

RISPOSTA DI ENEL AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

17 MAGGIO 2022

Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) - Orientamenti iniziali.

OSSERVAZIONI GENERALI

1. **CONTESTO IN FORTE DISCONTINUITA'.** L'orizzonte temporale abbracciato dal sesto periodo di regolazione riguarda il 2027; è quindi in una prospettiva che considera le evoluzioni attese nei prossimi cinque anni che vanno letti gli orientamenti iniziali proposti. Come noto dalla seconda metà del 2021, a causa della forte ripresa della domanda globale delle materie prime e di una contestuale contrazione dell'offerta, si è registrato un generalizzato incremento dei prezzi energetici, accompagnato da una crescente volatilità e tensione in particolare sul gas naturale. Tale situazione si è ulteriormente e gravemente acuita al termine dello scorso febbraio, in seguito allo scoppio del conflitto russo-ucraino. Verosimilmente, le conseguenze dell'attuale contesto continueranno a riverberarsi anche nei prossimi anni. Pertanto, la sfida della regolazione tariffaria è di fornire un *framework* efficace in grado di garantire un elevato livello di stabilità per tutta la durata del sesto periodo di regolazione riducendo, per quanto possibile, il ricorso a interventi *ex-post*. Certamente in questo scenario di forte discontinuità, è ancora più arduo immaginare il futuro, anche volendolo circoscrivere -per quello che qui rileva- all'utilizzo delle infrastrutture. Ci sono però almeno due trend che possono aiutare nell'esercizio previsionale e per i quali sarà cruciale il prossimo quinquennio: (i) la transizione verso l'energia pulita connessa al Green Deal europeo, attraverso la sostituzione del gas fossile con gas rinnovabili (ii) la riduzione della dipendenza energetica dalla Russia, obiettivo del REPowerEU. Enel ritiene che entrambe le tendenze potrebbero condurre, in assenza di correttivi, ad un aumento delle tariffe di trasporto per il gas naturale, con impatti molto diversi in termini di costo della capacità a seconda del punto interessato. Ciò a causa, da un lato degli sconti tariffari previsti a favore dei nuovi gas e dall'altro della riduzione nei prossimi anni delle capacità per il gas importato dalla Russia che il REpowerEU prevede di sostituire solo in parte con altre importazioni di gas (si rimanda allo spunto S3. per una trattazione più dettagliata).

2. **REGOLAZIONE IN SOSTANZIALE CONTINUITA'.** Gli orientamenti iniziali per il 2024-2027 propongono un assetto regolatorio in larga parte in continuità rispetto al periodo 2020-2023. In linea generale, è condivisibile la conferma della metodologia della distanza ponderata per la capacità che, rispetto ai periodi regolatori precedenti, è stata (finora) in grado di garantire un livello dei corrispettivi e un rapporto tra gli stessi adeguato.
- D'altra parte, senza un ripensamento di alcuni driver, non è detto che la metodologia continui a garantire tariffe sostenibili anche in futuro data la discontinuità che caratterizza il contesto attuale e che presumibilmente si riverbererà nei prossimi anni.
- Enel ritiene pertanto necessaria l'adozione di una metodologia dei prezzi di riferimento opportunamente (ri)disegnata al fine di garantire in futuro la resilienza del sistema, ed in particolare la sostenibilità e prevedibilità tariffaria, attraverso una diversa modalità di ripartizione dei costi di sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti.
3. **NECESSARI ALTRI AGGIUSTAMENTI.** Con particolare riferimento agli sconti per i corrispettivi presso stoccaggio e Gnl, Enel ritiene che le soluzioni proposte in consultazione, non siano idonee ad incentivare da un lato il riempimento dello stoccaggio e dall'altro la competitività del sistema gas (si rimanda allo spunto S15. per una trattazione più dettagliata).
- In linea generale Enel ritiene necessari altri aggiustamenti: (i) mantenere i corrispettivi capacitivi stabili per tutto il periodo regolatorio (ii) utilizzare il driver della capacità tecnica (iii) implementare un meccanismo di riproporzionamento per mezzo del quale i prezzi di riferimento sono adeguati aggiungendo una costante ai rispettivi valori. Per quanto riguarda la trattazione degli aggiustamenti proposti si rimanda agli spunti di consultazione (in particolare S16, S17 e S18).

RISPOSTE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

Si riportano di seguito esclusivamente le risposte agli spunti di interesse.

Parte I: Aspetti introduttivi

S3. Osservazioni in merito agli obiettivi dell'intervento dell'Autorità.

