



Regulatory and Antitrust Italy

Viale Regina Margherita 125 - 00198 Roma
T +39 06 83051



Enel-ITA-10/07/2017-0106191

enelitalia@pec.enel.it

ITA/RA

Spett.le
Autorità per l'energia elettrica il gas e il
sistema idrico
Direzione Infrastrutture Energia e
Unbundling
Piazza Cavour, 5
20121 Milano

Oggetto: **Osservazioni al Documento per la consultazione 413/2017/R/GAS: "Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione - Inquadramento generale e linee di intervento".**

Si trasmette la risposta Enel al documento in oggetto.

Con i migliori saluti

Francesca Valente
La Responsabile

Il presente documento è sottoscritto con firma digitale ai sensi dell'art. 21 del d.lgs. 82/2005. La riproduzione dello stesso su supporto analogico è effettuata da Enel Italia srl e costituisce una copia integra e fedele dell'originale informatico, disponibile a richiesta presso l'Unità emittente.

1/1



RISPOSTA DI ENEL AL
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

10 LUGLIO 2017

Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione – inquadramento generale e linee di intervento.

OSSERVAZIONI GENERALI

1. Il trasporto del gas sarà sempre più condizionato dalla flessibilità dei flussi sia in ingresso (con una costante crescita dei conferimenti di capacità di breve periodo) che in uscita (con elasticità al prezzo della domanda di utilizzo delle infrastrutture). Più precisamente si prospetta un cambiamento certamente sostanziale del sistema gas caratterizzato dalla scadenza dei contratti di lungo termine, che fino ad oggi hanno garantito la stabilità del sistema e rispetto ai quali è stata pensata l'attuale metodologia tariffaria. Per **giungere ad un "nuovo paradigma tariffario"** così come correttamente prospettato dall'Autorità, è necessario a nostro avviso un approccio innovativo in grado di rispondere ai cambiamenti di sistema e che favorisca al contempo la possibilità per l'Italia di ricoprire un ruolo centrale nel mercato europeo del gas. E' necessaria pertanto una visione strategica non ancorata alle logiche attuali e che consenta tariffe competitive per tutti i flussi in ingresso.
2. Al fine di rispondere adeguatamente al nuovo contesto di riferimento **è fondamentale individuare e condividere l'obiettivo** che si intende perseguire, sul quale poi delineare la strategia. Su tali elementi dunque l'Autorità dovrebbe progettare il "nuovo paradigma tariffario". A nostro avviso l'obiettivo da perseguire è l'efficienza dell'intero sistema gas che potrebbe essere declinato in: sicurezza, concorrenza, diversificazione delle fonti, prevedibilità, sostenibilità e, non da ultimo, stabilità tariffaria. Tale obiettivo, mantenendo l'equilibrio necessario tra le sue declinazioni, si può perseguire solo rimettendo in discussione l'attuale metodologia sia con riferimento alla logica di imputazione dei costi che a quella di allocazione dei ricavi.
3. Le **tariffe di trasporto** hanno un **impatto considerevole sul mercato all'ingrosso**, come riconosciuto dalla stessa AEEGSI. Quindi la struttura tariffaria dovrebbe ancora di più essere disegnata in maniera tale da favorire la concorrenza sulla materia prima, limitando le differenze di costo logistico tra diversi mercati e canali di approvvigionamento a tutto

vantaggio della sicurezza del sistema. A tal fine è necessaria una riduzione generalizzata dei corrispettivi di entry perseguibile attribuendo ai punti di uscita una percentuale dei ricavi riconosciuti al TSO decisamente superiore rispetto a quelli di entrata, con l'auspicio che si arrivi ad un'attribuzione totale dei costi di trasporto direttamente ai clienti finali o ai punti di uscita della rete. In ogni caso è opportuno enucleare e allocare con modalità diverse i ricavi riconosciuti al TSO in base alla natura stessa dei costi, ad esempio quelli per: i) creazione di hub gas e realizzazione di capacità di esportazione; ii) investimenti funzionali alla sicurezza delle forniture e degli approvvigionamenti. Almeno in relazione ai due punti sopra citati occorre valutare soluzioni di allocazione differenti rispetto alle attuali, che tengano conto dei soggetti che ne beneficino.

