

Allegato – Osservazioni IGAS 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

In via preliminare si osserva come gli orientamenti presentati nel documento di consultazione (DCO) siano, per lo più, ancora di tipo generale nonché, per alcuni aspetti, poco chiaro. Allo stato attuale non si è pertanto in grado di formulare osservazioni specifiche, mancando appunto molti elementi di dettaglio sui meccanismi applicativi dell’approccio ROSS i quali, a seconda della loro effettiva declinazione, potrebbero generare sugli operatori impatti (sia di natura economica che gestionale) tra loro ben diversi. Alla luce dei maggiori dettagli che via via saranno acquisiti - magari già nel corso degli incontri che l’ARERA organizzerà con gli *stakeholder* e poi nell’ambito della/e prossima/e consultazione/i in tema - verranno pertanto trasmesse ulteriori osservazioni, potenzialmente anche di orientamento differente a quelle precedentemente espresse.

In considerazione dei molti investimenti in infrastrutture energetiche che saranno realizzati nel corso dei prossimi anni per raggiungere l’obiettivo di decarbonizzazione dell’economia, appare necessario che tali sviluppi siano guidati da criteri di selettività ed efficienza (non solo allocativa, ma anche realizzativa). Pertanto, ove l’ARERA ravvisi la potenziale insorgenza di criticità e/o distorsioni, appare comprensibile che venga proposto il superamento dell’attuale approccio “misto” per il riconoscimento in tariffa di opex e capex, in favore di un diverso meccanismo regolatorio.

Si osserva tuttavia che l’applicazione, seppur graduale, di un approccio orientato alla spesa totale produrrebbe significativi effetti sull’operatività dei soggetti coinvolti. Si pensi, ad esempio, al significativo aggravio amministrativo per gli operatori dovuto al provvisorio - ma potenzialmente molto esteso nel tempo - doppio regime di gestione dei cespiti e delle relative dismissioni (differenziato in base all’esistenza o meno del cespite alla data di entrata in vigore del ROSS), nonché alla necessità di raccordare le nuove norme con quelle già esistenti e profondamente stratificate, ad esempio quelle per la gestione delle gare per l’affidamento del servizio di distribuzione del gas e degli aspetti ad esse correlati. Il regime ROSS pare inoltre indirizzarsi a uno svincolamento dei costi di capitale dall’asset fisico e dalla dimensione territoriale del servizio, secondo un approccio che appare più orientato a considerare l’attività di impresa nel suo insieme. Fattispecie, questa, che potrebbe risultare adeguata a servizi svolti su base autorizzativa senza scadenza e/o in condizioni di omogeneità sul territorio nazionale (come la trasmissione elettrica e il trasporto gas), ma potrebbe invece non esserlo per le attività esercitate sulla base di concessioni di durata temporale limitata quali quelle dello stoccaggio e della distribuzione gas (quest’ultime, inoltre, sono influenzate dalle peculiarità del più ristretto ambito territoriale in cui sono svolte).

Tutto ciò premesso, si invita quindi l'ARERA a valutare attentamente tale evoluzione regolatoria, considerando le specificità dei diversi servizi infrastrutturali interessati e modulandone di conseguenza l'applicazione agli stessi, anche con riferimento all'entità dei fenomeni distorsivi ivi effettivamente osservati. Si sottolinea infatti che in alcuni settori, i *bias*, nelle scelte degli operatori, tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro, paiono avere minori effetti rispetto ad altri servizi regolati. Tale caratteristica renderebbe pertanto meno urgente una riforma verso regolazioni basate sulla spesa totale, dispensando taluni servizi dall'applicazione del ROSS-base ed evitando, quindi, ai relativi operatori il conseguente aggravio amministrativo (è questo, ad esempio, il caso del servizio di stoccaggio) oppure farebbe propendere per l'applicazione di sistemi meno impattanti (soluzione che potrebbe essere applicata al servizio di distribuzione gas), quali la definizione ed applicazione della metodologia dei costi *standard*, una cui versione "rielaborata" sembrerebbe essere proposta nel presente DCO.

