

**RISPOSTA DI 2i RETE GAS S.p.A. AL**  
**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 615/2021/R/com**

**LINEE GUIDA PER LO SVILUPPO DELLA REGOLAZIONE ROSS-BASE DA APPLICARE A**  
**TUTTI I SERVIZI INFRASTRUTTURALI REGOLATI DEI SETTORI ELETTRICO E GAS**

**OSSERVAZIONI GENERALI**

2i Rete Gas formula di seguito le proprie osservazioni riguardo gli orientamenti illustrati dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito anche solo Autorità o ARERA) nel documento per la consultazione 615/2021/R/com (di seguito DCO) in materia di linee guida per lo sviluppo della regolazione ROSS-base da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.

Si rileva, anzitutto, che gli orientamenti illustrati dall'Autorità nel documento di consultazione risultano essere, per gran parte delle logiche prospettate, davvero ancora ad un livello molto generale e, per taluni aspetti, non del tutto comprensibile. Di conseguenza, per diverse delle possibili linee di intervento prefigurate, risulta estremamente difficile esprimere osservazioni e/o opinioni piuttosto che giudizi di condivisione in merito ad uno schema regolatorio che, a seconda della sua declinazione metodologica, potrebbe avere risvolti gestionali e/o economici anche molto differenti. Pertanto, in attesa che siano forniti maggiori dettagli riguardo l'effettiva impostazione delle soluzioni ipotizzate (presumibilmente già nel corso degli incontri di approfondimento che l'ARERA ha previsto di organizzare tra febbraio e marzo e durante l'estate, nonché - come preannunciato - nel/i documento/i di consultazione che faranno seguito al primo), le considerazioni espresse in questa sede non potranno che rimanere di livello generale e da considerare unitariamente, risultando inevitabilmente influenzate dal livello molto sommario delle proposte illustrate nel DCO.

In linea generale, si ritiene necessario che gli sviluppi infrastrutturali cui verrà dato corso nell'ambito della transizione energetica che il Paese affronterà nei prossimi anni siano effettuati in maniera selettiva ed efficiente, riservando attenzione all'efficienza allocativa dei nuovi investimenti, ma stimolandone al contempo anche l'efficienza realizzativa. In tal senso, è comprensibile che l'Autorità, ove ritenga che l'attuale sistema "ibrido" di riconoscimento dei costi in tariffa conduca all'insorgenza di *bias* e/o possa indurre effetti non in linea con gli obiettivi auspicati, intenda introdurre modifiche e/o revisioni degli schemi regolatori adottati per prevenire simili eventuali inconvenienti. Tuttavia, alla luce degli impatti che un notevole cambio di impostazione potrebbe generare sul sistema, non solo in termini di aggravio dell'operatività di tutti soggetti coinvolti (operatori e Autorità), ma anche a livello di coordinamento delle nuove regole con impianti normativi e regolatori già esistenti e molto articolati (si pensi, ad esempio, alla complessità dell'insieme di norme che governa lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas per ambito territoriale minimo ATEM), si invita l'Autorità a valutare attentamente tale evoluzione, eventualmente calibrandone l'applicazione in base al settore e/o in funzione dell'effettiva rilevanza dei temuti fenomeni distorsivi, e valutando anche se gli obiettivi da riguardare non possano essere raggiunti con strumenti e/o interventi più specifici e circoscritti.

Sembra, infatti, che il modello ROSS delineato - per ora solo in termini generali - nel DCO, per quanto

ancora in versione “base” e non “integrale”, non tenga adeguatamente in considerazione alcune peculiarità settoriali, quali quelle relative alla distribuzione del gas. Tale approccio regolatorio pare orientato a svincolare i costi di capitale dall’asset fisico e dalla dimensione territoriale del servizio, elementi - entrambi - che invece caratterizzano fortemente la distribuzione del gas. Un simile approccio regolatorio, che parrebbe più orientato a considerare l’attività d’impresa nel suo complesso (ovviamente nel singolo settore considerato), se sembra più agevolmente applicabile a servizi svolti in regime di “*perpetuity*”, quali possono essere servizi svolti in forza di titoli autorizzativi senza scadenza (come ad esempio la trasmissione elettrica o il trasporto gas) o comunque svolti con omogeneità di condizioni su base nazionale, sembra adattarsi assai meno bene a servizi, quali la distribuzione gas, soggetti a concessioni a termine, diversificate su realtà territoriali di dimensioni più contenute. Si tratta infatti, in questo caso, di titoli di affidamento con durate limitate e non concomitanti, con calendario del loro rinnovo - secondo norme già definite - assai difficile da prevedere, così come le condizioni di aggiudicazione/affidamento del servizio stesso per ciascun ambito di svolgimento considerato, e con regole per la realizzazione degli investimenti stabilite dagli obblighi concessori assunti con l’aggiudicazione del servizio.