Per quanto riguarda l'obiettivo di *“valutare, anche ai sensi del Codice TAR, la coerenza della metodologia dei prezzi di riferimento rispetto al contesto di mercato”* Enel sviluppa gli argomenti anticipati nelle osservazioni generali in merito ai trend: (i) sostituzione del gas fossile con gas rinnovabili (ii) la riduzione della dipendenza energetica dalla Russia. Entrambe le tendenze -senza gli opportuni correttivi- potrebbero condurre ad un aumento delle tariffe di trasporto per il gas naturale.

Sul primo aspetto, a favore dei gas rinnovabili e decarbonizzati, è prevista nell'*Hydrogen and Decarbonised Gas Package* l'eliminazione delle tariffe per le interconnessioni transfrontaliere e uno

sconto del 75% nei punti di immissione all'interno dello Stato Membro. Inoltre, se si considera che l'idrogeno in blending fino al 5% sarà accettato ai punti di interconnessione già dal 2025, si renderà necessario incrementare il gettito da recuperare dagli altri utenti del sistema del gas naturale. In altri termini una quota della capacità conferita per il trasporto di gas rinnovabile/low carbon non genererebbe gettito o genererebbe un gettito ridotto per i TSO, che dovrebbero quindi alzare le tariffe sulla capacità conferita agli utenti del gas naturale.

Sul secondo aspetto, per quanto riguarda la riduzione della dipendenza energetica dalla Russia, il REPowerEU prevede un completo spiazzamento dei volumi al 2030. In particolare, a livello europeo, meno della metà del gas russo sarà sostituito da altro gas (es. LNG e altre pipeline) mentre il resto della riduzione sarà guidato principalmente da elettrificazione dei consumi ed efficienza energetica. Per comprendere meglio quale potrebbe essere l'effetto rialzista sulle tariffe di trasporto, si può utilizzare il modello messo a disposizione da Snam (ultimo disponibile tariffe 2023). In particolare, per ogni taglio sulle capacità previste in conferimento da Tarvisio -nodo principale del gas di provenienza Russa in Italia- vi sarebbe un incremento su tutti i corrispettivi di entry. D'altra parte, l'impatto di tale aumento sarebbe molto diverso in termini di costo della capacità (€/a/Smc/g) a seconda del punto interessato: ad esempio per Mazara del Vallo l'impatto è in valore più del doppio rispetto a quello di Passo Gries (sebbene in percentuale l'incremento risulti il medesimo). In altri termini, a valori decrescenti delle capacità conferite presso Tarvisio, corrisponde un allargamento in valore economico della forbice tra il corrispettivo di Mazara del Vallo e quello di Passo Gries. Nell'adottare la regolazione tariffaria del prossimo periodo occorrerà pertanto tenere conto anche di queste tendenze che caratterizzeranno il prossimo futuro attraverso opportuni meccanismi, descritti agli spunti di cui alla Parte IV, in grado di garantire una maggiore sostenibilità e prevedibilità dei corrispettivi nel corso dell'orizzonte temporale 2024-2027, considerato il contesto in forte discontinuità.

Parte III: Criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti

S4. Osservazioni in merito alla decorrenza e alla durata del periodo di regolazione.

Si ritiene ragionevole mantenere una durata di quattro anni per il periodo di regolazione del servizio di trasporto, decorrenti dal 1° gennaio 2024.

S 10. Osservazioni in merito ai costi relativi al sistema di Emission Trading.

Enel in generale ritiene opportuna l'adozione di un sentiero virtuoso, individuato dal gestore della rete di trasporto e proposto nell'ambito del business plan, che conduca ad investimenti finalizzati a limitare le emissioni di CO₂ nell'atmosfera. D'altra parte, con riferimento alle tempistiche, occorre sin da subito accelerare su questa tipologia di investimenti al fine di ridurre in maniera significativa le emissioni di CO₂ nel medio termine. A tal fine si ritiene opportuno intervenire senza attendere l'entrata in vigore dell'approccio ROSS integrale.

Parte IV: Determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto

S 14. Osservazioni in merito all'identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari.

Per quanto riguarda il servizio di trasporto, Enel condivide che le tariffe per la capacità conferita dipendano da distanza e capacità, ed in particolare che debbano riflettere i costi sottostanti l'erogazione del servizio a cui si riferiscono e che siano applicate in maniera non discriminatoria.

Viceversa, Enel non condivide che il costo della capacità non conferita dipenda dalla distanza. Infatti, non si comprende secondo quale logica sia giustificabile che una riduzione nell'utilizzo della capacità conferita presso un punto di entry comporti un incremento, peraltro differenziato, degli altri corrispettivi di entry; ad esempio una riduzione della capacità a Tarvisio del 10% comporti un incremento dei corrispettivi che per Passo Gries è di 0,02 €/a/Smc/g mentre a Mazara del Vallo è di 0,06 €/a/Smc/g ovvero di 3 volte maggiore a parità di tutte le altre condizioni.

