



OSSERVAZIONI – INTEGRAZIONI
AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE
N. 655/2022/R/COM

CRITERI DI DETERMINAZIONE DEL COSTO
RICONOSCIUTO SECONDO L'APPROCCIO ROSS BASE
ORIENTAMENTI FINALI

23 Gennaio 2023

INDICE

1.	CONSIDERAZIONI GENERALI	2
2.	IL NUOVO QUADRO REGOLATORIO PER I SERVIZI INFRASTRUTTURALI REGOLATI DEI SETTORI ELETTRICO E GAS	7
3.	IMPOSTAZIONE GENERALE SISTEMA TARIFFARIO	8
4.	FINANZIABILITÀ DEGLI INVESTIMENTI E PREVISIONI DI SPESA	9
5.	INCENTIVI ALL'EFFICIENZA	11
6.	TASSI DI CAPITALIZZAZIONE	13
7.	ALLINEAMENTO DEI CRITERI DI REGOLAZIONE TRA I SERVIZI INFRASTRUTTURALI REGOLATI DEI SETTORI ELETTRICO E GAS	14
8.	TRATTAMENTO DELL'INFLAZIONE.....	16
9.	DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE.....	17
10.	MECCANISMI DI GESTIONE DELLE INCERTEZZE	17

1. CONSIDERAZIONI GENERALI

Il presente documento illustra le osservazioni di Snam al documento di consultazione “*Criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l’approccio ROSS BASE – Orientamenti finali*”, pubblicato dall’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito Autorità) in data 9 dicembre 2022. Tali osservazioni si intendono riferite a tutte le società regolate del Gruppo Snam (Snam Rete Gas, Infrastrutture Trasporto Gas, Stogit e GNL Italia).

Vengono, di seguito, richiamate le osservazioni di carattere generale rimandando alle successive sezioni del documento per un’analisi più dettagliata su ciascun spunto di discussione.

Considerazioni sull’evoluzione del modello di regolazione

In linea generale si ritiene che alla luce dell’elevato grado di incertezza del contesto esterno, dei profondi mutamenti indotti dalla transizione energetica, delle difficoltà di conciliare la stabilità del quadro di regolazione con la sempre più elevata volatilità delle dinamiche di mercato (vedi “*uncertainty mechanism*” previsti a tal fine dalla regolazione inglese) possa essere opportuno effettuare ulteriori riflessioni e necessari approfondimenti sul modello più adeguato da adottare per fronteggiare le nuove sfide che il sistema energetico dovrà affrontare.

Fermi restando la piena condivisione degli obiettivi di efficientamento della spesa, miglioramento delle performance e promozione dell’innovazione che l’Autorità si propone di perseguire con la nuova regolazione, si ritiene tuttavia necessario valutare la possibilità di introdurre i nuovi meccanismi una volta che il sistema economico ed energetico siano tornati in condizioni se non di completa “normalità” quantomeno di minor tensione.

In particolare, si ritiene necessario valutare se le nuove logiche proposte risultino appropriate oltre che a favorire il processo di transizione energetica anche a rafforzare la sicurezza, la resilienza e la flessibilità del sistema energetico esistente adattandolo per meglio fronteggiare il nuovo contesto. In tale ambito, si ritiene che una maggiore enfasi debba essere posta sulle azioni da avviare per il conseguimento dei sopracitati obiettivi e dei meccanismi regolatori che possano favorirne il raggiungimento nei tempi più rapidi possibili. Alla luce di quanto sopra, si ritiene debba essere valutata l’opportunità di proseguire in continuità con i criteri vigenti e parallelamente continuare a sviluppare il disegno dei nuovi criteri di regolazione, la cui applicazione nella forma “integrale” e/o a

“regime” non avverrebbe comunque prima del 2026, secondo le tempistiche prospettate dall’Autorità. Tale approccio consentirebbe di disporre delle tempistiche necessarie a completare il nuovo quadro regolatorio e la disciplina generale comune per tutti i servizi regolati auspicata dall’Autorità, prevedendone l’applicazione una volta definiti tutti i meccanismi operativi di dettaglio nonché gli obiettivi di spesa e di servizio. In tal prospettiva verrebbe mantenuta la chiarezza, la visibilità e la stabilità nell’evoluzione del quadro di regolazione italiano, elemento particolarmente apprezzato da tutti gli stakeholder.

Approfondimenti tematici oggetto della consultazione

Come già segnalato in precedenti occasioni, si evidenzia la necessità che in ciascun anno del periodo di regolazione i ricavi riconosciuti siano definiti ex-ante fatti salvi i dovuti aggiornamenti per tenere conto dei costi effettivamente sostenuti e dell’applicazione dei meccanismi di incentivazione, come avviene nella regolazione vigente. I ricavi riconosciuti approvati dall’Autorità nell’anno t-1 rappresentano infatti un riferimento consolidato per gli *stakeholders* ai fini delle valutazioni sulle imprese regolate, in particolare per quanto concerne quelle quotate. Si ritiene pertanto che la determinazione dei ricavi definitivi riconosciuti all’impresa debba avvenire nell’anno t+1 non appena disponibili i dati di consuntivo per la loro determinazione.

