



PROXIGAS

**DCO 502/2022/R/gas**  
**Criteri di Regolazione Tariffaria**  
**per il servizio di Trasporto e Misura**  
**del gas naturale per il sesto periodo**  
**di regolazione (6PRT).**  
**Orientamenti finali.**

**Osservazioni PROXIGAS**

19 dicembre 2022

## Premessa

Proxigas formula le proprie osservazioni agli orientamenti finali delineati nel documento per la consultazione (di seguito anche DCO) 502/2022/R/gas con riferimento ai criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT).

## Osservazioni di carattere generale

Come già evidenziato nell'ambito delle recenti audizioni, l'eccezionalità della situazione attuale e la portata storica dei cambiamenti che hanno coinvolto nell'ultimo anno il settore energetico impone una riflessione più ampia, recuperando una visione del sistema energetico che riconosca alle infrastrutture gas il ruolo strategico, anche prospettico, che rivestono nel garantire la sicurezza delle forniture e promuovendone uno sviluppo abilitante la diversificazione, l'efficientamento e, complessivamente, la competitività delle fonti di approvvigionamento per il sistema energetico nazionale.

Da questa complicata esperienza **è necessario derivare una nuova consapevolezza e lavorare per rendere il sistema energetico più resiliente rispetto ad un contesto globalmente interconnesso**, con dinamiche evolutive di difficoltosa previsione, **rispetto ad un percorso di transizione energetica che vedrà alternarsi fasi di accelerazione e di arresto e rispetto ad un processo di evoluzione tecnologica che, nel tempo, potrà rendere alcune soluzioni più performanti e sostenibili di altre.**

**È quindi indispensabile la diversificazione delle fonti di approvvigionamento** per garantire la sicurezza e la continuità delle forniture, la stabilità e la competitività dei prezzi, l'efficienza e la qualità dei servizi energetici.

**Pertanto sarà necessario realizzare nuove infrastrutture gas**, accettando e gestendo anche una ridondanza delle stesse necessaria a poter disporre di adeguate flessibilità e adeguati margini di sicurezza, riconsiderando quindi il concetto di "used and useful" in relazione alle logiche di contendibilità dei mercati ormai globalizzati dell'energia e alle esigenze di stabilizzazione dei prezzi.

Posto il ruolo fondamentale ricoperto nel mercato energetico da parte delle infrastrutture gas, **il quadro regolatorio del 6PRT dovrà fornire visibilità, stabilità e certezza, per affrontare i temi di sicurezza e il percorso di transizione.** In particolare, l'evoluzione dei criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale per la determinazione del costo riconosciuto (ROSS) per i servizi infrastrutturali gas dovrà garantire di indirizzare e accompagnare adeguatamente le scelte degli operatori regolati.

Con riferimento agli orientamenti finali delineati dall'Autorità nel DCO 502/2022, in linea generale Proxigas li condivide in quanto prevedono una sostanziale continuità con l'assetto regolatorio del quinto periodo regolatorio (5PRT) e un graduale coordinamento con l'approccio ROSS per il calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno 2024, di prossima adozione.

Come già ampiamente osservato nell'ambito della consultazione degli orientamenti iniziali (DCO 213/2022), **riteniamo fondamentale che anche per il 6PRT i criteri tariffari continuino a perseguire un uso efficiente delle infrastrutture e la stabilità, o quanto meno prevedibilità dell'evoluzione, dei corrispettivi tariffari.**

In particolare, si evidenzia la necessità che i ricavi di riferimento usati per la determinazione dei corrispettivi tariffari (calcolati tra aprile e maggio dell'anno N-1) e le tariffe approvate siano quanto più possibile rappresentativi dei ricavi ammessi ai sensi della metodologia ROSS, che implicitamente prevede degli scostamenti annui per il solo effetto dei meccanismi di incentivazione determinati *ex post*.

Un approccio regolatorio volto a perseguire la minimizzazione dei conguagli è coerente con la promozione della stabilità tariffaria e di un'efficiente determinazione delle tariffe.