In altri termini, non si comprende per quale ragione la capacità non acquistata dagli Utenti in entry debba non solo essere pagata dagli stessi, che per l'appunto non l'hanno comprata, ma per di più debba essere pagata in base alla distanza (del tutto astratta nel caso di capacità non conferita).

Certamente la capacità non conferita contribuisce a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, e quindi il relativo costo dovrebbe essere sostenuto da chi ne beneficia, ovvero più i clienti finali che gli importatori, ma anche qualora si volesse addossare questo costo agli importatori andrebbe ripartito quantomeno in misura uguale: non in termini percentuali ma di costo della capacità.

Come si dirà in risposta ai successivi spunti di consultazione (risposta cumulativa S16-S17-S18), al fine di rendere più equa l'allocazione dei costi del servizio di trasporto e quindi le relative tariffe da applicare ai fruitori del servizio, occorrerebbe adottare in particolare gli aggiustamenti anticipati nelle osservazioni generali, ossia: (ii) utilizzare il driver della capacità tecnica (iii) implementare un meccanismo di riproporzionamento per mezzo del quale i prezzi di riferimento sono adeguati aggiungendo una costante ai rispettivi valori.

S 15. Osservazioni in merito alla struttura della tariffa per il servizio di trasporto.

Si ritiene condivisibile l'orientamento espresso dall'Autorità di confermare l'attuale struttura della tariffa per il servizio di trasporto. In particolare, si ritiene che la struttura di per sé sia compatibile con diverse modalità di allocazione dei costi, e quindi adatta a garantire un corretto recupero dei ricavi e contribuire al funzionamento efficiente del sistema gas. Ciò che sarebbe meritevole di modifiche è, a nostro avviso, la determinazione dei corrispettivi e i correttivi ad essi applicati. In merito a questi, come anticipato nelle osservazioni generali si riportano di seguito le osservazioni sugli sconti proposti per i corrispettivi di trasporto presso stoccaggio e GNL.

Enel ritiene che, l'introduzione di uno sconto del 100% sulle tariffe da e verso stoccaggio non porterebbe benefici per il sistema in termini di riempimento, considerato che già oggi il costo di trasporto presso gli hub di stoccaggio è sostenuto dalle imprese di stoccaggio e non dagli utenti del

trasporto: nel caso del sistema italiano, uno sconto del 100% su un corrispettivo non sostenuto non incentiverebbe il maggiore utilizzo di questa tipologia di infrastruttura.

Con specifico riferimento all'introduzione di uno sconto del 50% sulle tariffe presso GNL, si ritiene opportuno considerare invece l'applicazione di un meccanismo analogo a quello oggi vigente per lo stoccaggio, cioè l'inclusione all'interno del prezzo delle aste del costo per il servizio di trasporto. Ciò in considerazione del fatto che tra i costi associati al servizio di rigassificazione, quelli relativi al corrispettivo di capacità di entrata nella rete di trasporto influenzano la competitività dei servizi di rigassificazione nella misura in cui la variabilità dei corrispettivi di entry contribuisce a generare incertezza nei costi che l'Utente si troverà a sostenere. Di converso se il costo di trasporto è incluso nel *bid* dell'asta, ed è quello pro tempore vigente, successive variazioni non comporterebbero una maggiore o minore competitività per l'Utente in quanto le differenze verrebbero gestite tra l'impresa di rigassificazione e l'impresa di trasporto. Si ritiene pertanto preferibile rendere strutturale quanto previsto dalla Del. 240/2022/R/gas ed estendere le disposizioni ivi contenute a tutte le tipologie di conferimenti, prevedendo che i costi di trasporto siano regolati tra l'impresa di rigassificazione e CSEA con una componente tariffaria ad hoc (ad esempio attraverso il CRV^{FG}).

Per quanto sopra espresso, Enel ritiene che l'implementazione di uno sconto del 100% per i corrispettivi da e verso stoccaggio e del 50% sugli entry da GNL comporterebbe solamente un incremento generale e rilevante degli altri corrispettivi (+21% sui corrispettivi di entrata e +9% sui corrispettivi di uscita), senza di contro apportare un reale beneficio in termini di sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti, ma generando l'effetto opposto. In particolare, al fine di aumentare la competitività delle fonti di approvvigionamento di gas tramite GNL, occorrerebbe che (i) il prezzo di riserva delle aste di rigassificazione risulti maggiormente competitivo (ii) il costo di trasporto sia incluso nel prezzo di riserva, nei termini espressi sopra.

