



Ns. Riferimento RAPAU/ Prot. **338**
San Donato Milanese, 20 dicembre 2017

Spettabile
Autorità per l'energia elettrica il gas e il
sistema idrico
*Direzione Infrastrutture Energia e
Unbundling*
Piazza Cavour, 5
20100 Milano

**Oggetto: Pubblicazione delle osservazioni al documento per la consultazione 8
giugno 2017, 413/2017/R/Gas.**

Con riferimento alla Vostra comunicazione del 31 ottobre 2017 Prot. n. 35601, si trasmette il documento "Osservazioni al documento di consultazione n° 413/2017/R/Gas" che recepisce le osservazioni contenute nella vostra richiesta e riporta, rispetto al documento inviato con comunicazione del 20 luglio 2017 (RAPAU/Prot. 177), alcuni "omissis" per le parti che non si ritiene opportuno di pubblicare in quanto contenenti stime e previsioni interne circa l'evoluzione del mercato nonché valutazioni di natura finanziaria e considerazioni economiche relative a ricavi e costi della Società che come tali costituiscono informazioni di natura sensibile.

Si conferma la disponibilità per qualunque approfondimento codesta Autorità ritenesse opportuno effettuare.

Cordiali saluti.

All.: c.s.d.


SNAM RETE GAS
Un Procuratore
Gaetano Mazzitelli



OSSERVAZIONI - INTEGRAZIONI
AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE
N. 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*

10 luglio 2017

INDICE

CONSIDERAZIONI GENERALI	3
QUADRO NORMATIVO ESISTENTE E OBIETTIVI PERSEGUITI	7
DECORRENZA DEL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE E CRITERI PER IL PERIODO TRANSITORIO	8
ORIENTAMENTI GENERALI PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE.....	14

CONSIDERAZIONI GENERALI

Il presente documento illustra le osservazioni di Snam Rete Gas al documento di consultazione “Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione”, pubblicato dall’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito Autorità) in data 12 giugno 2017. Vengono, di seguito, richiamate alcune considerazioni di carattere generale, rimandando alle successive sezioni del documento per un’analisi puntuale delle osservazioni e dei suggerimenti relativi a ciascun punto di discussione.

Il settore energetico italiano, nel più ampio contesto globale, sta vivendo un periodo di profondo cambiamento reso necessario in conseguenza delle mutate sensibilità politiche e sociali sulle tematiche ambientali e da altrettanto rapide evoluzioni tecnologiche nel campo delle energie rinnovabili. Le sfide legate al raggiungimento degli obiettivi di politica energetica per contenere gli effetti del riscaldamento climatico - concretizzati dagli impegni presi durante la Conferenza sul Clima di Parigi - richiedono pertanto un significativo riposizionamento delle fonti energetiche tradizionali ed, in particolare, del gas naturale che per i prossimi decenni dovranno saper trovare la strada per contribuire alla determinazione di un mix energetico sempre più “green” a basse emissioni di carbonio. In tale contesto, il gas naturale in virtù del suo basso impatto ambientale rispetto agli altri combustibili tradizionali e della sua flessibilità di utilizzo dovrà ricoprire un ruolo centrale affiancandosi alle fonti rinnovabili non solo in questa fase di trasformazione ma più strutturalmente anche nel lungo periodo.

Nei prossimi anni, le modalità con cui le infrastrutture saranno pianificate, costruite e gestite dovranno da un lato continuare a garantire sicurezza e affidabilità nell’approvvigionamento per i consumatori finali, dall’altro dovranno rispettare i sempre più stringenti vincoli di sostenibilità ambientale e di competitività di costo. In termini di competitività di costo e di impatto sui consumatori finali, il gas naturale risulta essere tre volte meno costoso dell’energia elettrica¹ e costituisce il vettore energetico fino a 20 volte meno costoso rispetto al vettore elettrico² nel trasporto di grossi quantitativi di energia su lunghe distanze. Tale divario si potrebbe

¹ “Energy prices and costs in Europe”, European Commission, COM (2016) 769 final.

² A titolo di esempio, confrontando i costi relativi a due infrastrutture di interconnessione gas ed elettrico tra UK e Continente (BBL Company e BritNed Interconnector), il rapporto tra il costo di investimento necessario per rendere disponibile un kW di capacità per 100 km tramite metanodotti rispetto a quello tramite elettrodotti è di circa 1 a 20. (BritNed - lunghezza 260 km, Investimento 600 M€, Capacità 1 GW: 230 € per KW/100km. BBL - lunghezza 230 km, Investimento 600 M€, Capacità 20 GW: 11 € per KW/100km).

ulteriormente ampliare nel futuro prossimo, a causa degli investimenti per il rafforzamento delle infrastrutture di trasmissione, distribuzione e di accumulo di energia su larga scala necessari per far fronte alla produzione intermittente delle fonti rinnovabili. La penetrazione dell'energia elettrica nel mix energetico italiano è pari a circa il 37% in una condizione infrastrutturale di sostanziale saturazione mentre il gas naturale, che oggi ricopre circa il 34% nel mix energetico nazionale, potrebbe raggiungere una quota del 45% con contenuti fabbisogni di investimenti aggiuntivi. Infine, il costo dello stoccaggio di energia sotto forma di gas naturale risulta di circa 80-100 volte inferiore rispetto al costo per lo stoccaggio di energia elettrica.

