

**RISPOSTA DI 2i RETE GAS S.p.A. AL  
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 655/2022/R/com**

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

**OSSERVAZIONI GENERALI**

2i Rete Gas formula di seguito le proprie osservazioni in merito agli orientamenti finali dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito anche solo Autorità o ARERA) illustrati nel documento per la consultazione 655/2022/R/com (di seguito, per semplicità, anche solo DCO), relativamente ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base.

Si evidenzia in via preliminare che, pur consapevoli della complessità della materia, ci si sarebbe attesi che il presente DCO, che rappresenta il terzo *step* consultivo ai fini del disegno della disciplina ROSS-base, contenesse ulteriori approfondimenti in relazione a specifiche tematiche inerenti ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo il nuovo approccio. Ciò al fine di poter corrispondentemente fornire contributi e osservazioni riguardo ad aspetti ed elementi che è parso siano rimasti sin qui assai poco dettagliati, al di là dell'enunciazione di alcuni criteri, anche - e in particolare - in riferimento alle peculiarità della distribuzione gas; aspetti ed elementi che invece si ritiene dovrebbero essere meglio delineati per poterne valutare, lato operatori, le effettive modalità applicative.

Anche i contenuti dello schema di articolato reso disponibile dopo la pubblicazione del DCO non pare aiutino molto nella comprensione di come, in pratica, sarà applicato il nuovo modello regolatorio.

Su qualche aspetto riguardante l'impostazione pluri-settoriale (ad es. le modalità immaginate dall'Autorità circa l'applicazione degli incentivi all'efficienza), si sono potuti cogliere taluni chiarimenti in occasione dell'incontro tecnico organizzato dagli uffici dell'Autorità il 17 gennaio scorso con associazioni di settore delle imprese infrastrutturali; ma anche con tali chiarimenti si ritiene che il quadro delineato sia ancora caratterizzato da importanti elementi non definiti, che possono notevolmente influire sulle valutazioni riguardo alla praticabilità e agli effetti della nuova metodologia.

Il DCO introduce, peraltro, ulteriori aspetti (alcuni dei quali non delineati nei precedenti DCO e/o seminari, come la proposta di modifica della durata dei periodi regolatori di alcuni servizi), restituendo un quadro della disciplina ROSS-base che sembra ancora incompleto e poco chiaro. Infatti, per alcuni elementi/parametri di rilievo (quali i tassi di capitalizzazione e lo *sharing* delle efficienze) sono fornite esclusivamente indicazioni a livello generale sulla modalità di calcolo (pur con qualche esempio meramente illustrativo reso disponibile in occasione del citato incontro tecnico del 17 gennaio scorso), dal momento che i dettagli per l'effettiva determinazione degli stessi saranno definiti nell'ambito delle regolazioni specifiche di ciascun servizio.

Pur comprendendo, come più sopra ricordato, la complessità del procedimento in corso e l'inopportunità di individuare, già nel provvedimento quadro denominato TIROSS, una soluzione unica per tutti i servizi infrastrutturali alla luce delle differenze che caratterizzano ognuno di essi, risulta

quindi assai difficile, allo stato attuale, sviluppare adeguate valutazioni in merito a quanto delineato ed esprimersi compiutamente sulle soluzioni prospettate, i cui effetti potrebbero risultare anche molto differenti a seconda delle modalità secondo cui saranno declinati gli aspetti ad oggi non ancora definiti. Ciò in quanto molti aspetti, elementi e parametri dirimenti (rilevabili solo tramite analisi/simulazioni numeriche in grado di mostrare i reali risvolti gestionali, economici e/o tariffari, potenzialmente anche molto differenti tra loro) risulteranno evidenti solo alla definizione delle specifiche regolazioni settoriali, ossia in un momento in cui le regole quadro relative ai predetti elementi/parametri risulterebbero già definite e molto più difficilmente modificabili o emendabili.

Con specifico riferimento al settore della distribuzione gas, come peraltro già evidenziato in occasione delle osservazioni ai due precedenti DCO in argomento (615/2021/R/com e 317/2022/R/com), si ha l'impressione che il modello ROSS risulti di ancor più complessa applicazione, per le peculiarità che, anche per specifici elementi normativi (come ad es. l'affidamento del servizio per ambito territoriale), caratterizzano il servizio di distribuzione del gas, e non soltanto per gli aspetti indicati nel paragrafo 13.3 del DCO come meritevoli di maggiore approfondimento e relativi al trattamento delle future spese di capitale e delle modalità di restituzione del capitale investito esistente alla data di *cut-off*.

Con ciò non si intende sostenere l'impossibilità e/o l'inopportunità di prevedere un approccio del tipo ROSS per la distribuzione gas, ma solo evidenziare che, prima della sua eventuale applicazione, dovrebbero essere ben analizzati e raccordati gli aspetti di nuova introduzione rispetto a quelli che caratterizzano il settore, per come configurato anche dal punto di vista normativo e assoggettato ad un regime di affidamento competitivo (con regole articolate e particolari, definite, per molti ed importanti aspetti, in riferimento al sistema tariffario oggi in essere).

Come già evidenziato nelle osservazioni (cui si rimanda) formulate in occasione delle due precedenti consultazioni in argomento, quello relativo alla "sovrapposizione" del modello ROSS ai risultati dei successivi affidamenti a gara si ritiene costituisca uno degli aspetti di maggiore complessità. E relativamente alle procedure competitive di affidamento del servizio di distribuzione (oggi del gas naturale, entro pochi anni anche della distribuzione elettrica), considerando che diversi dei parametri ed elementi sulla base dei quali vengono presentate le offerte risultano strettamente correlati all'impostazione tariffaria in essere, non si può infatti non evidenziare che, per l'entrata in vigore del nuovo approccio regolatorio ROSS (base e/o integrale), risulterebbe indispensabile dar corrispondentemente e contestualmente corso ad una revisione e aggiornamento, a livello normativo, anche di alcuni parametri ed elementi oggetto di offerta<sup>1</sup>. In altre parole: ove il modello tariffario di riferimento evolva e cambi, dovrebbe risultare necessaria, se non inevitabile, una corrispondente revisione degli elementi di offerta che determinano l'aggiudicazione delle gare<sup>2</sup>.

