

OSSERVAZIONI GENERALI

Edison trasmette le proprie osservazioni alla presente consultazione.

Osservazioni sugli aspetti di maggiore interesse

1. Sconti ai punti di entrata e uscita dalla rete nazionale dei gasdotti

Con riferimento agli sconti da applicare ai corrispettivi di trasporto sui punti di interconnessione da e verso gli **stoccaggi**, in continuità con il 5PRT e per le motivazioni illustrate da ARERA nel corso di questo procedimento, **siamo favorevoli al mantenimento dello sconto attuale del 50%, ossia pari al valore minimo possibile ai sensi del Codice TAR**, anche al fine di evitare un aumento considerevole degli altri corrispettivi di entry ed exit della rete.

Con riferimento al **GNL**, riteniamo che i benefici apportati da uno **sconto applicato ai corrispettivi di entrata dai terminali, così come proposto nel precedente DCO 213/2022/R/gas e pari al 50%**, sarebbero superiori ai costi legati all'aumento degli altri punti di entrata, in quanto favorirebbe un aumento della competitività delle infrastrutture nazionali di rigassificazione del GNL e una maggiore diversificazione delle fonti. La precedente proposta di ARERA appare ancora più opportuna e sensata se si considera che, nel contesto attuale e prospettico degli approvvigionamenti e con l'obiettivo di calmierare i prezzi del gas, occorrerà sempre più ampliare l'offerta, favorendo un maggior afflusso di GNL presso i terminali di rigassificazione nazionali. Tale esigenza ha già indotto quest'anno il Regolatore ad adottare misure volte ad incentivare l'utilizzo delle infrastrutture del GNL (si fa riferimento alle disposizioni introdotte con le delibere 632/2021/R/gas, 190/2022/R/gas e 240/2022/R/gas). Auspichiamo pertanto un **ripensamento in merito all'attuale orientamento di non introdurre tale sconto**, anche tenendo conto del fatto che, in caso di applicazione dello stesso, per quanto riportato al par.17.2 lett. c) infra iv) del documento, vi sarebbe sufficiente margine affinché il riparto sulle entry possa comunque rimanere all'interno della forchetta 20-25 ipotizzata.

Con riferimento agli **ulteriori aggiustamenti tariffari**, la decisione finale del Regolatore pare propendere per l'applicazione di uno sconto pari al 50% al futuro punto di uscita presso Gela, con la principale motivazione di porre fine all'isolamento di un Paese Membro della UE (Malta). Sotto questo profilo, tuttavia, preme ricordare che anche **il gasdotto TAP** gioca un ruolo strategico in termini di *Security of Supply* dei Paesi balcanici, alcuni dei quali, come la Grecia, sprovvisti di infrastrutture di stoccaggio proprie. Tale condizione, in particolare, sta portando quest'ultimo Paese alla stipula di accordi di cooperazione e solidarietà con l'Italia con l'obiettivo non solo di fronteggiare un'eventuale crisi di approvvigionamento di gas, ma anche di favorire una maggiore disponibilità e continuità degli approvvigionamenti in Grecia, garantendo agli operatori di tale Paese l'accesso alla capacità di stoccaggio presso i siti italiani.

Peraltro, tale sostegno non determinerebbe un flusso fisico in uscita dalla rete di trasporto ma un mero controflusso virtuale, per cui riterremmo ragionevole l'applicazione di corrispettivi ridotti alla capacità prenotata in uscita presso il punto di uscita di Melendugno.

Pertanto, in linea con gli obblighi comunitari e con le logiche di utilizzo esclusivamente virtuale del servizio di trasporto, si auspica una riflessione del Regolatore relativamente all'applicazione di uno sconto al **corrispettivo di uscita virtuale di Melendugno**.