In questo nuovo contesto, la Regolazione avrà una funzione fondamentale per promuovere il cambiamento, ponendo le condizioni perché gli operatori infrastrutturali possano svolgere un ruolo sempre più proattivo nel disegnare un sistema energetico sostenibile e capace di rispondere alle nuove esigenze dei consumatori. Un crescente coinvolgimento degli stakeholder, in qualità di beneficiari dei servizi erogati, risulterà di fondamentale importanza nell'individuazione delle esigenze a cui le infrastrutture dovranno rispondere e nella determinazione degli output sulla base dei quali valutare le scelte intraprese. Questa evoluzione della regolazione dovrà essere introdotta progressivamente e dovrà salvaguardare e tutelare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori infrastrutturali, che come noto pianificano e finanziano i propri investimenti con un'ottica di lungo periodo e hanno quindi necessità di un quadro regolatorio e tariffario il più possibile stabile e prevedibile. Va inoltre evidenziato come i portatori di capitale (sia proprio che di debito) guardino oggi ai settori infrastrutturali con orizzonte di investimento sempre di più lungo periodo rispetto al passato.

In tale prospettiva e fatte salve le considerazioni riportate in ciascun punto di discussione, si ritiene condivisibile la proposta dell'Autorità di introdurre un periodo transitorio di due anni in sostanziale continuità con i criteri adottati nella precedente regolazione, avviando al contempo un ampio processo di consultazione che consenta di individuare con il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati le principali direttrici di cambiamento dei principi tariffari per il periodo regolatorio che decorrerà a partire dal 2020. Per tali ragioni, le risposte agli spunti di consultazione oggetto del presente documento sono principalmente orientate a salvaguardare la continuità dei principi regolatori da applicare nel periodo transitorio, prevedendo nelle successive consultazioni che l'Autorità ha previsto di

effettuare nei prossimi mesi la formulazione di proposte più puntuali da applicare a partire dall'avvio del nuovo periodo.

Con particolare riferimento al periodo transitorio si ritiene che, al fine di favorire una graduale transizione verso il nuovo sistema salvaguardando al contempo i principi della regolazione tariffaria vigente, il quadro regolatorio del periodo 2018-2019 debba prevedere:

- l'applicazione delle attuali maggiorazioni del tasso di remunerazione agli investimenti di sviluppo avviati nel corso del quarto periodo di regolazione che entreranno in esercizio nel periodo transitorio 2018-2019, sulla base delle quali sono state effettuate le relative scelte di investimento;
- la compensazione del time lag regolatorio che includa nel riconoscimento tariffario tutti gli investimenti realizzati nell'anno t-1, ivi comprese le immobilizzazioni in corso, in analogia a quanto già disposto per le altre attività regolate, in sostituzione della maggiorazione dell'1% per gli investimenti realizzati a partire dal 2017;
- il mantenimento della maggiorazione dell'1% del tasso di remunerazione per gli investimenti realizzati nel periodo 2014 - 2016, in coerenza con quanto già disposto per le altre attività regolate;
- l'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile sulla base del volume stimato per l'anno 2018 pari a circa *[Omissis]* o, in subordine, del volume di riferimento fissato per l'attuale periodo di regolazione pari a 67,2 mld mc al fine di evitare che i fenomeni straordinari che hanno caratterizzato il 2017 determinino ingiustificate penalizzazioni per l'operatore nella copertura dei propri costi riconosciuti;
- il mantenimento del periodo di riassorbimento dei recuperi di efficienza effettuati nel 2° e 3° periodo di regolazione fissato pari a otto anni, nel rispetto di quanto definito nei precedenti periodi.
- l'implementazione delle proposte di riassetto dell'attività di misura a decorrere dall'avvio del periodo transitorio in relazione alla rilevanza che tale attività assume nell'ambito del nuovo regime di bilanciamento e di un corretto funzionamento del mercato del gas naturale.

Al contempo, al fine di salvaguardare la visibilità di lungo termine del quadro regolatorio italiano, si ritiene necessario avviare un programma di consultazioni finalizzato alla declinazione puntuale delle proposte di evoluzione dei criteri tariffari relativi al 5° periodo, in relazione al quale si conferma la disponibilità alla costituzione di un gruppo di lavoro congiunto Autorità-Snam da avviare nei prossimi mesi. Più in particolare, si ritiene che tale evoluzione debba svilupparsi secondo 3 principali direttrici di cambiamento:

- definizione di criteri di riconoscimento dei ricavi che alle attuali modalità di remunerazione del costo sostenuto affianchino nuovi meccanismi che incentivino e stimolino comportamenti virtuosi da parte dell'operatore infrastrutturale nel miglioramento della qualità e dell'efficienza dei servizi offerti ai consumatori, nonché nuove logiche di riconoscimento della spesa complessiva ("*Totex approach*");
- l'individuazione di specifici output rilevanti per un corretto ed efficiente funzionamento del sistema gas italiano che siano definibili *ex-ante*, direttamente misurabili e verificabili, cui associare opportuni schemi di incentivazione. Si ritiene infatti che tali meccanismi premianti rappresentino la modalità più efficace per stimolare il continuo miglioramento delle *performance* da parte degli operatori infrastrutturali, tenuto conto dei significativi sforzi di recupero di produttività già effettuati in circa 20 anni di regolazione (RPI-X), fermo comunque restando l'impegno dell'impresa di trasporto a massimizzare i propri sforzi nella ricerca di ulteriori riduzioni di costo;
- l'introduzione di misure che stimolino l'operatore infrastrutturale all'innovazione sia da un punto di vista tecnologico che commerciale. Le sfide presentate dalla trasformazione energetica non potranno essere superate se non attraverso una continua ricerca di innovazione, che tuttavia stante i rischi e le incertezze sui ritorni commerciali richiedono il supporto di opportuni meccanismi regolatori per poter essere effettivamente intraprese a beneficio del sistema. In tale prospettiva si ritiene potrebbero essere introdotte forme di incentivazione per favorire l'implementazione di misure volte a ridurre gli impatti ambientali su cui la scrivente Società sta già lavorando.

