello della massima capacità giornaliera utilizzata sarebbe inferiore. In ogni caso considerare un unico giorno per determinare l'equilibrio tra entry ed exit in termini di ripartizione appare non corretto. A nostro avviso occorrerebbe considerare un arco temporale più ampio perché più rappresentativo dell'utilizzo quotidiano delle infrastrutture. In tal caso tenendo conto del livello di utilizzo registrato negli ultimi anni della capacità di trasporto associata alle infrastrutture, il fattore di

utilizzo a livello annuale (piuttosto che giornaliero) giustificerebbe un'attribuzione ai punti di entrata di una quota di costo notevolmente inferiore. Quota in linea a quanto già osservato in risposta alla consultazione sull'inquadramento generale e linee di intervento per il quinto periodo di regolazione (DCO 413/2017/R/Gas), in relazione alla ripartizione dei ricavi da attribuire ai punti di entrata e ai punti di uscita. Peraltro si ritiene qui opportuno evidenziare, in aggiunta a quanto già argomentato, che il presupposto tecnico individuato della massima capacità giornaliera utilizzata in ciascun punto di entrata, come motivazione della ripartizione 40/60, si basa sull'osservazione di dati storici (anni termici 2014/15, 2015/16 e 2016/17) che in un contesto di profondo cambiamento potrebbero non essere rappresentativi dell'andamento futuro del sistema gas.

- Altro elemento da considerare per una ripartizione tra entry ed exit che progressivamente conduca verso un'attribuzione dei costi ai clienti finali, è che questa consentirebbe un maggiore allineamento dei prezzi al PSV con i principali hub europei e quindi una maggiore competitività dell'approvvigionamento di gas naturale sul mercato all'ingrosso. Partendo dal presupposto che la materia prima gas ha un peso preponderante rispetto agli oneri di trasporto, ha senso favorire la competizione sulla materia prima piuttosto che sulla logistica, spostando quindi gli oneri di trasporto in exit poiché tale competizione favorirebbe un abbassamento del valore della commodity, con conseguenti effetti positivi che potrebbero più che compensare lo spostamento dei costi di trasporto in exit a tutto vantaggio dei clienti finali.

- Il maggior spostamento dei ricavi sugli *exit* è inoltre del tutto ragionevole in un contesto in cui – a fronte di una domanda attesa stabile (e quindi capacità di *exit* attese in linea nei prossimi anni) – si rileva una forte incertezza sui flussi in *entry*. Ciò permetterebbe quindi di limitare i rischi di sottoutilizzo delle direttrici di approvvigionamento soprattutto quelle da sud che già oggi sono *stranded* e potrebbero essere sottoutilizzate nel quinto periodo, con effetti sulla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e sulla sicurezza delle forniture.

- Infine in merito al fattore di utilizzo della capacità, si tenga presente che, nel calcolo dei corrispettivi, si considera la punta di consumo e questa è prevalentemente generata dai profili termici (clienti domestici) la cui copertura è garantita sostanzialmente dalla modulazione dello stoccaggio. D'altra parte le immissioni in entry da importazioni sono meno modulate, pertanto a ben vedere il costo dovrebbe gravare maggiormente sui clienti per i quali è dimensionata l'infrastruttura ovvero i clienti finali e soprattutto quelli termici.

**S8. Osservazioni in merito alle metodologie dei prezzi di riferimento, e in particolare in merito alla coerenza delle ipotesi proposte con gli obiettivi da perseguire di cui al punto 2.4.**

**S9. Osservazioni in merito alla possibilità di introdurre ulteriori correttivi alle ipotesi 1 e 3 al fine di consentire una corretta attribuzione dei costi relativi alle reti regionali.**

Si ribadisce che indipendentemente dalla metodologia che verrà adottata dovrebbero essere mantenuti dei punti fermi delle osservazioni generali: prevedibilità dei costi del servizio; neutralità tra fonti di approvvigionamento; nuova ripartizione entry/exit.

In ogni caso sarebbe opportuno che siano forniti tutti gli strumenti necessari che permettano agli operatori di replicare il calcolo dei corrispettivi. In particolare almeno per gli anni 2020-2023: (i) la capacità contrattuale prevista e le ipotesi associate (ii) la quantità e la direzione del flusso di gas e le ipotesi associate (iii) un modello tariffario semplificato che permetta agli utenti della rete di calcolare le tariffe di trasporto applicabili per il periodo tariffario prevalente, e di stimarne la possibile evoluzione oltre tale periodo. Infatti il modello tariffario semplificato, già messo a disposizione per il periodo transitorio, andrebbe aggiornato per il quinto periodo in modo da tenere conto di tutte le metodologie ipotizzate in consultazione e dei relativi scenari di capacità e flusso.

Infatti, nell'attuale metodologia di calcolo delle tariffe, che Snam Rete Gas ha messo a disposizione tramite un simulatore, i corrispettivi tariffari sono fortemente dipendenti dalle capacità prenotate dagli operatori sui singoli punti di ingresso con la conseguenza che un singolo operatore non può avere una stima ragionevole del costo che sosterrà su un singolo punto di entry fino a quando non saranno chiare le scelte di tutti gli altri operatori su quel punto di ingresso. Tenuto conto che nel 2019 vanno in scadenza tutti gli attuali contratti di lungo termine con l'Algeria, e che stanno per essere avviate le negoziazioni per il potenziale rinnovo di tali forniture, appare improcrastinabile l'adozione di meccanismi tariffari nuovi, che rimuovano la forte penalizzazione che fino ad oggi c'è stata per questa fonte di approvvigionamento (come peraltro evidenziato nella Strategia Energetica Nazionale), al fine di non pregiudicare la possibilità concreta di rinnovo.

