



**AIGET Associazione Italiana  
di Grossisti di Energia e Trader**

Piazza Giulio Cesare 5, 20145 Milano  
+39 02 3659 3080 – aiget@aiset.it  
www.aiset.it – @AigetEnergia

*Spett.le Autorità di Regolazione  
per Energia Reti e Ambiente  
Direzione Infrastrutture Energia  
Piazza Cavour 5  
20121 Milano*

*Milano, 18 marzo 2026*

## **Avvio del procedimento per il settimo periodo di regolazione del servizio di trasporto e misura del gas naturale”**

A valle dell'apprezzato e costruttivo primo momento di confronto nel Focus Group dell'11 marzo scorso e alla disponibilità manifestataci a valutare ulteriori contributi finalizzati a indicare, anche sulla base dell'esperienza acquisita, se l'attuale metodologia di allocazione dei costi possa considerarsi ancora efficiente, trasmetteremo subito a seguire le nostre osservazioni e considerazioni tecniche.

### **Misure regolatorie per limitare i rischi legati agli obiettivi di decarbonizzazione**

Il sistema gas italiano sta attraversando una fase di trasformazione: da un lato il gas naturale continua a svolgere un ruolo essenziale nel garantire sicurezza degli approvvigionamenti, flessibilità del sistema energetico e supporto alla transizione energetica; dall'altro le politiche europee di decarbonizzazione e la transizione energetica stessa tracciano una traiettoria di riduzione della domanda di gas naturale. In questo contesto diventa quindi fondamentale trovare un punto di equilibrio tra due obiettivi:

- preservare efficienza e sicurezza della rete;
- **contenere i costi complessivi per gli utenti del sistema, mantenendo le tariffe di trasporto a livelli sostenibili.**

Per contenere i rischi legati anche a obiettivi di decarbonizzazione, considereremo quindi opportuno:

- **limitare l'aumento dei costi del servizio di trasporto**, attraverso l'allineamento dei parametri di remunerazione e di rivalutazione del capitale investito dei TSO alle *best practice* UE e garantendo efficienza della spesa e maggiore selettività degli investimenti, che comporti l'individuazione degli interventi essenziali al mantenimento in efficienza della rete. In merito a tale aspetto non può che destare preoccupazione l'incremento della RAB maggiore del 5% annuo prospettato nel Piano strategico di SNAM Rete Gas 2026-2030 recentemente pubblicato;
- **assicurare l'efficacia e l'efficienza della nuova regolazione incentivante ROSS**, in particolare nel passaggio dal ROSS base al ROSS integrale;
- **valutare la possibilità di fiscalizzare i costi legati alla sicurezza degli approvvigionamenti e alla decarbonizzazione dei sistemi** (per ridondanza reti, integrazione green gas, riduzione emissioni climalteranti...), pur nella consapevolezza che una tale misura dovrebbe essere proposta a livello europeo;
- perseguire **un approccio alla gestione degli ammortamenti che limiti l'incremento delle tariffe**;
- verificare opportune logiche di allocazione temporale dei costi di *repurposing* delle reti per l'integrazione dei gas *low carbon* e rinnovabili.

### **Allocazione costi relativi al servizio di trasporto tra componenti tariffarie di capacità e variabili (ripartizione capacity – commodity)**

Considereremmo adeguato l'approccio di **non fissare ex ante il rapporto capacity/commodity**, ma riterremo necessario che sia definito quantomeno un **valore massimo dello stesso (ad esempio 80/20)** per garantire maggiore stabilità e prevedibilità delle tariffe. Un tetto massimo al rapporto capacity/commodity consentirebbe anche **di evitare sbilanciamenti eccessivi verso la componente capacity**, evitando quindi aumenti delle componenti fisse, e favorirebbe una **maggiore prevedibilità delle tariffe**.

### **Allocazione costi da recuperare con componenti legate alla capacità tra punti di entrata e punti di uscita (ripartizione entry-exit)**

Considereremmo **opportuno non modificare il rapporto entry/exit rispetto all'attuale 25/75**, che riterremo sia giusto compromesso per contribuire a mantenere il sistema gas Italia competitivo e

attraattivo per importatori di volumi dall'estero, senza appesantire ulteriormente le tariffe di *exit*, che sono quelle che hanno subito il maggiore incremento negli ultimi due anni.

