



OSSERVAZIONI – INTEGRAZIONI
AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE
N. 512/2018/R/GAS

CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL
SERVIZIO DI TRASPORTO E MISURA DEL GAS
NATURALE PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE
(5PRT)

Orientamenti finali

17 Dicembre 2018

INDICE

1. CONSIDERAZIONI GENERALI.....	2
2. ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI.....	13
3. ORIENTAMENTI IN MATERIA DI DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO	39
4. ORIENTAMENTI IN MATERIA DI ULTERIORI ASPETTI RELATIVI AI CRITERI DI ALLOCAZIONE DEL COSTO DEL SERVIZIO DI TRASPORTO	45
5. ORIENTAMENTI IN MATERIA DI ARTICOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI MISURA DEL TRASPORTO	46
6. MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI.....	47

ALLEGATO 1

Aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel trasporto gas
Dicembre 2018 (omissis)

ALLEGATO 2

La regolazione *output-based* nel trasporto gas in Italia: alcune riflessioni iniziali
Dicembre 2018 (omissis)

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 e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT)*”, pubblicato dall’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito Autorità) in data 16 ottobre 2018.

Le osservazioni e le considerazioni riportate nel presente documento, di cui si prega di salvaguardare la riservatezza, sono tese a valorizzare gli aspetti di stabilità, trasparenza e sostenibilità del quadro regolatorio fondamentali per lo sviluppo del sistema gas italiano, proponendo al contempo elementi di innovazione ritenuti essenziali per accelerare la transizione energetica verso una economia a basse emissioni di carbonio.

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.

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:

- Aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel trasporto gas
Dicembre 2018 (omissis)
- La regolazione *output-based* nel trasporto gas in Italia: alcune riflessioni iniziali
Dicembre 2018 (omissis)

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 studi¹ 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

¹ 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).

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 elettrica². 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 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.

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

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 tematiche ritenute di maggior impatto nella definizione dei criteri di regolazione, rimandando alle successive sezioni del documento per un'analisi puntuale delle osservazioni e dei suggerimenti relativi a ciascun punto 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. 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 i valori osservati nel periodo 2014-2017, tra *[Omissis]*, suggerirebbero la necessità di un incremento di tale valore, che potrebbe essere fissato pari al *[Omissis]* dell'attivo immobilizzato lordo (pari alla media dei valori riscontrati nel periodo 2014-2017). In relazione alla volontà dell'Autorità di introdurre, già a partire dal 5PRT, alcuni elementi che possano favorire l'eventuale transizione verso logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (*totex*) si ritiene che gli interventi di sviluppo che abbiano sostenuto e superato positivamente l'analisi costi benefici *ex-ante* debbano essere remunerati (inclusando eventuali premialità) lungo l'intera vita economico tecnica, indipendentemente dalle variazioni che si potranno verificare nel corso del tempo come desumibili dai rapporti di monitoraggio degli *output* attesi.

Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

Con riferimento alla definizione del parametro β_{asset} si ritiene che tale parametro debba essere determinato in maniera da riflettere adeguatamente il rischio sistematico dell'attività di trasporto, 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. Come evidenziato nelle analisi elaborate da primarie istituzioni finanziarie fornite in allegato alla risposta al precedente documento di consultazione i valori di β_{asset} rilevati nel periodo 2014-2017 risultano mediamente superiori di 0,05 punti rispetto a quelli rilevati nel periodo 2010-2013. La maggiore rischiosità del settore gas percepita negli ultimi anni è stata peraltro riconosciuta dalle Autorità di regolazione di altri sistemi nelle più recenti revisioni tariffarie, dove i valori di β_{asset} sono stati rivisti al rialzo

rispetto ai precedenti periodi (ad esclusione della Francia dove tuttavia il valore β_{asset} riconosciuto è fissato pari a 0,45).

Ai fini della determinazione β_{asset} , la metodologia prevista dal TIWACC prevede di fare riferimento *“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”*. L’applicazione puntuale di tale metodologia porterebbero ad un *range* del parametro β_{asset} compreso tra 0,458 e 0,465. Tuttavia, come rilevato dalla stessa Autorità la società Fluxys presenta caratteristiche peculiari, risultando non significativa e disomogenea rispetto alle altre imprese in termini di livelli di rischio sistematico mentre l’allargamento del campione alle società Engie, OMV e EnBW potrebbe introdurre un contesto di rischio diverso rispetto alle società esclusivamente infrastrutturali. Qualora l’Autorità volesse ulteriormente estendere il campione a società nel settore del trasporto del gas naturale e dell’energia elettrica che non operano in paesi con rating elevato o che operano in Paesi non dell’Area Euro, sebbene non applicabili in coerenza con la metodologia definita dal TIWACC, il *range* del parametro β_{asset} risulterebbe comunque compreso tra 0,393 e 0,397, ben superiore al valore attualmente in essere. Per quanto concerne i fattori di incertezza relativi al contesto macroeconomico, come anche evidenziato nella nostra risposta al documento di consultazione n. 554/2018/R/Com, si ritiene che il periodo di riferimento per la determinazione e l’aggiornamento dei parametri del WACC (con particolare riferimento al parametro *Country Risk Premium – CRP*) non consenta di riflettere appieno nel tasso di remunerazione le condizioni di maggiore rischiosità attuali e prospettiche rilevate sul mercato, che vedono uno spread BTP-Bund oltre i 300 bps a rispetto ai 178 bps considerati per l’aggiornamento del WACC. Sulla base delle considerazioni sopra esposte si ritiene che il valore del parametro β_{asset} per il quinto periodo di regolazione debba essere fissato pari a [Omissis] e ad ogni modo non possa risultare minore di [Omissis] dal campione di imprese individuato in applicazione della metodologia definita dall’Autorità.

[Omissis]

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. 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 relazione alla disponibilità delle informazioni relative all'anno 2018, sarà cura della scrivente Società provvedere affinché il bilancio certificato e le relative informazioni di *unbundling* risultino disponibili in tempo utile per lo svolgimento delle attività funzionali all'approvazione della proposta tariffaria entro i termini previsti dal regolamento europeo (maggio 2019). 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 e soggette ad approvazione da parte dell'Autorità. 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 valore non possa essere superiore ai 67,2 miliardi di m3 definiti per il quarto periodo di regolazione.

Costi energetici

In relazione al trattamento dei c.d. costi energetici e a copertura di perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato nonché per l'approvvigionamento dei titoli del sistema *Emission Trading* (ETS) e dell'energia elettrica per il funzionamento delle centrali di compressione, si ritiene che l'impresa di trasporto debba essere mantenuta neutrale prevedendo opportuni meccanismi di conguaglio che consentano la completa sterilizzazione del rischio prezzo e del rischio volume. In particolare con riferimento al GNC si evidenzia come negli ultimi anni sia stato osservato un livello strutturale più elevato riconducibile in larga parte a:

- I. una modifica della formula di calcolo del fattore di comprimibilità del gas, aggiornata sulla base degli ultimi standard adottati a livello internazionale, resasi necessaria a seguito

- II. della sostituzione della tipologia di impianti di misurazione del gas nei punti di entrata di Mazara del Vallo e di Arnoldstein, da venturimetrici a volumetrici a ultrasuoni tecnologicamente più avanzati e
- III. non accompagnata da un equivalente adeguamento degli impianti e delle formule di calcolo ai punti di riconsegna.