Inoltre, in riferimento all'attenzione indicata nel Quadro strategico 2022-2025 dell'ARERA<sup>3</sup> alle dinamiche

---

<sup>1</sup> Solo a titolo di mero esempio, in luogo di alcuni dei parametri in base ai quali vengono aggiudicate le gare (e/o in aggiunta agli altri, come l'offerta di sconto sul  $\Delta$ VIR-RAB che potrebbe assumere una valenza diversa per gli investimenti effettuati successivamente all'entrata in vigore dell'approccio ROSS), potrebbe essere prevista, nell'interesse dei clienti e utilizzatori finali, l'offerta di percentuali di *sharing* migliorative rispetto a quelle di riferimento previste nella regolazione tariffaria.

<sup>2</sup> In relazione a ciò, nell'ambito dell'attuazione di quanto previsto dall'art. 6, comma 4, della recente legge 118/2022 ("Legge annuale per il mercato e la concorrenza"), che prevede, sentita l'ARERA, l'aggiornamento dei criteri di gara di cui al D.M. 226/11, l'Autorità potrebbe magari cominciare ad evidenziare la tematica, in modo che i competenti Ministeri possano auspicabilmente già prefigurare, nell'aggiornamento da porre in atto, le successive evoluzioni che dovranno essere applicate una volta che entrerà in vigore il nuovo approccio e modello della regolazione tariffaria di riferimento.

<sup>3</sup> Cfr. ambito "C" degli obiettivi individuati nel Quadro strategico 2022-2025.

di rinnovo delle concessioni, non solo per le gare delle concessioni del servizio di distribuzione gas ma anche per quelle di assegnazione delle nuove concessioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (previste dal D.Lgs. 79/99 - c.d. "Decreto Bersani" - a partire dal 2025), per lo sviluppo dell'obiettivo strategico OS.26 si ritiene che sarebbe opportuno, nella definizione della regolazione specifica di applicazione del modello ROSS al servizio di distribuzione dell'energia elettrica, che la stessa fosse valutata:

- riguardando la prospettiva, entro pochi anni, di affidamenti di questo servizio non come unica concessione nazionale (quindi non per azienda), ma su base territoriale, per ambito geografico<sup>4</sup>;
- prevedendo, quindi, soluzioni "omologhe" a quelle della distribuzione gas (anche per abilitare più agevolmente possibili future forme di sovrapposizione e convergenza, su base territoriale, nella gestione delle reti di distribuzione elettrica e gas, come reti di distribuzione energetiche).

Come pure evidenziato in occasione delle osservazioni al DCO 317/2022/R/com, si ritiene infine essenziale rimarcare sin d'ora la necessità che, in sede di futura definizione della regolazione specifica di settore, il nuovo modello regolatorio escluda applicazioni con efficacia retroattiva, non solo - come già delineato - riguardo il trattamento regolatorio passato, ma anche riguardo gestioni d'ambito (al momento solo per la distribuzione gas) in precedenza già assegnate a gara sulla base dell'impostazione tariffaria oggi vigente (di fatto recepita nella *lex specialis* di gara e quindi a base dell'affidamento), in modo da consentire che, sino al termine dell'affidamento di 12 anni, siano salvaguardati gli impegni assunti per la partecipazione alla gara, divenuti vincolanti nei confronti degli enti concedenti con l'aggiudicazione e l'avvio della gestione. Diversamente, gli operatori si troverebbero nella condizione di dover onorare gli impegni assunti sulla base di un modello regolatorio di fatto "incorporato" nelle regole di affidamento, senza possibilità alcuna di modificarli per poterli adeguare a condizioni ed effetti del nuovo sistema tariffario e rischiando, quindi, di trovarsi esposti a possibili e ingiustificate penalizzazioni economiche.

Ad ogni modo, è comprensibile e si ritiene ragionevole che il disegno della "cornice" di principi e criteri del nuovo modello di riconoscimento dei costi sia delineato, nelle sue linee generali, con riferimento a tutti i servizi infrastrutturali, distribuzione gas inclusa. Come meglio specificato in risposta allo spunto per la consultazione S.10, si ritiene tuttavia fondamentale che, una volta affrontati gli aspetti del ROSS di più immediata o rapida applicabilità (relativi ai servizi per i quali tale approccio verrà applicato già a partire dal 2024), l'ARERA si dedichi ad approfondire, auspicabilmente confrontandosi con gli operatori della distribuzione, le peculiarità e le ulteriori complessità relative ad un'applicazione del modello ROSS-base alla distribuzione gas, anche in considerazione di aspetti che, entro pochi anni, si presenteranno similmente per le procedure competitive di assegnazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Si riportano di seguito le risposte ai singoli spunti per la consultazione.

\* \* \*

---

<sup>4</sup> In base a quanto stabilito dal D.Lgs. 79/99, anche gli affidamenti competitivi della distribuzione elettrica (con procedure da indire nel quinquennio antecedente la scadenza del 31.12.2030, quindi a partire dal 2025) saranno riferiti a realtà/ambiti territoriali di dimensione "non inferiore al territorio comunale e non superiore a un quarto di tutti i clienti finali". Quindi un modello ROSS implementato per l'intera azienda senza tener conto dei suoi ambiti territoriali di operatività presenterebbe problematiche analoghe a quelle che si evidenziano oggi per la distribuzione gas in relazione alle gare d'ATEM.