4. **In merito al periodo transitorio (2018-2019)**, posto che Enel come noto non condivide gli attuali criteri tariffari, la proposta dell'Autorità che intende confermare le attuali metodologie applicate, apportando alcuni correttivi, può essere condivisibile solo se tali correttivi sono sostanziali determinando risultati (corrispettivi) già orientati verso il nuovo paradigma del sistema gas. In particolare dovrebbe essere adottata una ripartizione dei ricavi tra i corrispettivi di entrata e corrispettivi di uscita, con una maggiore attribuzione in uscita, che vada ben oltre la proposta del 40/60. Inoltre si osserva che la proroga dei criteri dell'attuale periodo tariffario (2014-2017) non favorisce il rinnovo dei contratti Long Term (LT) su basi regolatorie solide; si ritiene che gli operatori potrebbero essere agevolati almeno attraverso una puntuale anticipazione dei criteri e vincoli per il 5 PRT da definire entro il primo semestre del 2018. Si rimanda alla risposte agli spunti di consultazione da S2 a S8 per argomentazioni e proposte più circostanziate.
5. **Per quanto riguarda il 5 PRT**, a nostro parere gli orientamenti esposti – che peraltro in larga parte sono gli stessi già ipotizzati per il transitorio - ci sembrano non rispondere alle attuali e future esigenze del sistema gas disattendendo così le aspettative su un nuovo "paradigma tariffario". Al fine di garantire il raggiungimento dell'obiettivo nelle sue diverse declinazioni (vedi punto 2) il nuovo modello dovrà favorire l'attribuzione dei costi di trasporto direttamente ai clienti finali o ai punti di uscita della rete. L'Autorità invece ripropone la stessa metodologia dei prezzi di riferimento (cd. matrice) attualmente impiegata, con l'obiettivo esclusivo o comunque fortemente preponderante su tutti gli altri di garantire il rispetto del principio del cd. *cost reflectivity*, non considerando la grande incertezza legata ai futuri flussi di approvvigionamento che mette a rischio la stessa remunerazione del TSO. Tale obiettivo, a nostro parere non può essere né esclusivo né prioritario ma deve essere temperato con tutti gli altri espressamente previsti dalla stessa fonte normativa (codice TAR). Peraltro la stessa Commissione Europea attraverso lo studio "Quo Vadis gas" sta ripensando la struttura tariffaria per renderla maggiormente compatibile con lo sviluppo di un mercato comune

liquido e integrato. Si rimanda ai singoli spunti di consultazione per argomentazioni più circostanziate sui primi orientamenti proposti.

6. **Contenziosi periodi regolatori 2010-2013 e 2014-2017.** L'attuale metodologia tariffaria nel corso degli anni – a fronte di una continua riduzione della capacità conferita principalmente sulle direttrici da nord e in presenza di ricavi riconosciuti al TSO sia costanti che in aumento - ha dato luogo ad una “forbice” crescente tra i corrispettivi di entry da sud e quelli da nord, penalizzante per il sud (tale aspetto è peraltro segnalato all'interno della consultazione per la Strategia Energetica Nazionale - SEN). Ciò in un Paese in cui le importazioni coprono circa il 90% della domanda e a livello giornaliero sono necessarie tutte le fonti per garantire la copertura dei picchi di domanda, e in un contesto di impossibilità per i titolari dei contratti di capacità di lungo termine di rivedere i propri impegni contrattuali. A partire dal periodo tariffario 2010-2013, le delibere alla base della regolazione sulle tariffe di trasporto, come noto, sono state gravate da ricorsi Enel e oggetto di numerose sentenze, l'ultima delle quali (sentenza TAR 494/2017) ha stabilito che “vi è stata un'ottemperanza inesatta e parziale alla pronuncia di primo grado”. Attraverso la memoria di costituzione con appello incidentale presentata da AEEGSI abbiamo preso atto che quest'ultima ha iniziato a dare esecuzione alla sentenza con modalità, che a nostro avviso, continuano ad essere parziali rispetto alla portata puntuale e vincolante delle prescrizioni riportate nella pronuncia oggetto di ottemperanza così come confermata dal Consiglio di Stato. Si segnala inoltre che rimane ad oggi pendente dinanzi al TAR anche il ricorso Enel sul periodo 2014-2017. Auspichiamo che si ponga fine al contenzioso in materia di tariffe di trasporto con una soluzione che possa essere davvero risolutiva, per entrambi i periodi tariffari, come è legittimo attendersi in un'ottica di certezza delle regole che, come detto, è imprescindibile per orientare anche le future scelte strategiche. Al riguardo ovviamente siamo fin da subito disponibili ad approfondire attraverso incontri *ad hoc*, ai quali rinviando la possibilità di presentare proposte a nostro avviso in grado di risolvere il contenzioso attraverso meccanismi semplici e profuturo.