Riposta cumulativa S16-S17-S18

S 16. Osservazioni in merito alla ripartizione capacity - commodity e al perimetro di applicazione dei corrispettivi variabili.

S 17. Osservazioni in merito alla ripartizione entry-exit.

S 18. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento.

Enel propone in sostanza 3 aggiustamenti: (i) mantenere i corrispettivi capacitivi stabili per tutto il periodo regolatorio (ii) utilizzare il driver della capacità tecnica (iii) implementare un meccanismo di riproporzionamento per mezzo del quale i prezzi di riferimento sono adeguati aggiungendo una costante ai rispettivi valori.

Per quanto riguarda il primo aspetto ovvero mantenere i corrispettivi capacitivi stabili per tutto il periodo regolatorio, si potrebbe procedere in analogia a quanto proposto per il corrispettivo CM^{CF}, gestendo gli scostamenti per i ricavi del TSO nell'ambito del fattore correttivo dei ricavi.

Per quanto riguarda il secondo aspetto ovvero utilizzare il driver della capacità tecnica per i punti di entry, in luogo di quella prevista in conferimento, si potrebbe procedere come descritto di seguito. In particolare, si propone di calcolare le tariffe sostituendo alle capacità previste in conferimento in entry le capacità tecniche e mantenendo le capacità previste in conferimento presso i punti di exit. Ovviamente vi sarà una riduzione del ricavo previsto per effetto dell'adozione del driver della capacità tecnica in corrispondenza dei punti di entrata. Nello specifico il “delta ricavo” sarà pari alla differenza tra i due termini: (a) il prodotto della capacità prevista in conferimento in corrispondenza di ciascun punto di entrata per la corrispondente tariffa calcolata utilizzando l'attuale modello CWD; (b) il prodotto della capacità prevista in conferimento in corrispondenza di ciascun punto di entrata per la corrispondente tariffa che verrà effettivamente applicata calcolata sulla base della capacità tecnica in entry.

Si propone di recuperare il “delta ricavo” con un intervento tariffario che incida a valle del PSV. Più in particolare sarà necessario definire un “fattore di adeguamento” che consenta di ricalibrare il livello tariffario in uscita in modo da perseguire il conseguimento dei ricavi complessivi riconosciuti nell'anno.

Il modello proposto consente: (1) una migliore sostenibilità tariffaria in grado di rispondere al contesto in forte discontinuità, che in assenza di correttivi potrebbe condurre ad una spirale tariffaria, dato l'utilizzo sempre minore delle capacità in entry (anche per riduzione capacità per gas di origine Russa e sconti su capacità gas rinnovabili) a fronte di un utilizzo invece sostanzialmente costante degli utenti delle capacità di exit; (2) una forte prevedibilità tariffaria riducendo significativamente la volatilità dei corrispettivi derivante dalle oscillazioni dei conferimenti in entry; (3) una allocazione dei costi in funzione del beneficio in quanto i costi connessi alla capacità non utilizzata in entry sarebbero allocati come costi di sistema per la sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti.

Infine, per rispettare l'attuale ripartizione dei costi *capacity/commodity* è possibile ipotizzare che il fattore di adeguamento operi sulla componente tariffaria capacitiva in exit. Tenuto conto che ai sensi del Regolamento (UE) 2017/460 i punti di uscita nazionali sono un «gruppo omogeneo di punti» e che è previsto all'articolo 6 comma 4 lettera b) il “*ricorso, da parte dei gestori dei sistemi di trasporto o dell'autorità nazionale di regolamentazione (secondo quanto deciso da quest'ultima), alla perequazione, per mezzo della quale ad alcuni o a tutti i punti facenti parte di un gruppo omogeneo di punti è applicato lo stesso prezzo di riferimento*” si potrebbe applicare quanto previsto dallo stesso articolo alla successiva lettera c) ovvero un “*riproporzionamento, per mezzo del quale i prezzi di riferimento su tutti i punti di entrata o tutti i punti di uscita, o su entrambi, sono adeguati moltiplicando i rispettivi valori per una costante oppure aggiungendo o sottraendo una costante ai rispettivi valori.*” Pertanto, sarebbe possibile aggiungere una costante per mezzo della quale riproporzionare il corrispettivo di uscita dimensionata al fine di raggiungere i ricavi riconosciuti ai TSO e quindi in base al costo dell'over-capacity in entry. Peraltro, come si evince anche dalla tabella 10 dell'Appendice, la capacità prevista in conferimento agli entry, in due anni consecutivi (e parte dello stesso periodo

tariffario), può variare consistentemente (oltre che differire da quella poi effettivamente conferita) e generare quindi instabilità nei corrispettivi così determinati.

