



OSSERVAZIONI – INTEGRAZIONI  
AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE  
N. 347/2018/R/GAS

CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI  
RICONOSCIUTI RELATIVI AL SERVIZIO DI TRASPORTO  
DEL GAS NATURALE PER IL QUINTO PERIODO DI  
REGOLAZIONE

*Orientamenti iniziali*

**23 luglio 2018**

## INDICE

<b>1.    CONSIDERAZIONI GENERALI.....</b>	<b>2</b>
<b>2.    OBIETTIVI DELL'INTERVENTO DELL'AUTORITA' .....</b>	<b>14</b>
<b>3.    ORIENTAMENTI INIZIALI IN MATERIA DI CRITERI DI        DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI.....</b>	<b>15</b>

### **ALLEGATO 1**

"Il rischio sistematico nel settore del trasporto del gas naturale: una analisi del beta"  
Luglio 2018 – (Primarie Istituzioni regolatorie)

### **ALLEGATO 2**

"La regolazione *output-based* in Italia: alcune riflessioni iniziali"  
Luglio 2018 - (Primarie Istituzioni regolatorie)

### **ALLEGATO 3**

"Considerazioni sulla determinazione del parametro  $\beta$  per l'attività di trasporto gas in Italia" Luglio 2018 - (Primarie Istituzioni finanziarie)

## 1. CONSIDERAZIONI GENERALI

Il presente documento illustra le osservazioni di Snam Rete Gas al documento di consultazione “Criteri di determinazione dei Ricavi Riconosciuti relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione”, pubblicato dall’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito Autorità) in data 21 giugno 2018.

Le osservazioni e le considerazioni riportate nel presente documento, di cui si prega di salvaguardare la riservatezza, sono tese da un lato a valorizzare gli aspetti di stabilità, trasparenza e sostenibilità del quadro regolatorio fondamentali per lo sviluppo del sistema gas italiano, dall’altro a prevedere elementi di innovazione essenziali per il perseguimento degli obiettivi di politica energetica nazionale e comunitaria.

Vengono, di seguito, richiamate le tematiche di maggior impatto sulla qualità del quadro di regolazione, rimandando alle successive sezioni del documento per un’analisi puntuale delle osservazioni e dei suggerimenti relativi a ciascun punto di discussione.

La scrivente Società si riserva di effettuare ulteriori osservazioni ed integrazioni sui criteri di regolazione oggetto della presente consultazione, a seguito della pubblicazione del nuovo documento per la consultazione - prevista entro settembre 2018 - in cui saranno illustrati gli orientamenti finali dell’Autorità.

Le considerazioni esposte nel presente documento vengono integrate con le analisi riportate nei documenti allegati stilati da primarie istituzioni nel settore regolatorio, economico e finanziario:

- Il rischio sistematico nel settore del trasporto del gas naturale: una analisi del *beta* - Luglio 2018 (Primarie Istituzioni regolatorie)
- La regolazione *output-based* in Italia: alcune riflessioni iniziali – Luglio 2018 (Primarie Istituzioni regolatorie)
- Considerazioni sulla determinazione del parametro  $\beta$  per l’attività di trasporto gas in Italia – Luglio 2018 (Primarie Istituzioni finanziarie)

Le indicazioni fornite nei documenti allegati, di cui si prega di salvaguardare la riservatezza, si pongono l'obiettivo di fornire ulteriori elementi tecnici e spunti di riflessione utili all'Autorità nelle valutazioni e determinazioni in corso di svolgimento.

### Contesto di riferimento

Il settore energetico italiano, nel più ampio contesto globale, sta vivendo un periodo di profondo cambiamento resosi 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 una significativa trasformazione del sistema energetico nel suo complesso, all'interno della quale le infrastrutture del gas naturale giocheranno un ruolo di fondamentale importanza. Gli scenari energetici sviluppati dalle principali Istituzioni Europee e nazionali nonché da affermati istituti di ricerca stanno convergendo nell'affermare il ruolo centrale del gas naturale nel favorire la realizzazione di un sistema energetico sempre più "green", anche attraverso la sostituzione delle altre fonti tradizionali maggiormente inquinanti a partire dal carbone per il quale è previsto in Italia il *phase out* dal 2025. Questo determinerà un impiego del gas che si attende addirittura crescente in alcuni settori ed un maggior peso all'interno del mix energetico fino al 2030.

Estendendo l'orizzonte delle valutazioni all'anno 2050, sta progressivamente maturando la consapevolezza del ruolo essenziale che le infrastrutture gas dovranno necessariamente continuare a ricoprire per permettere il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione in modo efficiente, economico e sicuro, salvaguardando la continuità delle forniture energetiche in particolare per i settori residenziale e industriale. Di recente, in ambito comunitario è stato avviato da parte della Commissione Europea un ampio dibattito e numerosi studi volti ad individuare gli interventi di tipo normativo e regolatorio necessari a promuovere la transizione verso una economia a basse emissioni di carbonio che saranno codificate in un pacchetto normativo di prossima emanazione (Gas package 2020). In tale ambito, emerge sempre di più come le infrastrutture del gas avranno un ruolo centrale affiancandosi alle fonti rinnovabili non solo in questa fase di trasformazione, abilitando la loro integrazione nel sistema elettrico, ma più strutturalmente anche nel lungo periodo come back-bone di un sistema energetico ibrido basato su gas (inclusi i "gas verdi") ed

elettricità. Due recenti studi<sup>1</sup> evidenziano infatti il risparmio considerevole che l'Europa conseguirebbe perseguendo una strategia di decarbonizzazione massimizzando le potenzialità della rete gas, stimato in €140bn annui dal 2050 da parte di Ecofys e in 1.15€tn di *net present value* da parte di Poyry.

Solidi fondamentali economici e robuste argomentazioni portano a far ritenere che le infrastrutture del gas costituiranno, non solo nel breve/medio ma anche nel lungo periodo, la spina dorsale del futuro sistema energetico europeo ed italiano, ancor di più in un'economia a basse emissioni di carbonio:

- La prima ragione è di natura economica: L'infrastruttura del gas rappresenta infatti il modo più efficiente per trasportare energia su lunghe distanza e per stoccare la stessa su larga scala; il costo unitario al chilometro per trasportare un equivalente quantitativo energetico mediante gas risulta 20 volte inferiore rispetto all'energia elettrica<sup>2</sup>. Analogamente, 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. Tale costo si riflette sul consumatore, che nel 2017 ha pagato in media l'energia elettrica tre volte il gas naturale (211€/MWh vs. 74€/MWh), ed illustra le sfide per la competitività nazionale che deriverebbero da una crescente elettrificazione dei consumi finali. Il divario si potrebbe 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 seconda ragione riguarda la sicurezza energetica: l'infrastruttura del gas è in grado di garantire sicurezza degli approvvigionamenti energetici soprattutto nella prospettiva di un sempre maggiore incremento della volatilità e una sempre minore programmabilità delle fonti del futuro mix energetico. Vale la pena ricordare infatti come in caso di condizioni di stress del sistema quali ad esempio condizioni meteorologiche avverse o in situazioni di emergenza il valore associato ai volumi non riforniti può raggiungere fino a 10 volte il costo

<sup>1</sup> Studio Ecofys - *Gas For Climate: How gas can help to achieve the Paris agreement target in an affordable way* (15 Febbraio 2018); Studio Poyry: *Fully decarbonising Europe's energy system by 2050* (2 Maggio 2018).

<sup>2</sup> 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).

dei consumi energetici interrotti. Il picco raggiunto nel gennaio 2017 di 425 milioni di metri cubi avvenuto in condizioni di freddo intenso, è stato il più alto rilevato negli ultimi 5 anni, e ove si fosse verificata la condizione di freddo eccezionale avrebbe raggiunto i valori massimi di picco storicamente osservati. Si pensi poi agli impatti che hanno avuto sui prezzi energetici le recenti condizioni di freddo eccezionale (c.d. “Burian”) o l'interruzione delle forniture, seppur per un periodo molto limitato, dall’Austria, con prezzi di oltre 100€/MWh. Questi eventi possono essere gestiti solo attraverso un adeguato livello di diversificazione delle fonti energetiche, un efficiente sistema di trasporto dell'energia con adeguata flessibilità, e un'adeguata disponibilità di stoccaggio di energia su larga scala.

- La terza ragione riguarda il valore ambientale delle infrastrutture del gas: la rete del gas è già oggi pronta per consentire lo *switching* dei consumi da carbone a gas, ad integrare le fonti rinnovabili che non possono essere sviluppate senza una rete di gas resiliente e a ricevere nuovi vettori di energia completamente *carbon free* quali biometano, gas sintetico e con opportuni interventi anche l'idrogeno. Le esternalità positive delle infrastrutture del gas in termini di sostenibilità ambientale sono enormi: come precedentemente osservato, studi recenti mostrano che, a livello europeo, l'utilizzo di “gas rinnovabili” grazie alla disponibilità delle infrastrutture del gas potrebbe produrre consistenti benefici per famiglie e imprese (€140bn/anno).

In questo nuovo contesto, la Regolazione del 5° Periodo avrà una funzione fondamentale per promuovere il cambiamento, ponendo le condizioni necessarie affinché 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 più lungo rispetto al passato.

Vengono di seguito richiamate le principali considerazioni sui temi posti in consultazione rimandando alle successive sezioni le risposte puntuali ai singoli spunti di discussione.

#### Capitale investito riconosciuto

Le proposte dell'Autorità di confermare la valutazione delle immobilizzazioni nette sulla base del metodo del costo storico rivalutato e l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'ISTAT ai fini della rivalutazione del capitale investito lordo si ritengono condivisibili. In particolare si ritiene che l'indice di rivalutazione debba riflettere quanto più fedelmente possibile l'andamento dell'inflazione. Si accoglie con favore l'intenzione dell'Autorità di prevedere il riconoscimento della remunerazione delle immobilizzazioni in corso. Tuttavia, si ritiene che tale remunerazione debba essere riconosciuta in misura pari al costo opportunità del capitale (WACC) in analogia alle immobilizzazioni entrate in esercizio: le modalità di riconoscimento della quota di ammortamento e degli incentivi previsti dalla regolazione vigente, infatti, forniscono di per sé un significativo stimolo alla messa in esercizio delle opere nel minor tempo possibile. In relazione al trattamento del capitale circolante non si ravvisano elementi che giustifichino una riduzione della percentuale parametrica del capitale investito lordo oggi riconosciuta pari allo 0,8%. Si ritiene infatti che tale valore già oggi non risulti essere rappresentativo delle reali esigenze di finanziamento del ciclo operativo dell'impresa. Si evidenzia altresì come le logiche di acquisizione da parte degli Utenti dei servizi di trasporto siano sempre più spostate verso prodotti di breve periodo richiedendo una maggiore liquidità per la gestione dei crediti commerciali. I valori di capitale circolante osservati nel periodo 2014-2017 **[omissis]** suggerirebbero quindi al contrario la necessità di un incremento di tale valore, che potrebbe essere fissato pari al 1,3% dell'attivo immobilizzato lordo (pari alla media dei valori riscontrati nel periodo 2014-2017).

#### Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

Con riferimento alla definizione del parametro  $\beta_{asset}$  si ritiene che tale parametro debba essere determinato in maniera da riflettere adeguatamente il rischio sistematico dell'attività di trasporto come rilevato dall'andamento dei  $\beta$  di mercato di un campione quanto più rappresentativo possibile di società comparabili, debba tenere conto delle

scelte effettuate da altri regolatori europei in materia di tariffe di trasporto e dalla stessa Autorità in altre attività regolate nonché debba considerare le specifiche condizioni di rischio industriale del settore gas. Più in particolare:

- vengono formulate considerazioni generali sui fattori di rischio ed incertezza derivanti dalla fine del *Quantitative Easing* (QE) e dalla recente volatilità osservata negli indicatori che esprimono il rischio paese, che potrebbero determinare per società/titoli come Snam, che fanno sistematico ricorso al mercato dei capitali e a quello bancario e che sono particolarmente sensibili all'andamento dei tassi, i) condizioni di finanziamento più onerose, ii) un incremento della rischiosità percepita dagli investitori e iii) una volatilità dei risultati non coerente con l'orizzonte di lungo periodo delle scelte di investimento. Si ritiene infatti che il mutato contesto di mercato in termini di costo del debito e di crescente volatilità (con conseguente rischio di esecuzione delle politiche di *funding* delle società italiane) non sia, causa evoluzione del contesto, adeguatamente fattorizzato nell'aggiornamento periodico delle varie componenti del WACC.
- In relazione al valore del  $\beta_{asset}$ , si ritiene non opportuno includere nel *benchmarking* la società Fluxys ( $\beta_{asset}$  di 0,137-0,152) data la inesistente liquidità del titolo oltre ad altre motivazioni elaborate di seguito. Il  $\beta$  delle società operanti in paesi dell'area euro con *rating* elevati, compreso tra 0,544 e 0,569, riflette un *business mix* che include anche attività non regolate e quindi valori relativamente elevati, non pienamente comparabili con quelli di Snam. Si ritiene pertanto condivisibile considerare società che operano nel settore del trasporto del gas naturale e della trasmissione di energia elettrica e attive principalmente in Paesi non *core* (Snam, Terna, National Grid, REN, Enagas, Elia) per rendere il *business mix* e l'implicito *country risk* delle *corporates* più comparabili. Il campione di 9 società così determinato porterebbe ad un *range* di  $\beta_{asset}$  di 0,391 – 0,402, suggerendo pertanto una valutazione in merito all'aumento del  $\beta_{asset}$  rispetto al valore di 0,364 oggi riconosciuto ai fini regolatori. Considerazioni metodologiche e analisi alternative basate sulle *best practice* adottate dalla comunità finanziaria internazionale e l'evoluzione dei valori di mercato dal periodo 2010-2013 al periodo 2014-2017 supportano ulteriormente le conclusioni di cui sopra, suggerendo per il prossimo periodo regolatorio valori di  $\beta_{asset}$  rivisti al rialzo e compresi tra 0,45 e 0,5. Allo stesso tempo si ritiene utile considerare anche il  $\beta_{asset}$  di società operanti al di fuori dell'area euro nel



settore regolato di trasporto gas a ulteriore rafforzamento delle caratteristiche di *business risk profile* per il settore.