RISPOSTE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

Parte II: Quadro normativo esistente e obiettivi perseguiti

S1. Osservazioni in merito agli obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità.

Si ritiene che l'Autorità avrebbe potuto dedicare una trattazione decisamente più ampia alla individuazione e condivisione degli obiettivi, dai quali dovrebbe poi discendere la scelta dei criteri, del modello tariffario, dei vincoli, e conseguentemente i corrispettivi. Certamente si condivide la volontà di perseguire una regolazione che garantisca adeguati incentivi all'efficienza di tipo allocativo

e di tipo produttivo, tuttavia proprio a causa dei mutamenti di contesto riteniamo fondamentale rivalutare e mettere in discussione l'attuale metodologia tariffaria, ovviamente in coerenza con le disposizioni del codice di rete TAR.

E' bene ricordare che il legislatore europeo già nel Reg. 715/2009 forniva degli obiettivi, poi confermati dal Reg. 460/2017, tra i quali ci preme ricordare che "le tariffe, o le metodologie utilizzate per calcolarle, facilitino lo scambio efficiente di gas e la concorrenza". Proprio perché gli obiettivi sono molteplici - e chiaramente l'intenzione del Legislatore Europeo è quella di contemperarli tra loro in un equilibrio generale - è certamente sbagliato utilizzare come unico driver la *cost reflectivity*, la quale da sola è inadeguata a raggiungere un modello che ad esempio favorisca la concorrenza e gli scambi transfrontalieri. Non bisogna dunque tralasciare che è necessario altresì perseguire la competitività del sistema Paese nell'ambito del gas senza la quale non potrebbe realizzarsi una reale integrazione con gli altri mercati.

Alla luce di quanto sopra espresso, senz'altro un altro elemento chiave è l'attrattività dell'Italia come mercato di sbocco per i Paesi produttori, di fatto senza tale condizione si mette a rischio il beneficio derivante dall'utilizzo degli investimenti infrastrutturali esistenti e di quelli che sono stati programmati, al contempo si andrebbero a minare le condizioni che garantirebbero la liquidità necessaria per lo sviluppo del settore e la sua sostenibilità in termini economici.

Parte III: Decorrenza del quinto periodo di regolazione e criteri per il periodo transitorio

S2. Osservazioni in merito alla decorrenza del quinto periodo di regolazione e del processo di consultazione previsto.

Come già anticipato nelle osservazioni generali Enel ritiene che la proposta dell'Autorità di confermare le attuali metodologie applicate per il periodo transitorio 2018-2019, può essere condivisibile solo se i correttivi che saranno individuati siano di fatto sostanziali, così da determinare risultati (corrispettivi) già orientati verso il nuovo paradigma del sistema gas. Gli attuali criteri, che come argomentato sopra, già in passato a nostro avviso erano insostenibili per una corretta concorrenza sul mercato all'ingrosso, sono ormai anche del tutto superati e, qualora fossero applicati oggi per il prossimo periodo regolatorio, senza profondi aggiustamenti, restituirebbero dei risultati irragionevoli.