Qualora invece si ritenesse opportuno ridefinire tale rapporto, ad esempio portandolo a 20/80, sarebbe necessario rivalutare anche la valorizzazione del premio massimo per la capacità esistente del *capacity market* per il 2028, al fine di adeguarla alle mutate condizioni regolatorie, nonché tener conto di tali nuove condizioni nella definizione del premio per gli anni successivi.

## **Metodologia dei prezzi di riferimento: possibili modifiche e correttivi dell'attuale metodologia della CWD**

Riterremo **opportuna la conferma dell'attuale metodologia CWD**, in quanto questa permette di coniugare adeguatamente l'esigenza di attribuire i costi del servizio alle tratte maggiormente utilizzate con quella di non creare eccessive sperequazioni territoriali nella determinazione dei prezzi di riferimento.

Inoltre, come meglio specificato successivamente, considereremo adeguato che sia **umentata la trasparenza sugli algoritmi di calcolo** sottostanti a tale metodologia, anche al fine di rendere possibile per gli utenti del trasporto ricostruire la matrice e fare esercizi di simulazione e previsione.

Considereremo infine **preferibile mantenere l'attuale riferimento alla capacità** prevista rispetto all'introduzione dell'utilizzo della capacità tecnica. Infatti, sebbene la capacità tecnica sia fissa e quindi elimini i problemi legati alla comprensione di come SNAM calcoli la capacità prevista in conferimento, l'attuale utilizzo dei punti di entrata *pipe* e GNL italiani è basso (il rapporto tra capacità prevista in conferimento per il 2026 e la capacità tecnica è circa il 43%), e pertanto la modifica del *driver* potrebbe generare minori ricavi e di conseguenza una maggior incertezza nella valorizzazione del  $CV_{fc}$ .

## **Aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto gas**

Considereremo **adeguata l'introduzione di uno sconto delle tariffe di entry da terminali di rigassificazione di GNL**, ad esempio **definendo uno sconto in linea con quello dello stoccaggio (50%) da applicare a ciascun punto di entry GNL**. L'applicazione di uno sconto ai punti di *entry* GNL renderebbe il sistema italiano più attraattivo per i carichi di GNL a livello internazionale e favorirebbe quindi la sicurezza degli approvvigionamenti.



## Integrazione con i mercati europei e coordinamento con le disposizioni comunitarie

Considerando gli obiettivi imposti dall'Unione europea al fine di limitare le emissioni di metano in atmosfera, **i costi di implementazione della relativa direttiva sul monitoraggio e contenimento delle stesse (Methane Emission Regulation - MER) da parte dei gestori delle infrastrutture gas dovrebbero essere posti a carico della fiscalità generale**, o quantomeno essere considerati costi di sistema, e non costi da recuperare esclusivamente tramite la tariffa di trasporto.

## Esigenze di stabilità e prevedibilità corrispettivi trasporto gas nel breve/medio periodo e proposte per aumentarne la prevedibilità

Considereremmo fondamentale **garantire stabilità, trasparenza e prevedibilità della tariffa di trasporto**, in particolare con riferimento ai **driver di calcolo** della stessa, sia relativamente ai ricavi riconosciuti ai TSO, che per quanto riguarda il volume e la capacità prevista in conferimento utilizzati per il calcolo della tariffa. Riterremo quindi necessario:

- **mettere a disposizione degli utenti un modello di calcolo della tariffa automatico e flessibile**, che consenta di effettuare analisi di scenario anche sulla modifica dei parametri come il rapporto entry/exit o l'introduzione di sconti. Tale modello dovrebbe essere reso disponibile anche in vista delle prossime consultazioni per permettere agli utenti la simulazione delle eventuali proposte di modifica all'attuale metodologia di calcolo della tariffa;
- **mettere gli utenti nella condizione di poter prevedere con un ragionevole margine di errore i driver di calcolo della tariffa di trasporto stessa** ed in particolare:
  - **la capacità prevista in conferimento;**
  - **i ricavi riconosciuti ai TSO (e la relativa ripartizione fra CAPEX e OPEX).**