Più nello specifico Enel ritiene che dovendosi basare sugli unici risultati disponibili costituiti dalle simulazioni effettuate da Snam, peraltro su dati 2018, certamente non rappresentative del periodo 2020-2023, a partire dalle ipotesi descritte in consultazione, risulta evidente la differenza tra i corrispettivi risultanti dalla metodologia della c.d. "Matrice" (ipotesi 0 e 1) e quelli risultanti dalla metodologia c.d. "Distanza ponderata per la capacità" (ipotesi 3 e 4). Certamente da escludere l'ipotesi 2 che prevedendo una ripartizione 50 entry/50 exit è del tutto superata.

In particolare si nota una differenza rilevante soprattutto in termini di rapporti relativi tra corrispettivi sia di entry che di exit – derivanti dai flussi nel caso della Matrice – che risultano meno elevati nel caso della metodologia della distanza ponderata per la capacità. Come già argomentato in altre sedi, l'attuale configurazione dei flussi genera risultati non rispondenti ai driver di distanza e capacità. Fermo restando la preferenza per entry equalizzati, nel caso si volesse comunque mantenere una certa differenziazione tra punti di ingresso, ci si dovrebbe il più possibile attenere ai driver di distanza e capacità, nei termini espressi nelle osservazioni generali. Infatti certamente distanza e capacità sono entrambe note e costanti nel tempo, a meno di cambiamenti strutturali, se si prende in considerazione la capacità tecnica (diametro dei gasdotti). Non a caso in alcuni paesi europei (es. Gran Bretagna e Olanda) si sta discutendo riguardo l'applicazione della metodologia della capacità

ponderata per la distanza, valutando la capacità tecnica (richiamata dal Regolamento 460/2017 nelle definizioni di scenario di flusso e driver di costo) oltre alla capacità contrattuale. Peraltro già oggi in Italia nel modello della matrice si considera la lunghezza ed il diametro dei gasdotti (capacità tecnica) salvo poi attribuire i costi anche in funzione del contro-flusso che porta però ad allontanarsi dalla semplice applicazione di distanza e capacità.

**S10. Osservazioni in merito agli aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto relativi a impianti di stoccaggio.**

Enel come già espresso in risposta al DCO 413/2017/R/Gas ritiene condivisibile la previsione di sconti a condizione che, la differenza da recuperare per l'impresa di trasporto rispetto al gettito previsto per la copertura dei ricavi riconosciuti, sia imputato a valle del PSV e non in entry.

Enel ritiene che lo stoccaggio contribuisca in maniera rilevante alla sicurezza del sistema, più in particolare alla copertura dei picchi di consumo generati dall'andamento termico dei prelievi dei clienti civili, grazie alla sua caratteristica modulazione. Per questo motivo si ritiene che tale parte di costo di trasporto vada attribuita a valle del PSV, peraltro, attualmente i corrispettivi di trasporto relativi a impianti di stoccaggio sono recuperati mediante il corrispettivo unitario variabile addizionale CRVos, pertanto di fatto già applicati in riconsegna.

**S11. Osservazioni in merito agli aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto relativi impianti di Gnl.**

Enel non ha particolari osservazioni in merito se non che qualsiasi iniziativa al riguardo garantisca comunque l'utilizzo efficiente di tutte le infrastrutture e sia data evidenza dell'esito delle simulazioni (su tutti i corrispettivi) qualora si ipotizzasse uno sconto per gli impianti Gnl.

**S12. Osservazioni in merito a moltiplicatori e fattori stagionali.**

Enel ritiene certamente condivisibile garantire omogeneità a livello nazionale e transfrontaliero per quanto riguarda l'applicazione dei moltiplicatori, in modo tale da consentire un utilizzo efficiente di tutte le infrastrutture (non soltanto ai punti di Tarvisio e Gorizia).

In ogni caso occorre maggiore trasparenza su come i moltiplicatori e fattori stagionali influiscono sul calcolo dei corrispettivi e quindi sulla copertura dei ricavi delle imprese di trasporto a seconda degli scenari considerati.

Per quanto riguarda i moltiplicatori per la capacità infrannuale per i punti di riconsegna e la corrispondente quota sulle aree di prelievo verso clienti termoelettrici, Enel ritiene opportuna una riduzione dei moltiplicatori. Quanto richiesto al fine di consentire un maggior uso di questi strumenti di flessibilità di mercato che altrimenti sono di fatto poco utilizzati.

**S13. Osservazioni in merito al trattamento tariffario delle reti di trasporto non interconnesse con la rete di trasporto nazionale, e del connesso meccanismo perequativo e dei clienti finali connessi a tali reti.**

Enel ritiene condivisibile che la metodologia per la determinazione dei prezzi di riferimento dei punti di entrata e uscita di una rete di trasporto non interconnessa con la rete nazionale debba essere semplificata con l'applicazione di una tariffa cosiddetta "francobollo".