Si riportano di seguito le osservazioni puntuali agli spunti di consultazione presenti nel documento.

QUADRO NORMATIVO ESISTENTE E OBIETTIVI PERSEGUITI

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

Gli obiettivi di intervento dell'Autorità si ritengono in linea generale condivisibili. Ai fini della definizione dei criteri tariffari relativi al periodo transitorio e al quinto periodo di regolazione, in un processo di graduale transizione verso logiche di tipo *output-based* e approcci di controllo complessivo della spesa (*totex*), si ritiene di fondamentale importanza prevedere che:

- le disposizioni introdotte in precedenti periodi di regolazione con un orizzonte di applicazione che si estende su più periodi, non vengano modificate retroattivamente ma consentano agli operatori di beneficiare degli effetti derivanti dalle scelte intraprese in base alle norme in essere. Una revisione *ex-post* dei criteri tariffari avrebbe impatti negativi sulla trasparenza, la visibilità e la stabilità del quadro regolatorio italiano, incrementandone il rischio percepito e conseguentemente il rendimento richiesto dai portatori di capitale;
- i nuovi criteri di regolazione evolvano prevedendo logiche basate non solo sul riconoscimento del costo sostenuto ma che siano sempre più volte a stimolare e premiare l'innovazione e la qualità dei servizi offerti;
- i meccanismi di incentivazione selettiva degli investimenti basati su logiche *output-based* vengano definiti *ex-ante* prevedendo che le modalità con cui saranno selezionati e valutati i nuovi investimenti di sviluppo siano note al trasportatore prima che operi le proprie scelte. Tali meccanismi per essere pienamente efficaci dovrebbero prevedere *output* facilmente misurabili e verificabili (quali, a titolo esemplificativo, la capacità di trasporto resa disponibile, la sicurezza del servizio, gli scostamenti fra costi previsti e costi effettivi, il rispetto delle tempistiche controllabili dal trasportatore) ed essere applicati lungo l'intera vita dell'investimento o, in alternativa, per un periodo di riferimento prestabilito e indipendente dalla durata e dagli effetti dei periodi di regolazione tariffaria.

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.*

Si ritiene che la data di decorrenza del quinto periodo di regolazione debba essere definita in modo da ridurre quanto più possibile i momenti di discontinuità e il numero di interventi regolatori. La stabilità del quadro di regolazione rappresenta infatti un aspetto di fondamentale importanza affinché l'operatore di trasporto possa intraprendere decisioni di investimento efficienti volte allo sviluppo di un sistema gas italiano sicuro e che persegua gli obiettivi di politica energetica nazionale e comunitaria.

In tale prospettiva, oltre ai vincoli derivanti dall'implementazione delle disposizioni di cui al Codice TAR, risulta necessario considerare anche le tempistiche di aggiornamento relativamente al periodo di regolazione del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas.

Alla luce di quanto sopra la proposta dell'Autorità di fare decorrere il quinto periodo di regolazione a partire dall'anno 2020 si ritiene condivisibile. Si ritiene altresì condivisibile il processo di consultazione proposto così come le tempistiche di adozione delle disposizioni del Codice TAR.

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

Si prende atto della volontà dell'Autorità di procedere al superamento anche per il trasporto del gas naturale (in analogia alle scelte già operate per gli altri settori regolati) della maggiorazione forfettaria della remunerazione del capitale investito ai fini della copertura degli effetti derivanti dal *lag* regolatorio.

In tale prospettiva si ritiene che l'applicazione della nuova misura di compensazione debba includere nel riconoscimento tariffario tutti gli investimenti

realizzati nell'anno t-1, ivi comprese le immobilizzazioni in corso, in analogia a quanto già disposto per le attività di distribuzione e stoccaggio gas e per il settore elettrico.

Inoltre, in coerenza con quanto già disposto per il settore elettrico, si ritiene che la maggiorazione dell'1% del tasso di remunerazione prevista per l'attuale periodo a copertura degli effetti del *lag* regolatorio, debba essere confermata anche per gli investimenti realizzati nel periodo 2014-2016. Diversamente si verrebbe a determinare una modifica *ex-post* del quadro di regolazione rispetto al quale gli operatori di trasporto hanno intrapreso le proprie scelte di investimento.

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

Con riferimento alla remunerazione del capitale investito riconosciuto si condividono le osservazioni formulate dall'Autorità. In particolare si ritiene condivisibile la proposta di confermare anche per l'anno 2018 l'attuale valore del tasso di remunerazione (pari a 5,4% in termini reali pre-tasse) nonché quella di aggiornare per l'anno 2019 il valore del parametro β_{levered} in modo da tener conto dell'aggiornamento del parametro t_c e del livello di *gearing*, mantenendo inalterato il valore del β_{asset} .

Come sarà meglio precisato nel corso delle successive consultazioni, si ritiene che la rischiosità dell'attività di trasporto gas stia aumentando rispetto al passato in relazione alle mutate condizioni di mercato e di competizione nella realizzazione di infrastrutture regolate.

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

Con riferimento all'incentivazione per i nuovi investimenti si osserva quanto segue. Seppur esprimendo una preferenza per l'attuale meccanismo di incentivazione ai nuovi investimenti basato su maggiorazioni del tasso di remunerazione del capitale, si comprende la volontà dell'Autorità di prevedere un superamento di tali criteri e una loro evoluzione verso logiche di tipo *output-based* maggiormente

selettive e volte a massimizzare l'utilità degli interventi di sviluppo per il sistema gas italiano.