Si coglie l'occasione, infine, per evidenziare l'importanza di **flessibilizzare l'offerta di capacità in uscita da tale interconnessione attraverso ulteriori sessioni di conferimento anche su base mensile e trimestrale**, come previsto per gli altri punti di uscita virtuali. In ottica di semplificazione dei processi di *booking* sarebbe utile, inoltre, che presso i punti di entrata/uscita interconnessi con l'estero, come nel caso in questione, ci fosse un opportuno coordinamento tra i gestori delle reti di trasporto adiacenti, ai fini dell'offerta congiunta di capacità *bundled* anche, come in questo caso, nelle assegnazioni di tipo *reverse flow*.

2. Ripartizione entry-exit

In considerazione del *trend* di riduzione della domanda e dell'entrata in esercizio del nuovo punto di entrata di Melendugno, **si condivide l'opportunità di modificare l'attuale livello di allocazione dei ricavi da recuperare con componenti legate alla capacità tra punti di entrata e punti di uscita**. Altri aspetti, che parimenti andrebbero considerati nella definizione dei livelli di ripartizione, sono i seguenti:

- l'entrata in esercizio di due nuovi terminali di rigassificazione, che contribuirebbe a ridurre ulteriormente l'utilizzo delle infrastrutture di entrata a livello nazionale;
- l'inclusione a livello tariffario degli oneri di metanizzazione in Sardegna e per il potenziamento della dorsale adriatica, che avrebbero l'effetto di incrementare i corrispettivi sia di entrata che di uscita.

Posto che l'entità della variazione ipotizzata della ripartizione *entry-exit* (3 punti percentuali) avrebbe un impatto limitato sui ricavi da recuperare ai punti di entrata e sui ricavi da recuperare ai punti di uscita, come risulta anche dalle simulazioni in Appendice al DCO, **si ritiene che tale modifica, finalizzata a contenere le oscillazioni di costo ai punti entrata, sia in linea con il trend regolatorio avviato nei periodi tariffari precedenti**. Ciò al fine di rispondere ancor più efficacemente all'obiettivo di maggiore competitività degli approvvigionamenti di gas naturale sul mercato nazionale e di perseguire l'allineamento dei prezzi gas al PSV con il prezzo ai principali *hub* europei.

Si confida che l'Autorità definisca tali misure in modo tale che l'applicazione della ripartizione *entry-exit* proposta pari a 25/75 (in luogo dell'attuale ripartizione 28/72) non penalizzi i punti di riconsegna della rete al servizio dell'utenza termoelettrica, che sosterebbe in toto un aumento della quota agli exit. **Opportune forme di mitigazione** potrebbero essere contemplate, ad esempio, nell'ambito del procedimento avviato

delibera 448/2022/R/gas, finalizzato ad adottare misure di flessibilità ed economicità del sistema delle tariffe di trasporto per i soggetti a maggior consumo di gas naturale.

3. Raccordo con la riforma dei conferimenti presso i city gate

Si ritiene che l'implementazione della riforma dei conferimenti presenti ancora molti degli elementi di incertezza che ne hanno giustificato il rinvio nel corso degli anni precedenti. In *primis*, la disciplina del *settlement*, che è stata peraltro oggetto di recenti modifiche ai sensi della delibera 555/2022/R/gas, presenta ancora criticità dal punto di vista della qualità dei dati delle sessioni provvisorie e definitive, in relazione ai meccanismi di sterilizzazione dei prelievi anomali.

Inoltre, ai sensi della stessa delibera, si dovranno attendere gli esiti del presente DCO per la definizione con successivo provvedimento:

- dei parametri per il calcolo della "capacità tecnica convenzionale", alla luce degli esiti della sperimentazione condotta dal Gestore del SII e da Snam Rete Gas;
- delle modalità di trasferimento dei costi della capacità di trasporto nell'ambito dei prezzi pagati a valle dai clienti finali di piccole dimensioni.