In merito alla finanziabilità dei piani di investimento, si condivide l’importanza che tale tematica assume nei prossimi anni alla luce dei consistenti investimenti che dovranno essere sostenuti per realizzare la profonda trasformazione del sistema energetico. Con particolare riferimento al settore del gas, è necessario considerare il fabbisogno per gli investimenti che è necessario porre in atto da un lato nel breve-medio periodo (alla luce del mutato contesto geopolitico) per garantire la sicurezza, la flessibilità e la resilienza del sistema e dall’altro l’adeguamento delle infrastrutture per consentire la graduale sostituzione del gas naturale con gas green e low carbon. In Italia e in Europa, infatti, gli scenari energetici che prevedono il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione considerano una domanda di *green gases* (in primis idrogeno) difficilmente soddisfacibile con le sole produzioni nazionali, presupponendo pertanto che una quota significativa di tale domanda venga coperta facendo ricorso alle importazioni¹. In tale ambito si conferma la

¹ In tale prospettiva, l’Italia ha la possibilità di valorizzare la vicinanza con il Nord Africa per sfruttare l’importazione via gasdotto di quantitativi di idrogeno ivi prodotti, ad un costo sensibilmente inferiore rispetto ad altre fonti. La presenza di un importante corridoio infrastrutturale, dalla Tunisia fino ai punti di interconnessione con l’estero di Tarvisio e Passo Gries, riconosciuto a livello internazionale come uno dei cinque corridoi prioritari di approvvigionamento dell’idrogeno, costituisce quindi un’opportunità di sviluppo del nostro Paese. La

disponibilità a fornire a codesta Autorità indicatori e informazioni utili a valutare la sostenibilità dei piani di investimenti, come meglio dettagliato nella risposta allo specifico spunto di consultazione.

In merito alla definizione degli incentivi all'efficienza della spesa totale, si ritiene che le percentuali di *sharing* delle efficienze debbano consentire alle imprese di compartecipare in modo adeguato ai benefici generati per il sistema, anche alla luce degli sforzi e delle iniziative necessarie al loro ottenimento. In tale prospettiva, si ritiene che i livelli di *sharing* proposti dall'Autorità debbano essere ulteriormente potenziati e comunque non inferiori a quelli attualmente applicati.

Si accoglie favorevolmente la proposta dell'Autorità di dare continuità ai criteri di regolazione sin qui adottati in relazione a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale (fattore Y) nonché di introdurre un meccanismo riconoscimento di costi incrementali connessi ai nuovi investimenti (fattore Z). Si segnala tuttavia la necessità di prevedere come tale fattore debba essere attivabile, indipendentemente dalla tipologia di investimento realizzato (i.e. non necessariamente esclusivamente a interventi finalizzati alla transizione energetica, in quanto costi incrementali si potrebbero generare anche per investimenti finalizzati alla *carbon neutrality* e altre tipologie di interventi giustificati da finalità differenti e.g. sicurezza o continuità del servizio). Non si ritengono al contrario condivisibili gli orientamenti secondo cui per l'attivazione di tali fattori Y e Z sia richiesto il superamento di una soglia predeterminata di materialità, indicata nel documento di consultazione nell'ordine dell'1,5% dei ricavi tariffari. Tale approccio andrebbe ad erodere tutti gli sforzi messi in campo dalle imprese per l'efficientamento della propria spesa, in contrasto con i meccanismi e le finalità della regolazione ROSS.

Con riferimento alla fissazione dei tassi di capitalizzazione, come indicato in risposta alle precedenti consultazioni si ritiene preferibile un approccio basato su logiche *forward looking*. Questo in quanto non necessariamente la ripartizione tra capex e opex della spesa passata risulta rappresentativa della spesa futura, che costituisce il principale oggetto delle nuove logiche di regolazione ROSS. In linea di principio, si ritiene che i tassi di capitalizzazione dovrebbero riflettere quanto più possibile quelli effettivi. Questo anche al fine di mantenere coerenza tra il valore del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori e

comunicazione REPowerEU della Commissione indica un fabbisogno di importazione di 10 Mton di idrogeno di cui una quota significativa potrà essere soddisfatta attraverso tale corridoio mediante lo sviluppo di una H2 *backbone* che colleghi il Nord Africa con gli altri Paesi Europei attraverso l'Italia.

il valore riscontrabile nei bilanci societari. Tale aspetto risulta ancor più rilevante in un contesto come quello attuale - in parziale discontinuità con il recente passato - nel quale gli operatori infrastrutturali saranno chiamati a programmare e realizzare nuovi e importanti investimenti per fronteggiare le sfide connesse alla sicurezza degli approvvigionamenti, alla diversificazione delle fonti nonché alla transizione energetica (con particolare riferimento alle infrastrutture nazionali di trasporto, stoccaggio e rigassificazione). Qualora l'Autorità ritenesse comunque opportuno basare il tasso di capitalizzazione su dati storici recenti con qualche aggiustamento sulla base di valutazioni *forward-looking*, tale impostazione si ritiene in linea di principio percorribile ferma restando la necessità dei necessari approfondimenti in merito al grado di flessibilità da effettuarsi nelle scelte relative ai singoli servizi regolati relativamente al peso da dare alle valutazioni prospettiche rispetto alle valutazioni retrospettive. In tale ambito si rinnova la necessità di poter prevedere, come prospettato anche dalla stessa Autorità nel documento di consultazione, tassi di capitalizzazione differenziati per singola impresa.