Inoltre, sempre per quanto riguarda la distribuzione gas, alcune delle proposte illustrate nel DCO (soprattutto quelle in tema di trattamento delle vite utili regolatorie, delle dismissioni e dei contributi), potrebbero condurre a notevoli criticità in relazione, ad esempio, alle modalità per la verifica degli scostamenti VIR-RAB, oltre che in relazione alle complessità di rappresentazione di parametri complessivi d’impresa, quali quelli che sembrano prefigurati nel DCO, alla luce dell’attuale segmentazione territoriale delle concessioni e riguardo all’avvicendamento di diversi gestori all’interno di uno stesso ATEM.

Con riferimento poi all’applicazione del ROSS integrale, si osserva sin d’ora che potrebbero sorgere criticità nell’elaborazione dei *business plan* che, per l’attività di distribuzione gas, possano interessare più periodi concessori soggetti ad affidamento competitivo, in quanto la variabilità che caratterizza l’evoluzione delle concessioni (ad es. per la distribuzione gas, con una durata massima di 12 anni), potrebbe risultare complessa da riflettere all’interno di tali piani. Si pensi, in proposito, alla difficoltà di redigere un piano economico in relazione a un perimetro aziendale che non rimane stabile nell’orizzonte di tempo considerato, in quanto soggetto ad ampliamenti/riduzioni in ragione, rispettivamente, dell’acquisizione/perdita di ambiti in esito allo svolgimento di procedure competitive. L’unica modalità, ovviamente da analizzare e verificare in modo più approfondito, con cui forse potrebbe essere ipotizzato in proposito un *business plan* di riferimento, potrebbe forse essere quella di prevedere, per i grandi operatori, piani che non superino un orizzonte di breve-medio periodo (ad es. non più di 3÷5 anni), riferiti solo alle concessioni in *prorogatio* in attesa delle relative gare d’ATEM e quindi al netto dei riflessi/effetti di queste ultime (effetti assai difficilmente rappresentabili in quanto dipendenti dall’esito di gare future e dalle offerte presentate in relazione a bandi che devono ancora essere pubblicati e quindi non sono ancora noti).

Qualche criticità in meno, rispetto alla distribuzione gas, potrebbe forse sussistere per la distribuzione elettrica, riguardo la quale la normativa per lo svolgimento delle relative gare, previste dal D.Lgs. 79/99 a partire dal 2025 per l’assegnazione delle nuove concessioni, deve essere ancora definita e potrebbe, quindi, essere disegnata in modo da risultare più compatibile con un’impostazione regolatoria

che consideri l'attività di settore nel suo complesso.

Si ritiene quindi che in alcuni comparti, quali appunto quello della distribuzione gas, i risultati auspicati dall'ARERA possano essere ottenuti anche attraverso modifiche meno impattanti di un passaggio ad un nuovo regime regolatorio basato sulla spesa totale, ad esempio attraverso la più volte annunciata definizione ed applicazione della metodologia dei costi *standard*, una versione semplificata della quale viene forse proposta anche nel DCO in esame, pur non risultando ciò così chiaramente indicato. L'applicazione della metodologia di riconoscimento dei nuovi investimenti a costi *standard* permetterebbe, peraltro, di assicurare, sin da subito, un positivo effetto "pro-concorrenziale" anticipando già, in parte, le efficienze connesse alle gare ATEM, nell'attesa di un loro pieno avvio.

Si ricorda infine, in linea generale, la necessità che nell'applicare l'approccio ROSS non si produca un'attuazione - per così dire - "retroattiva" dello stesso, effetto che si verificherebbe qualora le nuove regole di riconoscimento tariffario dei costi fossero applicate ad operatori coinvolti in procedure di affidamento del servizio di distribuzione già svolte o ancora in corso di svolgimento al momento di entrata in vigore dello schema ROSS (cioè, in particolare per il servizio di distribuzione gas, ove le gare di affidamento del servizio per ATEM, sia pure con le ben note difficoltà, sono state avviate). In tali casi sarebbe infatti impossibile per l'operatore interessato dalla procedura modificare la propria offerta al fine di riflettervi/incorporarvi gli effetti prodotti dal nuovo sistema tariffario, determinando pertanto una possibile - ingiustificata - penalizzazione per il medesimo operatore.

Tutto ciò considerato, si ritiene necessario che nelle prossime fasi di sviluppo del regime ROSS-base l'Autorità fornisca indicazioni precise in merito alle logiche che saranno impiegate per raccordare il complesso impianto regolatorio relativo alle gare ATEM e, più in generale, alla distribuzione del gas con il nuovo paradigma di riconoscimento tariffario dei costi.

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

\* \* \*

***S1. Si ritiene debbano essere individuati ulteriori o diversi obiettivi in relazione allo sviluppo del ROSS-base?***

Con riferimento agli obiettivi che l'ARERA intende perseguire nella definizione di criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo un approccio ROSS-base, se ne comprende la *ratio* anche se l'impostazione risulta ancora troppo poco delineata e quindi non del tutto comprensibile.