Con riferimento all'allocatione dei costi da recuperare con le componenti legate alla capacità tra punti di entrata e punti di uscita (**ripartizione entry/exit**), **si accoglie con favore la proposta di aggiornare la ripartizione in funzione del fattore di utilizzo delle capacità di trasporto.**

Negli ultimi anni termici, sia per effetto di riduzione della domanda di gas naturale, sia per l'entrata in esercizio del nuovo punto di entrata di Melendugno, il coefficiente di utilizzo delle infrastrutture di trasporto nei punti di entrata si è ridotto e tale riduzione è destinata ad aumentare e anche i costi associati alla capacità non utilizzata per effetto: (i) dell'entrata in esercizio a breve di 2 ulteriori impianti di rigassificazione FSRU e il potenziamento degli adduttori di importazione esistenti; (iii) degli impatti relativi alla metanizzazione della Sardegna che in base alle simulazioni riportate nell'Appendice quasi annullerebbe il beneficio del passaggio da 28/72 a 25/75; (iv) della realizzazione e dell'entrata in esercizio della Linea Adriatica entro il 2027 (e non più entro il 2034).

Si ritiene conseguentemente che la ripartizione entry/exit maggiormente coerente con l'utilizzo delle infrastrutture per il 6PRT sia almeno 20/80. Tale ripartizione permetterebbe di allocare i costi di trasporto secondo un principio di "responsabilità di costo" ai corretti beneficiari: gli utenti che utilizzano maggiormente la capacità (in riconsegna) corrispondentemente ne sostengono il costo anche per la quota parte di capacità inutilizzata all'entry, tenuto conto che sono i soggetti che maggiormente ne beneficiano in termini di sicurezza delle forniture.

Inoltre, il trasferimento di una parte dei costi logistici a valle del PSV promuoverebbe l'allineamento dei prezzi dei mercati europei e la competitività del mercato gas all'ingrosso italiano, valorizzandone opportunamente il ruolo cruciale nel processo in atto di transizione energetica, con conseguenti benefici anche per il settore elettrico.

Con riferimento al **riproporzionamento dei corrispettivi unitari di capacità per la copertura dei ricavi di riferimento** si ribadisce l'opportunità che l'Autorità svolga approfondimenti in merito all'applicazione di tale *rescaling* in forma additiva (cioè sommando un valore costante) in luogo dell'attuale forma moltiplicativa (i valori vengono moltiplicati per una costante, di fatto amplificando il recupero in funzione del valore di partenza), contribuendo ad attenuare le differenze tra i corrispettivi dei diversi entry points.

Si accoglie con interesse la proposta di **introdurre conferimenti di capacità su base giornaliera di tipo implicito in relazione ai PdR allacciati su city gates** - alternativa rispetto a quanto prospettato nel DCO 157/2022 in relazione alla variabilizzazione dei costi di trasporto, per l'implementazione della riforma dei conferimenti di cui alla delibera 147/2019/R/gas e s.m.i..

Posto che il contesto nazionale e internazionale è caratterizzato da una situazione eccezionale di tensione dei prezzi, forte incertezza su vari elementi, tra cui i consumi di gas dei prossimi 2-3 anni, anche tenuto conto delle misure europee e governative già in vigore e di quelle che potranno essere adottate, appare quanto mai necessario che



L'Autorità adotti interventi volti a semplificare l'attuazione delle riforma dei conferimenti di capacità ai city gate, e ad eliminare gli elementi critici che incidono negativamente sull'operatività dei processi di settlement, garantendo un quadro di riferimento che dovrà essere definito in tutti i suoi aspetti (non solo regolatori ma anche tecnico-operativi) con congruo anticipo rispetto alla sua entrata in vigore, in modo da consentire agli operatori di adeguarsi al nuovo contesto e di aggiornare gli applicativi IT.

Parimenti, si ritiene che l'introduzione di conferimenti mensili e giornalieri ai PdR relativi a utenze industriali direttamente allacciate alla rete di trasporto muova nell'auspicata direzione di maggiore flessibilizzazione del servizio di trasporto, nel contesto di variabile evoluzione dei consumi di gas.

Ciò fermo restando la necessità di individuare meccanismi che garantiscano il pieno recupero dei ricavi da parte delle imprese di trasporto nell'anno di riferimento e ne salvaguardino l'equilibrio economico-finanziario.

In ultimo, con riferimento ai criteri di incentivazione ed efficientamento del servizio di trasporto, di cui al DCO 616/2021/R/gas e al DCO 336/2022/R/gas, confluiti nell'ambito del procedimento in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 6PRT, si rimanda alle osservazioni già trasmesse in risposta ai sopra richiamati DCO per gli aspetti non trattati nell'ambito del DCO 502/2022.