In merito all'allineamento dei criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, anche al fine di salvaguardare la stabilità e la visibilità della regolazione, sulla cui base e affidamento (come rilevato dalla stessa Autorità) sono state assunte importanti decisioni di investimento del passato, si ritiene opportuno che la riflessione si concentri prevalentemente - più che sul trattamento dello *stock* del capitale esistente - sui criteri di regolazione da applicare alla nuova spesa nell'ambito della riforma in corso sulle logiche della regolazione. In tale prospettiva, si ritiene necessario prevedere una conferma dei trattamenti in essere quantomeno per il settore delle infrastrutture gas di valenza nazionale (trasporto, stoccaggio e rigassificazione) a tutela della prevedibilità e della stabilità della regolazione nonché del relativo costo dei servizi. In merito all'ammortamento di cespiti entrati in esercizio dopo 31.12.23, l'orientamento dell'Autorità di prevedere che, ai fini del calcolo dell'ammortamento, in ciascun anno la quota *slow money* sia disaggregata in n tipologie di cespiti (in base alla composizione della spesa per gli investimenti dell'anno entrati in esercizio nello stesso anno) si ritiene percorribile nella prospettiva di meglio riflettere l'effettivo ammontare degli ammortamenti. Infine, in relazione alle vite utili regolatorie, si ritiene percorribile un allineamento per i nuovi investimenti delle vite utili dei cespiti che non riflettono le specificità di settore o servizio, come riportate nel documento di consultazione, secondo le durate indicate.

Con riferimento all'inflazione, si ritiene che sia il deflatore degli investimenti fissi lordi che il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati rappresentino indici di buona qualità per intercettare le dinamiche inflattive riferite

rispettivamente alle spese di capitale e operative. Si condivide l'approccio proposto dall'Autorità nell'ambito della presente consultazione di utilizzare l'inflazione attesa in sede di definizione dei ricavi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi tariffari procedendo successivamente opportuni meccanismi di conguaglio basati sui dati effettivi di inflazione rilevati a consuntivo.

Si rimanda al seguito del documento per ulteriori considerazioni di dettaglio e approfondimenti specifici sui singoli spunti di consultazione.

2. Il nuovo quadro regolatorio per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas

S1. Osservazioni rispetto alla durata del periodo di vigenza dei criteri generali contenuti nel TIROSS e sulla durata dei singoli periodi di regolazione dei singoli servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.

Fermo restando quanto indicato nelle Considerazioni Generali del presente documento - in merito alle opportune riflessioni ed agli approfondimenti necessari sul modello di regolazione più adatto a fronteggiare le nuove sfide poste in capo al sistema energetico - si ritiene percorribile l'ipotesi di prevedere un periodo di regolazione di durata pari ad 8 anni da applicare ai criteri generali comuni a tutti i servizi regolati.

Con specifico riferimento alla durata del periodo di regolazione dei singoli servizi infrastrutturali, si ritiene condivisibile la proposta di fissarne di norma una durata pari a 4 anni, in continuità con la prassi comunemente adottata nel quadro di regolazione italiana, nonché in conformità al vincolo di durata massima del periodo di regolazione fissata a 5 anni dal *Tariff Network Code*.

Come già evidenziato anche in altre sedi, si ritiene che l'applicazione di costi *standard* e/o costi *benchmark* per la valutazione delle spese di capitale da riconoscere tariffariamente possa presentare notevoli criticità ove non siano opportunamente considerati i fattori specifici che caratterizzano il sistema energetico italiano. Tale aspetto risulta particolarmente rilevante per i settori del trasporto, dello stoccaggio e della rigassificazione del gas, per i quali le infrastrutture presentano caratteristiche molto specifiche con costi molto differenti. Un ulteriore aspetto particolarmente critico in relazione all'opportunità di utilizzo di costi *standard* e/o *benchmark* per la valutazione degli investimenti è legato all'incertezza ed agli impatti che le attuali dinamiche macroeconomiche e di mercato (anche in conseguenza dell'attuale contesto geopolitico) potranno avere sui futuri costi di approvvigionamento di beni e di servizi. In particolare, gli andamenti inflattivi nonché le dinamiche concorrenziali per l'acquisizione di risorse (che potranno risultare sempre più scarse e contese) si ritiene renderanno nei prossimi anni estremamente difficoltosa la definizione di costi *standard* attendibili e/o l'applicazione di costi *benchmark* riferiti a soggetti che seppure su attività analoghe possono operare in contesti molto differenti. In tale contesto si condivide la proposta di istituire un apposito tavolo di lavoro nel quale effettuare

approfondimenti specifici e ulteriori valutazioni sull'effettiva opportunità di una loro introduzione ai fini della valutazione della spesa riconosciuta.