In ogni caso, l'applicazione puntuale della metodologia definita dall'Autorità nel TIWACC, che prevede di considerare oltre alla società Fluxys dal "limitato valore statistico" anche altre imprese dell'area euro con *rating* elevato che non svolgono esclusivamente attività regolate oggetto di analisi, determinerebbe un *range* per il parametro  $\beta_{asset}$  compreso tra 0,443 – 0,465. Ove il campione di riferimento venisse ampliato per mitigare eventuali effetti sul  $\beta$  di attività non esclusivamente regolate, includendo anche le società che operano nel settore del trasporto del gas naturale e della trasmissione di energia elettrica indicate dall'Autorità (Snam, Terna, National Grid, REN, Enagas, Elia) si otterrebbe un *range* di valori di  $\beta_{asset}$  pari a 0,366 – 0,458 a fronte del valore pari a 0,364 attualmente riconosciuto ai fini regolatori.

- In relazione alle scelte effettuate in altri sistemi di regolazione, come rilevato dalle analisi condotte dal CEER sui  $\beta_{asset}$  riconosciuti dai regolatori, i valori adottati in quasi tutti i paesi osservati, mediamente pari a 0,409, risultano superiori al valore di 0,364 riconosciuto per il trasporto gas in Italia. Nelle medesime analisi i valori del  $\beta_{asset}$  fissati per l'attività di trasporto gas risultano mediamente superiori a quelli della trasmissione elettrica (0,409 vs. 0,398). Per riflettere il crescente livello di rischio del settore gas percepito negli ultimi anni, le più recenti revisioni regolatorie hanno portato un incremento dei  $\beta_{asset}$  riconosciuti rispetto ai precedenti periodi (ad eccezione della Francia per cui è comunque previsto un valore pari a 0,45).
- In relazione alle specifiche condizioni di rischio del settore, è necessario considerare la percezione di incertezza sul ruolo che il gas naturale ricoprirà in un orizzonte temporale di lungo periodo, sul quale la visibilità è molto ridotta. A tali aspetti più di natura generale legati all'evoluzione del settore gas nel suo complesso, se ne aggiungono altri di natura più *country-specific* legati alle realtà in cui la società si trova ad operare quali le complessità dei processi autorizzativi e realizzativi di progetti nel sottosuolo con rischi ambientali ed idrogeologici, oltre che alla continua antropizzazione del territorio, particolarmente rilevanti sul territorio italiano rispetto ad altre realtà europee. Negli ultimi anni si è osservato un trend crescente di prescrizioni autorizzative che, come noto, generano oneri legati a compensazioni ambientali. Ai rischi di *business* sopra descritti si aggiungono i rischi di natura finanziaria, oggi incrementati da un contesto di elevata volatilità dei mercati. Più in particolare si

evidenzia come l'attività di trasporto gas in Italia sia caratterizzata da maggiori elementi di rischio rispetto alla trasmissione elettrica in quanto effettuata in regime libero e non in concessione (es. competizione metanizzazione di nuove aree del paese), il gas è una fonte di energia sostituibile da parte di fonti energetiche alternative, le immissioni sono concentrate su un numero molto limitato di punti di entrata (e non distribuiti sul territorio nazionale) con maggiori rischi in termini di dimensione del singolo investimento e di impatto in caso di mancata utilizzazione/interruzione di un punto di entrata.

Alla luce delle analisi, evidenze e considerazioni sopra riportate si ritiene che il parametro  $\beta_{asset}$  debba risultare superiore al valore oggi riconosciuto pari a 0,364.

#### Quota ammortamento

Si ritiene condivisibile l'orientamento dell'Autorità di voler confermare i criteri generali di determinazione della componente di ricavo a copertura della quota ammortamento, con particolare riferimento al mantenimento delle attuali vite economiche dei cespiti riconosciute ai fini tariffari, coerenti con quelli mediamente osservate in altri sistemi di regolazione a livello europeo. Tuttavia appare opportuno segnalare come il modello di attività di ispezione, controllo, manutenzione implementato negli anni dalla Società per la rete di trasporto, nonché l'effettuazione di investimenti mirati di protezione e/o sostituzione parziale (come meglio descritto nel seguito), abbiano consentito di mantenere in esercizio varie infrastrutture che hanno completato la loro vita economica, a beneficio dei consumatori. In analogia a quanto avviene in altri sistemi regolatori, si ritiene che per tali *asset* dovrebbe essere previsto il riconoscimento di un incentivo all'allungamento della vita effettiva, che potrebbe essere determinata in via forfettaria come una quota del valore della remunerazione e dell'ammortamento nell'ultimo anno di vita utile o in alternativa come costo operativo definito in quota percentuale del capitale investito lordo, modulata in funzione degli anni di operatività dell'*asset* oltre la vita utile regolatoria. Questa disposizione consentirebbe di minimizzare i costi per gli utenti legati a significativi investimenti di sostituzione di strutture ancora potenzialmente utilizzabili che hanno completato o che stanno per completare la loro vita economica, in linea con gli orientamenti più volte richiamati dall'Autorità in merito all'efficienza dei processi di investimento. Inoltre, per assicurare la sicurezza e la resilienza del sistema, negli anni sono stati eseguiti diversi interventi strutturali di parziale sostituzione di condotte, creazione di varianti nonché opere accessorie su metanodotti già in esercizio da decenni, ai fini di mantenere

l'infrastruttura in condizioni di sicurezza e garantirne la resilienza, soprattutto se interessati da eventi idrogeologici. Gli investimenti relativi a tali opere non verrebbero recuperati attraverso le tariffe una volta che il metanodotto principale richieda una completa sostituzione al termine della vita economica. Tale distorsione, che non consente all'operatore di ottenere la completa remunerazione per interventi svolti ai fini della sicurezza del sistema, potrebbe essere corretta prevedendo il riconoscimento tariffario delle minusvalenze associate agli *asset* oggetto di dismissione e gestita in futuro prevedendo l'ammortamento di tali nuove opere accessorie introducendo una nuova classe cespite con vita utile pari a 10 anni ("Investimenti in migliori").

### Costi operativi

Ai fini della fissazione dei costi operativi di riferimento per il quinto periodo di regolazione si ritiene debbano essere considerati i costi riferiti all'anno 2018 in continuità con i criteri adottati nei periodi regolatori precedenti, prevedendo l'utilizzo di dati di pre-consuntivo e successiva loro correzione sulla base dei dati definitivi. Si ritiene infatti che l'anno 2018 costituisca il miglior riferimento in quanto rappresentativo dei costi più recenti disponibili e quindi dei costi che l'impresa si troverà strutturalmente a sostenere nel corso del quinto periodo di regolazione. Si segnala altresì come la Società abbia avviato diversi progetti finalizzati al contenimento dei costi in un contesto di continuo miglioramento della qualità e di ampliamento del perimetro dei servizi offerti. In particolare, nell'ambito di tale ampliamento di perimetro, vanno ricompresi i costi sostenuti per il servizio di odorizzazione. In merito ai volumi di riferimento per il dimensionamento del corrispettivo unitario variabile non si ritiene condivisibile utilizzare come driver i volumi di gas immessi/prelevati dalla rete (inclusi i punti di entrata/uscita dagli stoccaggi) dell'anno t-2 in quanto potrebbero incorporare particolari situazioni contingenti o non considerare dinamiche di evoluzione della domanda. A tal fine si ritiene più opportuno utilizzare stime annuali formulate dall'impresa maggiore. Non si ritiene infatti che il meccanismo di aggiornamento dei volumi di riferimento considerando i dati storici dell'anno t-2 comporti una riduzione del rischio volume per l'impresa di trasporto. Ad ogni modo, ove l'Autorità voglia adottare la fissazione di un volume di riferimento per il calcolo del corrispettivo variabile, si ritiene che debba essere confermata anche per il quinto periodo di regolazione l'applicazione della franchigia del +/- 4% sui ricavi *commodity*.

### Criteri di incentivazione

In linea generale, si ritiene che lo schema di incentivazione dei nuovi investimenti previsto dall'Autorità nei precedenti periodi di regolazione, sotto forma di maggiorazione del tasso di remunerazione, abbia costituito un efficace strumento per stimolare l'impresa di trasporto ad avviare interventi di sviluppo efficienti con benefici in termini di promozione della concorrenza, diversificazione delle fonti e sicurezza degli approvvigionamenti oggi riconosciuti da tutti gli *stakeholders*. La volontà dell'Autorità di introdurre meccanismi di incentivazione *output-based* che responsabilizzino l'impresa alla realizzazione di investimenti efficienti in una logica di selettività si ritiene pienamente condivisibile. Tuttavia si ritiene che tale logica *output-based*, più che andare a sostituire il precedente sistema di incentivazione, possa essere utilizzata come strumento integrativo per individuare gli interventi meritevoli di una maggiorazione del tasso di remunerazione, crescente in termini di premio e durata in funzione dei benefici e degli output che l'investimento stesso genera per la collettività (ad es. in relazione al rapporto B/C benefici su costi). Ai fini della definizione dei meccanismi di incentivazione si ritiene che gli *output* da perseguire anche con interventi infrastrutturali dovrebbero essere ricondotti a:

- Sicurezza: interventi volti a mantenere la gestione dell'infrastruttura in condizioni di sicurezza e a migliorare la resilienza della rete di trasporto. Tali interventi sono volti a produrre, attraverso una infrastruttura esercita in condizioni ottimali, benefici in termini di sicurezza e continuità del servizio nonché di disponibilità delle forniture energetiche, sia per i consumatori attuali che per quelli futuri (es. rispetto "indicatore N-1", mantenimento dell'"*asset health*" etc.).
- Mercato: interventi infrastrutturali volti a favorire l'interconnessione tra i mercati, lo sviluppo di nuovi mercati, la diversificazione delle fonti, l'allineamento dei prezzi nonché pratiche commerciali di offerta di servizi per favorire buon funzionamento del mercato. Questi interventi sono in grado di produrre un minor costo della bolletta energetica, in quanto favoriscono un miglior funzionamento del mercato dell'energia, anche attraverso l'accesso a nuove fonti di approvvigionamento con effetti positivi sulla competitività dei prezzi (es. nuove interconnessioni, capacità bidirezionali, *market coupling*, etc.).

- Ambiente: interventi e iniziative volte a ridurre gli impatti ambientali (es. riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>) e favorire il processo di decarbonizzazione attraverso la sostituzione di combustibili fossili maggiormente inquinanti nonché l'allacciamento e il trasporto di nuovi vettori energetici green-gas. Tali interventi producono chiari benefici per la collettività in relazione al miglioramento della qualità dell'ambiente in cui viviamo, oltre che benefici di natura economica nei settori soggetti alle quote di emissione. Indirettamente i benefici economici possono essere ricondotti anche ai possibili costi evitati in relazione alla diminuzione dei danni di eventi climatici conseguenti al processo di surriscaldamento globale (es. allacciamenti *green-gas*, riduzione dispersioni etc).
- Qualità del servizio: iniziative volte a migliorare la qualità del servizio offerto e il coinvolgimento degli *stakeholders*. I benefici di tali iniziative sono direttamente riconducibili alla possibilità di erogare un servizio in grado di rispondere al meglio alle esigenze degli utenti, nonché di favorire un maggiore coinvolgimento degli *stakeholders* nello sviluppo del sistema gas italiano.

In relazione ai sopra citati *output*, ove fossero necessari nuovi investimenti, potrebbe essere previsto un meccanismo di incentivazione che prevede una maggiorazione del tasso di remunerazione da 1% a 3% per un periodo fino a 15 anni da riconoscere agli interventi infrastrutturali in funzione del rapporto B/C benefici su costi di ciascun intervento, in luogo delle tipologie da T1 a T4 individuate nei precedenti periodi di regolazione. Resta comunque intesa, la disponibilità della scrivente Società a fornire i propri contributi per l'individuazione di meccanismi di incentivazione direttamente correlati agli output definiti *ex-ante* ed effettivamente misurabili.

Con particolare riferimento all'innovazione tecnologica, si ritiene che l'introduzione di specifici meccanismi incentivanti relativi a progetti o applicazioni di natura particolarmente innovativa debba essere prevista contestualmente all'avvio del quinto periodo di regolazione. Si segnala infatti che le sfide presentate dalla trasformazione energetica non potranno essere superate se non attraverso una continua attività di innovazione, da promuovere con urgenza alla luce della rapida trasformazione del settore. Si ritiene che in questa fase il sistema italiano potrebbe adottare un sistema ispirato a quello applicato in Regno Unito prevedendo, in analogia al meccanismo c.d.

“*Network Innovation Allowance*”, uno specifico riconoscimento pari all’1% dei ricavi di trasporto per finanziare progetti in innovazione.