***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.***

La proposta dell'ARERA di raccogliere i principi generali e i criteri comuni della regolazione tariffaria per obiettivi di spesa e servizio in uno specifico testo integrato, avente una validità temporale che abbraccia più periodi regolatori dei singoli servizi, appare ragionevole e condivisibile, nella prospettiva che una simile soluzione possa ricondurre i diversi servizi infrastrutturali ad una visione della regolazione coordinata ed uniforme.

Per contro, una durata del periodo regolatorio fissata in quattro anni per tutti i servizi, oltre a rappresentare una proposta del tutto nuova e mai prefigurata in precedenza nel corso delle prime due consultazioni, potrebbe essere di dubbia efficacia e risultare poco rispondente alla necessità, evidenziata nel DCO (cfr. punto 6.3), di garantire stabilità - e conseguente maggiore prevedibilità - regolatoria. Infatti, dato che la cornice di principi e di criteri fissata con il TIROSS (pur per un periodo - di 8 anni - più esteso della durata del periodo regolatorio di ogni servizio) rimanda alle regolazioni specifiche di ciascun settore e che, quindi, le disposizioni specificamente applicabili ai diversi servizi risultano fissate solo in occasione della definizione delle disposizioni valide per il periodo regolatorio quadriennale di ciascun servizio, la rimodulazione a 4 anni della durata del periodo regolatorio per un settore, come la distribuzione gas, ad oggi caratterizzato da una durata di 6 anni, potrebbe comprimere l'orizzonte prospettico di visibilità e prevedibilità, a discapito dell'obiettivo di favorire la stabilità regolatoria. Riduzione di visibilità e prevedibilità che andrebbe altresì ad accentuare la complessità e le incertezze già insite nella predisposizione dei piani economico-finanziari per la partecipazione alle gare d'ATEM, da elaborare sull'intero periodo di affidamento e quindi per 12 anni dall'avvio del servizio (peraltro anche successivo di qualche anno rispetto al momento di elaborazione dell'offerta e del relativo piano economico-finanziario).

Se infatti è pur vero che ad oggi il periodo regolatorio di sei anni prevede un aggiornamento infra-periodo dopo tre anni (circoscritto ad alcuni parametri), è anche da considerare che l'insieme e il dettaglio delle regole attualmente stabilite con l'avvio di un nuovo periodo regolatorio è comunque sufficientemente completo per consentire, a meno dei possibili aggiustamenti di metà periodo, una congrua prevedibilità su un orizzonte di 6 anni; prevedibilità che non è detto sia ancora al pari possibile con la riduzione della durata del periodo regolatorio a 4 anni, laddove principi e criteri generali fissati con il TIROSS non consentano di effettuare previsioni almeno analoghe a quelle oggi possibili con la fissazione delle regole di periodo all'inizio del periodo regolatorio stesso.

Infatti, ferme restando le attese di mantenimento di coerenza, nell'arco del periodo di validità del TIROSS, nelle scelte compiute dal Regolatore, senza radicali "cambi di rotta" nel passaggio da un periodo all'altro, sembra ragionevole ipotizzare che gli aggiornamenti nell'ambito di un medesimo periodo regolatorio (quand'anche suddiviso in 2 sotto-periodi) possano risultare meno rilevanti rispetto alle variazioni che possono essere poste in atto in occasione dell'avvicendamento tra periodi diversi. Di conseguenza, alla luce di quanto sin qui delineato nelle consultazioni svolte, non sembrerebbe possibile equiparare, nella sostanza, un intero periodo regolatorio di durata quadriennale (quale quello proposto dal DCO) a un semiperiodo di estensione triennale (come quelli attualmente previsti dalla

RTDG, con specifico riferimento alla distribuzione gas). Ciò, ovviamente, a meno che la “cornice” delineata con il TIROSS per 8 anni metta gli operatori in condizioni di disporre di un insieme di elementi paragonabile a quelli di cui oggi gli stessi operatori dispongono in occasione dell'avvio di un nuovo periodo regolatorio (di 6 anni per la distribuzione gas).

D'altra parte, pur individuando la disciplina del TIROSS - secondo quanto indicato nel DCO - solo la "cornice" entro cui sarebbero poi definite le regolazioni specifiche di ciascun servizio, in occasione dell'incontro tecnico organizzato dagli uffici dell'Autorità il 17 gennaio scorso con associazioni di settore delle imprese infrastrutturali, è parso di intendere che l'ARERA ritenga poco opportuno valutare periodi di validità dello stesso TIROSS di durata più ampia di 8 anni, in considerazione del fatto che una durata più ampia non risulterebbe proporzionata alla durata di una consiliatura dell'Autorità e potrebbe vincolare per un periodo eccessivo la consiliatura successiva.

Pur comprendendo, in linea generale, tale considerazione, nel caso specifico si osserva che con l'approvazione del TIROSS a due anni dal termine dell'attuale consiliatura, gli 8 anni della relativa disciplina si estenderebbero di fatto quasi per intero anche alla consiliatura successiva. Pertanto, nell'ottica di adottare una soluzione che risulti quanto più possibile idonea a concretizzare stabilità e prevedibilità regolatoria, si invita l'Autorità a rivalutare un periodo di validità dello stesso TIROSS di durata un po' più ampia di 8 anni, ad esempio 12 anni, quale comune multiplo delle attuali durate dei periodi regolatori dei diversi servizi, che potrebbe più flessibilmente anche consentire il mantenimento delle durate dei periodi regolatori attualmente previste (quindi 6 anni per la distribuzione gas).