Considerando che (i) l'effetto di questo incremento nasce da un miglioramento dei processi di misura ai punti di entrata, (ii) che i livelli di GNC osservati risultano comunque efficienti rispetto al benchmark internazionale e (iii) che le modalità di riconoscimento negli altri sistemi di regolazione prevedono la totale copertura di tali voci di costo, si ritiene necessario determinare il valore standard riconosciuto pari al quantitativo effettivamente sostenuto nell'anno precedente aggiornato in ciascun anno del periodo di regolazione (in luogo del valore medio annuale registrato nel periodo 2014-2018 escludendo valore minimo e massimo). Le eventuali differenze tra il costo di GNC corrisposto dagli utenti e quello effettivamente sostenuto dovrebbero essere soggette a conguaglio, a meno di meccanismi residuali di premialità che incentivino il contenimento della spesa, in analogia a quanto avviene in altri paesi europei. Simili considerazioni sul completo riconoscimento del costo sostenuto vanno fatte con riferimento all'acquisto di quote CO₂, a meno di eventuali meccanismi residuali di premialità.

Interventi di sostituzione

Con riferimento agli interventi di sostituzione e mantenimento in sicurezza della rete, le Istituzioni e la stessa Autorità hanno posto particolare attenzione su tale tematica, manifestando quest'ultima la volontà di introdurre soluzioni regolatorie volte a favorire un approccio efficiente ed efficace al rafforzamento della sicurezza della rete. In tale prospettiva, la mera sostituzione di tutti gli *asset* che hanno completato la propria vita economica non sempre rappresenta la scelta più efficiente per il sistema. Infatti, alcuni *asset*, sebbene abbiano completato la loro vita economica, possono essere mantenuti in esercizio grazie a interventi di monitoraggio e manutenzione nonché variazione nelle condizioni di esercizio. L'attuale sistema regolatorio, tuttavia, non valorizza appieno né i benefici per il sistema derivanti dall'adozione di tali misure né gli impatti operativi sulla scrivente Società.

In particolare, si dovrebbe prevedere:

- il riconoscimento di eventuali minusvalenze legate a cespiti non completamente ammortizzati, realizzati per consentire un allungamento del periodo di esercizio dell'opera rispetto alla vita regolatoria ed afferenti ad infrastrutture oggetto di dismissione già pienamente ammortizzate. Per queste ultime opere potrebbe essere introdotta una nuova classe cespiti con vita utile pari a 10 anni (es. "Investimenti in miglorie - vita utile 10 anni");
- il riconoscimento di costo per il mantenimento in operatività di asset completamente ammortizzati al fine di allungarne la vita utile a beneficio della collettività (come ad esempio previsto in Spagna) che 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.

[Omissis]

Incentivazione *output-based* e supporto all'innovazione

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 condivisibile. Si ritiene tuttavia 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 CO₂ e CH₄) 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. Inoltre, 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 attraverso l'individuazione di misure regolatorie che si ritiene debbano essere introdotte quanto prima e

comunque già dall'avvio del quinto periodo. 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. Parimenti alla luce del nuovo ruolo che viene chiesto di riscoprire agli operatori infrastrutturali, si ritiene opportuno 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 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 e che possono raggiungere rispettivamente fino all'1% e allo 0,5% dei ricavi annuali riconosciuti.

2. ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI

S 1. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione, con particolare riferimento all'opportunità di prevedere un periodo inferiore, di durata triennale, a cui potrebbe essere associata l'ipotesi di introdurre schemi di regolazione orientati alla logica *totex* nel periodo regolatorio successivo.

Con riferimento alla durata del periodo di regolazione, come osservato nella risposta al precedente documento di consultazione n. 347/2018/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. Si ritiene comunque percorribile la proposta di prevedere una durata pari a 4 anni (periodo 2020-2023), ma non inferiore. Si evidenzia infatti come l'introduzione di schemi di regolazione orientati alla logica *totex* potrebbe comunque essere sperimentata nel corso del prossimo periodo regolatorio su alcuni progetti specifici opportunamente identificati. Come già evidenziato in altre occasioni dalla scrivente Società, si conferma la disponibilità ad attivare possibili sperimentazioni nel corso del quinto periodo al fine di testare le nuove logiche prima di una loro più diffusa applicazione.

S 2. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento del costo.

L'orientamento dell'Autorità di confermare per il quinto periodo regolatorio i principi generali per il riconoscimento dei costi di capitale e dei costi operativi sostenuti dalle imprese di trasporto si ritiene condivisibile. Si rimanda alle risposte ai successivi spunti di consultazione per le osservazioni di maggior dettaglio sulla determinazione delle singole componenti di ricavo riconosciuto.

In relazione alla volontà dell'Autorità di introdurre, già a partire dal 5PRT, alcuni elementi che possano favorire l'eventuale transizione verso logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (*totex*) si osserva quanto segue:

- l'interazione tra i principi di riconoscimento tariffario degli investimenti e gli esiti delle valutazioni dei Piani decennali di sviluppo devono 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. 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.

- Il confronto tra gli *output* effettivamente conseguiti con quelli emersi 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 consentire una opportuna rappresentazione dei benefici (*output*) associati agli interventi di sviluppo. Dovranno inoltre essere adeguatamente tenuti in considerazione i fattori esogeni che possono influire sugli esiti finali e quindi comportare scostamenti rispetto a quanto prospettato in sede di elaborazione del Piano decennale di sviluppo.
- Si ritiene che la predisposizione di un rapporto di monitoraggio del raggiungimento degli output attesi da accompagnare al Piano Decennale possa rappresentare un utile strumento nel favorire una migliore comprensione delle finalità e dei benefici associati ad un intervento di sviluppo. In merito al contenuto ed alla struttura di tale rapporto si conferma sin d'ora la disponibilità ad un confronto specifico con l'Autorità nell'ambito del Tavolo di lavoro già avviato in materia di metodologia ACB.

Infine, in tale contesto si evidenzia tuttavia come diverse recenti disposizioni adottate dall'Autorità (in particolare in relazione alla predisposizione dei Piani Decennali di sviluppo, alla redazione di una metodologia applicativa dei criteri ACB e all'elaborazione di scenari di domanda coordinati con l'impresa di trasmissione elettrica Terna S.p.a.) comportino attività aggiuntive che Snam è chiamata a svolgere anche a beneficio degli altri operatori di trasporto presenti sul territorio nazionale. In tal senso e nella prospettiva di una progressiva evoluzione della regolazione verso logiche di incentivazione *output-based*, si ritiene che - in analogia a quanto già previsto per il settore elettrico - possano essere introdotti opportuni premi monetari da corrispondere all'impresa maggiore di trasporto su base annuale in relazione alla tempestiva predisposizione ed alla qualità dei documenti e rapporti elaborati.

Con riferimento all'introduzione di sperimentazioni di incentivi all'efficientamento delle spese di investimento, si rimanda alle osservazioni formulate al successivo spunto di consultazione n.9.

S 3. *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, come già evidenziato in altre occasioni, si ritiene che non tutti benefici apportati da un investimento possano trovare una diretta e immediata monetizzazione. Si ritiene pertanto opportuno prevedere che la valutazione del riconoscimento tariffario possa essere valutata dall'Autorità anche oltre i limiti dei benefici direttamente monetizzati. Si ritiene altresì indispensabile prevedere che in caso di esito positivo dell'analisi ACB e/o delle valutazioni dell'Autorità, l'ammissibilità ed il riconoscimento dei costi debbano 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* nel riconoscimento degli investimenti, le proposte dell'Autorità si ritengono condivisibili.

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, come osservato in occasione della risposta al documento di consultazione sugli orientamenti iniziali, si condivide la proposta dell'Autorità di confermare la componente a copertura degli oneri finanziari. Si ritiene tuttavia opportuno prevedere che le immobilizzazioni in corso siano 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, si condivide la conferma della determinazione convenzionale in via parametrica di tale posta. In merito al valore percentuale oggetto di riconoscimento si richiamano le osservazioni formulate in sede di risposta al documento di consultazione sugli orientamenti iniziali. In particolare si ritiene che la percentuale parametrica del capitale investito lordo debba essere fissata pari al *[Omissis]* dell'attivo immobilizzato lordo (pari alla media dei valori riscontrati nel periodo 2014-2017).

Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in relazione al trattamento delle poste rettificative e all'incentivo per l'ottenimento dei contributi. In relazione a quest'ultimo tuttavia 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.

<p>S 4. <i>Osservazioni in merito al tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto, e in particolare in merito alla definizione del β_{asset}.</i></p>

Con riferimento alla definizione del parametro β_{asset} si ritiene che tale parametro debba essere determinato in maniera da riflettere adeguatamente il rischio sistematico dell'attività di trasporto, 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.

Come evidenziato nelle analisi elaborate da primarie istituzioni finanziarie fornite in allegato alla risposta al precedente documento di consultazione³ i valori di β_{asset} rilevati nel periodo 2014-2017 risultano mediamente superiori di 0,05 punti rispetto a quelli rilevati nel periodo 2010-2013. La maggiore rischiosità del settore gas percepita negli ultimi anni è stata peraltro riconosciuta dalle Autorità di regolazione di altri sistemi nelle più recenti revisioni tariffarie, dove i valori di β_{asset} sono stati rivisti al rialzo rispetto ai precedenti periodi (ad esclusione della Francia dove tuttavia il valore β_{asset} riconosciuto è fissato pari a 0,45).

Ai fini della determinazione β_{asset} , la metodologia prevista dal TIWACC prevede di fare riferimento *“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”*. L’applicazione puntuale di tale metodologia porterebbero ad un range del parametro β_{asset} compreso tra 0,458 e 0,465.

	β_{asset} adjusted rispetto a indice nazionale	β_{asset} adjusted rispetto a Euro stoxx 600
Fluxys	0,151	0,152
Engie	0,710	0,754
OMV	0,817	0,740
EnBW	0,180	0,187
Media	0,465	0,458

Tuttavia, come rilevato dalla stessa Autorità la società Fluxys presenta caratteristiche peculiari, risultando non significativa e disomogenea rispetto alle altre imprese in termini di livelli di rischio sistematico mentre l’allargamento del campione alle società

³ In tale contesto, si richiamano nuovamente le considerazioni relative alla modalità di deleverage, già formulate negli allegati alla ns. risposta al precedente documento di consultazione n. 347/2018/R/Gas, in particolare evidenziando come le *best practices* finanziarie prevedano di utilizzare il valore di mercato e non di libro per stimare il valore D/E. Infatti si evidenzia come essendo il *levered* un valore di mercato risulti contro intuitivo effettuare un *deleverage* con valori di libro. In particolare se l'utilizzo dei valori di libro per il debito, come *proxy* del valore di mercato, possano essere giustificati dai principi di natura contabile IFRS nonché dalla gestione proattiva delle scadenze di debito che ben replicano i valori di mercato, lo stesso non si può affermare per i valori di libro dell'equity che risultano essere sottostimati in quanto non oggetto di aggiornamento. Si vedano a tal proposito Damodaran per la definizione di D/E http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm;

David T. Emott *“Practitioner’s Complete Guide to M&As: An All-Inclusive Reference; Topic 33”*, 2011 e Koller Tim, Marc Goedhart, and David Wessels *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*, 5th ed. New York: McKinsey/Wiley, pag. 265 e seguenti) per la modalità di *deleverage*.

Engie, OMV e EnBW potrebbe introdurre un contesto di rischio diverso rispetto alle società esclusivamente infrastrutturali. Qualora l'Autorità volesse ulteriormente estendere il campione a società nel settore del trasporto del gas naturale e dell'energia elettrica che non operano in paesi con rating elevato o che operano in Paesi non dell'Area Euro, sebbene non applicabili in coerenza con la metodologia definita dal TIWACC, il *range* del parametro β_{asset} risulterebbe comunque compreso tra 0,393 e 0,397, ben superiore al valore attualmente in essere.

	β_{asset} adjusted rispetto a indice nazionale	β_{asset} adjusted rispetto a Euro stoxx 600
Engie	0,710	0,754
OMV	0,817	0,740
EnBW	0,180	0,187
Snam	0,372	0,417
Terna	0,277	0,328
National Grid	0,305	0,249
REN	0,291	0,294
Enagas	0,299	0,326
Elia	0,363	0,346
Red Electrica	0,310	0,327
Media	0,393	0,397

Per quanto concerne i fattori di incertezza relativi al contesto macroeconomico, come anche evidenziato nella nostra risposta al documento di consultazione n. 554/2018/R/Com, si ritiene che il periodo di riferimento per la determinazione e l'aggiornamento dei parametri del WACC (con particolare riferimento al parametro *Country Risk Premium* – CRP) non consenta di riflettere appieno nel tasso di remunerazione le condizioni di maggiore rischiosità attuali e prospettiche rilevate sul mercato, che vedono uno spread BTP-Bund oltre i 300 bps a rispetto ai 178 bps considerati per l'aggiornamento del WACC. Sulla base delle considerazioni sopra esposte si ritiene che il valore del parametro β_{asset} per il quinto periodo di regolazione debba essere fissato pari a [Omissis] e ad ogni modo non possa risultare minore di [Omissis] dal campione di imprese individuato in applicazione della metodologia definita dall'Autorità.

Allegato a spunto di consultazione S4

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 PSPP⁴ 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,

⁴ Public Sector Purchase Programme

aggiunge un ulteriore elemento di pressione al costo del *funding* delle *utilities* domestiche.

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 β 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 β_{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 β_{asset} per tali tre società risulta nel periodo in oggetto essere pari a 0,544 – 0,569.

			β_{asset} Adj Indice naz		β_{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
Media			0,569	0,565	0,560	0,544

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 β asset derivanti dallo svolgimento di attività non regolate si otterrebbe un *range* di valori di β 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.

			β 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
Media			0,402	0,391

Le considerazioni sopra esposte suggeriscono l'opportunità di rivedere al rialzo il β 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 β 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 β asset da considerare per il prossimo periodo regolatorio debba essere rivisto al rialzo, attestandosi su valori compresi tra [Omissis].

Valutazioni metodologiche

Di seguito le principali considerazioni metodologiche sul calcolo del β_{asset} :

- si ritiene opportuno usare l'*Adjusted β* in luogo del *Raw β* ;
- 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 Netto⁵ (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 β_{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 β e Raw β

La *best practice* per il calcolo del WACC sulla base del CAPM suggerisce di utilizzare l'*adjusted* e non il *Raw β* poiché, statisticamente, nel corso del tempo il β dovrebbe presentare un comportamento cosiddetto *mean-reverting* (in altre parole il β di ogni impresa convergerebbe nel corso del tempo verso il β 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

⁵ Come somma di M/L *Term Debt* + *Short Term Debt* – cassa.

dovrebbe esser in grado di isolare l'andamento anomalo del singolo titolo al fine di garantire una stima adeguata del β . 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 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 β* ", 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 β_{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 β_{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 β_{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 β , 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 β_{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 giorni⁶, 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 $\beta_{levered}$ 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 β_{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 β_{asset} implicito statisticamente rilevante;

⁶ Calcolato come rapporto tra *Free Float* e 3-months ADTV (*Average daily traded volume*)

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;

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 β 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 β basate sulla *best practice*