A sostanziare quanto descritto è sufficiente considerare l'effetto che avrebbe la scadenza delle capacità prenotate sul lungo periodo. Come noto, in sostanza, il livello delle tariffe unitarie discende in generale (prima degli aggiustamenti dettati da obiettivi, criteri, metodo e vincoli) dal rapporto tra i ricavi riconosciuti al TSO e la capacità che si prevede verrà conferita dagli *shipper*. Pertanto se si riduce l'aspettativa di capacità conferita a fronte della scadenza delle capacità di lungo periodo, a

parità dei ricavi, le tariffe unitarie tenderanno ad aumentare. Dunque si può innescare un fenomeno a spirale "vizioso" (all'aumentare delle tariffe diminuirebbe la capacità richiesta in conferimento, il che condurrebbe ad un ulteriore aumento delle tariffe, che a sua volta disincentiverebbe la richiesta di capacità...) che farebbe venire meno la remunerazione congrua delle infrastrutture e ciò avrebbe senz'altro conseguenze negative in termini di sicurezza per il sistema e competitività del settore gas.

In caso di decorrenza dal 2020 del quinto periodo ci si attende un profondo ripensamento che vada oltre gli aggiustamenti già proposti per il transitorio, e che tali criteri siano resi noti il prima possibile al fine di avere ulteriori elementi sulla base dei quali procedere con il rinnovo dei contratti LT. In particolar riteniamo opportuno che ci sia una definizione più precisa delle tempistiche per quanto riguarda le consultazioni intermedie che riguarderanno i criteri, e tale definizione dovrebbe avvenire prima di Marzo 2019.

S3. Osservazioni in merito all'evoluzione delle misure per la compensazione del lag regolatorio.

S4. Osservazioni in merito alla remunerazione del capitale investito riconosciuto.

S5. Osservazioni in merito all'incentivazione per i nuovi investimenti.

S6. Osservazioni in merito agli obiettivi di recupero di efficienza.

Enel non ha osservazioni in merito.

S7. Osservazioni in merito all'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile.

Riteniamo ragionevole la proposta dell'Autorità circa il corrispettivo variabile in quanto propone di tenere in considerazione valori più aggiornati.

S8. Osservazioni in merito ai corrispettivi tariffari e alle quote percentuali di autoconsumo.

In relazione ai criteri tariffari proposti per il periodo transitorio 2018-2019, l'Autorità nel confermare le attuali metodologie propone l'adozione di tre correttivi: a) ripartizione dei ricavi da attribuire ai punti di entrata e ai punti di uscita pari rispettivamente al 40% e al 60%; b) un'unica configurazione dei flussi prevalenti alla punta di consumo e c) copertura del gas di autoconsumo indifferenziato per punto di ingresso.

Fermo restando quanto già espresso in merito agli attuali criteri tariffari, ma soprattutto in considerazione della diminuzione prevista sulle capacità annuali conferite, osserviamo quanto segue alle tre proposte sopra riportate.

a) Il correttivo proposto che prevede l'attribuzione ai punti di entrata una quota di ricavi pari al 40%, sebbene vada nella direzione da noi auspicata - di favorire l'attribuzione dei costi di trasporto direttamente ai clienti finali o ai punti di uscita della rete - appare ancora insufficiente. E' bene ricordare infatti che attualmente la tariffa unitaria di trasporto riflette tutti i costi di capitale (oltre che

operativi) che vengono recuperati attraverso la capacità conferita; ne discende che i corrispettivi di capacità pagati dagli shipper includono di fatto anche tutti gli investimenti di capacità tecnica, d'altra parte gli Utenti ne utilizzano soltanto una quota parte (capacità conferita). In prospettiva con la riduzione delle capacità conferite e a regole attuali gli Utenti si ritroveranno sempre di più a pagare capacità che di fatto non utilizzano (differenza tra capacità tecnica e conferita).

Al fine di perseguire concretamente gli obiettivi individuati - ossia "maggiore allineamento dei prezzi al PSV con i principali hub europei e una maggiore competitività dell'approvvigionamento di gas naturale sul mercato all'ingrosso nazionale" – tenendo in considerazione la sicurezza del sistema e più in generale alla luce del mutato contesto di riferimento. Enel ritiene che per perseguire un nuovo "paradigma tariffario" (anche al fine di disinnescare il meccanismo "vizioso" sopra descritto vedi risposta S2 a vantaggio della competitività dell'intero sistema gas Italia), già nel transitorio occorre prevedere una ripartizione tra entry e exit progressiva, rispettivamente del 30/70 nel 2018 e del 20/80 nel 2019.