Per quanto riguarda invece la possibilità di procedere ad eventuali affinamenti infra-periodo della disciplina ROSS, in linea generale ciò appare comprensibile e ragionevole, anche se si ritiene che tale possibilità dovrebbe essere preventivamente inquadrata e predeterminata, individuandone le casistiche di ricorrenza e gli ambiti di intervento, sempre nell'ottica di garantire trasparenza, nonché stabilità e prevedibilità regolatoria.

## ***S2. Osservazioni sull'impostazione generale del sistema tariffario nel contesto ROSS.***

Quanto prospettato in merito alla determinazione della tariffa per l'uso dell'infrastruttura (come del resto anche per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi delle imprese) è rappresentato in maniera molto sintetica e non sembra introdurre nuovi elementi concettuali rispetto a quelli già in essere, quantomeno per alcuni servizi regolati.

Inoltre, le esemplificazioni riportate nei Box 1 e 2 non appaiono di agevole lettura e interpretazione.

Con specifico riferimento al funzionamento dei meccanismi perequativi, anch'esso esposto sinteticamente al paragrafo 7.11, si osserva come la proposta di attivare le componenti di perequazione nell'anno  $t+3$  (con  $t$  anno di determinazione della tariffa e  $t+1$  anno di sua applicazione) si tradurrebbe, almeno per il servizio di distribuzione del gas, nello spostare avanti di un anno il momento della regolazione delle partite economiche rispetto a quanto attualmente previsto ( $t+2$ ); un altro effetto di tale spostamento in avanti sarebbe quello di “disallineare” il momento in cui avviene la perequazione rispetto a quello in cui sono determinate le tariffe definitive per il servizio di distribuzione gas: infatti, mentre la perequazione dei ricavi si svolgerebbe nell'anno  $t+3$  (quindi due anni dopo la sua applicazione), in base a quanto si comprende dal DCO, la determinazione delle tariffe definitive

continuerebbe ad avvenire nel t+2.

In proposito si ritiene che il bilanciamento dei ricavi tariffari dell'anno t+1 (per le tariffe determinate nell'anno t), garantito tramite i meccanismi di perequazione, debba continuare ad essere definito nell'anno t+2, quindi nell'anno successivo a quello di applicazione della tariffa, e non possa essere posticipato di un anno, dato che, per la distribuzione gas, questo rappresenterebbe un notevole passo indietro rispetto alla situazione attuale.

Con riferimento all'ipotesi di prevedere, nelle regolazioni specifiche di ciascun servizio, la possibilità di introdurre meccanismi di perequazione in acconto, in linea di principio pare ragionevole, ma anche tale proposta andrebbe delineata con maggior dettaglio, così da poterne valutare adeguatamente le implicazioni, i riflessi e gli effetti.

Infine, come emerso dalle segnalazioni effettuate in occasione del *focus group* del 17 gennaio u.s., si intende far presente che la previsione ex art. 6.4 della bozza di TIROSS andrebbe meglio esplicitata, in relazione a quanto previsto dalla normativa in tema di valorizzazione dei cespiti in esito alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas. Al riguardo, ferma restando l'applicabilità della normativa di settore, al fine di evitare qualsiasi equivoco e/o fraintendimenti, sarebbe opportuno che nella delibera di approvazione del TIROSS e nella versione finale del testo integrato stesso fosse adeguatamente chiarito tale aspetto in riferimento al servizio di distribuzione gas e alle acquisizioni effettuate nel contesto delle gare di affidamento per ATEM.

Da ultimo, in merito a quanto indicato al punto 7.3 del DCO circa i contributi di connessione<sup>5</sup>, si ricorda, per completezza, che il relativo procedimento per la distribuzione gas, avviato anni addietro (cfr. deliberazione ARG/gas 42/11), non è mai stato concluso.

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

Ci si permette, innanzitutto, di osservare che quanto espresso al paragrafo 8.5 del DCO<sup>6</sup> non sembra così improntato al principio di neutralità tecnologica ed efficienza delle soluzioni nel perseguire gli obiettivi, cui si ritiene dovrebbe attenersi un Regolatore e che sembra denotare, già in partenza, una posizione "discriminatoria" nei confronti del settore gas. Potrebbe infatti risultare discutibile affermare che gli investimenti (elevati) riguarderanno esclusivamente il settore elettrico e limitarsi invece a definire come "problemi" gli analoghi aspetti inerenti al settore del gas, peraltro circoscrivendoli alla sola questione della sostituibilità dei gas convenzionali con quelli di tipo rinnovabile che, comunque, anche in logica di transizione energetica, parrebbe più corretto inquadrare come opportunità piuttosto che come problema.

In tal senso, si evidenzia - come da più parti ormai comunemente riconosciuto anche alla luce degli eventi più recenti e come in altre occasioni affermato anche dall'Autorità - che un'efficace ed efficiente transizione energetica potrà essere realizzata solamente attraverso un approccio sistemico,

---

<sup>5</sup> Cfr. DCO (pag. 10): "7.3 I criteri per la determinazione dei contributi per le connessioni (...) sono disciplinati nell'ambito della regolazione specifica di ciascun servizio".

<sup>6</sup> Cfr. DCO (pag. 13): "8.5 Mentre per il settore elettrico si prospetta un periodo di elevati investimenti, è ragionevole assumere che per il settore del gas i problemi potranno essere connessi con la graduale sostituzione del gas naturale con vettori energetici compatibili con gli obiettivi di decarbonizzazione e con la concreta possibilità di utilizzare gas rinnovabili come sostituti".

integrando le differenti tipologie di infrastrutture e vettori al fine di trarne i rispettivi benefici e mitigarne le corrispondenti criticità, anche in ottica di economicità di impiego delle risorse economiche.