Per quanto invece riguarda l'applicazione del ROSS integrale, si fa sin d'ora presente che, per i servizi di distribuzione, potrebbero emergere criticità nell'elaborare *business plan* relativi a più periodi concessori, potendo risultare difficile riflettere in tali piani la variabilità evolutiva delle concessioni (ad es., un perimetro aziendale che si modifica in conseguenza degli esiti delle procedure competitive), a meno di non individuare soluzioni *ad hoc* (ad es., redigere *business plan* con un orizzonte di breve-medio periodo, al più 3÷5 anni, riferiti solo alle concessioni in *prorogatio*, nelle more dell'effettuazione delle relative gare).

Si fa infine presente che, come più volte osservato in relazione a ipotesi di modifiche regolatorie, l'applicazione del nuovo regime tariffario dovrebbe seguire esclusivamente una logica *pro-futuro* e pertanto non dovrebbe riguardare, ad esempio, procedure di affidamento dei servizi di distribuzione già svolte o ancora in corso di svolgimento al momento di entrata in vigore del ROSS. Diversamente, ne potrebbe derivare un'ingiustificata penalizzazione dell'operatore coinvolto, poiché per lo stesso sarebbe impossibile incorporare nella propria offerta economica di gara gli eventuali, non prevedibili, effetti del nuovo regime tariffario.

Osservazioni puntuali

S 1. Si ritiene debbano essere individuati ulteriori o diversi obiettivi in relazione allo sviluppo del ROSS-base?

S 2. 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?

Il rationale alla base degli obiettivi individuati dall'ARERA nell'ambito del processo di definizione dei criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo un approccio ROSS-base

appare comprensibile. Per quanto invece riguarda le modalità con cui l'Autorità intenderebbe raggiungere tali obiettivi, allo stato attuale non è ancora possibile esprimere considerazioni fondate, dal momento che non sono stati forniti sufficienti elementi di dettaglio con riferimento ai meccanismi applicativi.

Si segnala ad ogni modo che, per quanto l'intenzione dell'Autorità di allineare le regolazioni specifiche dei servizi infrastrutturali gas ed elettrici sia ragionevole ed auspicabile (soprattutto nella logica di favorire una visione integrata del sistema energetico, funzionale ad una gestione e sviluppo dello stesso più efficiente ed efficace lungo il processo di transizione energetica), risulta necessario tenere in considerazione alcune specifiche caratteristiche e peculiarità di taluni servizi, che potrebbero rendere alquanto complessa l'emanazione di regole comuni a tutti i comparti. Per lo stesso motivo si fa presente, già da ora, che l'applicazione dell'approccio ROSS-base ai diversi servizi non potrà necessariamente avvenire secondo identici meccanismi.

Alla luce di ciò, si riterrebbe maggiormente adeguato che il servizio di stoccaggio del gas non fosse coinvolto dall'applicazione dell'approccio ROSS prospettato nel DCO. Alla base di tale richiesta vi è la specificità della struttura/composizione di tale settore in Italia (nel quale sono attivi appena tre operatori, peraltro, tra loro profondamente diversi) e le oggettive peculiarità di tale servizio rispetto a quelli "a rete", che implicherebbero significative complessità, se non addirittura criticità, nella calibrazione e nell'applicazione dei criteri basati sulla spesa totale.

Pur rinviando agli spunti di consultazione successivi per una trattazione più di dettaglio delle predette criticità, si vuole sin d'ora sottolineare come il servizio di stoccaggio sia spesso caratterizzato da spese di capitale non esattamente prevedibili, si pensi, ad esempio, ad interventi di sicurezza sui pozzi e/o sugli impianti di superficie fatti in emergenza, certamente necessari e non procrastinabili in quanto, se non effettuati, genererebbero ripercussioni negative sulla sicurezza stessa e sulla qualità del servizio. Pertanto, tali spese non risulterebbero sempre preventivabili nei *business plan* e, più in generale, comporterebbero significative difficoltà nella determinazione della spesa totale di riferimento e del tasso di capitalizzazione.