Il solo modello di calcolo infatti non risulterebbe sufficiente per comprendere l'evoluzione delle tariffe e simularne/prevederne l'andamento futuro. Da un'analisi sull'andamento storico delle capacità previste in conferimento confrontate con le capacità effettivamente conferite (ricavate dalle pubblicazioni SNAM e dai dati della piattaforma PRISMA) è infatti tra l'altro emerso come la ricostruzione della stima delle capacità (prevista in conferimento)



effettuata da SNAM all'inizio dell'anno A-1 per il calcolo delle tariffe dell'anno A non sia ricostruibile.

**Le stesse considerazioni valgono per:**

- I. i ricavi riconosciuti ai TSO;
- II. il rapporto *capacity/commodity*;
- III. il volume utilizzato come *driver* per il calcolo della tariffa variabile (CVu).

**Ognuno di questi elementi costituisce un dato fondamentale affinché gli utenti possano non solo calcolare la tariffa, ma anche tentare di effettuare una previsione ex ante della stessa per l'anno successivo con alcuni mesi di anticipo rispetto all'effettiva pubblicazione**, che in base alla regolazione deve avvenire entro il 31 maggio dell'anno A-1.

Con tale obiettivo, in riferimento alla capacità prevista in conferimento, proporremo quindi di **modificare l'art. 17.4 dell'RTTG, affinché la metodologia di calcolo della capacità prevista in conferimento sia definita e nota ex ante.**

Per quanto riguarderebbe poi i volumi utilizzati per il calcolo della CV<sub>u</sub>, gli stessi dovrebbero esser facilmente ricostruibili a partire dai dati del bilancio definitivo dell'anno A-2, cosa che invece ad oggi risulta di non immediata esecuzione, perché i volumi utilizzati per il calcolo tengono conto di parametri che non sono immediatamente ricostruibili dagli utenti. Analogamente dovrebbe essere per i volumi che permettono il calcolo della CV<sub>fc</sub>.

Per quanto riguarderebbe i **ricavi riconosciuti ai TSO** sarebbe inoltre essenziale che la loro evoluzione nel breve, e auspicabilmente anche nel medio periodo, sia **resa prevedibile e trasparente affinché gli utenti possano valutare i conseguenti impatti sulle tariffe**. Ad oggi invece l'esercizio di ricostruzione dei ricavi riconosciuti dei TSO e di simulazione degli stessi per gli anni futuri presenta per gli operatori Utenti del Trasporto notevoli difficoltà, rende necessario effettuare ipotesi e assunzioni su aspetti rilevanti e risulta frammentaria e non ripetibile nel tempo. Riterremo quindi che, anche al fine di rendere l'evoluzione dei ricavi dei TSO, e quindi delle tariffe di trasporto, maggiormente prevedibile sarebbe in particolare **necessario che:**

- i. nei Piani di Sviluppo fosse maggiormente esplicitato e dettagliato l'impatto degli investimenti per ciascun anno sulla RAB e sui ricavi dei TSO (ampliando significativamente la sezione degli impatti tariffari introdotta negli ultimi PDS 2025);
- ii. nelle delibere di approvazione delle tariffe di trasporto e dei ricavi riconosciuti ai TSO e nei relativi allegati fossero resi espliciti alcuni importanti dati e informazioni utili a ricostruire

**la composizione dei ricavi riconosciuti e quindi a prevedere il relativo futuro andamento**, quali per ciascun TSO il tasso di capitalizzazione riconosciuto nell'ambito del ROSS, la RAB legacy e la RAB formatasi con le regole ROSS, la componente *fast money* dei ricavi e la componente *slow money* dei ricavi.