Potrebbe peraltro risultare fuorviante e/o distorsivo impostare la nuova regolazione ROSS sulla base di aspettative di investimento fondate su considerazioni generiche, del tipo di quella sopra commentata, riguardo l'ammontare degli investimenti previsti nei differenti comparti e, di riflesso, sull'entità del contributo che i diversi settori riusciranno a prestare al sistema ai fini della decarbonizzazione.

Passando, invece, al tema della valutazione della sostenibilità finanziaria degli investimenti, si osserva che la maggior parte degli indicatori prospettati (cfr. Figura 1 del DCO) corrispondono, in effetti, a quelli utilizzati dalle principali agenzie di *rating* per valutare il rischio di credito delle società regolate italiane; risultano, tuttavia, meno familiari quelli denominati "*AICR (Adjusted Interest Coverage Ratio)*" e "*Nominal PMICR (Post Maintenance Interest Coverage Ratio)*" e sarebbe pertanto necessario che l'ARERA fornisse maggiori chiarimenti riguardo alle relative modalità di calcolo e funzionamento, nonché in merito al loro utilizzo.

Per quanto poi riguarda la formula di calcolo del *gearing*, si concorda con l'utilizzo di un indicatore fondato sulla RAB, anziché sulla somma tra *equity* contabile e debito, secondo un approccio che pare più idoneo a rappresentare tale grandezza.

Ad ogni modo, considerata la portata innovativa della proposta dell'ARERA, si reputa condivisibile e auspicabile che l'eventuale introduzione di strumenti di valutazione della finanziabilità sia esaminata ed approfondita nell'ambito di specifici tavoli di lavoro con gli *stakeholders*, in occasione dei quali poter valutare maggiori dettagli/elementi in merito agli strumenti di analisi che l'ARERA ipotizza di introdurre, nonché alle esigenze di gestione, con modalità riservate, delle informazioni e dei dati comunicati dalle imprese (a tal riguardo, si rinvia a quanto commentato in risposta allo spunto S.5).

***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?***

La proposta di acquisire dalle imprese proiezioni di dati economico-patrimoniali su un orizzonte pluriennale, almeno pari alla durata del periodo regolatorio (per l'esattezza su 5 anni, per quanto desumibile dagli schemi previsionali riportati nelle Tabelle 1, 2 e 3 del DCO), appare, in linea generale, comprensibile e ragionevole per servizi gestiti in continuità/*perpetuity* quali la trasmissione elettrica e il trasporto gas, ma non sembra altrettanto adeguata per un servizio come quello della distribuzione gas (e a tendere anche della distribuzione elettrica). Quest'ultimo è infatti oggetto di affidamenti competitivi a mezzo gara, di cui non è possibile prevedere l'esito e quindi neppure predeterminarne l'effetto in un conto economico e in uno stato patrimoniale previsionali caratterizzati da un orizzonte temporale pluriennale quale quello ipotizzato in consultazione.

Infatti, se le previsioni relative al primo anno potrebbero mostrarsi sufficientemente attendibili (anche se, di fatto, nel consuntivo alcuni valori tendono a discostarsi molto da quanto preventivato, come ad esempio accade per i costi di capitale), in relazione agli anni successivi verrebbero compiute solo delle stime per le quali sarebbe necessario effettuare aggiornamenti periodici (anche più volte nel corso dell'anno) a seconda delle aspettative, delle assunzioni e della strategia di *business* adottata

dal singolo operatore. Pertanto, a meno di non poter periodicamente modificare gli schemi previsionali trasmessi all'ARERA, le informazioni fornite si dimostrerebbero ben presto poco attendibili e, anzi, potenzialmente fuorvianti, dando luogo a una politica tariffaria non efficace, inadeguata e magari anche distorsiva.

Va inoltre considerato che gli schemi presentati nel DCO per l'acquisizione dei dati di spesa riguardano un periodo di 5 anni, ossia leggermente più lungo di quella che sarebbe la durata del periodo regolatorio proposta nel DCO per i vari servizi infrastrutturali (4 anni); ciò introdurrebbe un ulteriore elemento di complessità con specifico riferimento alle stime di spesa per gli anni successivi al termine del periodo regolatorio, per i quali - al momento in cui viene fatta la previsione - non risulterà ancora totalmente nota la disciplina regolatoria.

Appare, poi, quantomeno strano che tra le informazioni richieste agli operatori ci sia anche una previsione dei ricavi derivanti dalle attività regolate (cfr. prima riga della Tabella 1), dal momento che i dati richiesti sono, da ultimo, finalizzati alla determinazione di tale voce.

In ogni caso, resta ferma la necessità che siano chiaramente definite le logiche con cui tali proiezioni dovranno conformarsi ai criteri di redazione dei CAS, oltre al fatto che i dati richiesti e le relative modalità di rendicontazione e/o trasmissione all'ARERA non dovranno introdurre eccessive complessità/oneri in capo agli operatori interessati.

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

Con riferimento alle informazioni che l'ARERA intende raccogliere dagli operatori per valutare la sostenibilità degli investimenti, si ritiene necessario temperare gli interessi di tutti i soggetti coinvolti, assicurando all'Autorità di disporre di dati significativi per lo svolgimento delle analisi, nonché garantendo agli operatori di non incorrere in eccessive complessità di rendicontazione e, soprattutto, di non essere danneggiati, rispetto ai propri concorrenti, per effetto della *disclosure* di dati sensibili.

Pertanto, in vista dello svolgimento di ulteriori gare d'ATEM nel futuro, si reputa di fondamentale importanza che tra i dati che saranno oggetto di comunicazione all'ARERA, al di là delle informazioni già desumibili dai bilanci pubblici delle imprese, siano esclusi i dati di natura sensibile e che potrebbero vanificare eventuali vantaggi competitivi degli operatori rispetto ai loro potenziali concorrenti, o quantomeno, si richiede che per tali dati non venga effettuata alcuna *disclosure*/pubblicazione, neanche in forma aggregata.