Riguardo all'orientamento di allineare le regolazioni specifiche dei servizi infrastrutturali gas ed elettrici, si ritiene che ciò possa favorire, in prospettiva, anche la convergenza e il coordinamento degli sviluppi e della gestione di tali servizi. Infatti, al netto di alcune specifiche caratteristiche e peculiarità di taluni servizi che dovranno continuare ad essere tenute in debita considerazione anche nel nuovo regime regolatorio, l'allineamento delle regolazioni potrà condurre a una visione integrata del sistema energetico, condizione che risulta particolarmente utile, se non necessaria, ai fini di un efficace compimento della transizione energetica.

Tuttavia, in questa fase iniziale del procedimento in cui non sono ancora presenti elementi di dettaglio riguardo i meccanismi applicativi, non è possibile esprimere condivisione e/o formulare osservazioni particolari in relazione alle modalità con cui l'ARERA intenderebbe perseguire tali obiettivi, salvo

evidenziare sin d'ora che l'applicazione dell'approccio ROSS-base ai diversi servizi energetici infrastrutturali regolati non potrà avvenire secondo meccanismi identici, stanti le intrinseche differenze esistenti tra i servizi stessi.

Ad ogni modo, relativamente ai criteri da adottare nell'analisi di impatto della regolazione (AIR) cui, pur con modalità semplificate, sarà sottoposto il procedimento, si ritiene che le differenti opzioni adottabili dovranno essere valutate non solo in funzione della teorica efficacia nel raggiungimento dell'obiettivo da perseguire, ma anche (come peraltro indicato nel DCO) in funzione della coerenza e compatibilità degli obiettivi rispetto ai diversi servizi considerati e in funzione della fattibilità delle soluzioni, in termini di capacità di minimizzare le attività amministrative degli operatori e della stessa Autorità.

***S2. Si ritiene che il ROSS-base debba essere applicato a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, compresi anche i servizi di stoccaggio e rigassificazione?***

Come evidenziato nella risposta al precedente punto di consultazione, l'applicazione di un approccio comune a tutti i servizi infrastrutturali regolati, ferme restando le specifiche caratteristiche e peculiarità dei singoli servizi, può favorire una visione integrata del sistema energetico. Alla luce delle particolarità più sopra rappresentate per taluni servizi, occorrerebbe tuttavia individuare adeguatamente le logiche e gli elementi comuni che possano effettivamente essere applicati ai diversi settori e servizi.

***S3. In relazione al successivo sviluppo dell'approccio ROSS-integrale, quali si ritiene siano le soglie dimensionali da considerare in relazione al servizio di distribuzione?***

Riguardo le soglie dimensionali da considerare in relazione al servizio di distribuzione, parrebbe ragionevole che la prima applicazione del ROSS-integrale possa coinvolgere solo i distributori elettrici con più di 100mila punti di riconsegna e quindi, in relazione ai *cluster* dimensionali comunemente impiegati dall'Autorità, i distributori di dimensioni molto grandi (oltre i 500mila punti di riconsegna) e grandi (tra i 100 e i 500mila punti di riconsegna).

Ovviamente si ritiene che un'applicazione dell'approccio ROSS con tempistiche differenziate in base alla dimensione dell'operatore, o comunque adottato solo per gli operatori di dimensioni superiori ad una certa soglia, non debba comportare penalizzazioni per i soggetti che saranno coinvolti da tale nuovo regime rispetto a quelli non immediatamente interessati, o comunque ad esso non assoggettati, in ragione della loro condizione "sotto soglia".

***S4. Osservazioni di carattere generale sull'adozione dell'approccio ROSS-base.***

Il procedimento di determinazione dei costi riconosciuti a fini tariffari, nonché la sua articolazione in fasi, sono illustrati solo in via molto generale e non risultano pertanto comprensibili in tutti i loro aspetti (nonostante la rappresentazione grafica riportata a pag. 13 del DCO). Appare, pertanto, molto difficile formulare compiute osservazioni, per le quali risulterebbe invece necessario disporre di maggiori dettagli applicativi in relazione alla metodologia prospettata.

Ad ogni modo, come anche più sopra evidenziato, si ritiene importante che - pur nell'ambito di uno schema di processo comune a tutti i servizi infrastrutturali regolati - *“possano essere mantenute, dove*

*necessarie, le specificità relative ai singoli servizi” (cfr. paragrafo 7.7 del DCO).*

#### **S5. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione della spesa di riferimento.**

Con riferimento alla metodologia di determinazione della spesa totale di riferimento, non risulta chiaro se la proposta dell'ARERA implichi l'individuazione di una soglia massima di spesa annuale, ossia un montante complessivo che ogni operatore debba rispettare per l'anno in questione. Tale condizione non sembrerebbe molto ragionevole, soprattutto in considerazione dell'ingente quantità di investimenti che sarà necessario effettuare nel corso dei prossimi anni in ragione della transizione energetica; in una simile situazione, un eventuale livello massimo di spesa prevista potrebbe infatti deprimere la realizzazione di investimenti invece essenziali per il sistema, oppure essere facilmente e frequentemente superato.