Si ritiene tuttavia che tale evoluzione debba avvenire in modo graduale, salvaguardando le decisioni di investimento intraprese dall'impresa di trasporto in presenza di un differente quadro di regolazione.

In tale prospettiva, la proposta di salvaguardare gli effetti incentivanti sugli investimenti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2017, applicando le maggiorazioni del tasso di remunerazione in vigore nel quarto periodo di regolazione, si ritiene condivisibile.

Anche per gli investimenti avviati nel corso del quarto periodo di regolazione e che entreranno in esercizio nel periodo transitorio 2018-2019, si ritiene debbano essere confermati gli attuali criteri di incentivazione, in considerazione del fatto che le decisioni di investimento sono state intraprese sulla base del quadro regolatorio vigente.

Per gli investimenti che saranno avviati ed entreranno in esercizio nel periodo transitorio 2018-2019 si ritiene possa applicarsi il sistema di incentivazione *input-based* residuale proposto dall'Autorità. Tuttavia, secondo un ragionevole principio di gradualità nella transizione verso le nuove logiche di tipo *output-based*, si ritiene che l'incentivo debba essere applicato a tutti i costi effettivamente sostenuti dall'operatore per gli interventi di sviluppo, ivi inclusi quelli relativi alla Rete Regionale di Gasdotti inclusi nel Piano Decennale, che forniscano al sistema benefici superiori ai costi, ovvero con un rapporto B/C maggiore a 1.

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

La proposta dell'Autorità di prevedere una revisione della modalità di determinazione del tasso annuale di recupero di produttività al fine di riassorbire entro il periodo transitorio tutte le efficienze realizzate nel corso del terzo periodo di regolazione non si ritiene condivisibile.

Tale proposta infatti determinerebbe una modifica *ex-post* del meccanismo di incentivazione che, a fronte di benefici molto limitati, minerebbe la trasparenza e stabilità della regolazione. Va infatti sottolineato come l'attuale incentivo risulti già di per sé depotenziato in quanto i recuperi di efficienza sono ormai limitati in considerazione dei notevoli *saving* realizzati nel passato dalla Società, fermo comunque restando l'impegno dell'impresa di trasporto a massimizzare i propri sforzi nella ricerca di ulteriori riduzioni di costo. Alla luce di quanto sopra si ritiene che debba essere mantenuto il periodo di riassorbimento di tali recuperi di efficienza fissato dagli attuali criteri di regolazione, pari a otto anni.

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

Le proposte dell'Autorità in merito all'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile non si ritengono condivisibili.

In primo luogo, un aggiornamento del corrispettivo unitario variabile nelle modalità proposte - rivedendo cioè esclusivamente i volumi di riferimento senza una contestuale revisione della base dei costi operativi effettivamente sostenuti - risulterebbe incoerente in quanto potrebbe non consentire la copertura dei costi dell'operatore di trasporto anche ove venissero trasportati i nuovi quantitativi di riferimento.

In secondo luogo si evidenzia come la proposta di prevedere l'utilizzo dei volumi immessi registrati a consuntivo negli ultimi 12 mesi disponibili ai fini della determinazione dei volumi di riferimento per il calcolo del corrispettivo unitario variabile risulterebbe eccessivamente penalizzante per l'impresa di trasporto. I volumi di questi ultimi mesi sono infatti fortemente influenzati da condizioni di carattere straordinario, principalmente riconducibili (i) al picco eccezionale di consumi registrati durante la stagione invernale che interessò tutta la penisola italiana ii) agli elevati consumi termoelettrici conseguenti al fermo straordinario di 12 reattori nucleari in Francia, nonché (ii) all'attuale situazione di criticità legata a livelli dei bacini idrici insufficienti a coprire picchi di domanda di energia elettrica.

La domanda di gas naturale prevista da Snam al 2018³ è pari a circa *[Omissis]* miliardi di metri cubi (*[Omissis]* al netto di autoconsumi, perdite e gas non contabilizzato), determinata come di seguito riportato:

- per il settore residenziale e terziario il consumo atteso è pari a *[Omissis]* miliardi di metri cubi, considerando per il 2018 una climatica simile a quella registrata negli ultimi anni ed una contrazione media annua del settore pari all'*[Omissis]* analoga a quella dell'ultimo quinquennio;
- per il settore industriale il consumo atteso è pari a *[Omissis]* miliardi di metri cubi, ottenuto applicando alla domanda industriale attesa per il 2017 (*[Omissis]* miliardi di metri cubi) una crescita pari a quella attesa per l'indice di produzione industriale (*[Omissis]*);
- per il settore termoelettrico il consumo atteso è pari a *[Omissis]* miliardi di metri cubi, stimato sulla base di un ritorno alla normalità idroelettrica (*[Omissis]* TWh) dopo la scarsità del 2016 e del 2017 e dei livelli di import elettrico superata l'indisponibilità del nucleare francese. Si è inoltre considerato un incremento della generazione da eolico e fotovoltaico coerente con gli incrementi di potenza attesi;
- per gli altri settori il consumo atteso è pari a *[Omissis]* miliardi di metri cubi, in linea con i prelievi dell'anno 2017.

Tale previsione di consumo di gas naturale risulta in linea anche con quella formulata nell'ambito della Strategia Energetica Nazionale (SEN)⁴, nonché da principali istituzioni di settore (es. IHS scenario Rivalry) che indicano una domanda attesa di gas naturale per l'anno 2018 in Italia pari a circa 67 miliardi di metri cubi fisici, valore prossimo al volume di riferimento attualmente utilizzato per la determinazione del corrispettivo unitario variabile, pari a 67,2 miliardi di metri cubi.