Come già segnalato in altre occasioni, ribadiamo la **necessità che tutti gli aspetti regolatori e quelli tecnico-operativi della riforma** (come le specifiche tecniche, con un livello di dettaglio adeguato allo sviluppo di sistemi IT), ivi compresi gli interventi per il *fine tuning* dei processi di *settlement*, **siano definiti con largo anticipo**, al fine di consentire agli operatori di adeguarsi al nuovo contesto di mercato e procedere per tempo all'aggiornamento dei sistemi informativi. A tal proposito, si evidenzia come:

- la delibera 555/2022/R/gas abbia stimato in 6 mesi i tempi di modifica da parte del Gestore del Sistema Informativo Integrato per recepire l'estensione ai PdR con categoria d'uso T2 del trattamento previsto per i PdR con categoria T1 e di prelievi al di fuori del periodo di punta, effettuando altresì una fase di *test* i cui risultati dovranno essere disponibili prima del 1° ottobre 2023;
- Snam ha stimato in 1 anno il tempo per aggiornare il report sul calcolo delle esposizioni per le garanzie.

Considerate tali tempistiche, **si ritiene che l'implementazione a regime della riforma necessiti di tempi tecnici minimi**, che variano in funzione degli interventi previsti dalla disciplina, **stimabili in almeno 6 mesi** dal completamento dell'intero assetto regolatorio di riferimento e delle prove in bianco.

Ci auguriamo che il nuovo regime possa entrare in vigore solo una volta che siano state risolte le problematiche sopra riportate e al termine dei tempi tecnici per l'adeguamento degli applicativi IT.

OSSERVAZIONI PARTICOLARI

S 1. Osservazioni in merito alla decorrenza e alla durata del periodo di regolazione.

Si ritiene **condivisibile** la conferma dell'attuale durata del periodo di regolazione pari a 4 anni considerando che tale durata garantisce sufficiente stabilità del quadro tariffario.

S 6. Osservazioni in merito al trattamento dei costi relativi al sistema di Emission Trading e alla previsione di un Piano di sostenibilità ambientale.

Si esprime apprezzamento riguardo l'intenzione dell'Autorità di prevedere che il Trasportatore definisca una *timeline* di obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ rappresentando le azioni e gli investimenti necessari nei Piani Decennali di Sviluppo. Si riterrebbe, inoltre, **auspicabile che gli obiettivi di riduzione delle emissioni CO₂ venissero sottoposti a valutazione/autorizzazione dell'Autorità** in modo da potervi associare meccanismi o di premi/penalità o di conguaglio, con l'obiettivo di riconoscere al Trasportatore solamente i costi ETS corrispondenti ai livelli di emissione obiettivo.

S 7. Osservazioni in merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato.

In considerazione della prospettata conferma per il prossimo periodo regolatorio dell'integrale riconoscimento dei costi per gli autoconsumi, si ritiene auspicabile l'introduzione di meccanismi regolatori che stimolino l'efficienza complessiva degli autoconsumi sulla rete di trasporto attraverso l'innovazione tecnologica.

In merito al gas non contabilizzato, si suggerisce la definizione di un sentiero di progressiva riduzione, invece che la fissazione di livelli riconosciuti pari alla media degli anni precedenti. Si ritiene infatti che quest'ultima modalità potrebbe limitare l'incentivo alla riduzione delle partite e non considererebbe gli strumenti che i Trasportatori avranno dal 2024 per assicurare l'efficienza e l'accuratezza del servizio di misura a seguito della riforma disposta con la delibera 512/2021/R/gas.

Con riferimento alle perdite fisiche, esprimendo apprezzamento per la riduzione dei livelli riconosciuti, si ritiene maggiormente **opportuno che lo scostamento tra le perdite contabilizzate nell'ambito del bilancio della rete e le perdite riconosciute ai fini tariffari sia valorizzato e conguagliato con CSEA al prezzo medio di acquisto di tali risorse** registrato nell'anno tariffario (come prospettato al punto 21.12 del corrente DCO), anziché pari all'onere unitario per la valorizzazione del GNC (come riportato al 9.21).

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

In questa sede si vuole richiamare l'attenzione sulla fornitura tramite **carri bombolai**, al momento non considerata nel perimetro delle attività svolte dalle imprese di trasporto. Questo in analogia a quanto ipotizzato nello specifico per le navi spola previste dalla c.d. Virtual Pipeline, considerate a tutti gli effetti implicitamente come attività di trasporto e per le quali è stata ipotizzata la remunerazione tariffaria.