Come indicato in risposta alla precedente consultazione, coerentemente con gli obiettivi alla base di una regolazione di tipo *output-based*, si ritiene che le *performance* ottenute debbano essere considerate e valutate - più che in termini di mero incremento/decremento della remunerazione effettivamente conseguita dal soggetto regolato rispetto a quella base - in relazione alla qualità e ai *target* (obiettivi di servizio) raggiunti a beneficio dei consumatori. In tal senso, l'adozione di un indicatore sintetico (RORE) per il monitoraggio dei rendimenti delle imprese regolate, non si ritiene strettamente necessaria ai fini della misurazione delle *performance* economico finanziarie. Fermo restando quanto sopra, qualora l'Autorità intenda comunque procedere ad una sua adozione si condivide la necessità di prevedere un ampio confronto con gli operatori in merito alle modalità di determinazione e validazione, anche attraverso gruppi di lavoro dedicati che consentano di approfondirne limiti e criticità.

3. Impostazione generale sistema tariffario

S2. Osservazioni sull'impostazione generale del sistema tariffario nel contesto ROSS?
--

In relazione al principio del c.d. *tariff decoupling*, come già segnalato in precedenza, si evidenzia la necessità di definire ex-ante i ricavi riconosciuti all'impresa di trasporto in ciascun anno fatti salvi i dovuti aggiornamenti per tenere conto dei costi effettivamente sostenuti e dell'applicazione dei meccanismi di incentivazione, come avviene nella regolazione vigente. I ricavi riconosciuti approvati dall'Autorità nell'anno t-1 rappresentano infatti un riferimento consolidato per gli *stakeholders* ai fini delle valutazioni sulle imprese regolate, in particolare per quanto concerne quelle quotate.

In tale ambito si richiama l'importanza di prevedere opportuni meccanismi che consentano di limitare al minimo eventuali *under recovery* rispetto ai ricavi di competenza al fine di evitare indesiderate fluttuazioni tariffarie nonché creare problematiche di natura economico/finanziaria per gli operatori regolati. In merito a questo aspetto si condivide l'opportunità di adottare opportuni meccanismi di perequazione (anche in acconto).

Si ritiene altresì che la determinazione dei ricavi definitivi riconosciuti all'impresa debba avvenire nell'anno t+1 non appena disponibili i dati di consuntivo per la loro determinazione.

4. Finanziabilità degli investimenti e previsioni di spesa

S3. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative agli strumenti regolatori per monitorare la finanziabilità degli investimenti.

S4. Rispetto agli schemi riportati nelle Tabelle 1, 2 e 3, come si valuta l'ipotesi di acquisire proiezioni basate sui dati effettivi di ciascuna impresa e su proiezioni riferite a un'impresa nozionale, con caratteristiche definite dal regolatore in coerenza con le decisioni assunte in materia di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito?

S5. Si ritiene che alcune delle informazioni/dati acquisiti debbano essere gestiti in modo riservato da parte dell'Autorità? Motivare la risposta.

In primo luogo, si condivide come la tematica della finanziabilità assuma particolare rilevanza per gli operatori infrastrutturali regolati alla luce degli ingenti investimenti che caratterizzano il settore (ancor più nell'ottica di profonda trasformazione che il settore energetico dovrà affrontare) e dei ritorni di lungo periodo ad essi associati.

Con particolare riferimento al settore del gas, è necessario considerare gli investimenti che sarà necessario porre in atto da un lato nel breve-medio periodo per garantire la sicurezza, la flessibilità e la resilienza del sistema e dall'altro l'adeguamento delle infrastrutture per consentire la graduale sostituzione del gas naturale con gas green e low carbon. Pertanto, nell'affrontare il tema della finanziabilità dei piani degli operatori infrastrutturali gas si ritiene necessario ricomprendere nel perimetro di analisi anche gli interventi propedeutici ad adeguare il sistema per il trasporto di idrogeno.

In tale ambito si conferma la disponibilità a fornire a codesta Autorità indicatori e informazioni utili a valutare la sostenibilità dei piani di investimenti, da sviluppare nel contesto di specifici tavoli di lavoro con le imprese prima di una loro approvazione in via definitiva.

In merito all'acquisizione di proiezioni di spesa pluriennali (mediante i prospetti indicati nel documento di consultazione) da utilizzare in particolare ai fini della calibrazione dei tassi di capitalizzazione, della baseline di costi operativi e delle politiche di ammortamento, si ritiene opportuno traguardare una durata pari al periodo di regolazione di ciascun settore regolato (i.e. 4 anni). Questo in virtù del fatto che tale orizzonte sembra adeguato alle finalità per cui tali informazioni vengono richieste e che le proiezioni previsionali di conto economico, stato

patrimoniale e cash flow oltre un certo limite temporale necessariamente risultano meno affidabili in quanto più influenzate da elementi difficilmente prevedibili e/o gestibili dalle imprese.