Infine si evidenzia come nel corso dell'attuale periodo di regolazione il volume di riferimento utilizzato per il calcolo del corrispettivo unitario variabile sia sempre risultato superiore ai volumi effettivamente immessi nel sistema gas (con la sola eccezione dell'anno 2016, influenzato tuttavia dagli elevati consumi termoelettrici per far fronte alla richiesta francese), determinando di conseguenza dei ricavi effettivi inferiori a quelli di riferimento.

[Omissis]

³ Valori espressi in volumi fisici.

⁴ Dato elaborato sulla base delle informazioni contenute nella SEN come interpolazione del volume consuntivato nell'anno 2015 e della previsione 2020.

Alla luce di quanto sopra osservato, si ritiene che per il periodo transitorio il corrispettivo unitario variabile debba essere determinato sulla base del volume stimato per l'anno 2018 pari a circa [Omissis] miliardi di metri cubi o, in alternativa confermando il volume di riferimento fissato per l'attuale periodo di regolazione, pari a 67,2 miliardi di metri cubi, al fine di evitare che i fenomeni straordinari che hanno caratterizzato il 2017 determinino ingiustificate penalizzazioni per l'operatore nella copertura dei propri costi riconosciuti.

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

Con riferimento ai corrispettivi tariffari e alle quote percentuali di autoconsumo si condividono le osservazioni formulate dall'Autorità.

Con riferimento allo split dei ricavi tra punti di entrata e di uscita si prende atto della volontà dell'Autorità di modificare l'attuale ripartizione 50-50 verso una ripartizione 40-60. A tal fine si conferma la disponibilità a supportare l'Autorità nelle analisi/elaborazioni che si renderanno necessarie.

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

Con riferimento alle tempistiche per l'approvazione e pubblicazione dei corrispettivi si condivide quanto proposto dall'Autorità.

ORIENTAMENTI GENERALI PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE

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

Con riferimento alla durata del periodo di regolazione si ritiene condivisibile la proposta dell'Autorità di confermare l'attuale durata pari a 4 anni. Tuttavia si potrebbe prevedere una sua estensione a 5 anni qualora tale durata potesse consentire, considerando anche la durata dei periodi di regolazione degli altri business e del tasso di remunerazione del capitale investito, una riduzione degli interventi e delle discontinuità regolatorie.

S11. Osservazioni in merito alla definizione di servizio di trasporto ai sensi del Codice TAR.

S12. Osservazioni rispetto ai servizi forniti da un'impresa di trasporto che non si configurino come servizio di trasporto.

Con riferimento alla definizione del servizio di trasporto e ai servizi forniti dall'impresa che non si configurano come servizio di trasporto si condivide in linea generale quanto osservato dall'Autorità. Tuttavia, relativamente al servizio di trasporto sulle reti regionali si ritiene che debbano essere mantenuti gli attuali criteri di allocazione dei ricavi e di determinazione del relativo corrispettivo: in tal modo non si incrementerebbero i costi sostenuti dagli utenti intersistemici, ossia coloro che trasportano il gas all'interno di un sistema entry-exit verso clienti connessi a un altro sistema, e si manterrebbe stabilità nel livello dei corrispettivi tariffari e nei criteri di conferimento della capacità di trasporto.

Qualora l'Autorità intendesse superare gli attuali meccanismi tariffari includendo i ricavi associati alla Rete Regionale nell'ambito dei ricavi complessivi per la determinazione dei corrispettivi entry-exit della Rete Nazionale di Gasdotti, si conferma la disponibilità per analisi ed approfondimenti ai fini dell'elaborazione del nuovo assetto tariffario. In tale ipotesi risulterà fondamentale valutare l'eventuale

nuova ripartizione dei ricavi tra punti di entrata e di uscita, la numerosità dei punti di uscita e le modifiche ai processi di conferimento delle capacità di trasporto.

Con riferimento ai servizi accessori al servizio di trasporto, si ritiene che debba essere preservata la garanzia dei ricavi associati a tali servizi a prescindere dalla specifica tariffa identificata, nonché la semplicità di calcolo e di applicazione della stessa.

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

Con riferimento ai criteri di riconoscimento dei costi per il 5PRT si osserva quanto segue.

Con riferimento all'approccio *totex* per il riconoscimento dei costi sulla base della spesa totale (investimenti e costi operativi), si condividono le osservazioni espresse dall'Autorità e si conferma la disponibilità ad attivare possibili sperimentazioni.

Con riferimento al trattamento delle immobilizzazioni in corso, si prende atto dell'intenzione dell'Autorità di escludere tali grandezze dalla determinazione del valore del capitale investito riconosciuto e, in tale prospettiva, si ritiene indispensabile prevedere l'introduzione di opportune clausole di salvaguardia utili a garantire una graduale transizione verso il nuovo criterio, in analogia a quanto disposto per il settore elettrico e per il servizio di stoccaggio. Con particolare riferimento agli interessi passivi in corso d'opera si ritiene che, in analogia a quanto avviene nella regolazione di altri paesi europei, debbano essere riconosciuti in forma parametrica, sulla base del costo d'investimento effettivamente sostenuto e di un tasso pari al valore del WACC riconosciuto ai fini tariffari.

Con riferimento alla determinazione del capitale circolante netto, si condivide la proposta di confermare la metodologia parametrica per il calcolo del valore da considerare nel capitale investito riconosciuto e si ritiene che debba essere mantenuto anche l'attuale livello riconosciuto, pari allo 0,8% del valore dell'attivo immobilizzato lordo.