L'alimentazione delle reti di distribuzione/trasporto tramite carro bombolaio di gas naturale compresso trova, a nostro avviso, la sua giustificazione qualora effettuata come soluzione provvisoria volta a sopperire a temporanee disalimentazioni dalla rete di trasporto.

Nei casi, invece, in cui il carro bombolaio sopperisca stabilmente ad una mancanza della rete di trasporto e nei casi in cui l'interruzione si protragga oltre certi limiti temporali (fissati in modo da garantire il ripristino dell'alimentazione tramite rete in tempi congrui), l'erogazione del servizio, ad oggi svolta da società di vendita sopportando costi economici in molti casi non sostenibili, **dovrebbe prevedere un trattamento assimilabile a quello del servizio di trasporto su rete, rientrando quindi nell'ambito di pertinenza delle imprese di trasporto e, conseguentemente, prevedendo il recupero dei costi mediante i vigenti meccanismi tariffari.**

Alternativamente, qualora ciò non fosse possibile, la regolazione dovrebbe trovare soluzioni adeguate a consentire alle società di vendita di erogare questo servizio a condizioni economicamente sostenibili e, al contempo, assicurare ai clienti la possibilità di scegliere liberamente il proprio fornitore sul mercato.

S 14. Osservazioni in merito al trattamento tariffario degli investimenti riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna.

Si esprime apprezzamento per l'inclusione, all'interno dell'Appendice al DCO 502/2022/R/gas, degli approfondimenti sugli impatti tariffari legati alla metanizzazione della Sardegna, che consentono di esprimere delle ulteriori considerazioni sul tema.

Con la premessa che Edison è in generale favorevole alla metanizzazione della Sardegna, nel ricordare le considerazioni già proposte in risposta alla consultazione 213/2022/R/gas, si riportano di seguito delle ulteriori considerazioni.

- Per quanto riguarda le **navi spola** previste nel disegno della Virtual Pipeline, poiché da quanto prospettato nell'Appendice sembrerebbe confermata l'ipotesi che queste rientrino nella copertura tariffaria riconosciuta all'impresa maggiore di trasporto, si ribadisce l'opportunità che tali vettori vengano impiegati dal TSO esclusivamente per le finalità della Virtual Pipeline, ossia per trasportare il GNL, caricato esclusivamente dai due terminali di rigassificazione tirrenici di Panigaglia e Livorno, nelle sole quantità funzionali al servizio di collegamento virtuale tra la Penisola e la Sardegna e **per nessun**

altro utilizzo del gas che non sia tra quelli regolati da ARERA, anche al fine di non apportare distorsioni o sussidi incrociati in settori non regolamentati da ARERA.