Con specifico riferimento al conto economico previsionale, si ritiene possa essere preferibile fermarsi all'EBIT quantomeno per i gruppi societari che gestiscono più attività regolate. Questo in quanto oneri finanziari e fiscalità sui singoli business risulterebbero poco significative essendo attività svolte a livello di gruppo consolidato e non su singole società regolate. Si segnala inoltre come il popolamento dei prospetti indicati vada opportunamente definito e valutato anche in considerazione di altre voci che vengono pianificate a livello di consolidato di gruppo.

In merito alla determinazione di indicatori con cui valutare la finanziabilità si condivide l'impostazione che prevede di allinearsi all'approccio seguito dalle agenzie di *rating*. In tale prospettiva, rispetto agli indicatori proposti nella Figura 1 del punto 8.10 si ritiene opportuno considerare i principali indicatori monitorati dalle agenzie di *rating* anche al fine di mantenere coerenza ed uniformità del dato utilizzato dai vari *stakeholders*, e non introdurre nuovi e diversi parametri di confronto. Alla luce di quanto sopra si ritiene pertanto adottare gli indicatori seguenti:

- FFO / Net debt [Funds from Operations / Net debt]
- Net debt / RAB
- Interest coverage [(FFO - financial charges) / Financial charges]

Con riferimento alle soglie degli indicatori, si ritiene opportuno che queste siano individuate in coerenza con un posizionamento *rating* "*investment grade*". Sempre in coerenza con l'approccio adottato dalle principali agenzie di rating, si ritiene debba essere posta una maggiore attenzione rispetto agli indicatori cosiddetti di flusso, che valutano la capacità dell'impresa di generare sufficiente cassa per la sostenibilità nel medio e lungo termine, rispetto agli indicatori di *stock*.

Si precisa infine che tali indicatori di rating, in coerenza con l'approccio delle agenzie, sono da valutare a livello di impresa nel suo complesso, piuttosto che rispetto ad una singola entità, progetto o investimento. Tale esercizio risulterebbe infatti complesso e meno rappresentativo. Su questo si potrebbe invece prevedere che i singoli investimenti effettuati abbiano un profilo tale da salvaguardare la solidità finanziaria della società.

In merito alla necessità di trattare alcune delle informazioni acquisite in modo confidenziale si ritiene necessario effettuare (con particolare riferimento alle imprese quotate) ulteriori

approfondimenti – anche nell’ambito dei prospettati gruppi di lavoro - in merito a differenti rappresentazioni dei dati di natura prospettica rispetto a quelli che vengono di norma resi disponibili ai mercati finanziari e che potrebbero pertanto influire nella determinazione del valore delle imprese regolate.

5. Incentivi all’efficienza

S6. Osservazioni rispetto alle ipotesi per la definizione degli incentivi all’efficienza totale.

In merito agli orientamenti dell’Autorità per la definizione degli incentivi all’efficienza della spesa totale, si osserva quanto segue.

In merito alla definizione degli incentivi all’efficienza della spesa totale, si ritiene che le percentuali di *sharing* delle efficienze debbano consentire alle imprese di partecipare in modo adeguato ai benefici generati per il sistema, anche alla luce degli sforzi e delle iniziative necessarie al loro ottenimento. In tale prospettiva, si ritiene che i livelli di *sharing* proposti dall’Autorità debbano essere ulteriormente potenziati e comunque non inferiori a quelli attualmente applicati. In tale prospettiva, si ritiene necessario prevedere:

- in relazione alla quota riferita agli investimenti il trattenimento di una percentuale non inferiore al 50% del recupero effettuato;
- in relazione alla quota riferita alla spesa operativa il trattenimento negli anni successivi al primo – sia nel caso di adozione dell’incentivo ad alto che a basso potenziale - di percentuali più elevate rispetto a quelle prospettate nel documento di consultazione in caso di *overperformance* e di percentuali inferiori in caso di *underperformance*.

Relativamente alla determinazione della *baseline* del primo anno del periodo di regolazione si ritiene opportuno prevedere un suo aggiornamento una volta noto il valore definitivo dell’ultimo anno del periodo precedente al fine della più corretta determinazione del ricavo riconosciuto oltre che del calcolo del relativo incentivo all’efficienza.

Nell’ambito della valorizzazione del X-factor (nella soluzione a più alto potenziale di incentivo) si segnala la necessità di riferirsi esclusivamente alle maggiori efficienze realizzate rispetto alla spesa effettiva dell’anno di riferimento utilizzata nella determinazione del ricavo riconosciuto all’inizio del 5° periodo al fine di evitare un suo

sovradimensionamento collegato al riconoscimento nei costi operativi di riferimento del *profit-sharing* (50% delle extra-efficienze realizzate nel del periodo precedente).

Con riferimento al parametro Z finalizzato a riflettere le variazioni di costi operativi rispetto alla *baseline* dell'anno precedente, si segnala come tale fattore debba essere attivabile ove opportunamente giustificato, indipendentemente dalla tipologia di investimento realizzato (i.e. non necessariamente esclusivamente a interventi finalizzati alla transizione energetica, in quanto costi incrementali si potrebbero generare anche per altre tipologie di interventi giustificati da finalità differenti e.g. sicurezza o continuità del servizio).