Tale ipotesi tiene conto delle capacità di trasporto e delle progressive riduzioni di capacità conferite agli entry, previste per gli anni 2018 e 2019, e limita il rischio per il sistema di generare (mantenendo comunque nel periodo transitorio l'attuale metodologia dei prezzi di riferimento) corrispettivi di ingresso tali da scoraggiare l'importazione di gas e di conseguenza garantire maggiormente la remunerazione del TSO.

Inoltre, proprio in considerazione delle capacità sopra richiamate, questa ripartizione riflette maggiormente il grado di utilizzo della rete da parte degli shipper che quindi pagherebbero in relazione alla capacità conferita, attribuendo nella fase transitoria la quota percentuale dei ricavi riconosciuti al TSO ritenuti non strettamente legati al servizio di trasporto direttamente alle aree di exit (ovvero la differenza tra capacità tecnica e capacità conferita). Il maggior spostamento dei ricavi sugli *exit* è inoltre del tutto ragionevole in un contesto in cui – a fronte di una domanda attesa stabile (e quindi capacità di *exit* attese in linea nei prossimi anni) – si rileva una forte incertezza sui flussi in *entry*. Ciò permetterebbe quindi di limitare i rischi di sottoutilizzo delle direttrici di approvvigionamento da sud che già oggi sono *stranded* e a maggior ragione lo sarebbero in futuro con implicazioni sulla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e sulla sicurezza delle forniture.

Infine, partendo dal presupposto che la materia prima gas ha un peso in bolletta preponderante rispetto agli oneri di trasporto nazionali, ha senso favorire la competizione sulla materia prima gas, spostando gli oneri di trasporto in exit, poiché tale competizione potrebbe favorire un abbassamento del valore della commodity, con conseguenti effetti positivi che potrebbero più che compensare lo spostamento dei costi di trasporto in exit a tutto vantaggio dei clienti finali. In ogni caso quindi come già detto si ritiene corretto che siano i clienti finali a sostenere tutti i costi di logistica necessari per fornirli, similmente a quanto avviene in altri mercati, infatti in caso contrario alcuni operatori non

riuscendo a recuperare costi, che pure sostengono, opererebbero in uno schema di sotto costo che è certamente insostenibile nel lungo periodo.

b) Con riferimento ai flussi prevalenti di gas da utilizzare nella matrice di calcolo dei corrispettivi 2018 e 2019, non si riscontrano indicazioni sulla configurazione da considerare e su come questa possa impattare l'evoluzione delle tariffe nel transitorio. Tale elemento appare fonte di grande incertezza in termini di evoluzione dei corrispettivi tariffari per il periodo transitorio, e pertanto auspichiamo che l'Autorità faccia maggiore chiarezza in merito alla configurazione dei flussi relativi alla punta di consumo. A tal proposito potrebbe essere utile un momento di confronto sulle ipotesi che saranno utilizzate al riguardo. Si evidenzia come la maggiore ripartizione verso l'exit sopra richiamata possa comunque mitigare effetti legati all'incertezza dei flussi di import dato che la domanda è relativamente più semplice da prevedere rispetto alle capacità ai singoli punti di immissione.

c) Si condivide quanto proposto dall'Autorità sull'autoconsumo indifferenziato, come peraltro auspicato da Enel per il III PRT e il IV PRT.

S9. Osservazioni in merito alle tempistiche per l'approvazione e pubblicazione dei corrispettivi.

Si condivide quanto proposto nella consultazione.

Parte IV: Orientamenti generali per il 5PRT

S10. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione.

Si condivide quanto proposto nella consultazione (4 anni a partire dal 2020).

S 11. Osservazioni in merito alla definizione di servizio di trasporto ai sensi del Codice TAR.

S 12. Osservazioni rispetto ai servizi forniti da un'impresa di trasporto che non si configurino come servizio di trasporto.