#### Trattamento costi energetici

In relazione al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato si ritiene che un riconoscimento di tipo monetario (con approvvigionamento nell’ambito del mercato centralizzato del gas naturale) possa essere percorribile purché siano previsti opportuni meccanismi di conguaglio che consentano la completa sterilizzazione del rischio prezzo e del rischio volume. Inoltre, con riferimento ai costi che l’impresa si troverà a sostenere già a partire dall’anno 2018 in relazione al sistema di *Emission Trading* si ritiene debbano essere introdotti da parte dell’Autorità opportuni meccanismi di riconoscimento sia per l’acquisto sul mercato delle quote necessarie allo svolgimento della propria attività nonché dei relativi costi emergenti connessi alla gestione del loro approvvigionamento. Un analogo riconoscimento dovrebbe infine essere previsto a copertura dei costi sostenuti per l’acquisto dell’energia elettrica connessa ai fabbisogni necessari per il funzionamento delle centrali di spinta, funzione dei volumi trasportati.

## 2. OBIETTIVI DELL'INTERVENTO DELL'AUTORITA'

### **S 1.** Osservazioni in merito agli obiettivi dell'intervento dell'Autorità.

Gli obiettivi di intervento dell'Autorità delineati nel documento di consultazione si ritengono in linea generale condivisibili. Come osservato nella risposta al precedente documento di consultazione n. 413/2017/R/Gas, nella definizione dei criteri tariffari relativi al quinto periodo di regolazione, in un processo di graduale transizione verso logiche di tipo *output-based* e approcci di controllo complessivo della spesa, si ritiene di fondamentale importanza considerare:

- la 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 di effettuare prime sperimentazioni delle nuove logiche di riconoscimento della spesa complessiva ("*Totex approach*") nel corso del quinto periodo di regolazione;
- il perseguimento di logiche di selettività degli investimenti di sviluppo alla luce della trasformazione energetica in atto, che implica uno scenario più incerto e sfidante per il sistema infrastrutturale mantenendo obblighi di pubblico servizio nonché necessità di garantire sicurezza e continuità di forniture per cittadini e imprese;
- 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;
- 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;

- il 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, attraverso una regolazione unitaria specifica che preveda la definizione di condizioni di accesso ed erogazione dei servizi, ricavi e tariffe riconosciuti. In merito al riassetto dell'attività si richiamano qui interamente le osservazioni e le proposte precedentemente formulate dalla scrivente Società.

### **3. ORIENTAMENTI INIZIALI IN MATERIA DI CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI**

#### **S 2. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione.**

Con riferimento alla durata del periodo di regolazione, come osservato nella risposta al precedente documento di consultazione n. 413/2017/R/GAS, si ritiene preferibile prevedere una durata pari a 5 anni, al fine di consentire una più ampia visibilità e stabilità del quadro regolatorio, molto apprezzata dagli investitori, limitando il più possibile la frequenza degli interventi di revisione. Tuttavia si ritiene comunque percorribile la proposta di prevedere una durata del periodo pari a 4 anni.

#### **S 3. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento del costo**

#### **S 4. Osservazioni in merito al rapporto sugli output degli interventi di sviluppo.**

Con riferimento alla volontà dell'Autorità di introdurre logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (*totex*), si condivide l'orientamento prospettato nel documento di consultazione di prevedere una loro decorrenza successivamente all'avvio del quinto periodo di regolazione. In tale prospettiva, come già evidenziato in altre occasioni dalla scrivente Società, si conferma la disponibilità ad attivare possibili sperimentazioni nel corso del prossimo periodo per alcuni progetti specifici opportunamente identificati, al fine di testare le nuove logiche prima di una loro più diffusa applicazione. Relativamente agli obiettivi che l'Autorità intende perseguire procedendo all'introduzione e sperimentazione di alcuni elementi dell'approccio *totex* si rileva quanto segue:



- I meccanismi di valutazione e incentivazione selettiva degli investimenti basati su logiche *output-based* dovranno necessariamente essere 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. In tal senso, l'interazione tra i principi di riconoscimento tariffario degli investimenti e gli esiti delle valutazioni dei Piani decennali di sviluppo dovranno garantire che una volta che un intervento abbia sostenuto e superato positivamente l'analisi costi benefici questo trovi il riconoscimento lungo l'intera vita economico tecnica, indipendentemente dalle variazioni che si potranno verificare nel corso del tempo.
- Il confronto tra gli *output* effettivamente conseguiti con quelli dichiarati in sede di redazione del Piano Decennale di Sviluppo richiede che questi siano facilmente misurabili, verificabili e soggetti a valutazioni quanto più possibile non discrezionali. In tal senso la metodologia ACB attualmente in via di definizione ai sensi della deliberazione 689/2017/R/Gas dovrà rappresentare in modo opportuno i benefici (*output*) associati agli interventi di sviluppo. Si ritiene che la predisposizione di un rapporto da accompagnare al Piano Decennale possa rappresentare un utile strumento ai fini di un monitoraggio del raggiungimento degli *output* attesi e possa altresì favorire una migliore comprensione delle finalità e dei benefici associati ad un intervento di sviluppo. Si ritiene quindi utile prevedere che la predisposizione di tale rapporto per gli investimenti che saranno soggetti all'analisi ACB in corso di definizione avvenga a partire dall'anno 2020. In merito al contenuto ed alla struttura di tale rapporto si conferma sin d'ora la disponibilità ad un confronto specifico nell'ambito del Tavolo di lavoro già avviato in materia di metodologia ACB.

Relativamente alla disponibilità di dati in merito ai costi di investimento si ritiene debba essere posta particolare attenzione alle peculiarità delle infrastrutture gas che per loro natura presentano caratteristiche molto specifiche in relazione ai seguenti aspetti:

- la morfologia è particolarmente variabile nel territorio italiano: pianure, colline, montagne aree umide, tratti boschivi si susseguono senza soluzione di continuità imponendo continue variazioni di percorso plano-altimetrico e soluzioni realizzative molto variabili in termini di tempi e costi. Le caratteristiche geotecniche e litologiche sono estremamente variabili passando da territori di matrice ignea (effusiva ed intrusiva) a depositi carbonatici ed alluvionali che impongono differenti tecniche di scavo ed anche nei tratti morfologicamente

meno impegnativi le infrastrutture (strade, autostrade, ferrovie, fiumi, canali, servizi ecc.) si susseguono con una frequenza tale da imporre scelte di tracciato particolari con significative ricadute sul profilo economico;

- lo sviluppo antropico nel territorio italiano è particolarmente diffuso, essendo l'Italia uno dei paesi con la densità abitativa più elevata. I vincoli territoriali che limitano o circoscrivono le aree disponibili per la posa delle infrastrutture sono estremamente diffusi (ZPS, SIC, IBA). Inoltre la crescente occupazione del territorio prevista dai piani regolatori, nonché la diffusione di aree protette, quali parchi nazionali e regionali, zone archeologiche, etc., richiedono soluzioni specifiche per limitare le interferenze;
- gli Enti preposti alle autorizzazioni sono talvolta condizionati da fattori che, oltre ad allungare i tempi di emissione del parere e conseguentemente anche i costi per immobilizzazioni tecniche e strutturali e/o rifacimenti a seguito di variazioni sul territorio, fanno prevalere l'esigenza di limitare la conflittualità sul territorio alle scelte tecniche non solo imponendo allungamenti di tracciato ma anche con l'adozione di costose metodologie costruttive, comunque soggette a notevoli margini di rischio realizzativo (gallerie, minitunnel, trivellazioni orizzontali controllate, *raise-borer*, etc.);
- i costi di investimento risultano particolarmente influenzati dalle dinamiche di mercato, con dipendenza, in larga misura, dal livello di saturazione della domanda, in particolare relativamente alle due principali voci di costo degli investimenti costituite dalla fornitura dei materiali e dagli appalti di costruzione.

**S 5.** Osservazioni in merito ai criteri di determinazione del capitale investito riconosciuto.

Le proposte dell'Autorità di confermare la valutazione delle immobilizzazioni nette sulla base del metodo del costo storico rivalutato e l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'ISTAT ai fini della rivalutazione del capitale investito lordo si ritengono condivisibili. In particolare si ritiene che l'indice di rivalutazione debba riflettere quanto più fedelmente possibile l'andamento dell'inflazione.

In merito all'ammissibilità al riconoscimento tariffario degli investimenti, si ritiene indispensabile prevedere che i criteri di valutazione e le relative risultanze vengano

definiti *ex-ante*, ovvero prima delle scelte di investimento dell'operatore. In caso di esito positivo dell'analisi ACB, l'ammissibilità ed il riconoscimento dei costi dovrebbero essere mantenuti per l'intera durata dell'investimento e non essere oggetto di ridefinizione. Diversamente il sistema di regolazione introdurrebbe elementi di incertezza che potrebbero avere effetti negativi sulla realizzazione di nuovi investimenti utili al sistema gas e al mercato, a danno di cittadini ed imprese.

In merito alle misure per la compensazione del *lag regolatorio*, si condivide la proposta dell'autorità di confermare il trattamento previsto per il periodo transitorio 2018-2019, così come le modalità di gestione degli eventuali scostamenti tra i ricavi determinati sulla base dei dati di preconsuntivo e quelli risultanti dalla proposta tariffaria definitiva nell'ambito dell'approvazione delle proposte tariffarie per l'anno  $t+2$ . Si condivide altresì la proposta di gestire gli scostamenti tra i ricavi determinati sulla base dei dati di preconsuntivo e i ricavi definitivi per il servizio di misura in analogia al servizio di trasporto.

Negli ultimi anni si è osservato un trend crescente di prescrizioni autorizzative che, come noto, generano oneri legati a compensazioni ambientali. Si ritiene che tali costi, in linea con quanto previsto nei precedenti periodi regolatori, debbano continuare ad essere inclusi nel capitale investito riconosciuto.

Con riferimento al trattamento delle immobilizzazioni in corso, si accoglie favorevolmente l'intenzione dell'Autorità di mantenere anche per il quinto periodo di regolazione le attuali modalità di copertura degli oneri finanziari associati allo sviluppo delle infrastrutture di trasporto, riconoscendo alle imprese di trasporto la remunerazione delle stesse. In merito alla remunerazione da adottare, pur comprendendo le finalità dell'Autorità volte ad incentivare la messa in esercizio degli investimenti, si ritiene tuttavia che le immobilizzazioni in corso debbano essere remunerate in misura pari al costo opportunità del capitale, ovvero al WACC, in analogia alle immobilizzazioni già in esercizio. Si segnala infatti come il capitale investito dovrebbe essere soggetto alla remunerazione del costo opportunità dal momento stesso in cui viene immobilizzato. Si ritiene altresì che le modalità di riconoscimento della quota di ammortamento e degli incentivi previsti dalla regolazione vigente forniscono un significativo stimolo alla messa in esercizio delle opere nel minor tempo possibile.

In merito alla determinazione del capitale circolante netto da considerare ai fini del calcolo del capitale investito riconosciuto per il quinto periodo di regolazione, si ritiene condivisibile la proposta di confermare la determinazione convenzionale in via parametrica di tale posta. Non si ritiene invece condivisibile l'intervallo di valori all'interno del quale far ricadere il valore del parametro oggi utilizzato. Si evidenzia infatti che, così come indicato nella ns. comunicazione *RAPAU/Prot.184 del 18 giugno scorso* relativa alla richiesta di dati ed informazioni nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 82/2017/R/gas, il valore del capitale circolante netto si sia attestato nel periodo 2014-2017 su valori compresi tra il **[omissis]**. Tenuto conto di quanto sopra non si ravvisano elementi che giustifichino una riduzione della percentuale parametrica del capitale investito lordo oggi riconosciuta pari allo 0,8%, ma al contrario la necessità di un incremento di tale valore che potrebbe essere fissato pari al 1,3% dell'attivo immobilizzato lordo **[omissis]**.

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 altresì condivisibile l'introduzione dello specifico meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi *Connecting Europe Facility* proposto nel documento di consultazione, in analogia con quanto già applicato per il servizio di trasmissione elettrica.

**S 6. Osservazioni in merito al tasso di remunerazione del capitale investito**

*ricosciuto, e in particolare in merito ai criteri per l'individuazione di un range ragionevole, anche sotto il profilo della significatività del campione statistico, di valori del  $\beta$  asset che tenga conto, da un lato, dei valori riscontrati con riferimento a società europee che svolgono l'attività di trasporto gas operanti in Paesi dell'area euro con rating elevato e, dall'altro, delle evidenze derivanti dai valori relativi a imprese che pur non svolgendo in modo esclusivo l'attività di trasporto operano in Paesi con rating elevato, tenendo conto degli effetti dello svolgimento di attività a più elevato rischio.*

Con riferimento alla definizione del parametro  $\beta$  asset si ritiene che tale parametro debba essere determinato in maniera da riflettere adeguatamente il rischio sistematico dell'attività di trasporto come rilevato dall'andamento dei  $\beta$  di mercato di un campione quanto più rappresentativo possibile di società comparabili e secondo le *best practice* seguite dalla comunità finanziaria internazionale, debba tenere conto delle scelte effettuate da altri regolatori europei in materia di tariffe di trasporto e dalla stessa Autorità in altre attività regolate nonché debba considerare le specifiche condizioni di rischio industriale del settore gas.