In particolare, si ritiene che tale fattore debba essere necessariamente previsto e opportunamente dimensionato per l'attività di trasporto del gas naturale in considerazione dei costi incrementali che potranno emergere dall'implementazione delle disposizioni definite nell'ambito del riassetto dell'attività di misura, che attribuiscono nuove attività in capo alle imprese di trasporto (in particolare all'impresa maggiore) sia in termini di attività di monitoraggio che di gestione di nuovi impianti che dovessero entrare nella disponibilità a fronte facoltà dei titolari di procedere a una loro cessione.

In merito all'introduzione di meccanismi di monitoraggio della spesa, si segnala come la formulazione dell'indice di costo degli investimenti proposto nel documento di consultazione e nella bozza di articolato, seppur chiaro nelle finalità, potrebbe presentare delle criticità nella sua applicazione. In tale ambito si segnala l'opportunità di approfondire con gli operatori le relative modalità di calcolo e la sua eventuale formulazione, anche nei sopraccitati gruppi di lavoro, prima procedere ad una eventuale introduzione nell'articolato del TIROSS. Relativamente alle classi ed alla granularità delle categorie di cespiti da considerare per il monitoraggio dell'avanzamento degli investimenti si condivide una sua definizione nell'ambito della regolazione di ciascun servizio regolato, individuando quelle in grado di fornire informazioni significative prevedendo un giusto trade-off tra dettagli richiesti e onerosità per la determinazione dell'indicatore.

6. Tassi di capitalizzazione

S7. Osservazioni rispetto alla definizione dei criteri generali per la fissazione dei tassi di capitalizzazione.

Con riferimento alla fissazione dei tassi di capitalizzazione, come indicato in risposta alle precedenti consultazioni si ritiene preferibile un approccio basato su logiche *forward looking* (o che consenta comunque di dare un maggior peso alla ripartizione della spesa prevista rispetto a quella passata) in analogia con l'approccio utilizzato nel Regno Unito. Questo in quanto non necessariamente la ripartizione tra capex e opex della spesa passata risulta rappresentativa della spesa futura, che costituisce il principale oggetto delle nuove logiche di regolazione ROSS. In linea di principio, si ritiene che i tassi di capitalizzazione dovrebbero riflettere quanto più possibile quelli effettivi. Questo anche al fine di mantenere coerenza tra il valore del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori e il valore riscontrabile nei bilanci societari. Tale aspetto risulta ancor più rilevante in un contesto come quello attuale - in parziale discontinuità con il recente passato - nel quale gli operatori infrastrutturali saranno chiamati a programmare e realizzare nuovi e importanti investimenti per fronteggiare le sfide connesse alla sicurezza degli approvvigionamenti, alla diversificazione delle fonti nonché alla transizione energetica (con particolare riferimento alle infrastrutture nazionali di trasporto, stoccaggio e rigassificazione). Va inoltre evidenziato come un approccio di tipo *forward looking* sembri maggiormente coerente nella prospettiva dell'adozione di un ROSS-integrale in cui la spesa riconosciuta si baserà sulla analisi dei *business plan* degli operatori (che rimuoverebbe a priori eventuali timori di avere tassi di capitalizzazioni influenzati da c.d. *capex bias*).

Alla luce di quanto sopra, nelle osservazioni al documento di consultazione 317/2022/R/com la scrivente Società ha proposto che i tassi di capitalizzazione nozionali siano definiti a partire dalle previsioni di spesa formulate dagli operatori per il periodo di regolazione successivo (che potrebbe consentire una valutazione su un orizzonte di 4-5 anni). Qualora l'Autorità ritenesse comunque opportuno basare il tasso di capitalizzazione su dati storici recenti con qualche aggiustamento sulla base di valutazioni *forward-looking*, tale impostazione si ritiene in linea di principio percorribile ferma restando la necessità dei necessari approfondimenti in merito al grado di flessibilità da effettuarsi nelle scelte relative ai singoli servizi regolati relativamente al peso da dare alle valutazioni prospettiche rispetto alle valutazioni retrospettive.

In tale ambito si rinnova la necessità di poter prevedere, come prospettato anche dalla stessa autorità nel documento di consultazione, tassi differenziati per singola impresa. Infatti, in virtù delle diverse dimensioni e caratteristiche degli operatori (anche all'interno di uno stesso settore), possono essere presenti strutture di costo di partenza potenzialmente molto diverse tra loro nonché necessità di investimenti significativamente differenti nell'orizzonte del periodo di regolazione (che in funzione delle iniziative da implementare potrebbero considerare tipologie di spesa tra loro molto differenti). L'adozione di tassi di capitalizzazione medi per settore, scollegati dalla previsione di spesa del singolo operatore, potrebbero al contrario produrre effetti indesiderati di sovra/sottocapitalizzazione rispetto alla spesa effettiva, aspetto che il nuovo meccanismo regolatorio intende risolvere.