Si vorrebbe, infine, sottolineare come per il servizio di stoccaggio le distorsioni nelle scelte degli operatori, tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro, paiono avere avuto effetti molto limitati se non addirittura non essersi manifestate. Tale caratteristica renderebbe quindi meno urgente, in relazione allo specifico servizio, uno dei principali obiettivi dell'introduzione del ROSS-base richiamati dal documento di consultazione. Si ritiene quindi che tale minore urgenza di una riforma verso regolazioni basate sulla spesa totale, possa permettere di non applicare il ROSS-base al servizio di stoccaggio, evitando di sottoporre gli operatori all'aggravio amministrativo conseguente al processo di riforma e, in particolar modo, derivante dal (potenzialmente molto) lungo periodo di "doppio regime" nel trattamento dello *stock* di capitale esistente al momento dell'avvio del ROSS-base.

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?

Con riferimento alle soglie dimensionali da considerare per il servizio di distribuzione, appare ragionevole che una prima implementazione dell'approccio ROSS riguardi i distributori elettrici di grandi e grandissime dimensioni (sulla base dei *cluster* dimensionali usualmente utilizzati dall'ARERA, si intendono gli operatori che servono oltre 100mila punti).

Si intende ad ogni modo fare presente che un'applicazione del nuovo regime tariffario con scadenze diversificate (in funzione della soglia dimensionale degli operatori) non dovrà per nessun motivo comportare ingiustificate penalizzazioni a carico dei soggetti che saranno per primi interessati da tale applicazione.

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

Allo stato attuale non sono disponibili sufficienti elementi di dettaglio per formulare compiute osservazioni riguardo all'approccio ROSS e alle varie fasi in cui lo stesso andrebbe ad articolarsi.

Risulta ad ogni modo condivisibile che l'Autorità, pur adottando un approccio trasversale ai diversi servizi infrastrutturali, voglia mantenere *“dove necessarie, le specificità relative ai singoli servizi regolati”* (paragrafo 7.7 del DCO).

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

Con riferimento alla modalità di determinazione della spesa totale di riferimento, elemento chiave del modello ROSS, non risultano del tutto chiari alcuni aspetti, quali ad esempio:

- se l'ARERA intenda individuare una soglia massima di spesa annuale che ogni operatore debba rispettare per l'anno in questione (proposta che non appare del tutto ragionevole, soprattutto se si considera l'elevato livello di investimenti, legati alla transizione energetica, che verranno effettuati nei prossimi anni e il conseguente rischio di superare facilmente tale soglia prevista oppure di non realizzare investimenti che risultano invece fondamentali per il sistema);
- quali investimenti rientrano nel calcolo del *“CAPEX effettivo (asset diversi da quelli di misura)”* e quali nel *“CAPEX calcolato ex post a misura per alcuni asset (sulla base di avanzamento effettivo e costi standard)”* (le prime due caselle in alto a sinistra, riportate all'interno del primo box della Figura 2 di pag. 13), chiarendo inoltre se *“sulla base di avanzamento effettivo”* significhi la quantità a misura realizzata per il cespite in questione (ad es. metri di rete) e come verrebbe calcolato l'ammontare *“CAPEX”* di tale perimetro, in assenza di costi *standard* oggi già esistenti nel quadro regolatorio.

Al di là di tali aspetti più tecnici, la proposta di determinare la spesa di riferimento attraverso l'impiego di costi *standard* (o costi *benchmark*) appare ragionevole. In tal senso, e sulla base degli elementi finora forniti nel DCO, appare ragionevole determinare gli opex impiegando i costi operativi obiettivo definiti con l'applicazione del meccanismo del *price cap* (superando la distinzione degli opex riconosciuti per classe dimensionale di impresa) e determinare i capex come costi effettivi di capitale, valutati a consuntivo, fatti salvi i meccanismi di regolazione basati su costi *standard* già esistenti e/o di cui è già stata stabilita l'adozione.

Tuttavia, se per alcuni servizi (quali trasmissione elettrica o trasporto gas) si potrebbe giungere senza particolari difficoltà all'adozione di un approccio ROSS-integrale (nell'ambito del quale la spesa di riferimento è determinata in esito all'analisi dei *business plan*), per altri, come la distribuzione del gas, sarebbe necessario finalizzare ed implementare il prima possibile la metodologia dei costi *standard* per i nuovi investimenti, secondo quanto più volte annunciato. Nel caso della distribuzione gas, tale metodologia potrebbe anche risolvere, da sola, le criticità che l'Autorità individua nell'“approccio ibrido”.