In tale prospettiva, si riportano di seguito alcune analisi, osservazioni e considerazioni di natura finanziaria, industriale e regolatoria che si ritiene debbano essere opportunamente considerate ai fini dell'individuazione di tale parametro per il quinto periodo di regolazione. Prima di questo, si ritiene utile contestualizzare i risultati dell'analisi alla luce di alcuni fattori di rischio ed incertezza che Snam ritiene probabile dover fronteggiare nei prossimi mesi / anni.

**Fattori di rischio e incertezza**

La fine del QE, prevista per la fine del 2018, espone le società regolate italiane al rischio di un aumento del costo del debito (*liability side*) non fattorizzato nella formula del WACC (*asset side*). Il periodo di osservazione (01/10/2017-30/09/2018) per l'aggiornamento triennale del WACC è destinato a riflettere l'impatto delle «eccezionali» politiche perseguite dalla BCE negli ultimi anni. In particolare, è possibile stimare che nel biennio 2017-2018 il QE abbia determinato una riduzione delle principali variabili finanziarie prese a riferimento dal regolatore nell'ordine di:

- ca. 85/90 bps per il tasso di interesse nominale *Risk Free* (RF). Un aumento dei tassi di interesse determinato dalla fine del QE, potenzialmente esacerbato dall'effetto traino della curva dei tassi americana o da una crescente avversione al rischio da parte degli investitori, potrebbe determinare un disallineamento fra *asset* e *liabilities* non recuperabile prima del 2022 dato che nel periodo di osservazione rilevante per il triennio 2019-2021 il RF reale è abbondantemente sotto il *floor* di 0,5%.
- ca. 40 bps per il 10Y BTP-Bund *spread*, parametro di riferimento ai fini del calcolo del *Country Risk Premium* (CRP). A parità di condizioni ci si attende un incremento dello *spread* BTP-BUND a causa della maggior *maturity* media dei BTP detenuti dalla BCE vs. i *bond* dei paesi *core* quindi introducendo un ulteriore elemento di diversità che va oltre il contesto di mercato già caratterizzato da elevata volatilità e indicatori in peggioramento per alcuni paesi periferici.

Con riferimento a quest'ultimo punto, un'analisi *cross-country* dei titoli di stato dei vari paesi comprati dalla BCE nell'ambito del programma PSPP<sup>3</sup> rivela che data la *maturity* media ponderata relativamente più elevata dei titoli italiani detenuti dalla BCE stessa, solo il 20% dell'attuale *stock* di titoli italiani presenti nel portafoglio del PSPP saranno reinvestiti nei prossimi 5 anni, mentre il numero corrispondente per Francia e Germania è pari al 30-35%. È probabile che tale fenomeno risulti amplificato dall'incertezza percepita e riflessa nel recente allargamento dello *spread* BTP-Bund.

Al contempo, i *credit spread* delle *utilities* regolate si sono compressi anche per l'implementazione di programmi di acquisto ad hoc (PSPP e CSPP), attestandosi mediamente a ca. il 20% dei livelli pre-QE a fine 2017. Le attese sulla fine di questi programmi hanno già portato tale indicatore a circa il 50% oggi - raggiungendo l'80% per le *utilities* italiane, penalizzate da fattori *country-specific* - secondo un *trend* di crescita atteso consolidarsi nel prossimo futuro e probabilmente non pienamente colto dalla prassi del regolatore di riconoscere un *Debt Risk premium flat* (50bps) a prescindere dal momento di mercato. Tale fenomeno è atteso penalizzare soprattutto le *utilities* dei paesi non-*core*, il cui *rating* è tipicamente cappato da quello sovrano a causa della metodologia applicata dalle agenzie di *rating*.

La conclusione del TLTRO unitamente all'osservato allargamento dei CDS delle banche italiane, aggiunge un ulteriore elemento di pressione al costo del *funding* delle *utilities* domestiche.

---

<sup>3</sup> Public Sector Purchase Programme

In conclusione, ad oggi, esiste il rischio che il mutato contesto di mercato in termini di costo del debito e di volatilità (con conseguente rischio di esecuzione delle politiche di *funding* delle società italiane) non sia adeguatamente fattorizzato nell'aggiornamento delle varie componenti del WACC.

### **Considerazioni finanziarie**

In relazione al campione di imprese da considerare, si ritiene pienamente condivisibile la linea espressa dall'Autorità che afferma come le analisi non possano prescindere dall'individuazione di un *benchmark* che comprenda società effettivamente comparabili, pena la significatività delle valutazioni effettuate.

La metodologia di determinazione del parametro  $\beta$  prevista all'articolo 7 del TIWACC in occasione della revisione tariffaria relativa ai business infrastrutturali prevede infatti che tale parametro sia stimato *“sulla base di analisi dei dati relativi a imprese dell'area euro operanti in Paesi con rating elevato, eventualmente considerando, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo, anche imprese che non svolgano in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi, su un periodo di riferimento almeno biennale”*.

In applicazione della sopracitata metodologia, nel documento di consultazione risulta essere individuata come impresa europea che svolge l'attività di trasporto gas in Paesi dell'area euro con *rating* elevato la sola società belga Fluxys S.A. Si ritiene pienamente condivisibile quanto scrive l'Autorità, ovvero che tale società non rappresenti tuttavia un valido riferimento per la determinazione del coefficiente  $\beta_{asset}$  di Snam, per il suo “limitato valore statistico”, come dettagliato nel paragrafo “Necessità di far riferimento a un campione effettivamente rappresentativo”, non tanto per l'unicità del campione ma per una serie di aspetti specifici e che caratterizzano la società Fluxys a partire dall'inesistente liquidità del titolo.

Al fine di disporre di un campione rappresentativo e in coerenza con la metodologia indicata, appare condivisibile considerare anche imprese che non svolgano in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi ma operanti in Paesi dell'area euro con *rating* elevato quali Engie, OMV, EnBW. Il range del parametro  $\beta_{asset}$  per tali tre società risulta nel periodo in oggetto essere pari a 0,544 – 0,569.

			$\beta$ asset Adj Indice naz		$\beta$ asset Adj Indice Euro Stoxx 600	
			2014-17	2016-17	2014-17	2016-17
Engie	FR	AA	0,710	0,686	0,754	0,710
OMV	AT	AA+	0,817	0,825	0,740	0,735
EnBW	DE	AAA	0,180	0,185	0,187	0,186
<b>Media</b>			<b>0,569</b>	<b>0,565</b>	<b>0,560</b>	<b>0,544</b>

Ampliando il campione preso a riferimento a 9 società, escludendo appunto Fluxys ma includendo anche le società che operano nel settore del trasporto del gas naturale e della trasmissione di energia elettrica ma che non svolgono l'attività in Paesi con *rating* elevato o in Paesi dell'area euro indicate dall'Autorità (Snam, Terna, National Grid, REN, Enagas, Elia), al fine di depurare in qualche misura gli effetti sul valore del  $\beta$ asset derivanti dallo svolgimento di attività non regolate si otterrebbe un *range* di valori di  $\beta$ asset pari a 0,391 – 0,402, sempre al di sopra del valore attualmente riconosciuto per l'attività di trasporto gas, come si evince da tabella di seguito riportata.

			$\beta$ asset Adj Indice naz	
			2014-17	2016-17
Engie	FR	AA	0,710	0,686
OMV	AT	AA+	0,817	0,825
EnBW	DE	AAA	0,180	0,185
Snam	IT	BBB	0,372	0,349
Terna	IT	BBB	0,277	0,271
National Grid	UK	AA	0,305	0,292
REN	PT	BBB-	0,291	0,326
Enagas	SP	A-	0,299	0,261
Elia	BE	AA	0,363	0,325
<b>Media</b>			<b>0,402</b>	<b>0,391</b>

Le considerazioni sopra esposte suggeriscono l'opportunità di rivedere al rialzo il  $\beta$ asset oggi riconosciuto a fini regolatori.

Tali conclusioni sono ulteriormente rafforzate, a nostro avviso, da due aspetti:

- la inesistente liquidità oltre al limitato valore statistico della società belga Fluxys e l'opportunità di sostituire a Fluxys la società Red Electrica, come dettagliato



nel sopracitato paragrafo “Necessità di far riferimento a un campione effettivamente rappresentativo”;

- la considerazione per cui gli andamenti dei valori del  $\beta_{asset}$  di tutte le società considerate dall'Autorità ai fini delle proprie analisi mostrino un incremento (compreso tra 0,01 e 0,04) dei valori di tale parametro nel periodo 2014-2017 rispetto al periodo 2010-2013, suggerendo pertanto un incremento del rischio specifico dell'attività di trasporto del gas naturale.

Considerazioni metodologiche e analisi alternative condotte da Snam e basate sulle *best practice* adottate dalla comunità finanziaria internazionale – che dettaglieremo nei paragrafi successivi - supportano ulteriormente le conclusioni di cui sopra, suggerendo che il valore di  $\beta_{asset}$  da considerare per il prossimo periodo regolatorio debba essere rivisto al rialzo, attestandosi su valori compresi tra 0,45 e 0,5.

#### Valutazioni metodologiche

Di seguito le principali considerazioni metodologiche sul calcolo del  $\beta_{asset}$ :

- si ritiene opportuno usare l'*Adjusted  $\beta$*  in luogo del *Raw  $\beta$* ;
- si ritiene condivisibile usare come indici di riferimento sia Eurostoxx 600 sia l'indice nazionale;
- si ritiene condivisibile usare il periodo di riferimento indicato dall'Autorità, ovvero osservazioni almeno biennali (2016-2017) o – preferibilmente - quadriennali (2014-2017);
- si ritiene cruciale prestare particolare attenzione alla modalità di *deleverage*: le *best practice* prevedono di utilizzare i) il rapporto tra Indebitamento Netto<sup>4</sup> (e non lordo, limitato al medio – lungo termine) e ii) *Equity* di mercato (e non di libro);
- si ritiene altresì fondamentale far riferimento ad un campione effettivamente rappresentativo per la stima del  $\beta_{asset}$ :
  - o si ritiene non opportuna l'inclusione di Fluxys;
  - o si suggerisce l'inclusione di Red Electrica all'interno del campione;
  - o si ritiene che l'osservazione di un campione di società regolate in Paesi extra-UE possa essere utile, quanto meno come ulteriore verifica della metodologia.

### *Adjusted $\beta$ e Raw $\beta$*

La *best practice* per il calcolo del WACC sulla base del CAPM suggerisce di utilizzare l'*adjusted* e non il *Raw  $\beta$*  poiché, statisticamente, nel corso del tempo il  $\beta$  dovrebbe presentare un comportamento cosiddetto *mean-reverting* (in altre parole il  $\beta$  di ogni impresa convergerebbe nel corso del tempo verso il  $\beta$  di mercato, ossia 1). Si ritiene quindi opportuno far riferimento a valori *adjusted*, determinati come media ponderata tra il valore *levered raw* (cui è stato associato un peso di 2/3) e il valore 1 (con un peso di 1/3).

### *Indice e periodo di riferimento*

Riteniamo condivisibile utilizzare quali indici di riferimento l'Eurostoxx 600 (in quanto un investitore solitamente agisce e diversifica il proprio portafoglio all'interno della *currency zone area euro*), in particolare per le società operanti in paese dell'area euro con *rating* elevato e l'indice nazionale per il solo campione che include Snam, Terna, National Grid, REN, Enagas, Elia (per non incorporare gli effetti di rischio Paese cfr 9.8 DCO 347/18).

Un elemento di attenzione è rappresentato dal fatto che, in termini generali, l'indice di riferimento dovrebbe esser in grado di isolare l'andamento anomalo del singolo titolo al fine di garantire una stima adeguata del  $\beta$ . Tale obiettivo non è sempre facilmente perseguibile data la composizione dei singoli indici e, in particolare, il peso rilevante di alcuni settori, soprattutto in momenti di mercato "eccezionali".

La significatività dell'indice dipende quindi anche dal periodo di riferimento. Si ricorda quanto avvenuto nel biennio 2008-9 e nel 2012, quando gli indici caratterizzati da un forte peso dei titoli finanziari (es. FTSE MIB) hanno mostrato una volatilità più pronunciata della media. Coerentemente, i titoli difensivi (come Snam e Terna) hanno evidenziato una volatilità inferiore a quella dell'indice e quindi una diminuzione della correlazione con l'indice stesso. In quel momento non erano titoli come Snam e Terna ad essere intrinsecamente meno rischiosi per il loro *business*, ma l'indice stesso a diventare più rischioso. La scelta di un periodo di riferimento adeguato potrebbe diventare ancor più cruciale in futuro, laddove la fine del QE dovesse essere la causa di un nuovo periodo di alta volatilità. In linea generale si ritiene comunque condivisibile usare il periodo di riferimento indicato dall'Autorità, ovvero osservazioni almeno biennali (2016-2017) o – preferibilmente - quadriennali (2014-2017). È stata comunque effettuata una ulteriore analisi su Snam restringendo il periodo di riferimento

---

<sup>4</sup> Come somma di M/L *Term Debt* + *Short Term Debt* – cassa.

all'orizzonte pre e post *demerger* Italgas, individuando un incremento del compreso tra +0,095 (rispetto ad indice nazionale) e +0,189 (rispetto ad Eurostoxx 600).

Si segnala infine il crescente utilizzo da parte degli investitori istituzionali di un approccio *forward looking*, basato sul metodo "*Barra Predicted  $\beta$* ", volto a fattorizzare potenziali fattori di rischio futuri, non adeguatamente colti da serie storiche, soprattutto in concomitanza di importanti cambiamenti nei "fondamentali" delle società osservate. A titolo indicativo, l'approccio in questione fornirebbe per Snam valori di  *$\beta$ asset* più alti, in media, di 0,05 nel periodo 2014-2017.