## Spunti di consultazione

### Decorrenza e durata del periodo di regolazione

#### *S1. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione.*

Si condivide l'orientamento di Arera di confermare 4 anni, pur tuttavia valutando in linea di principio in modo favorevole anche l'eventuale estensione a 5 anni, in ottica di coordinamento al procedimento ROSS che presuppone l'utilizzo di business plan degli operatori, che generalmente vengono elaborati ai fini della comunicazione esterna su un orizzonte temporale di 5 anni.

La durata di 4 anni del periodo regolatorio si è comunque dimostrata coerente con gli obiettivi di stabilità tariffaria e apprezzata dal mercato.

Una diversa durata del periodo di regolazione non dovrebbe in ogni caso aggiungere elementi di incertezza.

### Raccordo con metodologia ROSS per i costi di capitale e costi operativi

#### *S2. Osservazioni in merito al raccordo con i criteri ROSS.*

In linea di principio si ritiene condivisibile l'impostazione del raccordo con la metodologia ROSS prospettata al paragrafo 6 del DCO per la determinazione dei ricavi di riferimento per il calcolo dei corrispettivi dell'anno 2024, che prevede che tali ricavi siano determinati utilizzando criteri in sostanziale continuità con quelli ad oggi applicati, con riconoscimento di una quota di ricavo basata sulle spese di capitale effettive al 2023 sotto forma di "slow money" e di una quota di ricavo basata sui costi operativi calcolati con l'attuale metodologia del price-cap, tenuto conto dei meccanismi di profit sharing, sotto forma di "fast money".

I ricavi definiti *ex-ante* ai fini del calcolo delle tariffe saranno, tuttavia, poi oggetto di aggiornamento *ex-post*, a valle del confronto della baseline iniziale con i costi effettivi sostenuti dagli operatori.

Si evidenzia a tal proposito la necessità di limitare gli scostamenti alle sole differenze riconducibili agli scostamenti che si registreranno tra la baseline definita *ex-ante* ed *ex-post* e all'applicazione dei meccanismi d'incentivazione. In tale ambito si segnala l'opportunità di individuare congrue misure per la gestione dei conguagli, posta l'importanza di garantire una prevedibilità crescente dei ricavi e delle tariffe, che consenta a tutti gli stakeholders di essere meno esposti alla variabilità e all'incertezza dell'evoluzione tariffaria.

Insieme alle modalità di gestione dei suddetti conguagli, conseguenti all'assetto della metodologia ROSS, sarà importante definire le modalità con cui individuare e misurare le prestazioni, in analogia a quanto previsto nel Regno Unito.

Ci si riserva di esprimere una valutazione puntuale nell'ambito della specifica consultazione con cui saranno illustrati i criteri applicativi del modello ROSS-base per la determinazione dei ricavi del servizio di trasporto per l'anno 2025 nonché gli aspetti di maggior dettaglio della nuova metodologia ROSS nella sua forma integrale.





***S3. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei costi di capitale per la determinazione dei ricavi di riferimento rilevanti per le tariffe 2024.***

Con riferimento al trattamento delle immobilizzazioni in corso, nel DCO viene proposta l'introduzione del criterio di remunerazione vigente per la trasmissione elettrica.

Tale nuovo criterio in linea di principio potrebbe applicarsi alle sole nuove immobilizzazioni in corso, ovvero quelle che si genereranno dal nuovo periodo regolatorio in poi, garantendo la c.d. *legacy* per tutti gli investimenti realizzati fino all'anno 2023, secondo i criteri vigenti nel 5PRT, evitando effetti retroattivi.

Ciò premesso, posto che la metodologia ROSS si basa sul principio del riconoscimento dell'effettivo *spending*, ci si riserva di esprimere una valutazione puntuale sul trattamento delle immobilizzazioni in corso ai fini della determinazione del ricavo ammesso dei gestori e dei livelli tariffari per gli anni successivi al 2024 nell'ambito della consultazione relativa alla metodologia ROSS specifica per il servizio di trasporto.

Si evidenzia come, in ogni caso, andrà garantita la *legacy* per gli investimenti realizzati nel passato.