- Per quanto concerne i **terminali di rigassificazione e i depositi di GNL** attinenti alla Virtual Pipeline, si osserva come anche gli investimenti relativi a tali asset siano stati ricompresi nel DCO tra quelli riconosciuti tariffariamente, prevedendone la copertura attraverso le componenti tariffarie del trasporto. Infatti, da quello che si evince al cap. 18 del DCO e dalle simulazioni riportate in Appendice, per i 3 terminali di rigassificazione non sarebbe prevista alcuna tariffa di rigassificazione e il recupero di tali investimenti avverrebbe esclusivamente attraverso i ricavi conseguiti dal Trasportatore con l'applicazione della tariffa di trasporto. Pertanto, sebbene dalle informazioni ricavate nell'ambito del procedimento 279/22/R/com tali infrastrutture appaiano sovradimensionate rispetto all'effettivo utilizzo che sarà fatto dal Trasportatore (per la difficoltà di reperire sul mercato navi di taglia esattamente allineata al reale fabbisogno dell'isola), la prospettata impostazione non consentirebbe, in caso di disponibilità di capacità residua, un accesso a quest'ultima da parte di operatori terzi in assenza di una tariffa dedicata. Ciò, a nostro avviso, andrebbe a detrimento dell'economicità e dell'efficienza del sistema, in quanto, oltre a non consentire un più rapido recupero dell'investimento, precluderebbe ai consumatori sardi la possibilità di beneficiare di eventuali carichi di GNL provenienti da altri terminali situati nel Mediterraneo (o anche fuori) a condizioni di prezzo inferiori al PSV.
- Inoltre, un ulteriore aspetto da considerare nella definizione del quadro regolatorio complessivo della Virtual Pipeline oggetto dell'apposito procedimento avviato con la delibera 279/2022/R/com, è quello relativo ai meccanismi applicabili **in caso di indisponibilità di GNL presso i due terminali di Panigaglia e Livorno**. In tali casi si ritiene opportuno prevedere che il TSO attivi procedure concorsuali rivolte agli operatori di mercato che, sulla base delle richieste di fabbisogno presentate dal TSO, potranno rendere disponibili i volumi di GNL necessari a soddisfare la domanda della Sardegna, anche attraverso l'approvvigionamento di materia prima da porti diversi rispetto a quelli italiani.
- Con riferimento agli effetti degli investimenti previsti per la Virtual Pipeline sui corrispettivi tariffari, si richiedono dei chiarimenti circa la loro inclusione tra quelli prospettati nella tabella 5 dell'Appendice del documento. Qualora non fossero già stati inclusi, si osserva che gli impatti calcolati sulla base dei dati ad oggi disponibili potrebbero tendenzialmente risultare superiori a quanto indicato nel documento, anche in considerazione del fatto che non si dispone ad oggi delle informazioni relative agli investimenti da sostenere per le navi spola e che la stima dei volumi di riferimento è stata ridotta del 50% rispetto a quanto ipotizzato da Snam.

S 15. Osservazioni in merito a moltiplicatori e fattori stagionali.

Punti di riconsegna ai city gate

Come anticipato nelle osservazioni generali, si evidenzia la necessità che l’Autorità definisca le proposte tariffarie in coerenza con le evoluzioni prospettate nella disciplina che regola la prenotazione della capacità ai *city gate*, definendo con congruo anticipo (almeno 6 mesi) il quadro di riferimento relativo al costo del servizio di trasporto.

Punti di riconsegna termoelettrici e utenze industriali

Si condividono gli orientamenti di ARERA riguardo alle possibili revisioni dell’attuale assetto regolatorio al fine di introdurre **maggiore flessibilità nell’utilizzo del servizio di trasporto**, in linea con gli ultimi provvedimenti in merito alla disciplina del servizio di default trasporto (delibera 440/2022/R/gas). Nel merito, si richiedono **maggiori delucidazioni, riguardo al perimetro di applicazione** dei conferimenti su base mensile e giornaliera presso i punti di riconsegna a servizio delle utenze industriali.

Riguardo a tali aspetti, ci preme evidenziare tuttavia come i valori dei coefficienti proposti per i punti di riconsegna industriali **si discostino in modo significativo dai moltiplicatori oggi utilizzati per i conferimenti destinati ai prelievi termoelettrici**, definiti in passato dalla delibera 512/2017/R/gas nell’ambito del c.to “progetto pilota”, in un contesto molto diverso da quello attuale, risultando essere di molto superiori. In tal senso, si richiede che, parallelamente alla definizione dei coefficienti moltiplicativi per i punti di riconsegna industriali, **vengano riconsiderati i valori dei moltiplicatori che trovano applicazione con riferimento alla capacità in uscita prenotata dalle utenze termoelettriche, anche alla luce del ruolo rilevante rivestito dalla produzione termoelettrica quale fonte di flessibilità per il sistema nazionale.**

In generale, per i conferimenti infrannuali, si auspica la revisione di **vincoli di conferimento minimo, ad oggi previsti per i PdR che alimentano impianti termoelettrici** ai sensi di quanto definito dalla delibera 512/2017/R/gas, secondo cui la possibilità di acquistare il prodotto di capacità su base giornaliera/mensile è subordinata alla prenotazione di capacità su base annua (almeno 1 smc/g). Tale rimozione renderebbe maggiormente flessibile il servizio di trasporto per i conferimenti di breve termine, e sterilizzerebbe gli oneri di bilanciamento derivanti dai prelievi che, al termine del periodo oggetto della fornitura, verrebbero allocati all’Utente del Bilanciamento che rimane titolare di capacità annuale, pur non avendo più contratti di fornitura sul punto.