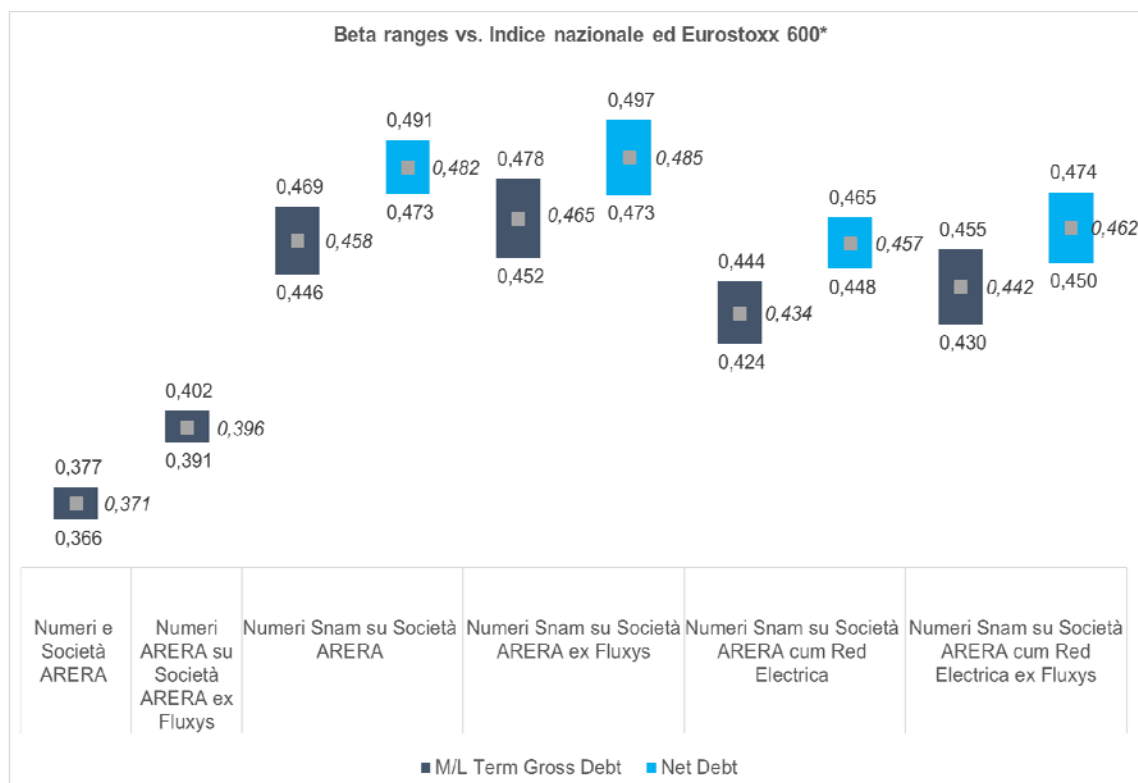
In coerenza con le considerazioni di cui sopra e sulla base delle *best practice* adottate dalla comunità finanziaria internazionale sono state sviluppate analisi alternative per la determinazione del *βasset*.

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 β del campione individuato dall'Autorità si attesterebbe in un *range* tra 0,473 – 0,491;
- il β del campione individuato dall'Autorità escludendo Fluxys si attesterebbe in un *range* tra 0,473 – 0,497;

- il β 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.

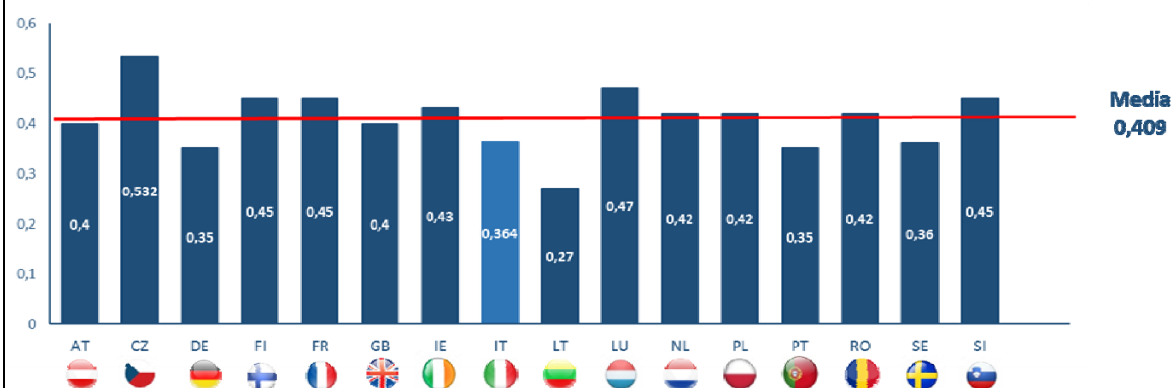


* Valori minimo, medio e massimo di $\beta_{unlevered\ adjusted}$ in un orizzonte biennale e quadriennale. Per tutti i titoli il β calcolato da Snam è sia rispetto all'indice nazionale, sia rispetto Eurostoxx 600. Per i dati dell'Autorità, il β delle società Snam, Terna, National Grid, REN, Enagas, Elia 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 β_{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 β_{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 seguente⁷.

⁷ CEER Report on Investment Conditions in European Countries – Ref: C17-IRB-30-03 e decisioni regolatorie.



Per riflettere il crescente livello di rischio del settore gas percepito negli ultimi anni, le più recenti revisioni regolatorie hanno portato un incremento dei β 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 β 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 β 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 β asset⁸. A tali aspetti di più 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. 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

⁸ 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.

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 libero⁹. 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 reti¹⁰.
- Gli investimenti in nuove linee elettriche sono distribuiti sul territorio nazionale in relazione alla localizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica 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 β_{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.

⁹ 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.

¹⁰ 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 termine 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.

S 5. 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 anche con quelle mediamente osservate in altri sistemi di regolazione a livello europeo.

In merito all'intenzione dell'Autorità di richiedere all'impresa di trasporto la predisposizione di un rapporto sullo stato delle infrastrutture che favorisca l'individuazione di sentieri efficienti di sviluppo degli investimenti di sostituzione si conferma sin d'ora la disponibilità della scrivente Società alla sua predisposizione per le infrastrutture nella sua gestione, fermo restando il principio per cui la decisione sugli interventi ritenuti più appropriati rimanga in capo all'operatore infrastrutturale che deve erogare un servizio di pubblico interesse in condizioni di sicurezza. In relazione al trattamento degli investimenti oggetto di tale rapporto, si evidenzia come la mera sostituzione di tutti gli asset che hanno completato la propria vita economica non sempre rappresenta la scelta più efficiente per il sistema. Infatti, alcuni asset, sebbene abbiano completato la loro vita economica, possono essere mantenuti in esercizio grazie a interventi di monitoraggio e manutenzione nonché variazioni nelle condizioni di esercizio.

L'attuale sistema regolatorio, tuttavia, non valorizza appieno né i benefici per il sistema derivanti dall'adozione di tali misure né gli impatti operativi sulla scrivente Società.

[Omissis]

In particolare si dovrebbe prevedere:

- il riconoscimento di eventuali minusvalenze legate a cespiti non completamente ammortizzati - afferenti ad infrastrutture oggetto di dismissione già pienamente ammortizzate - realizzati per consentire di mantenere l'asset in condizioni di sicurezza a seguito di eventi verificatisi a valle della realizzazione dello stesso nonché un allungamento del periodo di esercizio dell'opera rispetto alla vita regolatoria;
- il riconoscimento di una quota di ricavo a copertura dei costi per il mantenimento in operatività di asset completamente ammortizzati e che non presentano particolari criticità.

Con riferimento alle eventuali minusvalenze legate a cespiti non completamente ammortizzati si ritiene opportuno definire una mappatura preliminare di tali cespiti sulla base del piano di sostituzione metanodotti predisposto dalla scrivente Società.