Con riferimento alle vite utili regolatorie, si ritiene che queste ultime siano attualmente individuate in modo coerente all'effettivo periodo di obsolescenza degli asset del trasporto e si evidenzia come in linea di principio gli investimenti (metanodotti/altri asset), che sono dedicati ad asset con vita utile più breve rispetto a quella della propria categoria di cespiti, dovrebbero avere la stessa vita utile regolatoria dell'asset a cui sono asserviti (per es. metanodotto di allacciamento del terminale di Gnl).

***S4. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei costi operativi per la determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2024.***

Ritenendo in linea di principio condivisibili gli orientamenti dell'Autorità, si chiedono maggiori dettagli in merito alle modalità di raccordo con i criteri che saranno utilizzati per l'anno 2025 per l'impresa maggiore di trasporto, ovvero con i criteri ROSS integrale.

In ogni caso, andrà mantenuto l'attuale meccanismo di riconoscimento dei costi operativi emergenti riconducibili a variazioni del perimetro di attività nel corso del periodo di regolazione.

**Criteri di incentivazione ed efficienza**

***S5. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione ed efficientamento della rete di trasporto***

Si ritiene condivisibile l'introduzione di specifici meccanismi che incentivino il mantenimento in esercizio di metanodotti completamente ammortizzati tariffariamente, nel rispetto dei requisiti di sicurezza ed efficienza complessiva del servizio.

Con riferimento ai criteri di incentivazione per lo sviluppo di nuova capacità di trasporto ci si riserva di esprimersi nell'ambito della prossima consultazione in cui saranno illustrati gli eventuali orientamenti dell'Autorità, per l'adozione di meccanismi *output based*.

Nelle more della definizione di tali nuovi meccanismi, vanno fatti salvi e confermati gli attuali criteri di incentivazione per gli investimenti valutati secondo l'approccio dell'ACB in vigore.



#### Costi relativi al sistema di Emission Trading

*S6 Osservazioni in merito al trattamento dei costi relativi al sistema di Emission Trading e alla previsione di un Piano di sostenibilità ambientale.*

In linea di principio di ritiene condivisibile.

#### Trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato

*S7. Osservazioni in merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato.*

In linea generale si condividono le proposte relative al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi.

Con riferimento al gas non contabilizzato (GNC) si ritiene opportuno confermare le attuali modalità di parametrizzazione del corrispettivo di incentivazione, attualmente dimensionato sulla remunerazione del servizio.

Con riferimento alla possibile revisione dei fattori di emissione, si evidenzia la necessità che l'adeguamento dei fattori sia effettuato senza depotenziare eccessivamente gli incentivi in capo alle imprese di trasporto.

Sottolineando l'opportunità di prevedere meccanismi distinti per il riconoscimento delle perdite di rete e il GNC, considerata la diversa natura dei fenomeni sottesi, si ribadisce che il processo di riassetto della misura non è ancora stato avviato e che pertanto i meccanismi di incentivo del TSO alla riduzione delle perdite contabili dovrebbero essere rivisti solo laddove aumentassero le leve a disposizione del medesimo per intervenire in merito; ciò anche con riferimento alla misurazione più puntuale della qualità del gas.

#### Copertura dei costi per il servizio di bilanciamento operativo della rete

*S8. Osservazioni in merito ai ricavi per il servizio di bilanciamento.*

In linea di principio di ritiene condivisibile.

#### Criteri per la determinazione dei ricavi di riferimento per le nuove imprese del trasporto

*S9. Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese.*

In linea di principio di ritiene condivisibile.

#### Identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari

*S10. Osservazioni in merito all'identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari*

In linea di principio di ritiene condivisibile.



### Struttura della tariffa per il servizio di trasporto

#### *S11. Osservazioni in merito alla struttura della tariffa per il servizio di trasporto.*

In linea di principio si ritiene condivisibile.

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

#### *S12. Osservazioni in merito alla ripartizione capacity - commodity e al perimetro di applicazione dei corrispettivi variabili*

Si ritiene condivisibile e si esprime apprezzamento per la maggiore trasparenza offerta agli utenti mediante la scomposizione del corrispettivo CV<sub>U</sub> nei tre differenti corrispettivi delineati al paragrafo 16.7 del DCO.

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

#### *S13. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento*

Si accoglie con favore la previsione di aggiornare la ripartizione dei costi da recuperare mediante i corrispettivi relativi alle capacità dei punti di entrata e uscita (ripartizione entry-exit) in funzione del fattore di utilizzo delle capacità di trasporto.