S16. Osservazioni in merito all’articolazione tariffaria del servizio di misura

Riteniamo che l’articolazione tariffaria prospettata nel DCO (tab. 6 dell’Appendice), in particolare del corrispettivo CM^{CF} (basata sulla determinazione di due soli livelli tariffari in funzione della classe del

misuratore), non appaia idonea al raggiungimento delle finalità generali perseguite dal riassetto del servizio di misura sulla rete di trasporto.¹

A tale proposito si osserva che l'orientamento di applicare un corrispettivo capacitivo unitario ai clienti finali titolari di PDR dotati di misuratori di classe superiore, tipicamente installati presso i clienti finali termoelettrici e industriali, e pur nell'ipotesi di applicazione di uno sconto del 50% per i primi 4 anni a coloro che decidano di cedere il proprio impianto di misura all'impresa di trasporto, genera un costo per tali soggetti, in conseguenza delle elevate capacità conferite, che sono di gran lunga superiore al costo che essi sosterebbero per le attività di manutenzione ed eventuale adeguamento agli standard previsti dalla normativa tecnica in caso di mantenimento della titolarità.

Livelli di costo così elevati finiscono per scoraggiare eventuali scelte di cessione degli impianti, determinando, in ultimo, il mancato raggiungimento dell'auspicata uniformazione e ottimizzazione nella gestione del servizio. Basti pensare che un impianto di misura sotteso ad una capacità prevista in conferimento di 4 MSmc/g avrebbe costi derivanti da CM^{CF} (dopo i primi 4 anni) di circa 500.000 €/a, oltre 15 volte superiori ai costi annui di manutenzione.

La differenza tra gli importi derivanti dai corrispettivi e i costi effettivi del servizio sarebbe ancora più rilevante nel caso di impianti di recente realizzazione o *revamping*, che non necessitano di particolari adeguamenti alla normativa di settore.

Riteniamo che la definizione dei diversi valori del corrispettivo CM^{CF} debba essere perseguita in modo da restituire importi maggiormente *cost-reflective* dei reali costi sostenuti dai clienti finali per la corretta conservazione degli apparati di misura, di modo da rendere maggiormente confrontabili le scelte di mantenere o cedere l'impianto di misura al Trasportatore.

In tal senso, si potrebbe introdurre un meccanismo di differenziazione dei corrispettivi capacitivi di tipo regressivo per scaglioni di capacità (prevedendone un numero congruo), di modo che al crescere di quest'ultima sia applicato un valore del corrispettivo via via decrescente.

Un ulteriore affinamento sarebbe quello di creare **una differenziazione anche fra tipologie di clienti finali**, ad esempio diversificando i corrispettivi tra clienti termoelettrici a gas, caratterizzati da portate volumetriche notevolmente più elevate², e gli altri clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto.

Un'ulteriore alternativa potrebbe essere quella di prevedere un corrispettivo fisso per punto di riconsegna (€/PdR), differenziato per classe di misuratore che, tuttavia, a fronte di una più semplice implementazione, appare meno in grado di riflettere i reali costi di mantenimento rispetto a quello descritto precedentemente.

¹ Orientate al raggiungimento di più elevati standard di qualità dei dati di misura anche attraverso l'armonizzazione dei requisiti prestazionali degli impianti di misura.

² Per dare un ordine di grandezza del rapporto tra potenza installata (MW) e fabbisogno di volumi di gas da prelevare (MSmc/g), per una CCGT da 800 MW sono necessarie portate almeno di 3 MSmc/g.