Con riferimento al trattamento da prevedere per gli *asset* che hanno terminato la loro vita economica ma continuano ad essere in esercizio si richiamano qui interamente le proposte formulate nella risposta al precedente documento di consultazione n. 347/2018/R/Gas. In particolare, 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 tariffari¹¹. L'incentivo potrebbe essere determinato in via forfettaria come:

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

Tale riconoscimento fungerebbe da incentivo a proseguire nella politica di investimento finora portata avanti dalla Società volta ad effettuare negli anni interventi mirati che hanno consentito, anche in presenza di uno schema di regolazione *rate of return*, di mantenere in esercizio infrastrutture che hanno completato la loro vita economica. Si segnala altresì la necessità di prevedere che i costi sostenuti per lo svolgimento di attività finalizzate al prolungamento della vita utile, quali ad esempio manutenzioni straordinarie e/o attività di monitoraggio aggiuntive, trovino una opportuna copertura nei ricavi di trasporto. Infatti, ove non considerati nei costi operativi riconosciuti, andrebbero ad erodere i recuperi di efficienza, che come noto, sono sempre più ridotti e difficili da mettere in atto.

Si evidenzia altresì 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, negli anni sono stati eseguiti diversi interventi strutturali di rimozione e sostituzione di condotte nonché opere accessorie

¹¹ Tali prassi vengono ad esempio applicate in Spagna (metodologia i) fino al 2014, metodologia ii) a partire dal 2015.

(es. muri, scogliere di contenimento degli attraversamenti fluviali, opere necessarie ai sensi di legge (e.g. DPR151), varianti per interferenze e crescente tasso di urbanizzazione etc.) 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 sia 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 l'introduzione di una classe cespiti con vita utile pari a 10 anni (es. "Investimenti in migliorie - vita utile 10 anni").

[Omissis]

Si segnala infine la necessità di introdurre per la categoria di cespiti "Altre immobilizzazioni materiali" anche durate convenzionali pari a 5 e 3 anni a cui attribuire eventuali cespiti che possono presentare delle vite utili inferiori ai 10 anni, quali a titolo esemplificativo gli automezzi utilizzati ai fini delle attività operative. Tale categoria si rende inoltre necessaria al fine di poter recepire anche ai fini tariffari le nuove disposizioni introdotte dai principi IFRS16 in merito al trattamento contabile dei contratti di *leasing* che dovranno essere adottati a partire dal 1 gennaio 2019.

<p>S 6. <i>Osservazioni in merito alla determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti.</i></p>
--

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 relazione alla disponibilità delle informazioni relative all'anno 2018, sarà cura della scrivente Società provvedere affinché il bilancio certificato e le relative informazioni di *unbundling* risultino disponibili in tempo utile per lo svolgimento delle attività funzionali all'approvazione della proposta tariffaria entro i termini previsti dal regolamento europeo.

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.

Infine, si ritiene condivisibile la proposta di confermare ai fini dell'aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti la possibilità per le imprese di richiedere l'attivazione del parametro Y e il riconoscimento della componente di ricavo $RT^{E_{NI}}$.

S 7. Osservazioni in merito ai costi relativi al sistema di Emission Trading.
--

In relazione ai costi per l'approvvigionamento dei titoli del sistema *Emission Trading* (ETS), stante la loro specifica natura, si ritiene che l'impresa di trasporto debba essere mantenuta neutrale, prevedendo opportuni meccanismi di conguaglio che consentano oltre alla completa sterilizzazione del rischio prezzo anche del rischio volume. Si evidenzia infatti come le quote di emissione vengano determinate in funzione dei volumi di *fuel-gas* consumati dalle centrali di compressione e di specifici coefficienti (quantitativi standard) definiti dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM). La riduzione delle quote di emissione richiede pertanto una

diminuzione dei consumi di *fuel-gas* da parte dell'impresa di trasporto che tuttavia non risulta in possesso delle leve necessarie per una loro minimizzazione. In particolare si evidenzia come:

- I consumi delle centrali di compressione non siano direttamente riconducibili ai soli volumi trasportati (cfr. grafico seguente) ma dipendano in modo significativo dai punti in cui il gas viene immesso, fattore non nel controllo del trasportatore in quanto determinato dalle decisioni commerciali degli Utenti.
- Il funzionamento delle centrali risente dell'utilizzo stoccaggi da parte degli utenti (con conseguenti impatti sull'utilizzo della rete) e dallo stato di riempimento dei giacimenti nel corso della campagna di iniezione.
- L'introduzione delle rinomine orarie in corso giorno gas ha reso più complessa l'ottimizzazione del sistema di trasporto in termini di scelta del numero delle centrali e del numero di turbocompressori da utilizzare nelle singole centrali. Va ricordato che l'obiettivo attuale dell'attività di trasporto è il rispetto delle nomine a chiusura del giorno gas G; pertanto, alcune variazioni dei quantitativi di gas di tali rinomine orarie, specie in alcuni momenti della giornata (es: nel corso della tarda serata o nel corso della notte), possono comportare modifiche rilevanti nell'assetto delle centrali.
- L'introduzione delle nuove regole di *settlement* a partire dal 2020 potrebbe ulteriormente non agevolare l'ottimizzazione dell'utilizzo delle centrali, dovendo rimanere più vincolati alle decisioni e alle tempistiche di reazione del mercato da parte degli Utenti.

[Omissis]

Si segnala altresì come l'impresa di trasporto abbia già provveduto ad attivare ove possibile misure volte a contenere i consumi di *fuel-gas* delle centrali, ad esempio attraverso l'implementazione di un sistema di gestione integrato del parco centrali basato sull'acquisizione di dati *real-time* e avviando un programma di sostituzione delle turbine gas con motori elettrici.

Alla luce di quanto sopra si ritiene che i criteri tariffari del nuovo periodo debbano prevedere un riconoscimento del costo effettivamente sostenuto nell'anno per l'approvvigionamento dei titoli ETS, prevedendo opportuni meccanismi di conguaglio del rischio prezzo e del rischio volume ed eventualmente valutando l'introduzione di meccanismi di premialità residuali volti ad incentivare comportamenti virtuosi al contenimento della spesa, in analogia a quanto avviene in altri paesi europei. In particolare si evidenzia come un meccanismo di sterilizzazione dal rischio prezzo

basato sul prezzo medio di mercato non rifletterebbe il prezzo medio effettivamente sostenuto dall'operatore nell'anno in quanto quest'ultimo dipende dal momento in cui gli acquisti dei titoli ETS sono stati effettuati.

S 8. 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, come osservato nella risposta al documento di consultazione n. 347/2018/R/Gas il riconoscimento di tipo monetario 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, eventualmente valutando l'introduzione di meccanismi di premialità volti ad incentivare ulteriori comportamenti virtuosi al contenimento della spesa, in analogia a quanto avviene in altri paesi europei.

Con particolare riferimento alle modalità di riconoscimento del GNC, il meccanismo proposto dall'Autorità non si ritiene condivisibile. Infatti, come più volte osservato le perdite fisiche e contabili dipendono in larga parte oltre che dalla precisione dei misuratori anche dalle attività manutentive a cui sono sottoposti. Come noto nella maggior parte dei casi i misuratori non rientrano nella proprietà dell'impresa di trasporto che pertanto non dispone di leve per gestire tale fenomeno. Inoltre il meccanismo proposto dall'Autorità esporrebbe l'impresa maggiore di trasporto ad elevati rischi di non recuperare i costi sostenuti per i fenomeni descritti con nostra comunicazione RAPAU/368 del 4 dicembre 2018. In particolare con riferimento al GNC si evidenzia come negli ultimi anni sia stato osservato un livello strutturale più elevato riconducibile in larga parte a:

- I. una modifica della formula di calcolo del fattore di comprimibilità del gas, aggiornata sulla base degli ultimi standard adottati a livello internazionale, resasi necessaria a seguito
- II. della sostituzione della tipologia di impianti di misurazione del gas nei punti di entrata di Mazara del Vallo e di Arnoldstein, da venturimetrici a volumetrici a ultrasuoni tecnologicamente più avanzati e
- III. non accompagnata da un equivalente adeguamento degli impianti e delle formule di calcolo ai punti di riconsegna.