Come riportato al paragrafo 17.2 del DCO, negli ultimi anni termici, sia per effetto di riduzione della domanda di gas naturale, sia per l'entrata in esercizio del nuovo punto di entrata di Melendugno, il coefficiente di utilizzo delle infrastrutture di trasporto nei punti di entrata si è ridotto.

Arera evidenzia che applicando il medesimo criterio di cui al periodo transitorio e al 5PRT, la quota di ricavi complessivamente da attribuire ai punti di entrata sarebbe compresa indicativamente tra 20% e 25%, in luogo dell'attuale 28%.

Posto che a ciò si aggiunge la previsione di entrata in esercizio a breve di 2 ulteriori impianti di rigassificazione FSRU e il potenziamento degli adduttori di importazione esistenti, nonché tutti gli altri elementi già richiamati nelle osservazioni generali, si ritiene che la ripartizione entry/exit maggiormente coerente con l'utilizzo delle infrastrutture per il 6PRT sia almeno 20/80, in luogo di 25/75.

Tale criterio, a nostro avviso, permette di perseguire un'allocazione dei costi agli effettivi beneficiari della capacità di trasporto realizzata, in particolare con riferimento ai costi di dimensionamento delle infrastrutture per la sicurezza, da recuperare a valle del Punto di Scambio Virtuale (PSV) sugli utenti che ne beneficiano.

Come già evidenziato in occasione della precedente consultazione, si accoglie con favore l'orientamento dell'Autorità di conferma del livello degli sconti attualmente in vigore, pari al 50% per i punti da e per stoccaggio. Si rinnova tuttavia la richiesta di effettuare un approfondimento in merito alle possibili modalità per gestire il c.d. *rescaling*, ovvero il recupero delle "missing revenues" in generale, ed in particolare quelle derivanti dagli sconti applicati ai corrispettivi di trasporto da/verso impianti di stoccaggio. Si propone a riguardo di approfondire la percorribilità – che ci sembra il TAR Code non vieti – di applicare una formula additiva (ossia, sommando un valore costante ed omogeneo su tutte le restanti tariffe), in luogo dell'attuale soluzione moltiplicativa (in cui i valori delle





restanti tariffe vengono moltiplicati per una costante, di fatto amplificando in tal modo la divaricazione tariffaria tra i vari punti, risultante dalla applicazione della metodologia tariffaria prima degli sconti), per riscalarle le restanti tariffe di trasporto ai fini di compensare almeno lo sconto applicato in corrispondenza dei punti di entrata/uscita in/da stoccaggio.

Apparirebbe infatti più equo riproporzionare almeno i costi legati agli sconti applicati ai punti entrata/uscita in/da stoccaggio - che potrebbero essere assimilati a una sorta di "costi di sistema" - aggiungendo ai rimanenti corrispettivi di entry/exit un ammontare identico e costante, in quanto l'onere da recuperare dovrebbe essere i) indipendente dalla distanza e ii) ripartito in modo uguale tra tutti i punti.

Il *rescaling* secondo una formula additiva contribuirebbe ad attenuare le differenze tra i corrispettivi dei diversi entry points, riducendo possibili effetti distorsivi sui flussi di approvvigionamento e sul merit-order economico delle suddette fonti. Ciò garantendo il recupero dei ricavi dei gestori dei sistemi di trasporto nello stesso anno di applicazione delle tariffe.

#### Aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto di cui al Codice TAR

##### *S14. Osservazioni in merito al trattamento tariffario degli investimenti riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna.*

Si apprezza la pubblicazione di un Capitolo all'interno dell'Appendice contenente le simulazioni nel quale si riporta una stima dei principali impatti tariffari conseguenti ai costi relativi alla metanizzazione della Regione Sardegna.

In linea di principio si ritengono condivisibili i criteri delineati per l'allocazione di costi di capitale relativi alla metanizzazione della Sardegna e ci si riserva di esprimersi puntualmente una volta dettagliate le modalità di realizzazione del collegamento virtuale tra la Regione e il Continente, nonché la relativa entità.

Stante quanto rappresentato nel DCO e nella relativa appendice, si intende che gli investimenti relativi ai tre terminali di deposito e rigassificazione previsti lungo le coste sarde verranno considerati, ai fini tariffari, facenti parte delle infrastrutture di trasporto.