Un altro aspetto non particolarmente chiaro riguarda la modalità con cui sarebbero calcolati i costi del capitale con riferimento alle tipologie di asset diverse da quelle afferenti al servizio di misura.

Ciò premesso, in un percorso di convergenza della regolazione tariffaria dei servizi infrastrutturali regolati si condivide la logica di utilizzare, per le diverse componenti della spesa di riferimento, costi *standard* (o costi *benchmark*) per la determinazione di tali componenti di spesa.

Così, mentre per alcuni servizi (come la trasmissione elettrica o il trasporto gas) si ritiene si possa giungere - senza insormontabili difficoltà - all'adozione di un approccio ROSS-integrale, nel quale la spesa di riferimento è definita tramite l'analisi del *business plan*, per altri servizi, come la distribuzione gas, si dovrebbe finalizzare quanto prima la definizione e l'avvio del meccanismo di riconoscimento a costi *standard* per i nuovi investimenti, già da tempo annunciato e più volte rinviato (da ultimo in occasione del processo di consultazione circa l'attuale periodo di regolazione tariffaria, allorché ne era stata preannunciata l'applicazione dal 2023 sugli investimenti 2022). Si ritiene peraltro che, almeno per il comparto della distribuzione gas, tale metodologia potrebbe, già da sola, sanare le ipotetiche distorsioni che l'Autorità ritiene possano aver luogo con l'attuale “approccio ibrido”. Come già osservato in più occasioni, si ritiene che l'applicazione della metodologia dei costi *standard*, nonostante le difficoltà implementative ad essa associate, risulterebbe molto utile per il sistema, specie in un settore frammentato e contraddistinto da un numero rilevante di operatori come quello della distribuzione gas. Tale metodologia consentirebbe poi di perseguire l'obiettivo “pro-concorrenziale” di premiare l'efficienza, in attesa del completo svolgimento delle gare ATEM e del dispiego dei benefici a queste connessi.

Da quanto prospettato nel DCO, tuttavia, l'ARERA, pur confermando (cfr. nota 2, a pag. 14 del DCO) che per il servizio di distribuzione gas lo sviluppo di criteri di riconoscimento dei costi basati sui costi *standard* è già indicato nella deliberazione 570/2019/R/gas, non fornisce più, in proposito, alcuna indicazione, quanto meno sulle tempistiche di implementazione del meccanismo. Per contro, sempre nel DCO e in maniera che pare in antitesi con la conferma di cui sopra, riguardo “una prima fase di sviluppo del ROSS-base” indica (cfr. punto 8.6 del DCO) di voler “valutare se sia possibile adottare, quanto meno in via transitoria, un approccio per l'individuazione della spesa di riferimento senza che siano implementati elementi aggiuntivi di valutazione a costi *standard* o costi *benchmark* rispetto a quelli utilizzati nell'attuale quadro regolatorio”. Non si comprende, quindi, se l'Autorità intenda dar

corso o meno a quanto indicato nella deliberazione 570/2019/R/gas e, in quest'ultimo caso, se stia invece valutando un differente approccio di determinazione della spesa di riferimento (senza elementi di valutazione a costi *standard* ulteriori rispetto a quelli già esistenti nel vigente quadro regolatorio), immaginando - a nostro avviso inopportuno - di giungere già, con una prima applicazione del ROSS-base, ad un approccio che, valutando i costi totali, possa condurre a risultati assimilabili a quelli offerti da una metodologia a costi *standard*.

Per quanto si è potuto intendere dalla prospettazione generale del DCO, come componenti della spesa totale di riferimento, si ritiene ragionevole, per gli *opex*, l'utilizzo di costi operativi obiettivo definiti con l'applicazione del meccanismo del *price cap* (superando la distinzione degli *opex* riconosciuti per classe dimensionale di impresa) e dei costi effettivi di capitale valutati a consuntivo per i *capex*, fatti salvi i meccanismi di regolazione basati su costi *standard*, già esistenti e/o di cui è già stata stabilita l'adozione. In relazione a quanto desumibile dallo "Schema concettuale ROSS-base" di Figura 2 (cfr. pag. 13 del DCO) dovrebbe in ogni caso essere chiarito ed indicato quali investimenti rientrano nel perimetro "CAPEX effettivo (*asset diversi da quelli a misura*)" e quali nel perimetro "CAPEX calcolato ex post a misura per alcuni asset (*sulla base di avanzamento effettivo e costi standard*)". In particolare, oltre a confermare se per "sulla base di avanzamento effettivo" si intende la quantità a misura realizzata per lo specifico cespite (ad es. metri di rete), occorrerebbe chiarire come verrebbe calcolato l'ammontare "CAPEX" di questo perimetro, in assenza di costi *standard* attualmente già esistenti nel vigente quadro regolatorio.