Infine, tra i parametri di calcolo della capacità conferita per i punti di riconsegna della rete di distribuzione MM e MY (a valle dei c.d. “*city gate*”) è definito anche un coefficiente moltiplicativo  $k$  (art. 15.2 dell'RTTG) la cui valorizzazione dall'A.T. 2023/2024 all'A.T. 2025/2026 è passata da 4 a 2,9 causando una riduzione delle capacità previste in conferimento sui *city gate* con conseguenti effetti anche sulla tariffa del *cluster* riferito alle reti regionali. Tale riduzione non è verificabile dagli utenti, essendo il risultato del rapporto della somma della capacità di trasporto convenzionale di tutti i PDR MM ed MY ( $CTC_{PdR}$ ) e del relativo consumo annuo ( $CA_{PdR}$ ), dati noti per tutto il sistema esclusivamente al Gestore del SII ed eventualmente a SNAM, in qualità di Responsabile del Bilanciamento (attraverso i flussi SMG5 e SMG6). Sempre nell'ottica di garantire la maggiore trasparenza possibile, **i parametri di calcolo del coefficiente  $k$  dovrebbero quindi esser resi noti al mercato.**

## Altre osservazioni e proposte

In aggiunta:

- considereremmo opportuno che sia **favorita, anche sugli *Interconnection Point non UE, l'offerta di prodotti bundled***, che possano garantire **maggiore flessibilità anche sui punti di importazione da sud**, che spesso sono caratterizzati da una gestione a monte non sempre in linea con quella dei punti di *entry* al confine con altri paesi europei;
- suggeriremmo di **valutare la definizione di uno specifico *cluster per la gestione dei nuovi punti di entrata da rete di distribuzione*** (in corrispondenza delle cabine in *reverse flow*), tenuto conto che tali punti non possano essere considerati come assimilabili alle produzioni nazionali, come invece proposto da SNAM Rete Gas nel corso della consultazione relativa alla proposta di aggiornamento n. 77 del suo Codice di Rete. L'ipotesi di definizione di tale nuovo cluster getterebbe le basi per:
  - i. un maggiore coinvolgimento dei DSO nella gestione di tali punti, considerando che solo l'operatore che gestisce la rete di distribuzione ha l'effettivo controllo dei flussi di gas da e verso la rete di trasporto (per il rilancio del gas dalla cabina bi.REMI);



AIGET  
Associazione  
Italiana di  
Grossisti di  
Energia  
e Trader

- ii. la copertura dell'eventuale costo di capacità riferito alla cabina in *reverse flow* attraverso una specifica tariffa, che potrebbe essere anche unica su tutto il territorio nazionale e recuperata direttamente dal DSO attraverso una specifica componente tariffaria addizionale alla tariffa di trasporto con una logica simile a quella ad oggi in vigore per i conferimenti di capacità in *entry* e in *exit* agli impianti di stoccaggio;
- considereremmo essenziale **garantire maggior coordinamento tra la determinazione del premio massimo riconosciuto alla capacità esistente nell'ambito del *capacity market* e l'evoluzione delle tariffe associate ai conferimenti di capacità in *exit* dalla rete di trasporto sostenute dall'utenza termoelettrica**. Il premio massimo del mercato della capacità deve infatti esser definito e aggiornato in modo da garantire una piena copertura dei costi associati alla tariffa di *exit* sulla rete nazionale (CPu) sostenuti da produttori termoelettrici, anche in presenza di forti variazioni al rialzo della tariffa nell'ambito di un determinato periodo tariffario o nel passaggio tra periodi tariffari. In questo senso è auspicabile una revisione al rialzo del premio massimo riconoscibile alla capacità esistente per l'Asta Madre 2028 proprio per considerare il sensibile incremento delle tariffe associate ai conferimenti di capacità in *exit* verificatosi negli ultimi anni: dal 2024 (data alla quale sono stati definiti da ARERA i riferimenti di CAP per gli impianti) al 2026 l'incremento registrato della componente Cpu è stato pari al +45%, portando un nocumento agli operatori dell'ordine dei 6k€/MW.

Restando comunque come sempre a piena disposizione per qualsiasi ulteriore chiarimento ed eventuale opportunità di confronto in tema, rinnoviamo tutti i nostri più cordiali saluti.

Paolo Ghislandi