Alla luce di quanto sopra, si ritiene opportuno che nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 279/22 vengano chiarite le modalità con cui gli utenti potranno accedere alla capacità di tali terminali di rigassificazione eventualmente non utilizzata nell'ambito della Virtual Pipeline, in un'ottica di economicità ed efficienza del sistema.

#### Consultazione su sconti, moltiplicatori e fattori stagionali di cui all'articolo 28 del Codice TAR

##### *S15. Osservazioni in merito a moltiplicatori e fattori stagionali.*

Con riferimento ai **punti di riconsegna ai city gate**, si accoglie con interesse la proposta di attribuzione della capacità convenzionale, di tipo giornaliero, determinata *ex post* pari alla somma dei volumi prelevati nei medesimi PdR, formulata al paragrafo 19.7 del DCO.

In linea di principio andrebbe mantenuto un conferimento capacitivo su base annua in quanto in grado di meglio riflettere la natura fissa del costo della rete di trasporto



sottostante oltre che di ridurre le possibili necessità di conguaglio derivanti dalla volatilità dei consumi. Fermo restando quanto sopra, la proposta delineata nella presente consultazione - per come l'abbiamo intesa - appare preferibile per l'implementazione della riforma dei conferimenti delle capacità di trasporto di cui alla delibera 147/2019/R/gas rispetto a quelle formulate in precedenti consultazioni.

Sottolineando l'importanza che l'eventuale introduzione del meccanismo delineato sia effettuato in modo coordinato e armonizzato alla modifica dell'assetto regolatorio esistente in materia, di seguito si elencano alcuni aspetti che andrebbero esplicitati e precisati:

1. individuare chiaramente il perimetro di clienti finali per i quali si applicherebbe la modalità di associazione *ex post* della capacità giornaliera: il DCO ne prevede l'applicazione ai PdR di cui al comma 1.1, lettere q) e r) del TISG (PdR con trattamento MM e MY) mentre ai restanti PdR (con trattamento MG) verrebbe applicato il corrispettivo in funzione della capacità impegnata, come determinata *ex ante* dalla recente delibera 555/2022/R/gas. Un'ulteriore semplificazione deriverebbe dall'estensione a tutti i PdR con trattamento MG della modalità introdotte con la delibera 555/2022 (specificando che la parte del calcolo del fattore di riproporzionamento  $f$ , cui al comma 3.1 lettera a), va effettuato solo nel caso di  $PA > PI$  nuovo), con conseguente stralcio del comma 3.1 lettera b) della delibera 147/2019;
2. specificare le modalità di associazione *ex post* della capacità giornaliera (e quindi del prelevato) a ciascun UdD/UdB, che verosimilmente dovrebbe coincidere con gli allocati elaborati nei bilanci del Settlement mensile (con un'allocazione dei prelievi ai PdR con trattamento MY in funzione del profilo di prelievo e del CAPdr). A tal proposito, si ribadisce la priorità di mettere in sicurezza il processo del Settlement per superare le criticità già segnalate, da ultimo anche nell'ambito delle Audizioni;
3. specificare che la capacità così determinata in sede di Settlement mensile – e conseguentemente il corrispettivo di trasporto applicato - sarà oggetto di conguaglio nelle sessioni di aggiustamento, integrando i conguagli già previsti dal TISG;
4. esplicitare le modalità di gestione degli scostamenti tra i ricavi ammessi dell'operatore del trasporto e i ricavi effettivi (soggetti ad aggiustamento nelle sessioni annuali e pluriennali previste dal TISG), auspicabilmente mediante l'attuale fattore correttivo dei ricavi di capacità;
5. integrazione delle disposizioni relative ai processi di conferimento, ivi incluse quelle in materia di garanzie che gli UdB sarebbero tenuti a presentare in caso di abbinamento ai PdR con trattamento MM e MY allacciati ai city gate, precisando le regole di calcolo delle garanzie da presentare prima dell'inizio dell'anno termico e il processo di verifica di congruità/capienza delle medesime, anche tenuto conto del sensibile aumento, negli ultimi anni, dell'ammontare delle componenti addizionali alla tariffa di trasporto;
6. introdurre nuovi algoritmi di calcolo del corrispettivo tariffario "QT" per la fatturazione al cliente finale allacciato su city gate, distinguendo tra clienti con trattamento MM e MY dai clienti con trattamento MG. È importante che sia garantita la neutralità del UdD/UdB, che non ha leve commerciali su tali capacità di trasporto, nonché limitare la variabilità del corrispettivo.