Con riferimento al tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto, si ritiene che il valore del parametro β_{asset} debba essere incrementato rispetto al valore attualmente riconosciuto in ragione della maggiore variabilità, instabilità e rischiosità del mercato del gas naturale.

Con riferimento agli obiettivi di recupero d'efficienza sui costi operativi si ritiene che le eventuali maggiori efficienze debbano essere restituite in un periodo non inferiore a 8 anni, confermando pertanto l'attuale criterio. Ridurre il periodo di riassorbimento del *profit sharing*, infatti, depotenzierebbe notevolmente l'incentivo, già meno attrattivo rispetto al passato considerata l'efficienza realizzata dagli operatori nei precedenti periodi di regolazione.

Con riferimento ai criteri di incentivazione di tipo *output-based*, si condivide la proposta dell'Autorità di una loro introduzione a partire dal 5PRT. Al riguardo si ritiene indispensabile che tali criteri siano noti ex-ante, ovvero prima delle scelte di investimento dell'operatore, che siano validi per l'intera durata dell'investimento e che considerino parametri/prestazioni/output facilmente misurabili e verificabili. Viceversa la metodologia risulterebbe poco trasparente, di difficile applicazione e dunque poco incentivante nella promozione di nuovi investimenti utili al sistema gas e al mercato.

Con riferimento all'incentivo per l'ottenimento dei contributi, si condivide la proposta dell'Autorità di non portare in deduzione la quota di ammortamento del contributo ai fini della determinazione degli ammortamenti riconosciuti, fino ad una determinata soglia del valore del contributo incassato. Al riguardo si ritiene che, stante l'elevata vita utile che caratterizza gli investimenti nel settore del trasporto gas (50 anni), la soglia massima debba essere maggiore rispetto a quanto proposto nel documento di consultazione. Si ritiene possa inoltre essere valutata l'opportunità di prevedere una riduzione delle durate economico tecniche delle infrastrutture utilizzate al fine della determinazione dell'ammortamento riconosciuto.

Con riferimento ai ricavi per il servizio di bilanciamento, diversamente da quanto osservato da codesta Autorità si ritiene che non possano essere superati gli attuali meccanismi di riconoscimento dei costi in quanto l'adozione della disciplina in materia di neutralità del responsabile del bilanciamento di cui alla deliberazione

349/2017/R/gas consente di eliminare soltanto le differenze tra il costo previsto per il servizio di bilanciamento e il costo effettivamente sostenuto. Pertanto si ritiene che debbano essere ancora riconosciuti, oltre ai costi per la disponibilità di punta di erogazione oraria da stoccaggio, anche i costi per la disponibilità di spazio, iniezione e modulazione giornaliera del servizio di stoccaggio.

Con riferimento al trattamento degli autoconsumi, delle perdite di rete e delle perdite contabili (GNC), si ritiene che i costi associati a tali partite di gas debbano essere riconosciuti al trasportatore. Inoltre si evidenzia che il meccanismo di neutralità sopra richiamato sterilizza esclusivamente lo scostamento tra quantitativi programmati e quantitativi effettivi, non gli ammontari complessivamente riconosciuti. Con particolare riferimento al GNC, non si condivide l'intenzione dell'Autorità di introdurre specifici meccanismi che incentivino il gestore a stimarne l'entità. Si evidenzia infatti come il GNC sia per definizione un errore legato agli strumenti di misura e che la numerosità dei punti di misura sulla rete di trasporto (nell'ordine di migliaia) non ne consenta alcuna previsione. Si ricorda peraltro che la gran parte di tali impianti sono di proprietà di soggetti terzi e pertanto anche la strumentazione e il relativo stato di funzionamento non sono conosciuti, tanto meno giorno per giorno, da parte del TSO.

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

Con riferimento alla determinazione dei prezzi di riferimento per il 5PRT si condivide la proposta dell'Autorità di valutare le diverse metodologie previste dal Codice Europeo TAR, in particolare la metodologia della distanza ponderata per la capacità, per la maggiore semplicità di applicazione, così come la possibilità di sviluppare un approccio basato sul costo marginale di lungo periodo (LRMC), che dovrebbe fornire adeguati segnali agli operatori in merito alle scelte di sviluppo infrastrutturale. Al riguardo la Società si rende disponibile per la valutazione degli effetti derivanti dall'applicazione di tali approcci sui livelli tariffari rispetto all'attuale metodologia basata sul principio della cd. "matrice", così come dalla variazione della ripartizione dei ricavi tra corrispettivi di entrata e di uscita, attualmente pari a 50/50.

Con riferimento all'ipotesi di includere la rete regionale nella metodologia entry/exit si rimanda alle osservazioni espresse al precedente punto di consultazione n. 11.

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

Con riferimento alla ripartizione *capacity/commodity* per il 5PRT si condividono le osservazioni espresse dall'Autorità nel documento di consultazione.

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

Con riferimento agli aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto relativi a impianti di stoccaggio e impianti di rigassificazione per il 5PRT si condividono le osservazioni espresse dall'Autorità nel documento di consultazione.

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

Con riferimento al trattamento delle reti di trasporto non interconnesse con la rete di trasporto nazionale per il 5PRT si prende atto di quanto osservato dall'Autorità nel documento di consultazione.

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.*

Con riferimento al servizio di misura, si rileva con favore la volontà dell'Autorità di voler procedere ad una revisione della disciplina complessiva prevedendo ad un riordino dell'assetto e delle responsabilità nell'erogazione del servizio nonché la

definizione di requisiti funzionali minimi dei sistemi di misura nei punti di ingresso e di uscita. Nel nuovo assetto, si ritiene altresì opportuna una regolazione unitaria specifica, che preveda la definizione di condizioni di accesso ed erogazione dei servizi, ricavi e tariffe riconosciuti. In tale contesto, vengono qui richiamate le proposte e le osservazioni formulate dalla scrivente Società nella comunicazione del 31 gennaio 2017, ns rif. RAPAU prot. 21.