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

L'ipotesi di un menù di regolazione a scelta differenziata (alto e basso incentivo) sembra, in linea di principio, ragionevole. Altrettanto ragionevole, sempre in linea generale, appare la differenziazione degli *X-factor* in funzione della soluzione incentivante scelta dalle imprese, così come la diversa modulazione delle percentuali di *sharing* delle efficienze nel corso degli anni.

Tuttavia, come commentato nelle *Osservazioni generali*, la proposta dell'ARERA in tema di incentivi all'efficienza risulta abbastanza nuova (una soluzione di tale tipo è stata prospettata, per la prima volta, solo in occasione del *focus group* dello scorso ottobre ed oggetto di qualche ulteriore



chiarimento in occasione del successivo *focus group* del 17 gennaio u.s.) e, nonostante sia stata successivamente resa disponibile la bozza di articolato del TIROSS, il meccanismo risulta ancora piuttosto generale e privo di molti dei necessari elementi di dettaglio per poter svolgere valutazioni più approfondite. Si ritiene, infatti, che la ridotta visibilità delle modalità di determinazione di taluni parametri (quali il coefficiente di *sharing*, nonché le percentuali che individuano la quota relativa alla gestione operativa e quella relativa agli investimenti nell'ambito del recupero di efficienza totale) all'inizio del periodo regolatorio di ciascun servizio non permetta, ad oggi, di effettuare simulazioni/modellizzazioni al fine di valutare compiutamente gli effetti che tale nuovo meccanismo potrebbe produrre, con la conseguenza che risulta attualmente impossibile, a meno che non vengano fornite indicazioni più precise, esprimere un giudizio più circostanziato, di condivisione o meno, sulla proposta dell'ARERA.

Nonostante, inoltre, in occasione del *focus group* del 17 gennaio u.s., l'ARERA abbia reso disponibile un esempio illustrativo che simula, con supporto numerico ipotetico, il funzionamento del meccanismo di efficienza proposto nel DCO con specifico riferimento a un caso di *outperformance* da parte di un'impresa che abbia scelto l'incentivo a basso potenziale, permangono ancora dubbi sul funzionamento del medesimo meccanismo al ricorrere di altre possibili casistiche. Tra queste, ci sono sicuramente quelle che sono state oggetto di quesiti durante il medesimo seminario, ossia un andamento "altalenante" dell'efficienza dell'impresa nel corso del periodo regolatorio (con una spesa effettiva che è inferiore alla *baseline* nel 1° anno del periodo regolatorio, supera la *baseline* nel 2° anno e che poi ancora ne scende al di sotto nel 3° anno, ecc.) oppure di un'impresa che, pur risultando in una condizione di *outperformance* per tutto il periodo regolatorio, registra miglioramenti dell'efficienza via via sempre più ridotti con il passare degli anni. In tal senso, si richiede all'ARERA di fornire ulteriori esempi illustrativi.

In ogni caso non si può fare a meno di rilevare che l'incentivo all'efficienza offerto agli operatori sembra risultare enormemente ridimensionato rispetto all'attuale schema regolatorio (che riguardo alle efficienze conseguite, ad esempio, nell'ultimo anno del periodo di regolazione, ne prevede il trattenimento per l'impresa per intero per il nuovo periodo regolatorio e al 50%, in decrescita, per il periodo regolatorio successivo, mentre con il nuovo approccio proposto il mantenimento delle efficienze conseguite nell'ultimo anno del periodo regolatorio sarebbe trattenuto dall'impresa al 100% solo per un anno). In proposito sembra chiaro che, essendosi ridotti nel tempo i margini di ulteriore efficientamento delle imprese, per promuovere il raggiungimento degli ulteriori efficientamenti conseguibili da parte delle imprese l'incentivo non possa essere inferiore a quello attualmente previsto.

Un ulteriore aspetto da chiarire in merito agli incentivi all'efficienza riguarda, poi, quali accorgimenti saranno adottati nei casi di operazioni societarie in cui si realizzi la fusione di imprese che hanno scelto incentivi all'efficienza di diverso potenziale.

Appare, invece, condivisibile l'ipotesi avanzata di valutare congiuntamente, ai fini della determinazione delle efficienze, la spesa totale relativa ai diversi servizi svolti da una stessa impresa. Tale soluzione rappresenta, infatti, una semplificazione degli adempimenti in capo alle imprese, soprattutto nella prospettiva di accompagnarla anche ad un allineamento/uniformazione delle modalità di redazione dei bilanci *unbundling*, come peraltro previsto nell'obiettivo OS.4 del Quadro Strategico 2022-2025. Si ritiene, ad ogni modo, necessario che venga anche prevista la possibilità di

neutralizzare eventuali effetti negativi sui livelli di efficienza conseguenti al verificarsi di eventi/circostanze al di fuori della sfera di controllo degli operatori.

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

La proposta di basare il tasso di capitalizzazione su dati storici recenti, con aggiustamenti sulla base di valutazioni prospettiche, appare ragionevole, ferma restando la necessità di ottenere ulteriori e più approfonditi dettagli in merito agli elementi *forward-looking* che l'ARERA pensa di considerare, nonché su come si prefigurano di impiegargli all'interno della formula di calcolo del tasso di capitalizzazione. Ciò, anche al fine di meglio comprendere come l'Autorità intenda tenerne conto per settori quali la distribuzione gas (come già precedentemente evidenziato, caratterizzata dagli affidamenti competitivi d'ATEM, con tutte le incertezze e le difficoltà previsionali del caso), nonché per capire come saranno inquadrati, a livello prospettico, le evoluzioni legate alla transizione energetica. La proposta di differenziare i tassi di capitalizzazione per *cluster* in relazione ai servizi di distribuzione appare, in linea generale, condivisibile, anche se, per completare l'analisi, occorrerebbe conoscere più in dettaglio le modalità di caratterizzazione/perimetrazione di tali *cluster*; in tal senso, una delle opzioni percorribili potrebbe essere quella di suddividere le imprese di distribuzione in base alla densità della clientela servita.