#### **S6. Osservazioni sulle alternative discusse in merito alla definizione dei meccanismi di sharing delle efficienze.**

Sebbene il razionale e gli obiettivi sottostanti al meccanismo di *sharing* illustrato nel DCO appaia ragionevole, in assenza di elementi più precisi e dettagliati relativamente al funzionamento di tale meccanismo non risulta possibile formulare valutazioni di condivisione oppure osservazioni critiche. Pertanto, nelle more della pubblicazione del prossimo documento di consultazione e quindi in attesa di disporre di elementi più puntuali da analizzare e commentare riguardo le proposte dell'Autorità in tema di meccanismi di *sharing* delle efficienze, si osserva quanto segue.

Dato che gli esempi illustrati dall'ARERA fanno riferimento all'esperienza del regolatore britannico Ofgem, sarà necessario che, nell'eventuale trasposizione di tali meccanismi nel quadro regolatorio italiano, siano debitamente prese in considerazione le peculiarità del contesto nazionale.

Inoltre, come già osservato in altre occasioni, si ritiene essenziale che la regolazione, oltre a favorire l'efficienza degli operatori, conduca anche a una convergenza dei costi di servizio riconosciuti per le diverse classi di dimensione d'impresa. In tal senso, una soluzione in cui l'incentivo all'efficienza sia differenziato per operatore (non tanto o non solo in funzione della sua dimensione, ma anche da altri fattori quali l'attendibilità delle sue previsioni di spesa, come avviene nel *Totex incentive mechanism*), permetterebbe di tenere in adeguata considerazione la diversa entità delle efficienze già realizzate da alcuni operatori fino ad oggi.

#### **S7. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione del tasso di capitalizzazione.**

L'ARERA esplicita l'intendimento di far evolvere l'attuale modello regolatorio per superare le criticità

connesse al c.d. *capex bias*, pre-determinando i tassi di capitalizzazione da applicare alla spesa totale riconosciuta.

Al riguardo si osserva, anzitutto, che se, come indicato al punto 11.1 del DCO *“La scelta di adottare tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore in luogo dei tassi effettivi di capitalizzazione mira a ridurre il rischio che le politiche di bilancio possano incidere sui riconoscimenti tariffari con “gonfiamento” dei costi operativi in corrispondenza dell’anno test e spostamento dei costi verso le spese di capitale negli altri anni”*, questo rischio potrebbe essere:

- in primo luogo tenuto sotto controllo attraverso analisi dei CAS delle imprese e verifiche su quelle imprese che dovessero evidenziare andamenti dei costi “sospetti” o loro “oscillazioni” poco spiegabili da un anno all’altro;
- attenuato o rimosso, prevedendo una maggior frequenza dell’anno test (rispetto a quella attuale pari, di fatto, alla durata del periodo regolatorio) per la determinazione dei costi operativi riconosciuti (che potrebbero essere elaborati dai dati dei CAS con una periodicità più ravvicinata rispetto a quella attualmente seguita)<sup>1</sup>;
- superato, quanto meno relativamente la distribuzione gas, con l’adozione di modalità di riconoscimento dei nuovi investimenti a costi *standard*.

In merito all’adozione di tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore, il DCO non esplicita sufficientemente le modalità secondo cui simili tassi sarebbero predefiniti, soffermandosi maggiormente sull’orizzonte temporale rispetto al quale ne verrebbe effettuata la determinazione

In proposito, in relazione all’intendimento esplicitato e all’obiettivo di pre-determinare tassi di capitalizzazione coerenti con quelli rappresentativi della realtà presente, in riferimento alla profondità temporale dei dati da considerare ai fini dell’individuazione del tasso di capitalizzazione, si riterrebbe più adeguato che tale orizzonte di valutazione si estendesse non oltre i 5 anni, in modo da riflettere una situazione più allineata al contesto italiano attuale (anche Ofgem, presumibilmente proprio al fine di riflettere condizioni più in linea con il contesto recente, nel passaggio dal RIIO-1 al RIIO-2, ha in effetti ridotto l’orizzonte temporale di valutazione dei dati da 8 a 5 anni).

In linea generale, non sembra poi irragionevole la possibilità di introdurre meccanismi di aggiustamento *ex post* per garantire l’equilibrio economico-finanziario degli operatori. È tuttavia fondamentale che i criteri e i principi di funzionamento di tali meccanismi siano resi noti a priori, in analogia all’approccio adottato da Ofgem per la gestione dell’incertezza - cfr. par. 3.4 del *report “Methodology review for a regulatory framework based on a total expenditure approach (‘ROSS-base’)* di Oxera - così da evitarne un’applicazione con modalità che, ove non pre-determinate, potrebbero risultare discrezionali.

Inoltre, come già osservato con riferimento ai meccanismi di *sharing* delle efficienze, nell’ipotesi di trasposizione nel quadro regolatorio italiano dei meccanismi sviluppati da Ofgem, sarà necessario valutare i più idonei adattamenti per tenere conto delle peculiarità del contesto nazionale.