Per quanto riguarda il terzo aspetto ovvero implementare un meccanismo di riproporzionamento per mezzo del quale i prezzi di riferimento in entry sono adeguati aggiungendo una costante ai rispettivi valori, in subordine al secondo aspetto si potrebbe procedere come descritto di seguito.

Di fatto si propone un meccanismo analogo a quello descritto nel punto precedente, con la differenza sostanziale che il “delta ricavo” verrebbe ripartito con un intervento tariffario che incide in entry (invece che in exit).

In altri termini, il “fattore di adeguamento” sarebbe applicato aggiungendo una costante ai valori delle tariffe in entry risultanti dall'applicazione della capacità tecnica in luogo di quella prevista in conferimento.

Si ritiene che l'applicazione di questa tipologia di costante avrebbe il vantaggio di tenere conto del criterio della distanza per quanto riguarda la capacità acquistata dagli utenti e al contempo ripartire in modo omogeneo il costo della capacità non acquistata (che è evidentemente indipendente un costo di sistema indipendente dalla distanza). Pertanto, avrebbe il pregio di garantire una ripartizione dei costi associati alle capacità non conferite più equa, considerato che a fronte di una riduzione della capacità da un punto non vi sarebbe più un incremento degli altri corrispettivi di entry differenziato in valore, bensì un incremento in valore uguale che aiuterebbe ad affrontare la sfida di diversificazione rispetto all'approvvigionamento del gas proveniente dalla Russia.

S 19. Osservazioni in merito al trattamento tariffario degli investimenti riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna.

In linea generale, Enel ritiene condivisibile l'approccio delineato relativamente al trattamento tariffario degli investimenti dedicati alla metanizzazione della Regione Sardegna, attraverso l'inclusione nella metodologia dei prezzi di riferimento. Tuttavia, ci riserviamo di esprimere osservazioni di carattere più dettagliato successivamente all'avvio del procedimento previsto, nell'ambito del quale saranno certamente articolate in maniera più approfondita le proposte dell'Autorità.

S 20. Osservazioni in merito a moltiplicatori e fattori stagionali, in particolare la proposta di uno specifico moltiplicatore per i conferimenti giornalieri ai city gate.

Così come delineata, non si ritiene valutabile la proposta dell'Autorità di introdurre conferimenti di capacità su base giornaliera ai punti di riconsegna che alimentano le reti di distribuzione (city gate), ai quali sarebbe applicato uno specifico moltiplicatore, in quanto sembra in contrasto con la riforma (partita con il DCO 114/2018/R/gas e delineata dalla delibera 147/2019/R/gas) che prevede un conferimento automatico di capacità non più gestito dagli operatori ma direttamente dal SII.

Non si comprende, in particolare, come tale proposta sia alternativa a quanto prospettato nella Consultazione 157/2022/R/gas che riguarda esclusivamente la variabilizzazione del costo di trasporto e non la modalità di attribuzione della capacità. Infatti, il DCO 157/2022/R/gas è solo l'ultimo di molti atti relativi alla c.d. *riforma delle modalità di conferimento della capacità nei punti di riconsegna*, richiamata dalla stessa Autorità nel presente Documento al paragrafo 6.17. In ogni caso, qualora vi fossero proposte sul conferimento della capacità in riconsegna, Enel ritiene che queste non debbano porsi in alternativa a quanto già tracciato nella riforma, ma si pongano come complemento per migliorarne l'efficacia.

Parte V: Determinazione dei corrispettivi per il servizio di misura del trasporto

S 21. Osservazioni in merito all'articolazione tariffaria del servizio di misura.

In linea di principio Enel è a favore della stabilità tariffaria, e pertanto condivide la proposta di definire i corrispettivi CMCF in maniera stabile per tutto il periodo di regolazione. Inoltre, sulla base delle prime verifiche effettuate, Enel ritiene condivisibile la previsione di classificare i punti di misura, al fine di individuare corrispettivi che meglio riflettano i costi dei diversi cluster individuati, e l'utilizzazione del criterio basato sulla portata erogata (Qero) per l'attribuzione dei punti alle classi. Per quanto riguarda, in particolare, il numero di classi da adottare riteniamo utile prevedere almeno le seguenti:

1. $Qero \leq 25.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$
2. $25.000 \text{ Sm}^3/\text{h} < Qero < 75.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$
3. $Qero \geq 75.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$