Inoltre, come già osservato in risposta ai DCO 615/2021/R/com e 317/2022/R/com e come ricordato anche nelle *Osservazioni generali*, per la distribuzione gas risulterà necessario che la pre-determinazione del tasso di capitalizzazione faccia salvi gli impegni eventualmente già assunti dagli operatori (ad es. offerte relative a gare d'ATEM per la gestione del servizio di distribuzione gas che risultino già concluse e/o in corso di svolgimento al momento in cui si comincerà ad applicare il modello ROSS), evitando, pertanto, che un'applicazione "retroattiva" delle regole del nuovo regime di riconoscimento dei costi produca ingiustificate penalizzazioni per le imprese interessate.

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

In linea generale, si osserva che il progressivo allineamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali gas ed elettrici possa contribuire a creare una visione integrata del sistema energetico, favorendo, in prospettiva, anche la convergenza e il coordinamento degli sviluppi e della gestione di tali servizi, nonché un efficace compimento della transizione energetica.

Con riferimento al trattamento della spesa sostenuta dopo la data di *cut-off*, ferma restando la complessità di definire le modalità secondo cui, una volta adottato l'approccio ROSS-base nella distribuzione gas, dovrebbe essere svolto il raffronto VIR-RAB per i nuovi cespiti in presenza di un unico valore di *slow money* (per ulteriori dettagli si rimanda alla risposta allo spunto per la consultazione S.10), non appare opportuno che il nuovo approccio adottato dall'ARERA conduca ad un'estensione delle vite utili regolatorie, anche alla luce dei possibili sviluppi futuri connessi alla transizione energetica. La proposta di unificazione delle vite utili dei cespiti non specifici di servizio/settore appare, per contro, ragionevole e condivisibile.

Per quanto invece riguarda le proposte inerenti al trattamento dei cespiti esistenti alla data di *cut-off*, si ritiene che procedendo in continuità di criteri con i precedenti periodi regolatori verrebbe garantita

la massima stabilità della regolazione e inoltre, da un punto di vista gestionale, si limiterebbero le complessità derivanti dal dover adeguare i sistemi informativi e aziendali alle nuove logiche ROSS: infatti, se da un lato tale adeguamento dovrà necessariamente essere svolto con riferimento agli investimenti successivi all'introduzione dell'approccio ROSS, sarebbe preferibile, dall'altro, che l'adeguamento non interessasse anche lo *stock* di cespiti già esistenti alla data di *cut-off* (che continuerebbero, pertanto, ad essere gestiti secondo le precedenti regole).

Si riterrebbe, infine, opportuno prevedere un allineamento/standardizzazione anche per la redazione dei bilanci *unbundling* (come peraltro previsto dall'ARERA nell'obiettivo OS.4 del Quadro Strategico 2022-2025), non solo tra settori diversi ma anche all'interno del medesimo comparto, così da garantire regole comuni per l'attribuzione dei costi e dei ricavi alle diverse poste di bilancio.

#### **S9. Osservazioni rispetto al trattamento dell'inflazione.**

In linea generale, la proposta di operare un aggiustamento dei criteri di aggiornamento annuale delle tariffe per l'inflazione, anche al fine di migliorarne l'omogeneità tra i diversi servizi regolati, appare ragionevole, anche se occorrerebbe conoscere maggiori dettagli circa le effettive modalità applicative.

Quanto alla proposta di confermare i parametri inflattivi attualmente in uso per aggiornare le tariffe (tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati per le spese operative - FOI - e tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevati dall'Istat per le spese di capitale - DIFL), si riterrebbe utile effettuare una ricognizione di eventuali *best practices* a livello internazionale, anche per individuare alternative ai predetti indici di riferimento previsti dalla regolazione italiana, dal momento che tali strumenti, già da qualche tempo, non riescono a cogliere appieno gli aumenti dei prezzi di taluni fattori produttivi verificatisi negli ultimi anni. Nella scelta degli eventuali nuovi strumenti sarà, ad ogni modo, di fondamentale importanza assicurare la possibilità che le imprese possano accedervi in maniera agevole, così da poter rilevare progressivamente i relativi valori ed effettuare proprie valutazioni previsionali (necessarie per la redazione dei piani aziendali di *business*).

In alternativa, anche una maggiore frequenza di aggiornamento degli indici relativi all'inflazione potrebbe rivelarsi un utile accorgimento, quantomeno durante i periodi più "anomali" e contraddistinti da livelli più alti di inflazione, quali quello attuale. In aggiunta a ciò, si riterrebbe utile anche avvicinare l'orizzonte di rilevazione del dato sull'inflazione al periodo in cui tale dato viene applicato (nel settore della distribuzione gas, il *lag* temporale ad oggi esistente tra il momento della rilevazione del dato inflattivo e il suo utilizzo a fini tariffari può infatti, nella pratica, raggiungere anche i 2 anni).

Per quanto, infine, riguarda la proposta di introdurre meccanismi di conguaglio basati sui dati effettivi di inflazione calcolati a posteriori, tale soluzione appare ragionevole e condivisibile e potrebbe rivelarsi utile specialmente in periodi caratterizzati da andamenti anomali del livello dei prezzi, a patto che gli indici di riferimento selezionati per misurare l'inflazione *ex post* si dimostrino realmente efficaci nel catturare l'entità di tale fenomeno.