Come anticipato nelle osservazioni, Enel ritiene che andrebbe riconsiderata l'attuale metodologia; sia in termini di imputazione dei costi che di allocazione dei ricavi. In particolare, qualora si mantenesse la cd. matrice per l'allocazione dei costi, si propone di scorporare dai costi della RTN quelli relativi a (i) costi per il transito cross border - investimenti pro sistemi esteri che andrebbero allocati ai Paesi beneficiari; (ii) costi connessi alla ridondanza infrastrutturale - funzionale alla sicurezza ed alla concorrenza e sostenuti per pubblica utilità, da allocare sui clienti finali che ne beneficiano, attraverso una opportuna applicazione in corrispondenza dei punti di exit e/o di riconsegna al fuori del perimetro di ripartizione entry/exit a prescindere dalla metodologia per il prezzo di riferimento utilizzata.

S13. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento dei costi per il 5PRT.

Con riferimento all'incentivazione dei nuovi investimenti sulla rete, Enel vede con favore l'introduzione di meccanismi di incentivazione del tipo output based. In tale ottica, occorre tener presente che dovranno essere dettagliatamente valutati e individuati ambito e modalità di applicazione dell'analisi costi-benefici anche in considerazione del carattere convenzionale di tale strumento di valutazione.

S14. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento per il 5PRT.

Nell'ambito della definizione dei criteri del 5PRT si auspica che sarà presa in seria considerazione lo spostamento delle tariffe sugli exit, questo anche tenendo conto delle indicazioni della SEN, dei mutamenti di mercato, di una concorrenza sulla materia prima piuttosto che di una concorrenza falsata da costi di logistica, e anche dell'inelasticità della domanda dei consumatori finali (in particolare quelli civili).

A nostro parere il nuovo paradigma potrebbe essere perseguito superando la logica della determinazione dei corrispettivi basati sulla logica di criteri predefiniti di allocazione dei costi, e al contrario porsi l'obiettivo di intercettare la massima disponibilità a pagare degli utenti andando così a valorizzare le diverse elasticità della domanda per l'utilizzo delle infrastrutture.

In primo luogo è senz'altro da considerare l'attribuzione dei costi di trasporto direttamente ai clienti finali ovvero 100% exit; ciò garantirebbe agli shipper di recuperare la parte dei costi legati alla logistica e porterebbe vantaggi sia per quanto riguarda gli approvvigionamenti, in termini di maggiore concorrenza, diversificazione e dunque sicurezza, sia per quanto riguarda le tariffe in termini di sostenibilità, prevedibilità e stabilità tariffaria.

In secondo luogo, un altro elemento meritevole di considerazione nel caso in cui si volesse mantenere una percentuale - seppure minima - di ricavi da entry, al fine di non distorcere la concorrenza, è l'equalizzazione completa dei corrispettivi tariffari nei diversi punti di ingresso; ciò sarebbe in linea con quanto già previsto dal Reg. 460/2017" (si veda Art.6 comma 4 lettera b) in cui si prevede la possibilità "per mezzo della quale ad alcuni o tutti i punti facenti parte di un gruppo omogeneo di punti è applicato lo stesso prezzo di riferimento" peraltro e per inciso, l'articolo citato fornisce ulteriore dimostrazione che la *cost reflectivity* non è l'unico obiettivo del Reg. 460/2017.

In via subordinata si potrebbe adottare per i punti di ingresso quanto attualmente previsto per i punti di uscita in merito alle differenze tra corrispettivi in altri termini le differenze tra i valori dei corrispettivi

unitari relativi a punti di ingresso non devono superare una certa percentuale (da fissare) del valore medio nazionale dei corrispettivi CPe.

In ogni caso qualora l'applicazione del nuovo modello non desse luogo a risultati soddisfacenti, in termini di coerenza con l'obiettivo generale (con le sue declinazioni), occorrerà di conseguenza procedere ad una riformulazione dei criteri base del calcolo che possano garantire una nuova ponderata ripartizione dei corrispettivi, al fine di bilanciare le diverse declinazioni dell'obiettivo di cui al punto 3 delle Osservazioni Generali.

Con riferimento all'ipotesi di includere la rete regionale nella rete nazionale ai fini della ripartizione del gettito da raccogliere dagli entry e dagli exit, si osserva che, così come le reti di distribuzione, la rete regionale è una rete dedicata a servire i consumatori di una determinata area e non presenta le caratteristiche "classiche" della rete di trasporto nazionale legate alla direzione dei flussi e alla loro possibile inversione. Non ha quindi alcuna logica allocare tali costi con una metodologia entry/exit.