Come evidenziato anche dall'Autorità, infatti, la tempestiva disponibilità di dati di misura affidabili costituisce una condizione indispensabile per l'efficace implementazione delle disposizioni di cui al Regolamento CE n.312/2014 (recepite nel Codice di Rete). L'*upgrading* degli impianti consentirebbe inoltre il passaggio dall'ora solare all'ora legale presso tutti i punti del sistema. La puntuale ed affidabile misurazione del volume e della qualità del gas presso ciascun punto di riconsegna (PdR) risulta altresì fondamentale per la gestione delle attività di *settlement* oltre che ai fini del corretto funzionamento della soluzione impiantistica individuata da Snam Rete Gas per ottemperare agli obblighi di odorizzazione di cui alla deliberazione 250/2015/R/gas (impianti ad iniezione)⁵.

Alla luce di quanto sopra, si condivide la volontà dell'Autorità di definire precise responsabilità in capo ai diversi soggetti coinvolti nelle attività relative alla misura del gas, assegnando un ruolo centrale al gestore di rete. Più in particolare si condivide la proposta di revisione dell'attuale assetto del settore attraverso un processo ordinato che preveda:

- a) l'individuazione di un set di standard impiantistici, manutentivi e prestazionali per gli impianti di misura ai PdR allacciati alla rete di trasporto da definire attraverso un processo di consultazione pubblica che coinvolga tutti gli *stakeholders* interessati e che potrebbe essere demandato dall'Autorità a Snam Rete Gas. A questo proposito, ai sensi della deliberazione 82/2017/R/Gas SRG ha predisposto e consultato la proposta di Codice di Rete aggiornato con i requisiti funzionali minimi impiantistici, manutentivi e prestazionali dei sistemi di misura (cfr ns comunicazione).
 - b) la definizione di un sistema di premi/penali per il rispetto degli standard individuati che verrebbe applicato a tutti i soggetti che intendano svolgere tale attività, siano essi i proprietari dell'impianto o l'impresa di trasporto.
- Come anche rilevato nel DCO, tale meccanismo è già applicato con

⁵ A questo proposito, gli approfondimenti effettuati ed in corso stanno evidenziando come molti degli impianti di misura esistenti richiedano interventi di adeguamento per disporre dei segnali di portata necessari per l'implementazione degli strumenti di odorizzazione.

successo in mercati del gas pienamente maturi (come in Francia e Regno Unito) prevedendo specifici indicatori per il servizio di misura (esempio francese). Si rileva tuttavia che il meccanismo tariffario individuato per l'erogazione dei premi e la riscossione delle penalità potrebbe risultare di scarsa efficacia laddove non sia previsto un obbligo in capo agli utenti di riversare i relativi importi ai titolari degli impianti.

- c) il subentro da parte di Snam Rete Gas nello svolgimento di tale attività, nel caso in cui gli attuali proprietari degli impianti di misura non siano interessati ad effettuare il servizio. Il subentro avverrebbe mediante acquisizione dell'impianto secondo modalità e condizioni standard predefinite. Ove i proprietari degli impianti preferiscano non essere sottoposti al meccanismo di premi/penali in relazione al rispetto degli standard sopra descritti, si dovrebbe procedere con la cessione dell'impianto all'impresa di trasporto. Resta inteso che la responsabilità dell'impresa subentrante debba decorrere dal completamento degli eventuali adeguamenti necessari al rispetto degli standard impiantistici e che i costi sostenuti siano interamente riconosciuti in sede di determinazione dei ricavi riconosciuti. In ogni caso, all'impresa di trasporto dovrebbe poter essere riservato il diritto di non procedere all'acquisizione in presenza di situazioni particolari emerse nel corso dei sopralluoghi quali, a titolo esemplificativo ma non esaustivo, la carenza di documenti/certificazioni necessarie. In tale caso dovrebbe essere valutata la possibilità di poter provvedere alla duplicazione dell'impianto di misura.

Con riferimento a quanto proposto al paragrafo 15.6, c) del DCO, si condivide la previsione di misure di penalità aggiuntive che fungano da incentivo ulteriore al rispetto dei requisiti funzionali minimi da parte del titolare dell'impianto. A questo proposito, per i casi di reiterati inadempimenti da parte del titolare dell'impianto di misura, potrebbe essere anche prevista la duplicazione dell'impianto da parte dell'impresa di trasporto.

Ai fini della declinazione del processo nel rispetto di quanto prospettato dall'Autorità, si propone di prevedere:

- a) un censimento presso i clienti finali per raccogliere la disponibilità da parte del Titolare dell'impianto a svolgere l'attività di misura ovvero a cedere