Si osserva infatti che l'attuazione di una piena metodologia a costi *standard*, pur considerate le relative difficoltà implementative, sarebbe molto utile per il sistema, soprattutto se applicata ad un settore frammentato e caratterizzato da una pluralità di operatori come quello della distribuzione gas. Tale metodologia consentirebbe, peraltro, di perseguire sin da subito l'obiettivo “pro-concorrenziale” di premiare l'efficienza, in attesa del completo svolgimento delle gare ATEM e del dispiego dei benefici a queste connessi.

Le indicazioni che il DCO fornisce in merito a tali sviluppi per il servizio di distribuzione gas sono tuttavia contrastanti: se infatti nella nota 2 di pag. 14 viene ricordato che *“Per il servizio di distribuzione del gas lo sviluppo di criteri di riconoscimento dei costi basati sui costi standard è già indicato nella deliberazione 570/2019/R/gas”*, poi nel paragrafo 8.6 l'ARERA afferma 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 risulta pertanto chiaro se l'ARERA intenda dar corso a quanto previsto dalla delibera 570/2019/R/gas o se stia invece valutando l'adozione di un approccio differente (ossia senza introdurre elementi di valutazione a costi *standard* ulteriori rispetto a quelli ad oggi già esistenti), ritenendo - a nostro parere inopportuno - che ciò consenta di valutare, già in sede di prima applicazione del ROSS-base, i costi totali con effetti equiparabili a quelli che determinerebbe una completa metodologia a costi *standard*.

Per quanto invece riguarda i servizi che - come quello dello stoccaggio gas - sono caratterizzati da pochi operatori attivi e spese di capitale non completamente pianificabili/preventivabili (per le quali

inoltre, già in passato sono state riscontrate oggettive difficoltà nell'adozione di una metodologia a costi *standard*), la determinazione della spesa di riferimento potrebbe risultare particolarmente difficoltosa, motivo per cui si ribadisce l'opportunità di escludere lo stoccaggio dall'applicazione del modello ROSS.

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

La *ratio* sottesa al meccanismo di *sharing* delle efficienze/inefficienze prospettato nel DCO risulta ragionevole, tuttavia, in assenza di ulteriori elementi di dettaglio sul funzionamento di tale meccanismo, risulta difficile formulare osservazioni più specifiche.

In base ai pochi elementi forniti, un meccanismo quale quello del *rolling incentive scheme* (dove le imprese possono beneficiare dei loro recuperi di efficienza per un numero prefissato di anni, indipendentemente dal momento in cui tali recuperi sono stati realizzati) parrebbe il più opportuno, in quanto sembrerebbe in grado di eliminare le distorsioni nelle scelte degli operatori in merito alla tempistica temporale delle miglorie/efficientamenti da realizzare.

Per quanto invece riguarda la matrice *Information Quality Incentive* e il *Totex Incentive Mechanism*, dal momento che essi premiano anche l'accuratezza delle previsioni di spesa, potrebbero risultare penalizzanti qualora emergano spese non pianificate (ma di natura indispensabile e non procrastinabile) e, pertanto, sarebbero inadatti al servizio di stoccaggio.

In linea generale si osserva, ad ogni modo, che qualora l'ARERA intenda trasporre nel *framework* regolatorio nazionale uno dei predetti meccanismi utilizzati dal regolatore britannico Ofgem, sarà necessario predisporre anche specifici adattamenti che tengano conto delle peculiarità del contesto italiano.

Si riterrebbe inoltre opportuno che l'incentivo all'efficienza si accompagnasse ad un percorso di convergenza dei costi di servizio riconosciuti per classe dimensionale di operatore, effetto che potrebbe essere ottenuto attraverso l'utilizzo di incentivi all'efficienza tarati in maniera più specifica sui singoli operatori (in base alle dimensioni dell'impresa, oltre che di altri fattori quali l'attendibilità delle sue previsioni di spesa, come avviene nel *Totex incentive mechanism*).