#### *Considerazioni sulla modalità di deleverage*

A parità di  *$\beta$ levered*, all'aumentare della leva diminuisce il valore del  *$\beta$ asset*. È pertanto fondamentale stimare correttamente il valore D/E. La *best practice* per la modalità di *deleverage* prevede di utilizzare i) il rapporto tra Indebitamento Netto (e non lordo) e ii) *Equity* di mercato (e non di libro).

Questo secondo aspetto, non chiarito dall'Autorità nel DCO, è di fondamentale importanza: si sottolinea fortemente come la prassi consolidata è quella di utilizzare come modalità di *deleverage* la leva di mercato. Per Snam tale fattore è estremamente importante se si considera che il *book value* è di oltre 6 miliardi di euro inferiore rispetto alla capitalizzazione di mercato.

In merito al primo punto, come si evince dalla nota 12 del DCO, l'Autorità ha invece chiarito di avere utilizzato l'Indebitamento di lungo periodo, escludendo sia il debito a breve e non deducendo la cassa. Si può osservare come le due metodologie siano assimilabili solo sotto l'assunzione che il debito a breve termine sia in valore assoluto analogo al livello di cassa.

Tale assunzione rischia di non catturare l'attuale momento di mercato, dove la aumentata volatilità e le finestre di mercato per emissioni obbligazionarie sempre più brevi suggeriscono alle società di dotarsi di maggiore liquidità, elemento peraltro costantemente monitorato e apprezzato dalle agenzie di *rating*.

Nel campione analizzato la leva calcolata utilizzando come D l'indebitamento netto è, in media, più bassa di quella calcolata utilizzando, come propone l'Autorità, il solo Indebitamento di medio lungo periodo al lordo della cassa, determinando di conseguenza un  *$\beta$ asset* più alto.

#### *Necessità di far riferimento a un campione effettivamente rappresentativo*

L'approccio seguito dall'Autorità nel definire il campione di titoli per stimare il  *$\beta$* , descritto nei paragrafi 9.2-9.8 del DCO, appare sostanzialmente condivisibile.

Sottolineiamo però alcuni punti di riflessione che possono essere utili ai fini di miglioramento nella definizione di tale campione.

#### *Considerazioni rispetto alla necessità di escludere Fluxys*

Vi sono numerosi fattori che portano a considerare Fluxys una società il cui  $\beta$ asset è non rilevante nel contesto dell'analisi in oggetto, in quanto:

- I. liquidità del titolo molto bassa di circa €70k (2.700 azioni scambiate in media al giorno negli ultimi tre mesi vs. €50m o 14m di azioni per Snam), con indice di rotazione del flottante pari a 0,03% o 3.333 giorni<sup>5</sup>, vs. 0,60% o 166 giorni di Snam;
- II. assenza di correlazione con il principale indice nazionale BEL 20 Index ( $R^2$  approssimativamente nullo) rende l'implicito *βlevered* statisticamente non rilevante;
- III. non risulta statisticamente correlata con Snam (correlazione  $R^2$  pari a circa 0%), né con gli altri *peers* individuati dalla stessa Autorità;
- IV. *free Float* del 10% pari a circa €188m (vs. 67% pari a ca. €7,8bn per Snam);
- V. dimensione della società è relativamente limitata con un *market cap* non superiore a €2bn (vs. circa €14bn di Snam); di conseguenza non è inclusa nel principale indice nazionale, mentre Snam è uno dei principali componenti del FTSE MIB.

#### *L'inclusione di Red Electrica*

Ai fini di comparabilità e per migliorare l'affidabilità statistica del calcolo del  $\beta$ asset riteniamo utile inserire nel campione la società Red Electrica, che, per molti aspetti, risulta essere molto simile a Snam. In particolare, la società spagnola:

- I. ha una liquidità paragonabile al titolo Snam; scambi medi giornalieri negli ultimi tre anni di €35m o 2,0m di azioni con indice di rotazione del flottante pari a 0.1% o ca. 1.000 giorni;
- II. alta correlazione con l'indice nazionale ( $R^2$  di circa 38%) che rende il  $\beta$ asset implicito statisticamente rilevante;
- III. risulta statisticamente correlata con Snam (correlazione  $R^2$  pari a circa 37,6%), e con gli altri *peers* individuati dalla stessa Autorità;
- IV. ha un *free Float* rilevante (circa 80%) ed equivalente a circa €7,6bn;

---

<sup>5</sup> Calcolato come rapporto tra *Free Float* e 3-months ADTV (*Average daily traded volume*)

V. ha una dimensione in termini di *market cap* simile a Snam (€10bn vs. circa €14bn di Snam) ed è inoltre un componente principale dell'indice nazionale.

Di seguito vengono infine riportati alcuni dati relativi alla liquidità dei titoli inclusi nei campioni. Siamo così in grado di evidenziare le società più simili a Snam, ovvero le società incluse nel terzo campione, compreso Red Electrica, ed Engie facente parte del secondo campione. Fluxys, EnBW e Elia risultano essere invece altamente illiquide.

	Fluxys	Engie	OMV	EnBW	Snam	Terna	Nat. Grid	REN	Enagas	Elia	RED
Cap. di mercato €bn	1,8	34,2	17,2	7,8	13,9	9,7	33,6	1,6	5,7	10,0	2,9
Volumi di scambio giornalieri negli ultimi 90gg €m	0,1	85,4	20,2	0,00	49,00	36,1	80,5	3,3	31,3	1,7	36,1
% Free Float	10,0%	70,9%	68,3%	0,4%	59,5%	70,1%	99,9%	53,4%	94,3%	79,3%	43,0%
Peso rispetto all'indice	n.a.	2%	16%	n.a.	3%	2%	2%	6%	1%	n.a.	2%
Indice di rotazione	0.03%	0.30%	0.20%	0.10%	0.60%	0.50%	0.20%	0.40%	0.90%	0.10%	0.10%

Fonte: Elaborazioni Snam basate su dati Bloomberg al 15 luglio 2018

### Considerazioni sul $\beta$ di società extra-UE

Abbiamo calcolato il *βasset adjusted* di società extra-UE con un peso prevalente di attività regolate nel *business mix* e operanti in paesi dall'elevato merito di credito (quali Stati Uniti, Canada e Australia), in coerenza con l'approccio dell'Autorità. I risultati mostrano un valore di *βasset adjusted*, calcolato con M/L *Term Gross Debt* e *Equity* di libro, compresi tra 0,621 e 0,764.

### Analisi del $\beta$ basate sulla *best practice*

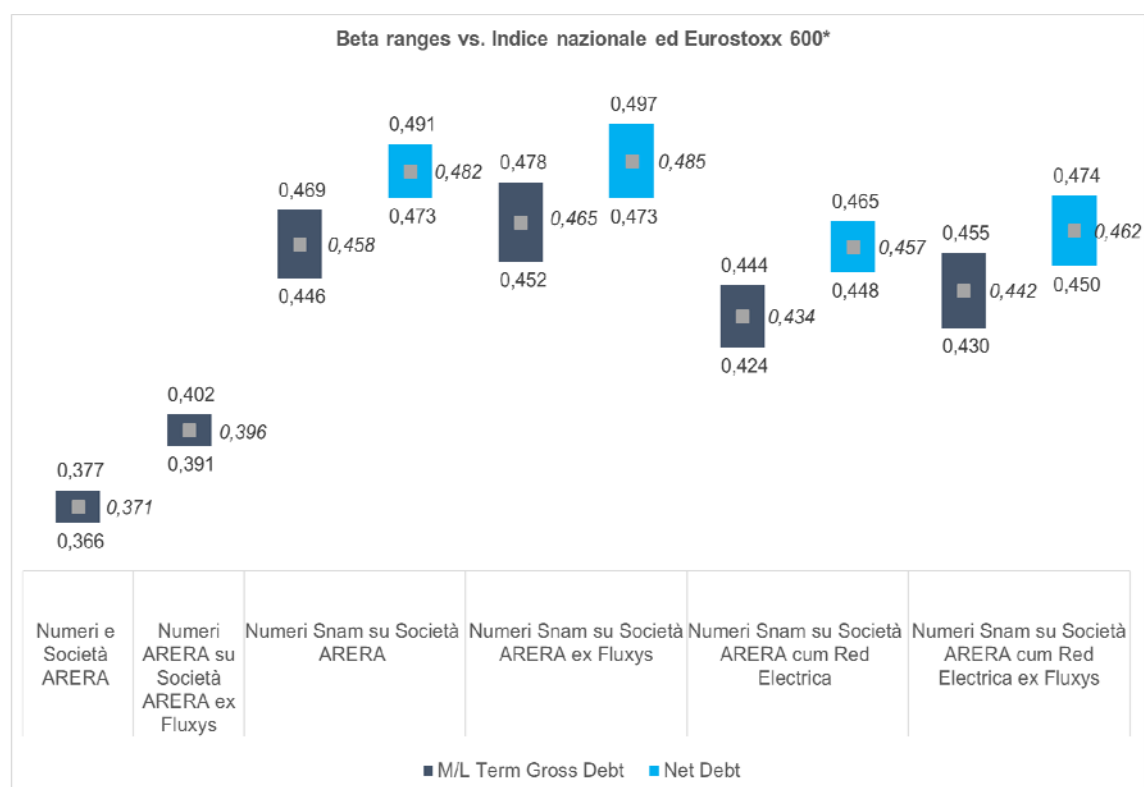
In coerenza con le considerazioni di cui sopra e sulla base delle *best practice* adottate dalla comunità finanziaria internazionale sono state sviluppate analisi alternative per la determinazione del *βasset*.

Tra le conclusioni più rilevanti, a nostro avviso, quelle relative agli scenari in cui il *deleverage* viene implementato attraverso l'utilizzo del Debito Netto e dell'*Equity* di Mercato e quelle relative alla composizione del *benchmark* maggiormente significative per Snam:

- il  $\beta$  del campione individuato dall'Autorità si attesterebbe in un *range* tra 0,473 – 0,491;

- il  $\beta$  del campione individuato dall'Autorità escludendo Fluxys si attesterebbe in un *range* tra 0,473 – 0,497;
- il  $\beta$  del campione individuato dall'Autorità, ma includendo la società Red Electrica ed escludendo invece Fluxys, si attesterebbe in un *range* tra 0,450 – 0,474.

I risultati completi dell'analisi sono riportati nel grafico di seguito riportato.

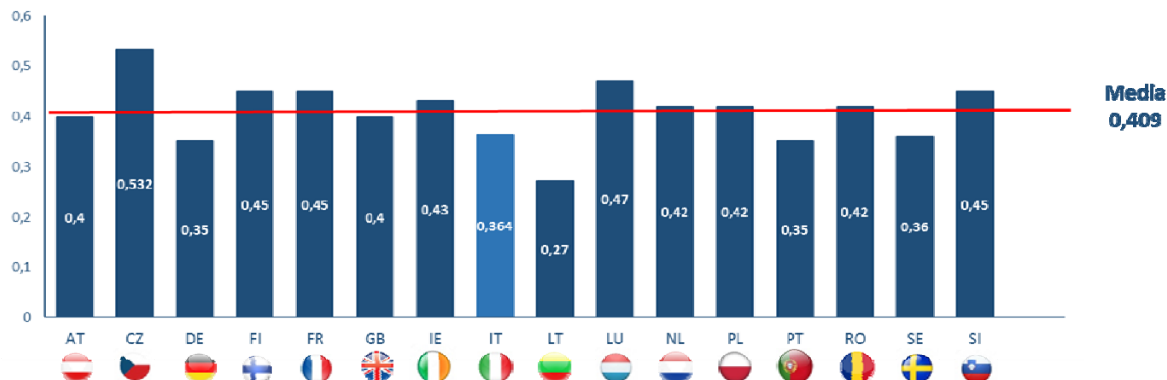


\* Valori minimo, medio e massimo di  $\beta_{unlevered\ adjusted}$  in un orizzonte biennale e quadriennale. Per tutti i titoli il  $\beta$  calcolato da Snam è sia rispetto all'indice nazionale, sia rispetto Eurostoxx 600. Per i dati dell'Autorità, il  $\beta$  delle società Snam, Terna, National Grid, REN, Enagas, Elia è calcolato rispetto al solo indice nazionale. La modalità di *deleverage* è M/L Term Gross Debt (come indicato dall'Autorità) diviso capitalizzazione di mercato, mentre (in azzurro) la metodologia di *deleverage* è quella con Net Debt diviso capitalizzazione di mercato.

### Scelte effettuate in altri sistemi di regolazione

Si ritiene che la definizione del parametro  $\beta_{asset}$  non possa prescindere dalla valutazione delle scelte effettuate da altri regolatori europei e dalla stessa Autorità in altre attività regolate. In particolare si evidenzia come i valori di  $\beta_{asset}$  adottati nei sistemi di regolazione di altri paesi europei per il trasporto di gas naturale risultino in

quasi tutti i paesi osservati superiori al valore previsto per Snam e mediamente pari a 0,409, come riportato nel grafico seguente<sup>6</sup>.



Per riflettere il crescente livello di rischio del settore gas percepito negli ultimi anni, le più recenti revisioni regolatorie hanno portato un incremento dei  $\beta_{asset}$  riconosciuti rispetto ai precedenti periodi (ad eccezione della Francia per cui è comunque previsto un valore pari a 0,45). In particolare si evidenzia come i valori del coefficiente  $\beta_{asset}$  adottati nei principali Paesi europei con caratteristiche comparabili all'Italia in termini di dimensioni e stato di evoluzione del mercato presentino valori ben superiori a quello attualmente adottato per l'Italia.