Considerando che (i) l'effetto di questo incremento nasce da un miglioramento dei processi di misura ai punti di entrata, (ii) che i livelli di GNC osservati risultano comunque efficienti rispetto al benchmark internazionale e (iii) che le modalità di riconoscimento negli altri sistemi di regolazione prevedono la totale copertura di tali voci di costo, si ritiene necessario determinare il valore standard riconosciuto pari al quantitativo effettivamente sostenuto nell'anno precedente aggiornato in ciascun anno del periodo di regolazione (in luogo del valore medio annuale registrato nel periodo 2014-2018 escludendo valore minimo e massimo). Le eventuali differenze tra il costo di GNC corrisposto dagli utenti e quello effettivamente sostenuto dovrebbero essere soggette a conguaglio, a meno di meccanismi residuali di premialità che incentivino il contenimento della spesa, in analogia a quanto avviene in altri paesi europei. Nel Regno Unito, ad esempio, viene definito per ciascun trimestre dell'anno un valore target in termini di quantità per ciascun trimestre dell'anno determinato sulla base dei valori di consuntivo dell'anno precedente valorizzato a prezzi *forward*. Le differenze giornaliere tra il valore target previsionale e il valore effettivo sono interamente conguagliate. Inoltre è previsto un incentivo sulla minimizzazione del costo effettivo di approvvigionamento dei fabbisogni energetici (consumi, perdite e GNC) che storicamente ha determinato premialità nell'ordine del 5% dei costi energetici target. Analogamente, in Francia è previsto un trattamento dei costi energetici secondo il quale viene definito per ciascun anno del periodo di regolazione un valore target in termini di quantità e prezzi sulla base dei costi storici consuntivati. L'80% delle differenze tra costi effettivi e costi target sono soggette a conguaglio, mentre il restante 20% di tali differenze viene trattenuto dall'impresa di trasporto in qualità di incentivo all'efficientamento della spesa.

S 9. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione.

Come già osservato nelle risposte a precedenti documenti di consultazione, 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).

Con riferimento all'ammontare dell'incentivo per gli investimenti al di fuori della clausola di salvaguardia che entrino in esercizio negli anni 2020-2021, la proposta dell'Autorità di ridurre da 12 a 10 anni la durata del periodo di incentivazione 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 stimato nell'ambito del più recente Piano di sviluppo. Come più volte segnalato dalla scrivente Società 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. Ove l'Autorità decidesse comunque di mantenere tale ipotesi, si ritiene che le metodologie di valutazione dei costi debbano considerare opportune *contingency* di costo per includere tutte le variabilità possibili, anche nelle ultime fasi di realizzazione del progetto.

Diversamente a quanto prospettato dall'Autorità, fermo restando il principio di pieno riconoscimento dei costi sostenuti, si ritiene invece che le stesse finalità potrebbero essere perseguite valutando l'introduzione di opportuni meccanismi di incentivazione *output-based* che consentano all'impresa di compartecipare ai benefici generati per il sistema in esito ad azioni di efficientamento della spesa di capitale rispetto ai valori pianificati. Tali incentivi potrebbero essere definiti ad esempio prevedendo che l'impresa possa godere di una extra-remunerazione sulla differenza tra la spesa effettivamente sostenuta e quella risultante dal Piano più recente.

In merito agli schemi di incentivazione da applicare per gli investimenti di sviluppo di nuova capacità che entreranno in esercizio a partire dall'anno 2022 e relativamente a progetti o applicazioni di natura particolarmente innovativa, si conferma sin d'ora la disponibilità della scrivente Società a fornire ulteriori contributi e valutazioni all'Autorità

oltre che nell'ambito delle consultazioni già previste a partire dall'anno 2019 anche attraverso tavoli tecnici ove ritenuti opportuni.

S 10. Osservazioni in merito ai ricavi per il servizio di bilanciamento.

Con riferimento alla copertura dei costi di bilanciamento, si condivide l'intenzione dell'Autorità di confermare una quota di ricavo riconosciuta che consenta all'impresa di trasporto la piena copertura degli oneri sostenuti per lo svolgimento di tale servizio.

Tuttavia non si condivide l'orientamento di prevedere esclusivamente il riconoscimento dei soli costi relativi alla capacità di punta di modulazione oraria per le motivazioni segnalate nella risposta al precedente documento di consultazione n. 347/2018/R/Gas e al documento n. 462/2018/R/Gas in materia di approvvigionamento delta IO e partite fisiche per il funzionamento della rete. Come osservato infatti, le prestazioni di stoccaggio acquisite dall'impresa maggiore di trasporto non sono 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), ottimizzare gli assetti di trasporto nei periodi invernali ed estivi e consentire la gestione ottimizzata dei quantitativi di gas acquistati/venduti anche ai fini dell'applicazione del meccanismo di neutralità nonché in futuro la gestione ottimizzata del c.d. delta^{IO} ai city gates di cui alla delibera n. 72/2018/R/gas dell'Autorità.

Qualora l'Autorità confermi la volontà di una revisione del servizio di stoccaggio cui può accedere l'impresa maggiore di trasporto, si ritiene più opportuno prevedere una riduzione graduale dello stoccaggio in luogo di un passaggio netto al completo ed esclusivo ricorso al mercato centralizzato. Questo in modo da accompagnare la modifica degli strumenti di bilanciamento a disposizione del Trasportatore assicurando il corretto svolgimento dei servizi. Per le motivazioni sopra riportate si ribadisce pertanto l'opportunità di non modificare le attuali modalità di riconoscimento dei ricavi per il servizio di bilanciamento.

S 11. Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per 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.

Con riferimento alla determinazione dei costi operativi riconosciuti, come segnalato nella risposta al precedente documento di consultazione, 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.

In caso di avvio dell'attività di una nuova impresa in corso d'anno, si ritiene 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.

Copertura dei costi relativi al servizio di misura

Con riferimento ai criteri di riconoscimento dei costi e determinazione dei ricavi di riferimento per il servizio di misura del trasporto gas si condivide l'orientamento dell'Autorità di prevedere un trattamento analogo all'attività di trasporto.

In relazione alla definizione del livello di rischio dell'attività di cui alla definizione del parametro β_{asset} si richiamano interamente le considerazioni di cui al precedente punto di consultazione S4.

Infine, si ritengono condivisibili gli orientamenti prospettati dall'Autorità in relazione all'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti relativi al servizio di misura di trasporto ed alla gestione degli scostamenti tra i ricavi determinati sulla base dei dati di preconsuntivo e i ricavi definitivi.

3. ORIENTAMENTI IN MATERIA DI DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

S 12. *Osservazioni in merito all'identificazione ai fini tariffari dei servizi forniti dalle imprese di trasporto e alla definizione del servizio di trasporto.*

Con riferimento all'identificazione ai fini tariffari dei servizi forniti dalle imprese di trasporto e alla definizione del servizio di trasporto ai sensi delle disposizioni del Codice TAR gli orientamenti dell'Autorità si ritengono in linea generale condivisibili.

In particolare si condivide come il servizio di bilanciamento operativo della rete nonché gli altri servizi c.d. attività accessorie (di cui al capitolo 3 paragrafo 3 del Codice di Rete di Snam Rete Gas) siano strettamente funzionali allo svolgimento dell'attività di trasporto e pertanto debbano essere recuperati mediante le relative tariffe.