- l'impianto all'impresa di trasporto. Tale censimento potrebbe essere effettuato dall'impresa di trasporto presso i propri punti di riconsegna;
- b) l'acquisizione dell'impianto di misura da parte dell'impresa di trasporto secondo condizioni definite in un apposito Contratto standard, soggetto ad approvazione da parte dell'Autorità. Oggetto di acquisizione risulterebbe la porzione dell'impianto REMI che compone il sistema di misura (Regolazione e Misurazione, esclusi i sistemi di filtraggio, preriscaldamento e regolazione del gas naturale). In tale ambito, l'acquisizione degli impianti esistenti dovrebbe avvenire a fronte del pagamento di un corrispettivo *una tantum*, pari al valore residuale dell'impianto sulla base delle durate convenzionali tariffarie definite dall'Autorità, cui si aggiungerebbe un contributo *una tantum* a copertura del costo per l'alimentazione elettrica delle apparecchiature che rientreranno nella proprietà e gestione dell'impresa di trasporto;
 - c) un Programma di adeguamento tecnologico degli impianti di misura, predisposto a tal fine dall'impresa di trasporto sulla base delle caratteristiche prestazionali della misura definite nel Codice di rete, nonché di prevedere, sulla base del piano di adeguamento, la definizione delle tempistiche per l'adeguamento degli impianti di misura, da realizzare in modo graduale attraverso la definizione di un programma di interventi. Il piano di adeguamento (*upgrading*) degli impianti sarebbe definito valutando caso per caso la situazione impiantistica in essere, da individuare in coerenza con gli standard impiantistici approvati dall'Autorità nel Codice di Rete;
 - d) la previsione di procedure standard con le quali i titolari degli impianti rendono accessibili gli impianti al responsabile dell'attività di *meter reading*, secondo specifiche definite dall'impresa maggiore di trasporto, soggette ad approvazione da parte dell'Autorità. Procedure per l'accesso saranno previste altresì per i punti di riconsegna presso i quali l'impianto di misura risulti di proprietà dell'impresa di trasporto;
 - e) un protocollo per la regolazione dei flussi informativi e delle caratteristiche tecniche dei sistemi informatici tra il TSO e i titolari dell'impianto, ove diversi dall'impresa di trasporto. Tale protocollo eventualmente approvato dall'Autorità sarebbe oggetto di pubblicazione sul sito internet del trasportatore.

In relazione alle modalità di accesso ed erogazione del servizio di misura si ritiene appropriato prevedere uno specifico Codice di misura, distinto da quello di trasporto, che regoli lo svolgimento delle attività di *metering* e *meter reading*.

Infine, in relazione alla definizione del sistema tariffario, si ritiene opportuno che:

- tutti gli asset e le attività funzionali al servizio di misura del trasporto gas costituiscano oggetto della regolazione e concorrano ad identificare un sistema tariffario unitario definito dall'Autorità;
- il sistema tariffario incentivi l'attività di installazione di sistemi tecnologicamente adeguati, l'*upgrading* dei sistemi esistenti e la corretta manutenzione degli impianti in un'ottica di funzionamento coordinato e unitario;
- l'onerosità del sistema sia posta in capo agli utenti del servizio di trasporto;
- venga previsto un sistema di compensazione che garantisca ai soggetti che prestano il servizio di misura le quote di ricavo riconosciute.

La definizione della disciplina tariffaria dovrebbe avvenire secondo le seguenti fasi:

- individuazione dei costi di capitale e operativi relativi al servizio di misura, riconosciuti nelle vigenti discipline tariffarie delle attività regolate (distribuzione, trasporto, rigassificazione e stoccaggio), allo scopo di enucleare tali quote di costo dal calcolo dei vincoli sui ricavi di tali attività;
- calcolo del vincolo sui ricavi del servizio di misura nel trasporto gas mediante la determinazione di costi riferiti ad un sistema di misura tecnologicamente avanzato e ad un servizio fornito in condizioni di qualità ed efficienza. I ricavi consentiti per l'attività di misura si ritiene possano essere determinati secondo principi ormai consolidati per le altre attività soggette a regolazione, che prevedono il riconoscimento di una remunerazione del capitale investito, determinato sulla metodologia del costo storico rivalutato, degli ammortamenti e dei costi operativi. Il valore del capitale investito include gli importi corrisposti ai fini dell'acquisizione degli impianti di misura di soggetti terzi.
- determinazione, a partire dal valore del vincolo sui ricavi, del corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura da applicare nei punti di riconsegna delle reti di trasporto.

In relazione alla determinazione dei corrispettivi per l'erogazione del servizio di misura si ritiene opportuno prevedere una chiara distinzione tra i corrispettivi per lo svolgimento delle attività di *metering* e di *meter reading*. Al fine di una corretta allocazione dei costi, tali corrispettivi dovrebbero essere definiti in maniera da evitare duplicazioni di costo per i soggetti che non abbiano ceduto l'impianto all'impresa di trasporto e da incentivare una efficiente realizzazione, gestione e manutenzione degli impianti.

Infatti, ove il titolare dell'impianto decida di cedere l'impianto di misura si vedrebbe corrispondere un ammontare per l'acquisto da parte dell'impresa di trasporto e non si troverebbe più a sostenere oneri di gestione (costi cessanti). In tale fattispecie l'Utente del trasporto dovrebbe corrispondere all'impresa di trasporto relativamente al PdR in oggetto:

- un corrispettivo riferito ai costi di sistema (a copertura dei costi di capitale degli asset di *meter reading*, degli asset di *metering* nei PdR, degli altri apparati di misura già attualmente di proprietà dell'impresa di trasporto, nonché dei relativi costi operativi);
- un corrispettivo di *metering* commisurato alle potenzialità dell'impianto di misura ai punti di riconsegna che comprende i costi di capitale e i relativi costi operativi.

Al contrario, ove il titolare dell'impianto decida di mantenere l'impianto di misura si troverebbe a sostenere ancora i relativi costi. In tale fattispecie l'Utente del trasporto dovrebbe corrispondere all'impresa di trasporto relativamente al PdR in oggetto esclusivamente il corrispettivo riferito ai costi di sistema (eventualmente direttamente al titolare dell'impianto un corrispettivo di *metering* commisurato alle potenzialità dell'impianto di misura).