Rispetto alle proposte avanzate nel documento di consultazione 157/2022/R/gas in relazione alla variabilizzazione dei costi di trasporto, si ritiene che la proposta delineata nel DCO in oggetto sia maggiormente aderente alle disposizioni tariffarie previste dal Codice Europeo TAR NC.

Con particolare riferimento al dimensionamento del moltiplicatore, pur segnalando che il TAR NC limita tale valore ad un massimo pari a 3, si condivide il valore proposto nel documento di consultazione dall'Autorità, che riflette il coefficiente di utilizzo della capacità (pari a 0,25) attualmente impiegato nella formula di calcolo del corrispettivo tariffario QT.

**Con riferimento ai punti di riconsegna che alimentano utenze industriali direttamente allacciate alla rete di trasporto**, si apprezza l'orientamento dell'Autorità di voler introdurre conferimenti di capacità infrannuali (mensili e giornalieri). In un contesto di mercato presumibilmente caratterizzato da maggiore incertezza e maggiore volatilità dei prezzi e della domanda di gas, tale soluzione, va incontro alle esigenze di flessibilità nell'utilizzo della capacità di trasporto dei clienti e consente di ridurre l'esposizione degli *shipper* nei confronti dei clienti che si rendessero inadempienti alle obbligazioni contrattuali. A tal proposito, si suggerisce di prevedere che l'Utente abbia facoltà di richiedere in conferimento esclusivamente capacità infrannuale e si richiede di valutare la possibilità di prevedere altresì conferimenti di capacità trimestrale.

**Con riferimento a entrambe le sopra richiamate proposte**, posto che la nuove modalità di conferimento della capacità esporrebbero l'impresa di trasporto ad uno slittamento e una maggiore volatilità di incasso dei corrispettivi del trasporto, si evidenzia la necessità che siano definite modalità di recupero dei costi di trasporto che assicurino alle imprese la completa copertura dei ricavi riconosciuti evitando qualsiasi esposizione di natura economica e finanziaria, al fine di salvaguardare la stabilità dei relativi flussi di cassa. Inoltre, i moltiplicatori e i fattori stagionali dovranno essere definiti perseguendo la minimizzazione degli scostamenti tra i ricavi ammessi e i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi tariffari sulla base delle informazioni e dei trend noti al momento del calcolo e approvazione delle tariffe, perseguendo la massima stabilità e prevedibilità tariffaria durante il periodo regolatorio.

Con riferimento alle tempistiche di implementazione, si auspica che a valle delle eventuali ulteriori determinazioni che l'Autorità riterrà opportuno adottare rispetto al vigente quadro di regole siano garantiti agli operatori tempi congrui per il necessario adeguamento di processi e sistemi informativi.

Infine, si evidenzia l'opportunità che siano svolti approfondimenti su possibili revisioni dell'attuale modalità di applicazione del corrispettivo di capacità di trasporto in caso di discatura del pdr diretto e di opportuni accorgimenti per le fasi di avviamento dei punti di entry da produzione nazionale di gas naturale e di biometano.



### Articolazione tariffaria del servizio di misura

#### *S16. Osservazioni in merito all'articolazione tariffaria del servizio di misura*

L'articolazione tariffaria del servizio di trasporto è un aspetto importante nell'ambito del riassetto dell'attività del servizio di misura del trasporto.

Si condividono in linea generale gli orientamenti illustrati, che confermano le proposte già prospettate nella delibera 512/2021/R/gas.

Si ritiene tuttavia che possa essere più opportuno prevedere l'applicazione di un corrispettivo fisso espresso in €/anno/PdR differenziato in più classi, eventualmente da valutare in relazione alle dimensioni impiantistiche riscontrabili nella normativa di riferimento per la progettazione e realizzazione degli impianti di misura. Al contrario, l'applicazione di un corrispettivo  $CM^{CF}$  esclusivamente capacitivo determinerebbe costi annui per gli utenti molto diversi tra loro per impianti della medesima taglia, in virtù della capacità effettivamente conferita, in contrasto con il principio di cost reflectivity.

Ad esempio, i clienti finali con capacità conferita elevata sarebbero esposti al pagamento di un corrispettivo  $CM^{CF}$  eccessivamente oneroso al punto da rendere anti-economica la cessione.