Con riferimento agli ulteriori servizi erogati dalle imprese di trasporto, c.d. servizi opzionali (di cui al capitolo 3 paragrafo 4 del Codice di Rete di Snam Rete Gas) si ritiene debba essere fatta distinzione tra servizi che concorrono alla definizione dei ricavi riconosciuti e quelli ulteriori che possono essere offerti in ambito competitivo. Per i primi, ai sensi del Codice TAR si ritiene condivisibile che le tariffe riflettano i costi sottostanti l'erogazione del servizio ed essere determinate in modo oggettivo, trasparente ed applicate in maniera non discriminatoria direttamente ai beneficiari del servizio, preservando tuttavia la garanzia dei ricavi associati indipendentemente dalla specifica tariffa identificata, nonché la semplicità di calcolo e di applicazione della stessa. In relazione ai secondi si ritiene che l'impresa debba poter essere libera di definire le relative tariffe, da applicare ad eguali condizioni, secondo le modalità che saranno pubblicate. Qualora il servizio richiesto sia adattabile sulla base delle specifiche esigenze dell'Utente, le condizioni saranno negoziate tra il Trasportatore e l'Utente, nel rispetto delle garanzie e degli obiettivi generali stabiliti dall'Autorità relativamente agli obblighi dei soggetti che svolgono attività di trasporto e dispacciamento.

S 13. Osservazioni in merito al perimetro di applicazione e al driver del corrispettivo per la copertura dei costi variabili.

Si rileva la conferma dell'orientamento dell'Autorità di prevedere un corrispettivo in termini monetari a copertura dei costi variabili. Come osservato in precedenza, si ritiene che per tali componenti di costo debbano essere 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.

In merito alla copertura dei costi operativi di natura fissa, si ritiene che, anche al fine di semplificare la struttura dei corrispettivi tariffari, tali costi potrebbero essere integralmente attribuiti alla componente *capacity*. Con riferimento alla copertura degli altri costi variabili si ritiene necessario prevedere anche l'esplicito riconoscimento dei consumi di energia elettrica per il funzionamento delle centrali di compressione oltre che a quelli sostenuti per far fronte ad autoconsumi, perdite e gas non contabilizzato, nonché ETS).

In relazione al perimetro, si condivide la proposta dell'Autorità di prevedere l'applicazione dei corrispettivi nei punti di uscita dalla rete di trasporto ossia nei punti di riconsegna, di uscita verso impianti di stoccaggio e nei punti di interconnessione con esportazioni, così come considerare i quantitativi prelevati da tali punti come driver per il dimensionamento dei corrispettivi a copertura dei costi variabili.

In merito ai quantitativi di gas naturale immessi e prelevati si ritiene più opportuno utilizzare stime annuali formulate dall'impresa maggiore di trasporto maggiore e soggette ad approvazione da parte dell'Autorità invece di dati storici dell'anno t-2, che potrebbero incorporare particolari situazioni contingenti o non considerare dinamiche di evoluzione della domanda. 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 valore non possa essere superiore ai 67,2 miliardi di m3 definiti per il quarto periodo di regolazione.

S 14. Osservazioni in merito al corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi.

La scadenza progressiva dei contratti di lungo periodo unitamente a strategie di booking degli utenti sempre più orientate al breve periodo, anche grazie alla flessibilità dei servizi di trasporto offerti, determinerà nei prossimi anni una crescente difficoltà nella stima delle capacità conferite da utilizzare per il calcolo dei corrispettivi nonché una maggiore volatilità nei ricavi annualmente conseguiti dall'impresa di trasporto.

Pertanto, la proposta dell'Autorità di prevedere l'istituzione di un corrispettivo variabile complementare per il recupero dei ricavi, volto a minimizzare il differenziale tra i ricavi riconosciuti per l'anno in oggetto e quelli effettivamente conseguiti, si ritiene condivisibile. In particolare, tale corrispettivo consentirebbe di meglio attribuire i costi del servizio riferiti ad un determinato anno agli utenti che abbiano effettivamente beneficiato dell'utilizzo dell'infrastruttura. Si ritiene inoltre che tale corrispettivo complementare debba poter essere attivato in funzione degli scostamenti riscontrati in corso d'anno tra i ricavi riconosciuti e i ricavi effettivamente conseguiti. Tale fattispecie trova peraltro già applicazione nel Regno Unito dove è previsto che l'impresa di trasporto possa fatturare specifici corrispettivi variabili differenziati per punti di entrata e punti di uscita in caso di previsione di una under-recovery dei ricavi di capacità ai punti di entrata ed uscita stessi.

Con riferimento al del driver per il dimensionamento del corrispettivo, come evidenziato nella risposta al precedente spunto di consultazione si ritiene più opportuno utilizzare stime annuali formulate dall'impresa maggiore di trasporto invece di dati storici dell'anno t-2, che potrebbero incorporare particolari situazioni contingenti o non considerare dinamiche di evoluzione della domanda.

S 15. Osservazioni in merito alla ripartizione entry/exit.

Con riferimento alla ripartizione entry/exit per i soli ricavi di rete nazionale, le motivazioni alla base dell'orientamento dell'Autorità di confermare l'attuale split 40-60 si ritengono condivisibili.

In merito all'inclusione della rete regionale nel perimetro di applicazione della metodologia dei prezzi di riferimento, si richiamano le osservazioni formulate in risposta al precedente documento di consultazione n.182/2018/R/gas (spunti di consultazione S2 e S3). Pur comprendendo le considerazioni espresse dall'Autorità nel documento di consultazione, infatti, si evidenzia come la distanza di trasporto su tali reti sia trascurabile rispetto a quella rilevata sulla rete nazionale (distanza media di trasporto su rete nazionale nell'ordine di 800 km contro i 20 km di distanza media su rete regionale). In virtù di quanto sopra, l'inclusione delle reti regionali nel perimetro *entry-exit* avrebbe il potenziale effetto di attribuire agli utenti che utilizzano la sola rete nazionale una quota rilevante dei costi di rete regionale. Si ritiene pertanto opportuno ai fini del calcolo dei corrispettivi *entry-exit* mantenere il perimetro di applicazione della metodologia dei prezzi di riferimento alla sola rete nazionale, eventualmente prevedendo che i corrispettivi di uscita risultanti dalla metodologia vengano applicati ai punti di riconsegna unitamente all'attuale corrispettivo di rete regionale (quest'ultimo eventualmente ridefinito per cluster di distanza dalla rete nazionale). Tale fattispecie consentirebbe tra l'altro di evitare elementi di eccessiva complessità che andrebbero a discapito della trasparenza nella determinazione dei corrispettivi. Si conferma nuovamente la disponibilità a supportare l'Autorità per ulteriori analisi/elaborazioni che si rendano necessarie per valutare tale opzione.

Qualora invece l'Autorità intendesse comunque ampliare il perimetro di applicazione della metodologia dei prezzi di riferimento anche alla rete regionale, le percentuali indicate nel documento di consultazione risultano coerenti con i pesi relativi dei ricavi di rete nazionale e regionale. Tali percentuali dovrebbero essere aggiornate in maniera da attribuire i costi tra punti di entrata e punti di uscita coerentemente alle finalità di ciascun intervento infrastrutturale sottostante ai relativi costi.

S 16. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento basata sulla distanza ponderata per la capacità.

Come già espresso in risposta al DCO 182/2018/2018/R/Gas si ritiene che sia l'attuale metodologia di derivazione tariffaria c.d. "Matrice" prevista dal sistema italiano sia la metodologia basata sulla distanza ponderata per la capacità prevista all'articolo 8 del Codice TAR (CWD) rispondano agli obiettivi di *cost reflectivity*, e non distorsione degli scambi transfrontalieri. In particolare si ritiene che la metodologia "Matrice" possa

favorire una maggiore *cost reflectivity* della tariffa, in quanto determinata considerando oltre ai driver di capacità e distanza anche i flussi dominanti nella rete ed il costo specifico di investimento per diametro di metanodotto. Ciononostante, tenuto conto delle disposizioni introdotte dal nuovo Codice Europeo, si comprende la volontà dell'Autorità di valutare l'introduzione di metodologie alternative (i.e. *Capacity Weighted Distance*) caratterizzate da una maggiore semplicità di calcolo e da una più facile prevedibilità di evoluzione dei corrispettivi da parte degli utenti, seppur tali metodologie possano risultare meno puntuali nell'attribuzione dei costi del servizio

In relazione al *driver* di costo della capacità, si ritiene condivisibile l'orientamento dell'Autorità si prevedere l'applicazione della capacità prevista in conferimento. In particolare, si ritiene che, come indicato per gli altri punti della rete di trasporto, anche ai punti interconnessi con Terminali di GNL debba essere utilizzata la capacità prevista in conferimento in luogo della capacità tecnica. Tale disposizione consentirebbe altresì di limitare gli scostamenti tra i ricavi riconosciuti e gli ammontari effettivamente fatturati agli utenti del sistema.