Si fa infine presente che la pre-determinazione del tasso di capitalizzazione da parte dell’ARERA dovrà

---

<sup>1</sup> Riguardo a quanto evidenziato dall’Autorità sull’eventuale rischio di attivazione di meccanismi di *cost padding* da parte degli operatori, al fine di incrementare il livello dei costi riconosciuti (soprattutto in corrispondenza nell’anno test), si ritiene che tale condotta - per quanto in linea teorica potenzialmente attuabile - non possa comunque, di fatto, generare distorsioni particolarmente rilevanti, proprio per il controllo esercitabile dall’Autorità sui CAS delle imprese.

necessariamente tenere conto di eventuali impegni precedentemente già assunti dagli operatori, senza che ne derivino ingiustificate penalizzazioni per gli stessi: è questo, ad esempio, il caso di un tasso di capitalizzazione (diverso da quello poi individuato da ARERA) che derivi dall'offerta presentata da un operatore della distribuzione gas nell'ambito di una gara ATEM, di cui poi lo stesso operatore risulti aggiudicatario. In tal senso, come già accennato nelle *Osservazioni generali* è necessario che, con riferimento alle procedure di affidamento delle concessioni già concluse e/o in corso di svolgimento al momento di eventuale avvio di un approccio del tipo ROSS-base o similare, non si determini un'applicazione "retroattiva" delle regole del nuovo regime di riconoscimento dei costi e che, pertanto, il tasso di capitalizzazione pre-determinato dall'ARERA - così come gli altri elementi del nuovo regime tariffario - abbia effetti solo *pro-futuro* con riferimento alle gare il cui *iter* si avvia successivamente alla data di entrata in vigore della metodologia ROSS, con possibilità di tenerne conto e rifletterne gli effetti nell'offerta di partecipazione alla procedura competitiva (anche da questo punto di vista sarebbe indispensabile che la metodologia offrisse elementi in grado di essere inequivocabilmente presi a riferimento, su base omogenea, da tutti gli eventuali concorrenti, nell'elaborazione del proprio piano economico-finanziario di partecipazione alla gara).

#### **S8. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione delle vite utili regolatorie.**

Ferma restando la necessità di conoscere maggiori dettagli applicativi dell'impostazione prefigurata, con l'adozione di un approccio generale del tipo di quello delineato - sempre per quanto si è potuto intendere e presumere - potrebbe essere ragionevole rimodulare il trattamento delle vite utili regolatorie, stanti nuove modalità di riconoscimento dei costi in tariffa. Si fa ad ogni modo presente che non appare opportuno che una simile modifica conduca ad un'estensione delle vite utili regolatorie, anche alla luce dei possibili sviluppi futuri connessi alla transizione energetica. In tal senso, si ricorda come vi siano, anche a livello europeo, riflessioni in corso circa l'opportunità di valutare l'ipotesi, per le reti di distribuzione gas, di prevedere periodi di ammortamenti più brevi, come per esempio già prospettato da qualche tempo nel rapporto FROG "*Future role of gas from a regulatory perspective*" (il c.d. "studio FROG") del Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER), secondo cui "*la prospettiva di lungo periodo di contrazione degli usi finali del gas potrebbe comportare una riduzione dell'utilizzo delle infrastrutture di distribuzione del gas naturale*"; circostanza, questa, che potrebbe rendere opportuno, anche da parte dell'ARERA, valutare l'ipotesi di prevedere periodi di ammortamento più brevi.

La proposta di calcolo di un'unica vita regolatoria come media ponderata delle vite utili dei singoli cespiti che compongono il "menu" di spesa dell'anno di riferimento, se, da un lato, potrebbe essere ragionevole, oltre che nell'ottica di un passaggio graduale dalla vecchia alla nuova metodologia di determinazione, anche per facilitare il riconoscimento di ipotetici *stranded asset* che potrebbero eventualmente insorgere nel processo di transizione energetica e di decarbonizzazione dell'economia dei prossimi anni, dall'altro comporterebbe certamente vite utili regolatorie diverse da un anno all'altro. Inoltre, come anticipato nelle *Osservazioni generali*, un approccio come quello proposto produrrebbe sicuramente degli impatti sulle attuali regole con cui viene effettuata la verifica degli scostamenti tra VIR e RAB, propedeutica allo svolgimento delle gare d'ATEM. Il raffronto tra VIR e RAB/*slow money* potrebbe infatti risultare molto più problematico, dovendosi procedere a disaggregare lo *slow money*



dell'impresa sulla/e località considerata/e e poi, se necessario, anche ripartirlo nelle diverse categorie di cespiti per eventuale confronto con i corrispondenti VIR. In proposito appare essenziale che nel DCO di prossima pubblicazione, oppure nell'ambito degli incontri tra operatori ed ARERA, siano forniti ulteriori chiarimenti sulle modalità con cui l'Autorità svolgerà tali verifiche in presenza di un unico valore di RAB (o *slow money*), non più differenziato per località. Tale aspetto critico è, peraltro, destinato a persistere anche nei successivi stadi di sviluppo dell'approccio ROSS, in quanto il *business plan* (dalla cui analisi si determinerebbe l'entità della spesa di riferimento) viene solitamente redatto per singolo operatore e non in funzione di criteri geografici quali località tariffarie e/o ATEM.