#### **S10. Osservazioni rispetto a specificità del servizio di distribuzione del gas naturale.**

Come anticipato nelle *Osservazioni generali*, gli orientamenti espressi dall'ARERA nei tre DCO pubblicati, nonché quelli presentati in occasione dei seminari/*focus group* con gli *stakeholders*, hanno

suscitato l'impressione che il servizio della distribuzione gas richieda specifici e particolari approfondimenti, al fine di individuare le più opportune modalità secondo cui potrebbe essere applicato l'approccio ROSS.

Le peculiarità di tale servizio sembrano infatti evidenziare maggiori complessità di raccordo con alcune delle principali novità che caratterizzano il modello di regolazione ROSS, quali ad esempio la previsione di uno *slow money* unico (fattispecie che mal si concilierebbe con la strutturazione del servizio per località/ATEM), nonché la necessità che gli operatori redigano piani di spesa pluriennali (difficilmente realizzabili quando si svolge un servizio non in *perpetuity*, il cui perimetro di attività e i relativi costi potrebbero variare in conseguenza dell'esito, non prevedibile *ex ante*, delle gare per ATEM).

Ciò premesso, si comprende comunque l'intendimento - di per sé ragionevole - dell'ARERA di voler ricondurre, per quanto possibile, tutti i servizi regolati a un modello di regolazione comune. Pertanto, si ritiene fondamentale che, ferma restando la regolazione quadro che verrà definita con il TIROSS, l'ARERA tenga presenti le peculiarità dei singoli servizi e che quindi, una volta che saranno stati affrontati gli aspetti più urgenti del ROSS (relativi ai servizi per i quali tale disciplina entrerà in vigore dal 2024), venga avviato un momento di confronto ed approfondimento, auspicabilmente coinvolgendo i gestori della distribuzione, al fine di dirimere gli aspetti più critici dell'applicazione del ROSS al servizio di distribuzione gas, in tempo utile per avviarne l'applicazione dal 2026.

Come prospettato dall'ARERA nel paragrafo 13.6 del DCO, si concorda quindi con la necessità di svolgere approfondimenti volti all'indispensabile coordinamento tra la disciplina regolatoria e il modello ROSS, nonché tra quest'ultimo e la disciplina delle gare d'ATEM, e si auspica che tali approfondimenti siano accompagnati da specifici test.

Tuttavia, in aggiunta agli aspetti menzionati dall'ARERA al paragrafo 13.3 (trattamento delle future spese di capitale e modalità di restituzione del capitale investito esistente alla data di *cut-off*), si ritiene che gli approfondimenti dovrebbero estendersi anche, almeno, alle seguenti tematiche:

- modalità di svolgimento delle verifiche sui delta VIR-RAB in presenza di un unico valore di *slow money*;
- presenza di un unico valore di *slow money* e necessità di ricondurre VIR e RAB a diversi ATEM/località di origine per consentire ai distributori di adempiere agli obblighi contrattuali esistenti con gli enti concedenti (ad esempio, l'applicazione dei canoni concessori);
- effettuazione di dismissioni in presenza di quote di impianto di proprietà di soggetti terzi diversi dal gestore della distribuzione;
- necessità di prevedere delle regole che operino in caso di avvicendamento di due gestori in un ATEM a valle dell'assegnazione della relativa gara (allo scopo di individuare precisamente la quota di *slow money* del gestore uscente nell'ATEM in questione e pertanto destinata ad entrare nella disponibilità dell'operatore entrante);
- istituzione di un "doppio binario" di gestione delle dismissioni (a seconda che il cespite da dismettere sia esistente o meno alla data di *cut-off*);
- redazione di un piano di spesa pluriennale in presenza di incertezze in merito al perimetro di attività del servizio e, quindi, all'entità dei relativi costi da sostenere.

Inoltre, considerata la stretta correlazione esistente tra il modello tariffario e i diversi parametri/ elementi

su cui si basano le offerte di gara presentate dagli operatori, all'entrata in vigore del modello ROSS risulterà indispensabile, come già ricordato nelle *Osservazioni generali*, dare corrispondentemente corso anche ad una revisione e aggiornamento, a livello normativo, di alcuni parametri oggetto di offerta (ad es. l'offerta di sconto sul  $\Delta$ VIR-RAB potrebbe diventare, nell'interesse dei clienti e utilizzatori finali, l'offerta di percentuali di *sharing* migliorative rispetto a quelle di riferimento previste dalla nuova regolazione tariffaria).

#### ***S11. Osservazioni rispetto ai meccanismi di gestione delle incertezze.***

In linea generale, l'utilizzo dei meccanismi di gestione delle incertezze proposti appare condivisibile, anche se, con specifico riferimento al fattore Y, a fronte di un riconoscimento che ad oggi avviene senza condizionamenti a un *trigger*, nel DCO se ne propone l'assoggettamento a un meccanismo di tal tipo. Fermo restando che, in merito alla relativa soglia di attivazione, si rileva una possibile discrepanza tra le percentuali prospettate nel DCO (1,5%, cfr. paragrafo 14.4) e quelle indicate nella bozza di articolato del TIROSS (1%, articoli 13.2 e 14.3), si ritiene che l'attivazione del meccanismo - quanto meno per il fattore Y - debba continuare ad avvenire in assenza di soglie da superare, ove l'Autorità rilevi il verificarsi dei presupposti previsti dalla normativa per il suo riconoscimento.

La proposta relativa allo sviluppo di appositi meccanismi per l'aggiornamento dei costi *standard* appare altresì condivisibile, in quanto permetterebbe di tenere conto degli effetti economici che si producono in particolari congiunture straordinarie, quale quella attualmente in corso. Si potrebbe, inoltre, pensare di introdurre dei meccanismi di monitoraggio dell'andamento degli investimenti valutati a costi *standard*, ad esempio tramite il loro confronto con i dati di investimento desunti dal bilancio *unbundling*.