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

L'Autorità intenderebbe superare le problematiche relative al *capex bias* individuando a priori il livello del tasso di capitalizzazione applicabile alla spesa totale riconosciuta. Tale eventuale distorsione potrebbe essere tuttavia gestita con modalità alternative, quali ad esempio:

- analizzando i bilanci *unbundling* delle imprese ed effettuando approfondimenti sugli operatori che presentino andamenti di costo “anomali” oppure variazioni di costo poco giustificabili da un anno all’altro;
- aumentando la frequenza di determinazione dell’anno test per il calcolo dei costi operativi riconosciuti (ad esempio ogni 3 anni, rispetto ai 6 anni attualmente previsti);
- adottando, quantomeno per la distribuzione gas, modalità di riconoscimento dei nuovi investimenti a costi *standard*.

Con riferimento alla proposta dell’ARERA in tema di orizzonte temporale di riferimento per la determinazione del tasso di capitalizzazione, si ritiene che non sia opportuno considerare un periodo troppo esteso nel passato (ad esempio 10 anni), ma che sia invece più adeguato che l’intervallo temporale da esaminare sia, al più, di 5 anni (come anche previsto da Ofgem nel RIIO-2, dopo aver inizialmente scelto un orizzonte di 8 anni). Un orizzonte temporale più breve permetterebbe di rispecchiare meglio l’attuale situazione nazionale, anche considerando che i tassi di capitalizzazione osservati in passato per un determinato servizio potrebbero non essere rappresentativi dei tassi di capitalizzazione relativi a gestioni efficienti del medesimo servizio nei prossimi anni (si pensi, ad esempio, ai significativi cambiamenti di gestione della spesa che tutti gli operatori di sistema dovranno adottare per intraprendere i percorsi di innovazione finalizzati al raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica). Per i servizi, come lo stoccaggio, dove non sono infrequenti spese di capitale significative e di natura imprevista, si potrebbero inoltre osservare significative variazioni dei tassi di capitalizzazione conseguenti proprio a tali spese.

Per quanto invece riguarda la possibilità di prevedere dei meccanismi di aggiustamento *ex post* per garantire l’equilibrio economico-finanziario degli operatori, la proposta potrebbe essere opportuna, ma risulta necessario che gli impatti di tali meccanismi siano ragionevolmente prevedibili e contenuti. In tal senso, appare fondamentale che i criteri di funzionamento degli stessi siano resi noti a priori, al fine di evitarne un’applicazione con modalità che, qualora non predefinite, potrebbero risultare discrezionali.

Inoltre, similmente a quanto fatto presente per i meccanismi di *sharing*, qualora i meccanismi di gestione dell’incertezza ideati da Ofgem fossero trasposti nel *framework* regolatorio italiano, sarebbe necessario prevedere degli adattamenti per tenere conto delle diversità dei due contesti.

Infine, la pre-determinazione del tasso di capitalizzazione da parte dell’ARERA dovrà essere ad ogni modo compatibile con eventuali impegni in precedenza già assunti dagli operatori, evitando che da ciò derivi un’ingiustificata penalizzazione per gli stessi. Si dovrà pertanto evitare che le regole del nuovo regime tariffario siano applicate retroattivamente (ad esempio, a procedure competitive già svolte o ancora in fase di attuazione alla data di entrata in vigore del ROSS).

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

La modifica dell'approccio di riconoscimento dei costi in tariffa può ragionevolmente condurre a identificare una nuova modalità di calcolo delle vite utili regolatorie. Tuttavia, in considerazione dell'eterogeneità dei cespiti e delle rispettive vite utili, la proposta illustrata nel DCO di definire un'unica vita regolatoria, calcolata come media ponderata, andrà attentamente valutata e sarà nondimeno necessario acquisire maggiori dettagli per effettuare una compiuta analisi in merito.

Si fa ad ogni modo presente che, alla luce delle future prospettive della transizione energetica e della relativa possibilità che nel corso dei prossimi anni insorgano *stranded assets*, non pare opportuno che la nuova modalità di trattamento delle vite utili regolatorie conduca a un complessivo allungamento delle stesse. In tal senso si ricorda che già alcuni studi in ambito comunitario, quali il *"Future role of gas from a regulatory perspective"* (rapporto FROG) del CEER, hanno evidenziato una possibile contrazione degli usi finali del gas nel lungo periodo (con connesso minore utilizzo delle relative infrastrutture), elementi che potrebbero rendere opportuno, da parte dell'ARERA, valutare un'eventuale riduzione dei periodi di ammortamento, quantomeno per i cespiti più longevi (quali pozzi e condotte).