Si condivide inoltre la proposta che prevede che tali corrispettivi siano definiti per il primo anno del periodo di regolazione e che il successivo aggiornamento annuale sia effettuato tenendo conto esclusivamente della variazione percentuale del deflatore degli investimenti fissi lordi utilizzato ai fini dell'aggiornamento del capitale investito riconosciuto. In questo modo si garantisce maggiore stabilità, certezza e prevedibilità nell'evoluzione dei corrispettivi  $CM^{CF}$  che potrà agevolare le decisioni di cessione degli impianti di misura.

La previsione che dal 2022, ai punti di riconsegna nella titolarità delle imprese di trasporto per i quali la titolarità sia stata acquisita, dall'anno 2022, tramite cessione da parte dei clienti finali, il corrispettivo  $CM^{CF}$  è applicato in misura pari al 50% per un periodo di tempo di 4 anni dal momento della cessione, presenta un ulteriore incentivo a tale cessione. Ciò gestendo eventuali scostamenti tra i ricavi di riferimento riconosciuti per il servizio di misura e il gettito tariffario effettivo nell'ambito del fattore correttivo dei ricavi per il servizio di misura, garantendo al contempo la certezza dei ricavi all'impresa di trasporto e la certezza del corrispettivo  $CM^{CF}$  a carico dei clienti finali che decidono di cedere la titolarità dell'impianto al trasportatore su un orizzonte di medio termine, rendendo più consistente la valutazione economica legata alla cessione o meno dell'impianto di misura.

### Perequazione dei ricavi

#### *S17. Osservazioni in merito ai meccanismi di perequazione dei ricavi.*

In linea di principio di ritiene condivisibile.

### Fattori correttivi dei ricavi

#### *S18. Osservazioni in merito ai fattori correttivi dei ricavi*

In linea di principio di ritiene condivisibile.



### Componenti tariffarie aggiuntive a copertura di oneri generali del sistema gas

#### *S19. Osservazioni in merito alle componenti tariffarie aggiuntive.*

Con la delibera 541/2022/R/gas l'Autorità ha definito le modalità operative per il riconoscimento delle agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di gas naturale (imprese gasivore) a decorrere dal 1° gennaio 2023 e delle esenzioni previste per i consumi gas per usi non energetici superiori a 1 milioni di Smc nell'anno solare, di cui al decreto MiTE n. 541/2021

Il provvedimento ha previsto che il gettito mancante derivante dalle agevolazioni ed esenzioni applicate ai sensi del decreto MiTE 541/2021 e della delibera 541/2022 siano recuperate attraverso l'applicazione di una sottocomponente  $RE_G$  e  $RE_{TG}$  applicata ai clienti finali con classe di agevolazione 0, tra cui rientrano anche i clienti termoelettrici.

Come già evidenziato, si ribadisce l'opportunità di **escludere i clienti termoelettrici dal recupero del gettito non versato dalle imprese gasivore**. In particolare, si suggerisce che sia individuata una modalità di applicazione di tale specifica componente che non penalizzi tali clienti in relazione al gas consumato per la produzione di energia elettrica immessa in rete, in modo da non incidere sul beneficio riconosciuto a tale tipologia di consumi ai sensi della delibera 96/2020/R/eel (eventualmente replicando il medesimo meccanismo previsto dalla delibera 96/2020 che prevede la restituzione ex post dell'elemento  $RET_{EE}$  al produttore termoelettrico che ha presentato opportuna istanza al GSE).

Il meccanismo introdotto con la delibera 96/2020/R/eel, infatti, nasce da una finalità generale di efficienza dei mercati, in base alla quale è opportuno che certe tipologie di oneri (es. tariffe di trasporto/distribuzione e oneri generali di sistema) vengano applicate solamente all'energia prelevata per usi finali e non a quella prelevata per attività di "trasformazione" quale quella svolta dagli impianti termoelettrici.

Inoltre, con riferimento al recupero tariffario degli oneri associati allo stoccaggio, tenuto conto che lo stoccaggio serve in linea di principio per garantire la modulazione giornaliera e stagionale dei clienti civili, riteniamo sia opportuno valutare l'applicazione della componente variabile aggiuntiva  $CRV^{OS}$  esclusivamente in corrispondenza dei punti di interconnessione con le reti di distribuzione del gas naturale (c.d. city gate).