Infine, in merito alla definizione dei tassi nozionali si ritiene che eventuali *target* in termini di ripartizione della spesa (volti a eliminare potenziali effetti di *capex bias* assunti per qualche operatore) che il Regolatore intenderà promuovere siano introdotti in modo graduale, secondo un percorso progressivo.

7. Allineamento dei criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas

S8. Osservazioni rispetto alle ipotesi di allineamento dei criteri di regolazione.

In linea di principio, si ritiene che - rispetto a quanto osservato in altri sistemi - i criteri di regolazione oggi applicati in Italia nei settori del gas naturale e dell'elettricità presentino nella sostanza un livello di uniformità molto elevato, e che le differenze comunque in essere producano in larga parte effetti marginali. In tale prospettiva, anche al fine di salvaguardare la stabilità e la visibilità della regolazione, sulla cui base e affidamento (come rilevato dalla stessa Autorità) sono state assunte importanti decisioni di investimento del passato, si ritiene opportuno che la riflessione sui termini di ulteriore uniformità che potranno essere introdotti si concentri prevalentemente - più che sul trattamento dello *stock* del capitale esistente - sui criteri di regolazione da applicare alla nuova spesa nell'ambito della riforma in corso sulle logiche della regolazione. Alla luce di quanto sopra si ritiene necessario mantenere quanto più possibile la stabilità dei criteri passati applicati allo *stock* di capitale esistente alla data di *cut-off*, nonché di alcuni elementi di differenziazione tra i diversi settori in considerazione delle specificità dei singoli business (come avviene peraltro nell'ambito

della regolazione del tasso di remunerazione riconosciuto) e ove opportuno a livello di impresa.

In tale prospettiva, si ritiene necessario prevedere una conferma dei trattamenti in essere quantomeno per il settore delle infrastrutture gas di valenza nazionale (trasporto, stoccaggio e rigassificazione) a tutela della prevedibilità e della stabilità della regolazione nonché del relativo costo dei servizi (i.e. opzione CO.A presentata nel documento di consultazione n. 317/2022/R/com).

Relativamente agli aspetti riportati nel documento di consultazione in merito all'allineamento dei criteri nell'ambito della spesa sostenuta dopo il *cut-off* si osserva quanto segue.

Con riferimento al perimetro dei costi operativi non-riconoscibili: si ritiene opportuno prevedere che, seppur nell'ambito di un quadro armonizzato più generale, continuino ad essere fatte salve eventuali specificità dei differenti servizi, oltre che a livello di settore anche di singola impresa.

In merito all'ammortamento di cespiti entrati in esercizio dopo il *cut-off*, l'orientamento dell'Autorità di prevedere che, ai fini del calcolo dell'ammortamento, in ciascun anno la quota *slow money* sia disaggregata in n tipologie di cespiti (in base alla composizione della spesa per gli investimenti dell'anno entrati in esercizio nello stesso anno) si ritiene percorribile nella prospettiva di meglio riflettere l'effettivo ammontare degli ammortamenti. Infatti, tale approccio pur generando un inevitabile allontanamento dalla più puntuale attribuzione prevista dalla regolazione in essere (che sarebbe comunque insito nella nuova metodologia a meno di correzioni *ex-post*) consentirebbe di mantenere un più diretto "ancoraggio" dei dati regolatori ai dati contabili. Tuttavia si ribadisce come, in relazione alle modalità di disaggregazione della quota di *slow money* tra le diverse categorie di cespiti ed al trattamento più opportuno da considerare per i lavori in corso nell'ambito della nuova logica di regolazione, si ritenga opportuno fare riferimento alla composizione della spesa effettuata nell'anno comprensiva dei lavori in corso (quantomeno per i soggetti per i quali si prevede l'applicazione del ROSS-integrale) al fine di assicurare maggiore coerenza applicativa della nuova metodologia basata sulla spesa totale. Tale approccio, inoltre, si caratterizzerebbe per una maggiore semplicità di applicazione eliminando progressivamente la necessità di un trattamento differenziato per i lavori in corso. In tal senso andrebbe semplicemente previsto che le spese non capitalizzate (lavori in corso) fino all'avvio della nuova regolazione (i.e. 31.12.2023) siano considerate nella determinazione ed aggiornamento della c.d. *legacy* RAB, in relazione alla data di entrata in esercizio dell'asset, mentre tutte le spese di capitale effettuate successivamente a tale *cut-off date*,

indipendentemente dalla capitalizzazione/entrata in esercizio, verrebbero invece utilizzate per la determinazione della spesa totale riconosciuta da suddividere in quota *fast* e *slow money* secondo le nuove logiche di regolazione.

In relazione alle vite utili regolatorie, si ritiene percorribile un allineamento per i nuovi investimenti delle vite utili dei cespiti che non riflettono le specificità di settore o servizio, come riportate nel documento di consultazione, secondo le durate indicate.