Si rileva inoltre come nelle medesime analisi elaborate dal CEER i valori del  $\beta_{asset}$  fissati per l'attività di trasporto gas risultano mediamente superiori a quelli della trasmissione elettrica (0,409 vs. 0,398).

### **Specifiche condizioni di rischio del settore**

Gli accadimenti degli ultimi anni hanno significativamente aumentato la percezione dei rischi delle attività infrastrutturali italiane del settore del gas naturale. Il ruolo che il gas naturale ricoprirà in un orizzonte temporale di lungo periodo, sul quale la visibilità è molto ridotta rappresenta un elemento di rischio che dovrebbe essere tenuto in massima considerazione nella fissazione/aggiornamento dei livelli di remunerazione riconosciuta, ed in particolare del parametro  $\beta_{asset}$ <sup>7</sup>. A tali aspetti di più natura generale legati all'evoluzione del settore gas nel suo complesso, se ne aggiungono altri

<sup>6</sup> CEER Report on Investment Conditions in European Countries – Ref: C17-IRB-30-03 e decisioni regolatorie.

<sup>7</sup> Il settore del gas naturale presenta inoltre diverse potenzialità di innovazione sia tecnologica che di prodotto che potranno portare nei prossimi anni significativi benefici per il raggiungimento degli obiettivi ambientali e di efficienza energetica, per l'integrazione e la sicurezza dei mercati nonché per accompagnare la transizione verso una economia a basse emissioni di carbonio. Gli investimenti in innovazione presentano tuttavia elevati rischi ed incertezze che devono pertanto essere opportunamente fattorizzati nei rendimenti per poter essere effettivamente intraprese a beneficio del sistema.

di natura più *country-specific* legati alle realtà in cui la società si trova ad operare. In primo luogo le complessità autorizzative e realizzative connesse all'esecuzione di progetti sul sottosuolo del territorio italiano che determinano incertezze oltre che in termini di tempi e costi anche in riferimento alla loro effettiva implementazione, con particolare riferimento a progetti rilevanti e già per loro natura complessi. A questi si aggiungono inoltre ulteriori rischi legati alla necessità di interventi di manutenzione, sostituzione e ripristino connessi ai rischi di natura ambientale ed idrogeologica particolarmente rilevanti sul territorio italiano rispetto ad altre realtà europee, oltre che alla continua antropizzazione del territorio. Ai rischi di business sopra descritti si aggiungono i rischi di natura finanziaria, oggi incrementati da un contesto di elevata volatilità dei mercati, che gli operatori infrastrutturali regolati non sempre sono in grado di gestire in piena autonomia imprenditoriale, essendo obbligati a dare corso a specifiche disposizioni di legge indipendentemente dalla presenza o meno di condizioni di mercato favorevoli. Si evidenzia infine come l'attività di trasporto gas sia caratterizzata da maggiori elementi di rischio rispetto alla trasmissione elettrica per le motivazioni sotto riportate:

- L'attività di trasmissione di elettricità viene effettuata sulla base di concessione esclusiva, mentre l'attività di trasporto di gas, pur essendo attività di interesse pubblico sottoposta agli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria, viene effettuata in regime libero<sup>8</sup>. A titolo esemplificativo si consideri la crescente competizione tra operatori in relazione alla metanizzazione di nuove aree del paese.
- L'elettricità è una fonte energetica non sostituibile mentre il gas è una fonte di energia sostituibile da parte di fonti energetiche alternative. Ciò comporta una maggiore variabilità della domanda e quindi del livello di utilizzo delle reti<sup>9</sup>.
- Gli investimenti in nuove linee elettriche sono distribuiti sul territorio nazionale in relazione alla localizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica

---

<sup>8</sup> Decreti Bersani e Letta individuano entrambi ai rispettivi Titolo I Articolo Uno, quali attività sono libere e quali invece sono riservate allo Stato. La differenza sostanziale tra gli assetti istituzionali dei mercati gas ed elettrico riguarda lo status delle attività di trasporto: mentre nel mercato del gas anche le attività di trasporto sono libere (analogamente alle attività di importazione, esportazione, e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato), ancorché come precisato nella legge 239/2004 da queste ultime si distingue in quanto attività di interesse pubblico soggetta agli obblighi di servizio pubblico previsti dalla normativa comunitaria, nel mercato elettrico le attività di trasmissione *“sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale”*. Lo status speciale della trasmissione elettrica, che si traduce anche in maggiori obblighi di Pubblico Servizio dipende dalle caratteristiche peculiari della *commodity* elettricità rispetto alle altre, gas incluso.

<sup>9</sup> Infatti, nel lungo termine i tassi di crescita della domanda di elettricità, in quanto bene primario, dipendono esclusivamente dal ciclo economico e dall'evoluzione della tecnologia nei settori di consumo. Al contrario, il tasso di crescita della domanda di gas dipende anche dalla concorrenza tra fonti in tutti i settori d'impiego, quindi da un ampio insieme di variabili aggiuntive quali gli equilibri tra i mercati di greggio, carbone e gas naturale, lo sviluppo delle tecnologie di produzione e trasformazione delle fonti energetiche (nucleare, rinnovabili, ecc.), le scelte di politica energetica a livello nazionale e comunitario. Ne consegue che i tassi di crescita della domanda di elettricità nel lungo



mentre quelli relativi a nuove infrastrutture di trasporto sono concentrati su un numero molto limitato di punti di entrata, distanti dal mercato. Tale grado di concentrazione comporta un considerevole incremento del livello di rischio per il trasporto di gas sia in termini di dimensione del singolo investimento che di impatto sulla fornitura del servizio in caso di mancata utilizzazione/interruzione di un punto di entrata e della connessa linea di trasporto.

Si rileva infine come il valore di  $\beta_{asset}$  pari a 0,364 fosse già stato determinato per il quarto periodo di regolazione in base alle modalità di calcolo allora in vigore. Tale valore è stato poi riconfermato dall'Autorità con deliberazione 575/2017/R/gas per gli anni 2018 e 2019. La stessa Autorità ha pertanto ritenuto che il profilo di rischio associato all'attività di trasporto fosse analogo al livello di rischio identificato in precedenza. Dalla data di tale decisione non si ritiene sia siano riscontrati fenomeni tali da giustificare una riduzione del livello di rischio associato all'attività di trasporto, ma al contrario si siano verificati eventi che ne dovrebbero comportare una revisione al rialzo, come evidenziato nei paragrafi sopra riportati.

Alla luce di quanto sopra, si ritiene che il *range* di valori rispetto a cui considerare la revisione del parametro  $\beta_{asset}$  debba risultare superiore al valore oggi riconosciuto pari a 0,364.

**S 7. Osservazioni in merito alla determinazione della quota di ammortamento.**

L'orientamento dell'Autorità di confermare i criteri generali di determinazione della componente di ricavo a copertura della quota ammortamento si ritiene condivisibile, con particolare riferimento al mantenimento delle attuali vite economiche dei cespiti riconosciute ai fini tariffari, coerenti con quelli mediamente osservate in altri sistemi di regolazione a livello europeo. Tuttavia appare opportuno segnalare come il modello di attività di ispezione, controllo, manutenzione implementato negli anni dalla Società per la rete di trasporto, nonché l'effettuazione di investimenti mirati di protezione e/o sostituzione parziale (come meglio descritto nel seguito), abbiano consentito di mantenere in esercizio varie infrastrutture che hanno completato la loro vita

---

termini sono significativamente più stabili e predicibili di quelli del gas naturale, comportando per l'attività di trasporto del gas un rischio non diversificabile intrinsecamente superiore a quello della trasmissione elettrica.

economica, a beneficio dei consumatori. Con riferimento agli *asset* che hanno terminato la loro vita economica ma continuano ad essere in esercizio, in analogia a quanto avviene in altri sistemi regolatori (e.g. Spagna), si ritiene che potrebbe essere previsto il riconoscimento di un incentivo all'allungamento della vita effettiva rispetto alla vita economica riconosciuta ai fini tariffari<sup>10</sup>. L'incentivo potrebbe essere determinato in via forfettaria come:

- i. 50% del valore della remunerazione e dell'ammortamento riconosciuti all'*asset* nell'ultimo anno di vita utile regolatoria; o in alternativa
- ii. costo operativo determinato in quota percentuale del capitale investito lordo, modulata in funzione degli anni di operatività dell'*asset* oltre la vita utile regolatoria.

Questa disposizione consentirebbe di minimizzare i costi per gli utenti legati agli investimenti di sostituzione di strutture ancora funzionanti che hanno completato o che stanno per completare la loro vita economica, in linea con gli orientamenti più volte richiamati dall'Autorità in merito all'efficienza dei processi di investimento.

Infine si evidenzia come l'attuale regolazione, da un lato, non riconosca alcuna componente di ricavo per gli *asset* che hanno terminato la loro vita economica ma continuano a essere in esercizio, dall'altro non consenta il completamento del processo di ammortamento per gli *asset* che devono essere dismessi prima del termine della loro vita utile. Per assicurare la sicurezza e la resilienza del sistema, negli anni sono stati eseguiti diversi interventi strutturali di rimozione e sostituzione di condotte nonché opere accessorie (es. muri, scogliere di contenimento degli attraversamenti fluviali) su metanodotti già in esercizio da decenni, soprattutto se interessati da eventi idrogeologici (frane, alluvioni). Gli investimenti relativi a tali opere accessorie e di sostituzione parziale non verrebbero recuperati attraverso le tariffe (sia quota remunerazione che ammortamenti residui) una volta che il metanodotto principale richieda una completa sostituzione. Tale distorsione, che non consente all'operatore di ottenere la completa remunerazione per interventi svolti ai fini della sicurezza del sistema, potrebbe essere corretta prevedendo il riconoscimento tariffario delle minusvalenze associate agli *asset* oggetto di dismissione (come ad esempio avviene in Francia ove vengano fornite opportune evidenze) e gestita in futuro prevedendo l'ammortamento di tali nuove opere accessorie o sostituzioni parziali attraverso

---

<sup>10</sup> Tali prassi vengono ad esempio applicate in Spagna (metodologia i) fino al 2014, metodologia ii) a partire dal 2015.

l'introduzione di una classe cespite con vita utile pari a 10 anni (es. *"Investimenti in migliorie - vita utile 10 anni"*).

**S 8.** Osservazioni in merito alla determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti.

**S 9.** Osservazioni in merito all'opportunità di considerare il 2017 come anno di riferimento per la determinazione del costo operativo riconosciuto.

In merito alla determinazione dei costi operativi riconosciuti per il quinto periodo di regolazione, in continuità con i criteri adottati nei periodi regolatori precedenti, si ritiene debbano essere considerati come riferimento i costi sostenuti dalle imprese nell'esercizio più prossimo al primo anno del nuovo periodo di regolazione, ossia l'anno 2018. Si ritiene infatti che l'anno 2018 costituisca il miglior riferimento in quanto rappresentativo dei costi più recenti disponibili e quindi dei costi che l'impresa si troverà strutturalmente a sostenere nel corso del quinto periodo di regolazione. In tale prospettiva si condivide l'orientamento dell'Autorità di considerare ai fini della determinazione delle tariffe del 2020, i costi operativi effettivamente sostenuti nell'anno 2018 sulla base dei dati di pre-consuntivo, introducendo al contempo opportuni meccanismi di conguaglio degli eventuali scostamenti tra il costo operativo riconosciuto in via provvisoria nelle tariffe del 2020 e i valori di costo operativo riconosciuto in via definitiva, da gestire nell'ambito delle proposte tariffarie per l'anno 2021. Si segnala altresì come la Società abbia avviato diversi progetti finalizzati al contenimento dei costi in un contesto di continuo miglioramento della qualità e di ampliamento del perimetro dei servizi offerti. In particolare, nell'ambito di tale ampliamento di perimetro, vanno ricompresi i costi sostenuti per il servizio di odorizzazione. Non si ritiene per tali motivi condivisibile la possibilità di considerare, ai fini della determinazione dei costi operativi effettivi, una media dei costi operativi sostenuti negli anni 2016-2018, in quanto non consentirebbe all'impresa la copertura dei costi ricorrenti più aggiornata che si trova effettivamente a sostenere per lo svolgimento della propria attività.

Con riferimento ai volumi di riferimento per il dimensionamento del corrispettivo unitario variabile, come evidenziato anche nella risposta al precedente documento di consultazione n. 182/2018/R/Gas, non si ritiene condivisibile fare riferimento ai dati storici dell'anno t-2. Non si ritiene infatti che il meccanismo di aggiornamento proposto

comporti una riduzione del rischio volume per l'impresa di trasporto. A tal fine si ritiene più opportuno utilizzare stime annuali formulate dall'impresa maggiore. Ad ogni modo, ove l'Autorità voglia adottare la fissazione di un volume di riferimento per il calcolo del corrispettivo variabile, si ritiene che tale volume debba essere opportunamente depurato da effetti di natura straordinaria che si possano essere verificati e che debba essere confermata anche per il quinto periodo di regolazione l'applicazione della franchigia del +/- 4% sui ricavi *commodity*.

