

**Osservazioni di Eni S.p.A. al Documento per la consultazione  
607/2015/R/GAS**

***"Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, Sezione VI, 12 giugno 2015, N. 2888/2015, relativa alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013, fissata con deliberazione dell'Autorità ARG/gas 184/09".***

San Donato Milanese, 25 gennaio 2016

Il presente documento rappresenta le osservazioni di Eni S.p.A, in qualità di Utente del servizio di trasporto del gas naturale (UdB) nonché di operatore esercente attività di vendita, al documento per la consultazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico (di seguito: AEEGSI o Autorità) 607/2015/R/GAS ""*Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, Sezione VI, 12 giugno 2015, N. 2888/2015, relativa alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013, fissata con deliberazione dell'Autorità ARG/gas 184/09*".

### **Osservazioni di carattere generale**

Si condividono:

1. le osservazioni dell'AEEGSI secondo la quale l'attività di individuazione del baricentro di mercato, consistente nel luogo fisico in cui si concentrano i maggiori prelievi dalla rete nazionale, è attività vincolata. Di conseguenza, l'attività di individuazione del baricentro non è un'attività che rientra nella discrezionalità dell'Autorità, bensì ricognitiva e descrittiva di quale sia il baricentro del mercato. A tal proposito, l'individuazione del baricentro nella pianura padana da parte dell'Autorità non è l'esito di una scelta di natura discrezionale ma vincolata. A riprova di ciò, fin dall'introduzione del modello tariffario *entry-exit* avvenuta nel 2001, il baricentro non è mai stato modificato in quanto anche allora il baricentro di mercato era inteso come il luogo fisico nel quale si concentravano i prelievi di gas dal sistema nazionale del trasporto;
2. il principio di *cost reflectivity* sancito dall'articolo 13 del regolamento n. 715/2009, e le modalità con cui l'AEEGSI ha interpretato tale principio adottando un criterio di ripartizione dei ricavi 90/10 tra componente *capacity* e componente *commodity*.

Alla luce di quanto sopra si apprezza l'orientamento dell'Autorità di confermare i criteri di ripartizione dei ricavi previsti dalla deliberazione ARG/gas 184/09.

Per quanto attiene all'allocazione dei costi per il *fuel gas*, le misure descritte dall'AEEGSI nel capitolo 3 del DCO sembrano idonee:

- da un lato, a ottemperare a quanto stabilito dalla sentenza del Consiglio di Stato che richiede di trattare i costi sostenuti dall'impresa di trasporto per il *fuel gas* mediante un riconoscimento in tariffa, senza la possibilità di prevedere conferimenti in natura;
- dall'altro lato, prevedendo che il contributo ai costi sia indifferenziato a livello nazionale, a ridurre l'incidenza del peso della distanza dal baricentro del sistema per l'allocazione dei costi complessivi, in particolare a vantaggio degli *shipper* che importano dal sud Italia, svolgendo così un'azione perequativa.

Allo stato attuale, infatti, i quantitativi di gas relativi all'autoconsumo sono allocati agli utenti del servizio di trasporto in proporzione alle immissioni secondo un coefficiente pari, per ciascun punto di entrata e per ciascun anno, al rapporto tra:

- la quota del quantitativo di *fuel gas* attribuibile al punto di entrata in questione;
- e
- le immissioni complessive dal medesimo punto di entrata previste per l'anno in questione.

Le sopracitate quote sono determinate dall'impresa maggiore di trasporto sulla base dell'effettiva correlazione tra i quantitativi di gas immessi in ciascun punto di immissione e i quantitativi di gas di autoconsumo e, per tale motivo, inevitabilmente sono correlate alla distanza dei punti di entrata dal baricentro del mercato.

La nuova metodologia proposta dall'AEEGSI prevede invece che il costo unitario relativo agli autoconsumi sia allocato in modo equivalente fra tutti gli *shipper*.

Pur ritenendo ragionevoli i criteri di valorizzazione che l'AEEGSI intende adottare per la determinazione dei conguagli che verranno effettuati da Snam Rete Gas (di seguito: SRG), si avanzano perplessità in relazione all'attuazione di conguagli retroattivi. In particolare, non sembra condivisibile l'introduzione una disposizione regolatoria con impatti sul passato che possa incidere negativamente sull'equilibrio economico degli operatori che risultassero con una posizione "a debito", in quanto essi hanno praticato tra il 2010 e il 2013 condizioni di vendita fondate sui costi logistici allora noti ed eventuali costi aggiuntivi applicati ora con riferimento a periodi pregressi non sarebbero recuperabili. Si pensi poi alle difficoltà legate al recupero di conguagli dovuti da utenti che oggi non operano più. Inoltre, nel caso in cui l'applicazione di un conguaglio "massivo" retroattivo, come quello delineato nel DCO, comportasse anche la rideterminazione del corrispettivo QTpsv, occorrerebbe emettere conguagli retroattivi anche a carico di tutti i clienti le cui condizioni economiche di fornitura siano state calcolate ai sensi del TIVG (e in particolare, dall'1 ottobre 2013, prendendo convenzionalmente a riferimento la percentuale di autoconsumo relativa al punto di *entry* di Passo Gries).

Per i motivi sopracitati, si propone di:

- individuare esclusivamente le posizioni a credito (di segno positivo) degli utenti nei confronti di Snam Rete Gas;
- valorizzare solo i conguagli di cui al punto precedente, utilizzando criteri di valorizzazione a condizioni di mercato (a tal fine i criteri di valorizzazione illustrati dall'AEEGSI nel DCO sembrano condivisibili). Si tratterebbe pertanto di attuare solo i conguagli nei confronti degli utenti che vantano un credito;
- al fine di garantire la copertura dei costi, introdurre una componente addizionale ai corrispettivi di trasporto ("CRVfuel") da applicare nel periodo successivo all'emanazione del provvedimento in corrispondenza dei punti di riconsegna della rete di trasporto.

La soluzione sopra rappresentata ha i seguenti vantaggi:

- non introduce disposizioni che possano incidere negativamente e in maniera retroattiva sugli operatori;
- permette di superare le criticità legate alle variazioni nel frattempo intervenute nella filiera, sia in termini di operatori che in termini di relative controparti contrattuali;
- l'applicazione del corrispettivo addizionale in riconsegna risulta coerente con il processo di riforma dell'AEEGSI di cui alla delibera 60/2015/R/GAS, consente di non generare distorsioni alle quotazioni del gas al PSV e di non incidere sui processi di assegnazione della capacità mediante asta. Inoltre, se valorizzato con adeguato preavviso, consente agli utenti di adeguare le condizioni dei contratti di fornitura.

Infine, qualora l'AEEGSI valutasse di introdurre un nuovo meccanismo di copertura dei costi di "*fuel gas*" anche per i periodi successivi al 31 dicembre 2013, preme evidenziare fin d'ora l'esigenza da parte di Eni che tali costi vengano coperti attraverso l'applicazione in riconsegna del corrispettivo variabile addizionale "CRVfuel", in coerenza con gli orientamenti espressi dalla medesima AEEGSI nell'ambito della riforma di cui alla delibera 60/2015/R/GAS.