Un ulteriore aspetto critico legato alle gare per ATEM è poi rappresentato dalla necessità di stabilire delle regole che permettano di individuare con precisione, in caso di avvicinamento di due gestori in un ATEM in esito all'aggiudicazione della relativa gara, la quota di *slow money* del distributore uscente relativa all'ATEM in esame e pertanto destinata ad entrare nella disponibilità del nuovo gestore.

***S9. Osservazioni sulle ipotesi relative a trattamento lavori in corso, trattamento dismissioni e trattamento contributi.***

Con specifico riferimento al trattamento delle dismissioni di cespiti a fini regolatori, in linea generale pare ragionevole - e inevitabile - l'istituzione di un "doppio binario" di gestione a seconda che il cespite da dismettere esista o meno alla data di entrata in vigore dell'approccio ROSS-base, sebbene ciò determini, nell'immediato, un'ulteriore articolazione delle modalità con cui si effettuano le dismissioni di cespiti, che va ad aggiungersi a quelle già contemplate dall'attuale quadro regolatorio.

Anche in questo caso, tuttavia, si fa presente la necessità che siano forniti ulteriori chiarimenti in merito al modo con cui l'ARERA intenderebbe raccordare le nuove modalità di dismissione e la presenza di un unico valore di RAB non più diversificato a livello di località/ATEM, con l'impianto regolatorio attualmente vigente in materia di verifiche sul delta VIR-RAB.

In relazione alle proposte in materia di contributi, in linea generale, si ritiene ragionevole la proposta dell'ARERA. Si coglie, inoltre, l'occasione per far presente l'opportunità che il trattamento dei contributi proceda di pari passo al trattamento del cespite, ad esempio determinando la dismissione del contributo ove venga effettuata la dismissione del cespite a cui tale contributo è riferito.

***S10. Osservazioni in merito al trattamento dello stock di capitale esistente al momento del passaggio al regime ROSS-base.***

In linea generale la proposta dell'ARERA risulta ragionevole, fermo restando, anche per questo aspetto, la necessità di conoscere maggiori dettagli applicativi al fine di poter formulare osservazioni più puntuali.

***S11. Osservazioni rispetto alle ipotesi di riallineamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali.***

***S12. Come si valuta l'ipotesi di escludere dal riallineamento le regolazioni relative ai servizi***

### ***infrastrutturali non a rete.***

Come osservato in risposta allo spunto di consultazione S1, il progressivo allineamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali gas ed elettrici - e quindi anche delle modalità di determinazione del costo riconosciuto - può contribuire a creare una visione integrata del sistema energetico, in cui sviluppare e gestire i diversi aspetti in maniera coordinata.

In merito alla proposta dell'Autorità di giungere, come già fatto per il TIWACC, ad un testo integrato unico recante criteri di determinazione del costo riconosciuto (TICCR) per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, si ritiene che ciò sia possibile in maniera differente da quanto realizzato per il TIWACC, potendo l'eventuale testo unico costituire più un compendio omogeneo delle regolazioni dei diversi servizi, alla luce di alcune evidenti e incompressibili differenze tra gli stessi.

Ad ogni modo, l'inclusione di tutti i servizi infrastrutturali all'interno del campo applicativo di un testo unico integrato potrebbe favorire una visione più sistemica dei due settori e dei relativi servizi. Al contempo tuttavia, come evidenziato, risulta necessario tenere conto di alcune specifiche caratteristiche e peculiarità che contraddistinguono taluni servizi infrastrutturali e che al momento non paiono così agevolmente eliminabili; motivo per cui, nel predetto testo integrato, oltre ad una sezione comune a tutti i servizi, dovrebbero comunque essere previste parti specifiche per ciascuno di essi, per gli aspetti caratterizzanti i singoli servizi.

Tra gli aspetti da tenere in dovuta considerazione nell'individuazione di regole comuni a tutti i servizi, sulla base di quanto già evidenziato nelle *Osservazioni generali*, si ritiene ci debba essere, ad esempio, la necessità di contemperare le diverse caratteristiche e esigenze dei servizi a concessione, quali la distribuzione gas ed elettrica (aventi un orizzonte temporale a termine), con quelle dei servizi svolti su base autorizzativa, quali la trasmissione di energia elettrica e il trasporto del gas (aventi invece un orizzonte temporale indefinito).

### ***S13. Osservazioni rispetto alle ipotesi di adottare il RORE come indice per il monitoraggio della performance delle imprese regolate.***

Si comprendono le ragioni che conducono l'ARERA ad ipotizzare l'introduzione dell'indice RORE, proponendo che la sua metodologia di calcolo sia frutto di un processo di elaborazione che coinvolga sia l'ARERA che gli *stakeholder*.