In relazione al *driver* di costo della distanza, le proposte avanzate dall'Autorità si ritengono percorribili così come quelli relativi all'aggregazione dei punti di entrata e di uscita, anche alla luce della maggiore semplicità per gli utenti. In ogni caso un numero maggiore di punti potrebbe favorire un miglioramento nella *cost-reflectivity* delle tariffe di trasporto.

S 17. Osservazioni in merito agli aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto.

Con riferimento agli aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto relativi a impianti di stoccaggio si condividono gli orientamenti espressi dall'Autorità nel documento di consultazione.

Con riferimento agli aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto relativi a impianti di rigassificazione, si ritiene che la scelta di una loro adozione o meno vada valutata oltre che in relazione a possibili effetti distorsivi sulle scelte di importazione anche in considerazione dei potenziali benefici in termini di maggiore utilizzo delle infrastrutture esistenti.

Infine, si condivide l'approccio dell'Autorità di confermare merito al riproporzionamento dei corrispettivi al fine di garantire quanto più possibile la copertura dei ricavi di riferimento in relazione alle capacità previste in conferimento, in analogia con le disposizioni già ad oggi in vigore.

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

In relazione alla proposta relativa alla riduzione dei corrispettivi per i punti di riconsegna gli orientamenti dell'Autorità si ritengono percorribili.

Con riferimento alla metodologia dei prezzi di riferimento, si rimanda alle osservazioni formulate in risposta ai precedenti spunti di consultazione S15 e S16.

4. ORIENTAMENTI IN MATERIA DI ULTERIORI ASPETTI RELATIVI AI CRITERI DI ALLOCAZIONE DEL COSTO DEL SERVIZIO DI TRASPORTO

S 19. Osservazioni in merito a moltiplicatori, fattori stagionali e capacità interrompibile.

Si ritiene che i moltiplicatori e i fattori stagionali debbano essere valutati e dimensionati in modo da favorire quanto più possibile un utilizzo efficiente e continuativo dell'infrastruttura. In particolare si ritiene che, anche al fine di favorire la stabilità e la prevedibilità dei corrispettivi di trasporto, tali fattori debbano essere determinati in modo da incentivare conferimenti di maggiori durate e utilizzi dell'infrastruttura anche in periodi non di punta dei consumi, eventualmente incrementando i valori oggi applicati, nei limiti previsti dal Codice TAR.

In relazione al loro ambito di applicazione si condividono gli orientamenti dell'Autorità di prevederne l'applicazione a tutti i punti di interconnessione transfrontalieri sia per le capacità di entrata che di uscita. Si ritiene tuttavia possa essere opportuno applicare moltiplicatori e fattori stagionali differenziati tra punti di entrata e di uscita.

S 20. Osservazioni in merito al trattamento tariffario delle reti di trasporto non interconnesse con la rete di trasporto nazionale.

Con riferimento al trattamento tariffario delle reti di trasporto non interconnesse con la rete di trasporto nazionale e del relativo meccanismo perequativo, si ritiene che il sistema entry-exit debba essere mantenuto unico a livello nazionale, prevedendo eventualmente specifici corrispettivi per tali reti isolate. A tale riguardo si conferma la disponibilità della scrivente Società ad effettuare eventuali approfondimenti dovessero essere necessari.

5. ORIENTAMENTI IN MATERIA DI ARTICOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI MISURA DEL TRASPORTO

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

Con riferimento al servizio di misura, si concorda con l'orientamento dell'Autorità di voler procedere ad una revisione della disciplina complessiva prevedendo ad un riordino dell'assetto e delle responsabilità nell'erogazione del servizio. In tale prospettiva si richiamano le proposte formulate dalla scrivente Società nell'ambito delle precedenti consultazioni e proposte trasmesse all'Autorità.

Si ritiene altresì che per il riassetto del servizio misura sia propedeutica l'individuazione di un set di standard impiantistici, manutentivi e prestazionali per gli impianti di misura ai PdR allacciati alla rete di trasporto. Si segnala inoltre come tale tematica risulti particolarmente rilevante anche in relazione al contenimento dei quantitativi di gas non contabilizzato.

Si concorda inoltre con l'orientamento dell'Autorità di prevedere un'articolazione tariffaria differenziata e che preveda due distinte componenti, una applicabile a tutti i PdR ed una applicata ai soli PdR dei clienti finali che abbiano ceduto la titolarità dell'impianto all'impresa di trasporto. In particolare, la componente CM^{CF} deve essere dimensionata in modo da garantire la piena copertura dei costi sostenuti dall'impresa di trasporto per il subentro nella titolarità dell'impianto del cliente finale nonché un'adequata remunerazione.

Si richiamano infine le osservazioni al DCO 413/2017/R/gas in merito al diritto dell'impresa di trasporto di non procedere all'acquisizione degli impianti di proprietà dei clienti finali in presenza di situazioni particolari emerse nel corso dei sopralluoghi quali, a titolo esemplificativo ma non esaustivo, la carenza di documenti/certificazioni necessarie. In tale caso dovrebbe essere valutata la possibilità di poter provvedere alla duplicazione dell'impianto di misura.

In relazione alle modalità di ripartizione tra le imprese di trasporto dei ricavi derivanti dall'applicazione del corrispettivo CM^T si rimanda alle osservazioni formulate allo spunto di consultazione S22.

6. MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI

S 22. Osservazioni in merito ai criteri di perequazione dei ricavi.

Come anche osservato in risposta al precedente documento di consultazione n. 347/2018/R/gas, 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 il 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 nonché di misura. Tale fattispecie si ritiene più adeguata rispetto alla ipotesi prospettata dall'Autorità in quanto 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).

S 23. Osservazioni in merito alla gestione a regime dei fattori correttivi.

S 24. Osservazioni in merito alla gestione delle somme riconducibili a fattori correttivi pregressi.

La proposta di confermare le attuali modalità di determinazione dei fattori correttivi dei ricavi FC^R e FC^N e di regolare tali partite economiche nell'anno $t+1$ attraverso la CSEA si ritiene condivisibile. Si evidenzia infatti 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, si concorda con l'introduzione di un corrispettivo variabile CV^{FC} finalizzato all'eventuale recupero di minori ricavi relativi alla componente capacity.

Con riferimento alla cd. perequazione dei ricavi (franchigia del +/-4%) relativi al corrispettivo unitario variabile CV, si concorda con la proposta dell'Autorità di confermare tale meccanismo.

In relazione al servizio di misura del trasporto, si condivide la proposta di introdurre un apposito fattore di copertura dei ricavi di riferimento FC^M , finalizzato a coprire gli eventuali scostamenti dei ricavi in via definitiva per l'anno t e i ricavi effettivamente conseguiti nel medesimo anno, così come la sua regolazione nell'ambito dei ricavi di riferimento dell'anno $t+2$.

Infine in relazione alla gestione delle somme riconducibili a fattori correttivi pregressi, si ritiene potrebbe essere valutata l'opportunità di un loro utilizzo su un orizzonte più ampio (i.e. due anni) al fine di favorire una maggiore stabilità dei corrispettivi di trasporto.