In merito alla fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2020, si ritiene condivisibile la proposta di confermare il *profit sharing* simmetrico delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi fissati all'inizio del quarto periodo di regolazione. Non si ritiene tuttavia condivisibile la proposta di prevedere che il riassorbimento di tali extra-efficienze avvenga in un periodo di soli 4 anni. Si ritiene infatti che tale eventualità costituirebbe un significativo depotenziamento dell'incentivo per l'impresa regolata a perseguire efficienze in eccesso rispetto ai target prefissati, a discapito dei consumatori finali che ne beneficerebbero anche se in un periodo più ampio, nonché rappresenterebbe una discontinuità regolatoria rispetto alla prassi ormai consolidata che prevede il periodo di *claw-back* fissato in otto anni. Si evidenzia inoltre come dopo quasi vent'anni di meccanismo *price-cap* i margini di efficientamento siano estremamente difficili da ottenere e pertanto gli sforzi dell'operatore in tal senso dovrebbero essere ulteriormente premiati e non al contrario limitati.

In relazione all'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti relativi al servizio di misura di trasporto, si ritiene condivisibile la proposta di confermare l'attuale criterio che prevede l'aggiornamento per tener conto esclusivamente del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo, senza considerare, ai fini dell'aggiornamento, alcun tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività (*X-factor*), per le stesse motivazioni indicate dall'Autorità.

<b>S 10. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione.</b>
---

In linea generale, si ritiene che lo schema di incentivazione dei nuovi investimenti previsto dall'Autorità nei precedenti periodi di regolazione, sotto forma di maggiorazione del tasso di remunerazione, abbia costituito un efficace strumento per

stimolare l'impresa di trasporto ad avviare interventi di sviluppo efficienti con benefici in termini di promozione della concorrenza, diversificazione delle fonti e sicurezza degli approvvigionamenti oggi riconosciuti da tutti gli *stakeholders*.

La volontà dell'Autorità di introdurre meccanismi di incentivazione *output-based* che responsabilizzino l'impresa alla realizzazione di investimenti efficienti in una logica di selettività si ritiene pienamente condivisibile. Tuttavia si ritiene che tale logica *output-based*, più che andare a sostituire il precedente sistema di incentivazione, possa essere utilizzata come strumento integrativo per individuare gli interventi di sviluppo meritevoli di una maggiorazione del tasso di remunerazione, crescente in termini di premio e durata in funzione dei benefici e degli output che l'investimento stesso genera per la collettività (ad es. in relazione al rapporto B/C benefici su costi). Ai fini della definizione dei meccanismi di incentivazione si ritiene che gli *output* da perseguire con gli interventi infrastrutturali dovrebbero essere ricondotti a:

- Sicurezza: interventi volti a mantenere la gestione dell'infrastruttura in condizioni di sicurezza e a migliorare la resilienza della rete di trasporto. Tali interventi sono volti a produrre, attraverso una infrastruttura esercita in condizioni ottimali, benefici in termini di sicurezza e continuità del servizio nonché di disponibilità delle forniture energetiche, sia per i consumatori attuali che per quelli futuri (es. rispetto "indicatore N-1", mantenimento dell'"*asset health*" etc.).
- Mercato: interventi infrastrutturali volti a favorire l'interconnessione tra i mercati, lo sviluppo di nuovi mercati, la diversificazione delle fonti, l'allineamento dei prezzi nonché pratiche commerciali di offerta di servizi per favorire buon funzionamento del mercato. Questi interventi sono in grado di produrre un minor costo della bolletta energetica, in quanto favoriscono un miglior funzionamento del mercato dell'energia, anche attraverso l'accesso a nuove fonti di approvvigionamento con effetti positivi sulla competitività dei prezzi (es. nuove interconnessioni, capacità bidirezionali, *market coupling*, etc.).
- Ambiente: interventi e iniziative volte a ridurre gli impatti ambientali (es. riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>) e favorire il processo di decarbonizzazione attraverso la sostituzione di combustibili fossili maggiormente inquinanti nonché l'allacciamento e il trasporto di nuovi vettori

energetici green-gas. Tali interventi producono chiari benefici per la collettività in relazione al miglioramento della qualità dell'ambiente in cui viviamo, oltre che benefici di natura economica nei settori soggetti alle quote di emissione. Indirettamente i benefici economici possono essere ricondotti anche ai possibili costi evitati in relazione alla diminuzione dei danni di eventi climatici conseguenti al processo di surriscaldamento globale (es. allacciamenti *green-gas*, riduzione dispersioni, etc).

- Qualità del servizio: iniziative volte a migliorare la qualità del servizio offerto e il coinvolgimento degli *stakeholders*. I benefici di tali iniziative sono direttamente riconducibili alla possibilità di erogare un servizio in grado di rispondere al meglio alle esigenze degli utenti, nonché di favorire un maggiore coinvolgimento degli *stakeholders* nello sviluppo del sistema gas italiano.

In relazione a sopraccitati output, ove fossero necessari nuovi investimenti, potrebbe essere previsto un meccanismo di incentivazione che prevede una maggiorazione del tasso di remunerazione da 1% a 3% per un periodo fino a 15 anni da riconoscere agli interventi infrastrutturali in funzione del rapporto B/C benefici su costi di ciascun intervento, in luogo delle tipologie da T1 a T4 individuate nei precedenti periodi di regolazione. Resta comunque intesa, la disponibilità della scrivente Società a contribuire per l'individuazione di meccanismi di incentivazione direttamente correlati agli output definiti *ex-ante* ed effettivamente misurabili.

In merito alle specifiche proposte del documento di consultazione si evidenzia quanto segue.

In primo luogo, si ritiene che l'incentivo applicato sotto forma di maggiorazione del tasso di remunerazione base dovrebbe comunque trovare applicazione a tutti i costi effettivamente sostenuti dall'operatore per gli interventi di sviluppo che forniscano al sistema benefici superiori ai costi, ovvero con un rapporto B/C maggiore a 1,2. Con riferimento all'ammontare dell'incentivo, la proposta dell'Autorità di ridurre da 12 a 10 anni la durata del periodo di incentivazione per gli investimenti al di fuori della clausola di salvaguardia che entrino in esercizio negli anni 2020-2021 non si ritiene condivisibile. In particolare non si comprendono le motivazioni che dovrebbero portare a tale riduzione in quanto gli investimenti in oggetto sarebbero soggetti agli stessi criteri di valutazione previsti per gli investimenti che entreranno in esercizio negli anni 2018-

2019. Non si ritiene invece condivisibile la proposta di valutare anche se in via sperimentale la possibilità di applicare la maggiorazione del tasso di remunerazione al valore minimo tra il costo di investimento effettivamente sostenuto, e il costo di investimento come stimato nell'ambito dell'ACB presentata nel più recente Piano di sviluppo. Come più volte segnalato dalla scrivente Società e indicato nella risposta al precedente spunto di consultazione S4 i costi di investimento delle infrastrutture di trasporto gas risultano particolarmente difficili da prevedere e possono essere soggetti a variazioni anche significative per fenomeni non nel controllo dell'impresa. Si segnala inoltre come la politica di investimento della Società sia da sempre orientata alla ricerca della massima efficienza ed economicità degli interventi realizzati. Ove l'Autorità decidesse comunque di mantenere tale ipotesi, si ritiene che le metodologie di valutazione dei costi che saranno introdotte nell'ambito delle analisi ACB debbano considerare opportune *contingency* di costo adeguate per poter includere tutte le variabilità possibili, anche nelle ultime fasi di realizzazione del progetto.

In relazione agli investimenti di cui all'articolo 12.5 lettera e) la proposta dell'Autorità di prevedere l'ammissione alla sola remunerazione base si ritiene solo in parte condivisibile. Se da un lato infatti si concorda con l'Autorità che gli investimenti indicati debbano essere sempre ammessi alla remunerazione base dall'altro si ritiene che tutti gli investimenti di sviluppo di nuova capacità (sia inclusi nel Piano ma non soggetti ad ACB o riconducibili a interventi da realizzare in forza di disposizioni normative e/o regolatorie quali gli allacciamenti) debbano accedere a specifici meccanismi di incentivazione. In particolare, a titolo esemplificativo e non esaustivo, si ritiene dovrebbero accedere a forme di incentivazione particolarmente premianti allacciamenti ad impianti green-gas nelle loro diverse forme (e.g. biometano, *power to gas*, etc) nonché a stazioni di rifornimento per l'utilizzo del gas naturale ai fini dei trasporti. Tali allacciamenti sono infatti volti a favorire il raggiungimento di obiettivi ambientali in termini di riduzione delle emissioni e dell'inquinamento ambientale, con immediati benefici per la collettività. Si ritiene altresì che tali trattamenti debbano applicarsi anche a investimenti volti a migliorare l'efficienza e la qualità del servizio, quali ad esempio nuovi investimenti in digitalizzazione. Stante la loro natura si ritiene dovrebbero essere applicati meccanismi particolarmente incentivanti che ne possano favorire una rapida realizzazione.

Con particolare riferimento all'innovazione tecnologica, si ritiene che l'introduzione di specifici meccanismi incentivanti relativi a progetti o applicazioni di natura particolarmente innovativa debba avvenire in concomitanza con l'avvio del quinto

periodo di regolazione. Si segnala infatti che le sfide presentate dalla trasformazione energetica non potranno essere superate se non attraverso una continua attività di innovazione, da promuovere con urgenza alla luce della rapida trasformazione del settore, che altrimenti stante i rischi e le incertezze sull'effettiva utilizzazione non potrebbero essere effettivamente intraprese, con conseguenti perdite di opportunità per la collettività. Proprio in tale prospettiva diversi sistemi di regolazione europei hanno già introdotto specifici elementi di supporto ed incentivazione allo sviluppo di soluzioni innovative.

Si ritiene che in questa fase il sistema italiano potrebbe adottare un sistema ispirato a quello applicato in Regno Unito nell'ambito della regolazione RII-1 prevedendo, in analogia al meccanismo c.d. "*Network Innovation Allowance*"<sup>11</sup>, uno specifico riconoscimento tra i ricavi di trasporto per finanziare progetti in innovazione, determinato come quota percentuale dei ricavi annuali riconosciuti. L'*allowance* di National Grid Gas per finanziare i progetti in innovazione risulta nel *range* di 0,5%-1% per il periodo 2013-2021. Si ritiene che tale meccanismo potrebbe trovare immediata applicazione anche per Snam Rete Gas a partire dal quinto periodo di regolazione. A tal fine si propone l'adozione di un valore di riconoscimento pari all'1% dei ricavi di riferimento. In aggiunta si potrebbe prevedere l'istituzione sempre in analogia a quanto applicato in Regno Unito di un ulteriore meccanismo (c.d. "*Network Innovation Competition*"<sup>12</sup>) prevedendo la possibilità per le imprese del settore gas di accedere a specifici fondi per il finanziamento di progetti innovativi mediante un processo di selezione competitiva. Le imprese potrebbero ricevere un incentivo sotto forma di trattenimento di una percentuale del finanziamento ricevuto analogamente al meccanismo proposto dall'Autorità per l'ottenimento di fondi europei.

Si segnala infine l'opportunità di introdurre specifici meccanismi di incentivazione legati alla soddisfazione degli utenti e al coinvolgimento degli *stakeholder*, eventualmente anche in relazione al continuo miglioramento delle attività e dei servizi offerti in un'ottica di innovazione. Anche in tale fattispecie si ritiene possa essere adottato un

---

<sup>11</sup> National Grid Gas produce periodicamente un rapporto in cui evidenzia i progetti in innovazione finanziati con tale meccanismo, le loro finalità nonché il livello di avanzamento. Ad oggi sono stati attivati sotto tale schema circa 50 progetti di natura innovativa che hanno già prodotto o hanno dimostrato il potenziale per produrre significativi benefici per il sistema.

<sup>12</sup> Tale meccanismo potrebbe essere utilizzato per finanziare progetti di scala superiore o che possano prevedere il coinvolgimento del trasportatore al fine di accelerare lo sviluppo di soluzioni energetiche a basso contenuto di carbonio e in grado di fornire benefici di più ampia natura ambientale. A titolo esemplificativo si riportano progetti quali il Jupiter 1000 (P2G con metanizzazione che vede la partecipazione di GRTgaz e Terèga), HyDeploy (P2G con elettrolisi sviluppato da National Grid e Northern Gas Network), Leeds21 (produzione di idrogeno da *steam reforming* di metano con CCS sviluppato da Northern Gas Network).



meccanismo analogo a quello applicato nel Regno Unito che prevede specifici incentivi riferiti alla “*Customer and Stakeholder Satisfaction*” e allo “*Stakeholder Engagement*” dimensionati come quota percentuale dei ricavi di riferimento in relazione alla qualità del servizio percepita (che possono raggiungere rispettivamente fino all’1% e allo 0,5% dei ricavi annuali riconosciuti).

**S 11. Osservazioni in merito ai ricavi per il servizio di bilanciamento.**

L’ipotesi dell’Autorità di includere nel perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di bilanciamento i soli costi relativi alla capacità di punta di erogazione per la modulazione oraria, in ragione delle modifiche in corso di valutazione relative alla gestione del gas per il funzionamento del sistema (autoconsumi, perdite, GNC), non si ritiene condivisibile.