Si esprimono tuttavia dubbi in merito all'effettivo livello di rappresentatività di tale indice sintetico, soprattutto in presenza di altri indici e parametri già ampiamente diffusi ed utilizzati ai fini della valutazione della *performance* economico-finanziaria degli operatori infrastrutturali. In tal senso, si ritiene opportuno che l'ARERA specifichi che il RORE sarà utilizzato esclusivamente a fini di monitoraggio e che esso non rappresenterà un'ulteriore tipologia di meccanismo di aggiustamento *ex post*, poiché, in caso contrario, i suoi effetti sarebbero difficilmente prevedibili a priori.

Inoltre, come evidenziato nel *report* di Oxera in appendice al DCO, l'analisi del RORE implica la creazione di una base dati che sia ampia, robusta e consistente tra i vari operatori, necessariamente frutto di un'impegnativa attività di *reporting* da parte degli operatori, nonché di un lungo lavoro di verifica e validazione dei dati da parte dell'Autorità. Si ritiene pertanto, come anche dimostrato dall'esperienza del regolatore britannico, che non si possa giungere all'implementazione di tale sistema di monitoraggio

della *performance* finanziaria in tempi brevi.

Ad ogni modo, al di là delle tempistiche di implementazione, sarà di fondamentale rilevanza scegliere con cura quali dati fornire all'Autorità ai fini di tale monitoraggio, evitando, per quanto possibile, di porre in capo agli operatori oneri eccessivi, nonché definire dettagliatamente le regole di gestione di eventuali anomalie che potrebbero inficiare i dati forniti.

Riguardo quest'ultimo aspetto, non si può infatti dimenticare che:

- i dati contabili sono il risultato dell'applicazione di principi contabili che possono essere molto diversi da un'azienda ad un'altra (ad esempio per l'applicazione dei principi contabili italiani ITA GAAP piuttosto che per l'applicazione dei principi contabili internazionali IAS/IFRS) e che talora possono anche lasciare spazio a possibili differenti interpretazioni e conseguente diversa applicazione;
- possono intervenire cambiamenti di normativa fiscale, che se non adeguatamente analizzati e tradotti in opportune modalità di normalizzazione dei dati, possono rendere incomprensibili i dati stessi da un anno ad un altro;
- differenze, anche importanti, possono derivare da partite straordinarie in singoli anni e/o da cambiamenti di perimetro, che in particolare in alcuni settori non sono infrequenti (come avvenuto negli ultimi anni, ad esempio per la distribuzione gas).

Anche alla luce delle considerazioni di cui sopra, in luogo dell'indice teorico RORE potrebbe risultare più opportuno ricercare indicatori e criteri di redditività tra quelli che fanno riferimento a valori di mercato, tra l'altro in genere anche supportati da studi e da significative basi dati.

A tal fine, risulterà pertanto fondamentale che la metodologia di determinazione del RORE sia oggetto di un attento processo di elaborazione che coinvolga sia l'ARERA che gli *stakeholder*, come proposto dall'Autorità, e che i risultati derivanti dall'applicazione di tale metodologia siano validati dalle imprese prima che si proceda alla loro pubblicazione, in ragione degli effetti che potrebbero generare sui mercati finanziari.

#### ***S14. Osservazioni relative alle opzioni di regolazione individuate.***

Si ritiene sicuramente utile che l'ARERA intenda *“acquisire il punto di vista dei soggetti interessati già nella fase di ideazione delle opzioni alternative, al fine di meglio orientare le successive fasi della propria analisi di impatto della regolazione”* (cfr. paragrafo 20.4 del DCO). In tal senso, appare ragionevole che l'Autorità presenti diverse opzioni regolatorie per il raggiungimento degli obiettivi individuati e che poi proceda ad analizzarle e valutarle, secondo criteri di efficienza, efficacia, fattibilità e proporzionalità. Si resta pertanto in attesa che siano forniti maggiori dettagli sul funzionamento e le modalità applicative dei meccanismi prospettati nel presente DCO.

#### ***S15. Osservazioni rispetto ai criteri di valutazione delle opzioni.***

In linea generale, i criteri individuati dall'Autorità ai fini nella valutazione delle diverse opzioni regolatorie appaiono ragionevoli. Come già osservato in risposta allo spunto di consultazione S1, relativamente ai criteri da adottare nell'analisi di impatto della regolazione (AIR) cui l'Autorità indica che sarà sottoposto il procedimento, pur con modalità semplificate, si ritiene che le differenti opzioni adottabili debbano essere valutate non solo in funzione della teorica efficacia nel raggiungimento

dell'obiettivo da perseguire, ma anche (come peraltro viene sottolineato anche ai punti 2.4 e 22.1 del DCO) in funzione della:

- coerenza e compatibilità degli obiettivi rispetto ai diversi servizi considerati;
- fattibilità delle soluzioni, in termini di capacità di minimizzare le attività amministrative degli operatori e della stessa Autorità;
- proporzionalità, in termini di onerosità rispetto ai benefici, che magari potrebbero essere perseguiti in misura analoga mediante opzioni differenti.