S15. Osservazioni in merito alla ripartizione capacity/commodity per il 5PRT.

Fermo restando quanto osservato in merito agli spunti S12 S13 e S14 non si riscontrano particolari criticità nel superare l'attuale formulazione del corrispettivo unitario variabile, con le proposte avanzate, al fine di superare le potenziali incoerenze con il Codice TAR.

S16. Osservazioni in merito agli aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto relativi a impianti di stoccaggio e impianti di Gnl per il 5PRT.

Enel condivide la previsione di sconti ma il delta da recuperare rispetto al gettito previsto per la copertura dei ricavi riconosciuti deve essere imputato in exit e non in entry.

S17. Osservazioni in merito al trattamento delle reti di trasporto non interconnesse con la rete di trasporto nazionale per il 5PRT.

In caso di perequazione i costi non sostenuti direttamente dai clienti finali che beneficiano della metanizzazione dovranno essere sostenuti dagli altri clienti finali e certamente non dagli importatori.

S18. Osservazioni in merito al servizio di misura, e in particolare in merito a: (A) la possibilità di trasferimento della titolarità degli impianti di misura dal cliente finale al gestore di rete; (B) eventuali criticità di implementazione delle soluzioni prospettate; (C) eventuali criticità relativamente all'applicazione di una tariffa differenziata per punto di riconsegna.

(A) Coerentemente con quanto rappresentato con riferimento alla consultazione n.45 Snam sull'aggiornamento del codice di rete, riteniamo ragionevole la proposta dell'Autorità che prevede il trasferimento di titolarità su istanza del cliente finale. In particolare ricordiamo che

gli apparati di misura - se collegati e asserviti ad impianti di generazione - sono funzionali anche al processo produttivo delle centrali stesse (per la fornitura ed il monitoraggio di dati ed informazioni fondamentali per la gestione dell'attività di generazione). Conseguentemente, Enel ritiene opportuno che l'Autorità, nel regolamentare il tema dell'eventuale trasferimento delle titolarità degli apparati di misura, dovrebbe garantire il rispetto dei seguenti principi:

- 1) che sia dimostrato in maniera oggettiva che il trasferimento della titolarità dell'impianto di misura costituisca la soluzione migliore sia in termini di efficienza che di economicità;
 - 2) che, in caso di effettiva cessione della titolarità dell'apparato di misura, sia comunque garantito al soggetto cedente la disponibilità delle medesime informazioni/dati oggi disponibili (soprattutto per impianti termoelettrici per le ragioni sopra ricordate) con la disponibilità degli stessi standard qualitativi, accuratezza, precisione e affidabilità e tempestività oggi garantiti.
- (B) E' necessario stabilire a priori attraverso apposita consultazione i criteri per la variazione della titolarità, i requisiti minimi impiantistici e manutentivi, i meccanismi di premio/penalità e l'integrazione con le proposte che saranno sviluppate in merito alla qualità del servizio di trasporto. In merito si rileva che, qualora l'adeguamento ai nuovi requisiti impiantistici si rendesse necessario anche per gli impianti esistenti, tale adeguamento dovrebbe essere limitato a componenti "funzionali" all'attività di misura. Ogni altra variazione che non dovesse essere strettamente funzionale allo scopo dovrebbe essere valutata caso per caso e nel caso soggetta ad eventuali deroghe dall'obbligo di adeguamento. In generale oltre a prevedere l'opportuna gradualità nella pianificazione degli interventi a valle di un'attenta analisi dello stato dell'arte del parco misuratori esistenti, si ritiene opportuno che siano riconosciuti agli operatori titolari degli impianti di misura i costi che dovrebbero essere sostenuti dagli stessi per gli eventuali adeguamenti impiantistici.
- (C) E' auspicabile che le tariffe siano distinte in base alle classi di utenza, i termoelettrici ad esempio sono molto più affidabili nella manutenzione e nella gestione dell'impianto e utilizzano i dati in esso contenuti.