Si evidenzia infatti come le prestazioni di stoccaggio acquisite dall’impresa maggiore di trasporto dalle imprese di stoccaggio non siano utilizzate esclusivamente per la gestione del gas necessario al funzionamento del sistema (autoconsumi, perdite e GNC) ma anche al fine di:

- garantire il bilanciamento operativo della rete e la gestione del sistema in condizioni di sicurezza, mediante le variazioni del *line-pack*. Si pensi ad esempio alle operazioni di progressivo invaso della rete che l’impresa maggiore di trasporto opera in previsione di giornate particolarmente fredde al fine di garantire la continuità delle forniture nel corso della giornata.
- ottimizzare gli assetti di trasporto nei periodi invernali ed estivi dove il sistema viene esercito con differenti quantitativi di gas in rete per minimizzare i consumi delle centrali di compressione.
- consentire la gestione ottimizzata dei quantitativi di gas acquistati/venduti anche ai fini dell’applicazione del meccanismo di neutralità<sup>13</sup> di cui al punto 5.33 del DCO nonché in futuro la gestione ottimizzata del c.d. delta<sup>10</sup> ai *city gates* di cui alla delibera n. 72/2018/R/gas dell’Autorità<sup>14</sup>.

<sup>13</sup> Si ricorda inoltre che per esigenze di compravendita di volumi di gas diverse rispetto a quelle di bilanciamento del sistema previste dal TIB, all’Art. 7.1 della delibera n. 312/2016/R/gas è previsto che le condizioni di acquisto siano pubblicate con congruo anticipo e definite tenendo conto dell’esigenza di garantire l’efficiente funzionamento del mercato

<sup>14</sup> Se da un lato la disciplina prospetta a regime la copertura del costo di approvvigionamento del delta<sup>10</sup> mediante l’applicazione di un’apposita componente aggiuntiva della tariffa di trasporto (corrispettivo unitario variabile CRVST di cui alla deliberazione n. 782/2017/R/gas), dall’altro con delibera n. 72/2018/R/gas si rimanda a successivo

Si segnala altresì che ove venisse meno la possibilità di bilanciare operativamente la propria rete attraverso il ricorso a prestazioni di stoccaggio, il responsabile del bilanciamento dovrebbe approvvigionarsi sui mercati organizzati anche di questi ulteriori quantitativi. La disponibilità di stoccaggio consentirebbe al trasportatore di efficientare l'approvvigionamento delle risorse a copertura di perdite di rete, autoconsumi e GNC, ad esempio concentrando gli acquisti di gas nei periodi quali quello estivo in cui il prezzo è tendenzialmente più basso. Inoltre, La gestione di questi quantitativi addizionali richiederebbe pertanto una separazione rispetto ai quantitativi utilizzati ai fini del bilanciamento associati agli schemi di incentivazione di cui agli indicatori p2 e p3 definiti ai sensi del TIB.

Per le motivazioni sopra riportate si ritiene pertanto opportuno non rivedere le modalità di accesso alle prestazioni di stoccaggio per l'operatore di trasporto attualmente previste né modificare le attuali modalità di riconoscimento dei ricavi per il servizio di bilanciamento.

***S 12. Osservazioni in merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato.***

In relazione al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato, si rileva la volontà dell'Autorità di superare l'attuale assetto che prevede il riconoscimento dei quantitativi in natura da parte degli utenti, con la previsione che ne prevede un riconoscimento di tipo monetario e un approvvigionamento nell'ambito del mercato centralizzato del gas naturale. Tale revisione si ritiene percorribile purché per tali componenti di costo siano previsti opportuni meccanismi di conguaglio che consentano la completa sterilizzazione del rischio prezzo e del rischio volume in analogia con quanto previsto dalla regolazione in vigore per i consumi di gas presso le centrali di compressione. Fermo restando il principio di piena copertura del costo sopra riportato, si ritiene possano essere introdotti meccanismi di incentivazione che consentano all'impresa di partecipare ai benefici generati per il sistema in caso approvvigionamento delle risorse necessarie in modo efficiente. In tale prospettiva si evidenzia come la proposta dell'Autorità di cui al precedente spunto di discussione di

---

provvedimento l'approvazione di ulteriori eventuali disposizioni che si rendessero necessarie in tema di approvvigionamento del gas da parte del Responsabile del Bilanciamento.

rivedere le prestazioni di stoccaggio nella disponibilità del trasportatore risulterebbe in contrasto con tale obiettivo, in quanto impedirebbe al responsabile del bilanciamento di approvvigionarsi delle risorse necessarie quando venissero rilevate condizioni di mercato particolarmente favorevoli ed utilizzare successivamente i quantitativi necessari.

Con riferimento alla definizione di meccanismi che prevedano l'incentivazione alla riduzione delle perdite fisiche e contabili (perdite tecniche di rete e GNC), si ritiene opportuno prevedere che la loro introduzione avvenga a valle dell'auspicato riassetto dell'attività di misura presso i punti di riconsegna della rete di trasporto. Come più volte osservato, si evidenzia infatti come le perdite fisiche e contabili dipendano in larga parte oltre che dalla precisione dei misuratori anche dalle attività manutentive a cui sono sottoposti. Lo stato di funzionamento dei misuratori, che come noto nella maggior parte dei casi non rientrano nella disponibilità del trasportatore, rappresenta una delle principali determinanti nella generazione del GNC. In particolare in relazione a tale componente, come dimostrato dalla fortissima variabilità degli andamenti riscontrati negli anni, si ritiene di fondamentale importanza che l'impresa di trasporto non debba essere esposta a rischi che non sia opportunamente in grado di gestire. La riduzione delle quote di GNC potrà essere perseguita nell'ambito del processo di ridefinizione del quadro regolatorio in materia di misura mediante meccanismi che incentivino, ove opportuno sulla base di una analisi costi-benefici, a un adeguamento degli impianti di misura ad oggi non nella disponibilità del trasportatore.

Con riferimento alla copertura dei costi relativi al sistema di *Emission Trading* (ETS), come noto, la normativa ad oggi in vigore prevede che ogni impianto avente capacità superiore a 20 MW termici<sup>15</sup> sia titolata ad emettere CO<sub>2</sub> in atmosfera, previa acquisizione di autorizzazione rilasciata dal Ministero dell'Ambiente della Tutela del Territorio e del Mare (di seguito "MATTM"). Ciascun impianto soggetto ad ETS ha diritto ad un numero gratuito di quote sulla base della capacità installata, dei consumi storici e dell'attività svolta. Tali quote vengono attribuite annualmente dal Ministero, sulla base di un piano di assegnazione nazionale vagliato dalla Comunità Europea. Lo stesso Ministero provvede a definire i parametri da utilizzare per il calcolo delle

---

<sup>15</sup> Impianti di Snam soggetti ad *emission trading* sono:

- 13 centrali di spinta di Snam Rete Gas;
- 8 centrali di Stogit;
- impianto di rigassificazione di GNL Italia.

emissioni, pubblicando tuttavia i valori di riferimento *ex post*. La disponibilità di tali coefficienti solo l'anno successivo rispetto a quello di consuntivazione e il fatto che le emissioni di CO<sub>2</sub> dipendono dai volumi trasportati sulla base delle scelte degli utenti (proporzionali ai consumi di *fuel gas*), determinano un fattore di incertezza nel calcolo delle quote assegnate<sup>16</sup>. Il numero delle quote assegnate in via preliminare per il periodo 2013-2020 è stato ed è progressivamente decrescente e può essere ulteriormente ridotto dal Ministero sulla base dell'attività svolta dall'impianto nel corso dell'anno solare precedente. Tale meccanismo di assegnazione non premia pertanto comportamenti virtuosi da parte del gestore in quanto eventuali interventi di efficienza che riducano le emissioni di CO<sub>2</sub> sono assimilati a "cali di attività" e comportano una successiva minore assegnazione di quote. In considerazione delle previsioni dei consumi degli impianti soggetti ad ETS per gli anni 2018-2019-2020, della giacenza di quote iscritte a bilancio e della progressiva riduzione delle quote assegnate, a partire dall'anno 2018 Snam dovrà far ricorso ad acquisti di quote sul mercato, sostenendone i relativi oneri economici. Si evidenzia altresì come in esito alla riforma del meccanismo ETS sia prevista una progressiva riduzione delle quote a titolo gratuito con conseguente incremento dei prezzi delle quote CO<sub>2</sub> osservate sul mercato. Stante l'evoluzione in atto in tale settore si ritiene debbano essere introdotti opportuni meccanismi di riconoscimento del costo sostenuto dall'impresa per l'acquisto sul mercato delle quote necessarie allo svolgimento della propria attività nonché dei relativi costi emergenti connessi alla gestione della attività connesse al loro approvvigionamento. Un analogo riconoscimento dovrebbe inoltre essere previsto a copertura dei costi sostenuti per l'acquisto dell'energia elettrica connessa ai fabbisogni necessari per il funzionamento delle centrali di spinta, funzione dei volumi trasportati.

**S 13. Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per le nuove imprese.**

Con riferimento ai criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per le nuove imprese le proposte dell'Autorità si ritengono in linea generale condivisibili.

<sup>16</sup> Nei primi due periodi di regolazione dell'ETS (2005-2007 e 2008-2012), il quantitativo di quote si è mantenuto costante in quanto calcolato solo sulla base delle capacità installate. Nel terzo periodo di regolazione dell'ETS (2013-2020) le quote sono state assegnate in via preliminare sulla base di una raccolta dati condotta dal Ministero nell'ambito della quale ciascun gestore ha inviato i dati relativi alla capacità installata e ai consumi effettivi di *fuel gas* riferiti agli anni precedenti.

Si segnala tuttavia come in caso di avvio dell'attività di una nuova impresa in corso d'anno, risulti necessario garantire piena coerenza tra il valore della quota di ammortamento considerata nell'ambito della determinazione dei ricavi riconosciuti per il primo anno e quella utilizzata ai fini dell'aggiornamento della RAB.

Con riferimento alla determinazione dei costi operativi riconosciuti, si ritiene opportuno prevedere che questi vengano determinati sulla base dei dati di bilancio solo una volta che sia stata completata l'infrastruttura oggetto dell'attività della nuova impresa e che questa abbia raggiunto la sua regimazione. Si segnala infatti come i costi operativi, in particolare con riferimento a progetti di metanizzazione di nuove aree, possano subire variazioni in funzione delle fasi di sviluppo dell'infrastruttura stessa, che può avvenire anche in periodi più lunghi rispetto a due anni dall'avvio dell'attività. Diversamente l'impresa si vedrebbe riconosciuto un costo differente da quello che effettivamente si troverebbe a sostenere. Tale considerazione assume ancora più rilevanza in casi di avviamento dell'attività in corso d'anno.

<b>S 14. Osservazioni in merito ai criteri di perequazione dei ricavi.</b>
--

La proposta dell'Autorità di prevedere opportuni meccanismi di perequazione dei ricavi, nel caso di inclusione delle reti regionali nel perimetro di applicazione della metodologia dei prezzi di riferimento, non si ritiene condivisibile. Si ritiene infatti necessario prevedere che tale meccanismo di perequazione sia gestito interamente attraverso la CSEA su base mensile, secondo le attuali tempistiche di fatturazione/pagamento da parte degli utenti del sistema, sia per quanto concerne la perequazione dei ricavi di rete nazionale che regionale. Tale fattispecie si ritiene più adeguata rispetto alla ipotesi prospettata dall'Autorità di regolazione direttamente tra le imprese, in particolare in relazione agli ammontari che dovrebbero essere riconosciuti all'impresa maggiore dalle imprese di rete regionale. L'intervento della CSEA consentirebbe una regolazione delle partite economiche più efficiente, sterilizzando gli effetti di natura finanziaria per l'impresa maggiore rispetto alla situazione attuale (impatto sulla cassa) che si manifesterebbero invece con un meccanismo di perequazione su base trimestrale tra le imprese coinvolte.

**S 15.** Osservazioni in merito alla gestione a regime dei fattori correttivi.

**S 16.** Osservazioni in merito alla gestione delle somme riconducibili a fattori correttivi pregressi.

La proposta di confermare le attuali modalità di determinazione e aggiornamento dei fattori correttivi dei ricavi  $FC^R$  e  $FC^N$  si ritiene condivisibile. Si evidenzia come il progressivo e continuo spostamento dei conferimenti di capacità da parte degli Utenti verso prodotti “*short-term*” potrà incrementare ulteriormente la volatilità e la variabilità dei ricavi di capacità effettivamente conseguiti dal trasportatore nell’anno in applicazione dei relativi corrispettivi. In tale prospettiva, come già segnalato nella risposta al documento di consultazione n. 182/2018/R/gas si ritiene opportuno prevedere l’introduzione di un corrispettivo variabile  $CV_{FC}$  finalizzato all’eventuale recupero di minori ricavi relativi alla componente *capacity*. Indipendentemente dall’applicazione di tale corrispettivo variabile si ritiene comunque opportuno mantenere almeno in prima applicazione l’attuale soglia del 2% dei ricavi di riferimento prevista al comma 19.7 della RTTG.

Con riferimento alla cd. perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile CV, la proposta dell’Autorità di valutare l’opportunità di non confermare tale meccanismo non si ritiene condivisibile. Per le motivazioni espresse al precedente spunto di consultazione S9 nonché in risposta al documento di consultazione n. 182/2018/R/Gas non si ritiene infatti che il meccanismo di aggiornamento dei volumi di riferimento considerando i dati storici dell’anno t-2 comporti una riduzione del rischio volume per l’impresa di trasporto. La rimozione della franchigia del +/-4% oggi prevista dalla regolazione vigente incrementerebbe l’incertezza connessa al conseguimento dei ricavi variabili che dovrebbe trovare opportuna copertura nella remunerazione del rischio dell’attività.

In relazione al servizio di misura del trasporto, si condivide la proposta di introdurre un apposito meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento, in analogia al servizio di trasporto per le stesse motivazioni indicate dall’Autorità nel documento di consultazione.