Infine in merito alle vite utili dei cespiti specifici di ciascun servizio da determinare in occasione della definizione delle regolazioni specifiche di ciascun servizio, si coglie l'occasione per ribadire la necessità di prevedere nuove categorie per far fronte a esigenze specifiche: 25 anni (inferiore a quella oggi prevista per la categoria "Metanodotti") per gli allacciamenti alle FSRU realizzate al fine di favorire una maggiore sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti energetici dell'Italia ai sensi del Decreto Legge 17 maggio 2022 n.50 e 10 anni per investimenti in migliorie da utilizzare per interventi finalizzati ad estendere la vita utile dei metanodotti esistenti, come peraltro risultante dagli orientamenti dell'Autorità espressi nel documento di consultazione n. 502/2022/R/gas.

8. Trattamento dell'inflazione

S9. Osservazioni rispetto al trattamento dell'inflazione.
--

Con riferimento all'inflazione, si ritiene che sia il deflatore degli investimenti fissi lordi che il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati rappresentino indici di buona qualità per intercettare le dinamiche inflattive riferite rispettivamente alle spese di capitale e operative.

Si condivide l'approccio proposto dall'Autorità nell'ambito della presente consultazione di utilizzare l'inflazione attesa in sede di definizione dei ricavi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi tariffari procedendo successivamente ad opportuni meccanismi di conguaglio basati sui dati effettivi di inflazione rilevati a consuntivo.

9. Distribuzione del Gas naturale

S11. Osservazioni rispetto a specificità del servizio di distribuzione del gas naturale.

Nessuna osservazione

10. Meccanismi di gestione delle incertezze

S11. Osservazioni rispetto ai meccanismi di gestione delle incertezze.

Con riferimento alla definizione e all'applicazione dei meccanismi per la gestione delle incertezze, si ritiene condivisibile prevedere che le valutazioni di dettaglio su quali introdurre e sulle relative modalità di funzionamento possa avvenire in occasione della regolazione di ciascun servizio, prevedendo altresì eventualmente una possibile differenziazione a livello di singola impresa in relazione alle necessità riferite alla specifica spesa di ciascun operatore.

Si accoglie favorevolmente la proposta dell'Autorità di dare continuità ai criteri di regolazione sin qui adottati in relazione a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale (fattore Y).

Si ritiene altresì condivisibile in linea di principio la proposta dell'Autorità di introdurre un meccanismo di tipo *volume driver* che consenta di aggiustare la *baseline* dei costi operativi per riflettere le variazioni dei costi rispetto alla *baseline* dell'anno precedente, in caso di aumenti delle dimensioni del servizio conseguenti agli investimenti che per loro natura non possano essere intercettati dal meccanismo di *price-cap* (fattore Z). Si segnala tuttavia la necessità di prevedere come tale fattore debba essere attivabile indipendentemente dalla tipologia di investimento realizzato (i.e. non necessariamente esclusivamente a interventi finalizzati alla transizione energetica, in quanto costi incrementali si potrebbero generare anche per investimenti finalizzati alla *carbon neutrality* e altre tipologie di interventi giustificati da finalità differenti e.g. sicurezza o continuità del servizio).

Non si ritengono al contrario condivisibili gli orientamenti secondo cui per l'attivazione di tali fattori Y e Z sia richiesto il superamento di una soglia predeterminata di materialità, indicata nel documento di consultazione nell'ordine dell'1,5% dei ricavi tariffari.

Tale soglia non si ritiene giustificabile in quanto contraria alle finalità stesse per cui tali fattori vengono proposti, ossia il riconoscimento di costi conseguenti all'ampliamento del perimetro delle attività regolate in oggetto, oltre che in termini di entità in quanto i valori *trigger* proposti non consentirebbero alle imprese di ottenere la copertura di costi incrementali fino al concorrere di ammontari molto elevati (e.g. ca. 30 M€ per l'attività di trasporto gas e ca. 7,5 M€ per l'attività di stoccaggio). Tale approccio andrebbe ad erodere tutti gli sforzi messi in campo dalle imprese per l'efficientamento della propria spesa, in contrasto con i meccanismi e le finalità della regolazione ROSS.

Con riferimento all'introduzione di ulteriori meccanismi di gestione delle incertezze, in analogia a quanto applicato nel Regno Unito si ritiene opportuno individuare adeguati processi di "*re-opener*" della spesa (ed eventualmente del tasso di capitalizzazione), anche di natura "eccezionale", sia su orizzonti prestabiliti *ex-ante* che con eventuali logiche *trigger* per variazioni oltre determinate soglie (per poter fattorizzare variazioni di spesa non prevedibili *ex-ante* quali ad esempio quelle verificatesi recentemente in seguito alla pandemia COVID e/o alla necessità di particolari investimenti).

Infine, si ritiene opportuno valutare per alcune tipologie di costo l'applicazione di meccanismi di *Use-it-or-lose-it* (UIOLI) della spesa, in relazione a particolari iniziative per le quali sussiste una particolare incertezza sulla possibilità di un loro avvio o meno per motivi non nel pieno controllo dell'impresa.

Si ritiene che tutti questi meccanismi dovrebbero poter trovare applicazione nella metodologia ROSS sia nella sua forma base che integrale.