Si desidera inoltre portare all'attenzione dell'Autorità gli effetti che l'approccio ROSS, e l'individuazione di un unico valore di RAB o *slow money*, potrebbero comportare per servizi quali la distribuzione gas, in cui esiste un forte legame tra l'impianto normativo/regolatorio vigente, l'asset fisico e la dimensione territoriale del servizio. In tal senso non appare chiaro - e pertanto si richiede all'ARERA di fornire ulteriori elementi di dettaglio in proposito - come la presenza di uno *slow money* unico possa essere raccordata con lo svolgimento delle verifiche sul delta VIR-RAB per i Comuni di un ATEM oppure con la cessione di porzioni di RAB nei casi di avvicendamento di due gestori in un ATEM a seguito dell'aggiudicazione della relativa gara (in tali casi è infatti rilevante individuare la quota di RAB relativa ad una specifica località, dovendo eventualmente poi procedere a una ulteriore disaggregazione per categorie di cespiti). Tale criticità si presenterebbe, peraltro, anche nelle successive fasi di sviluppo del regime ROSS, in quanto i *business plan* (dalla cui analisi sarebbe desunta la spesa di riferimento) sono di solito redatti per singolo operatore e non seguono logiche di disaggregazione territoriale.

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

Nell'ambito del nuovo regime tariffario proposto, la previsione di una doppia modalità di gestione delle dismissioni dei cespiti a fini regolatori (in funzione dell'esistenza, o meno, del cespite alla data di avvio dell'approccio ROSS-base) appare inevitabile. Tuttavia, al fine di non rendere oltremodo onerosa l'operatività dei soggetti infrastrutturali coinvolti (che, in alcuni casi, già oggi prevede diverse modalità di effettuazione delle dismissioni), si riterrebbe opportuno che il periodo di gestione

“parallela” fosse ragionevolmente breve, soprattutto con riferimento a cespiti caratterizzati da una vita utile regolatoria particolarmente estesa.

Come osservato nel precedente spunto di consultazione, anche in questo caso si ravvisano tuttavia potenziali criticità con riferimento al raccordo tra le attuali regole di verifica del delta VIR-RAB nel servizio di distribuzione gas e l'effettuazione di dismissioni in presenza di un unico valore di *slow money*, motivo per cui si richiede all'ARERA di fornire chiarimenti in merito.

In tema di contributi, in linea di principio la proposta dell'ARERA appare ragionevole. Si invita poi l'Autorità a valutare l'ipotesi che il trattamento dei contributi proceda di pari passo a quello del cespite, ad esempio prevedendo la dismissione del contributo qualora sia dismesso il cespite a cui tale contributo si riferisce.

In relazione al trattamento dei lavori in corso (“LIC”), in assenza di maggiori dettagli applicativi, non si ritiene ancora possibile esprimere una preferenza definitiva tra le due soluzioni prospettate nel DCO, nonostante la prima (in cui le spese di capitale considerate ai fini della determinazione della spesa totale - di riferimento ed effettiva - comprendono anche le spese relative a investimenti che non entrano in esercizio, con annessi meccanismi di controllo volti a monitorare le dinamiche di movimentazione dei lavori in corso e prevenire comportamenti opportunistici e inefficienze) potrebbe, una volta fornite ulteriori specifiche, risultare preferibile. Con riferimento all'opzione alternativa, si richiedono invece maggiori dettagli sul livello di remunerazione dei lavori in corso e su come verrebbe calcolata la remunerazione all'entrata in esercizio dei cespiti che hanno ricevuto, per uno o più anni, la remunerazione “LIC”.

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

In linea di principio la proposta dell'ARERA appare ragionevole, ferma restando la necessità, anche per questo aspetto, di acquisire ulteriori elementi di dettaglio sulle modalità applicative, per formulare osservazioni più compiute.

Inoltre, come osservato nello spunto di consultazione precedente, sebbene per un certo periodo di tempo sarà inevitabile gestire lo *stock* di capitale secondo un “doppio binario”, si ritiene che, allo scopo di ridurre quanto più possibile l'aggravio amministrativo per gli operatori, tale gestione parallela non dovrebbe essere eccessivamente estesa.

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 già fatto presente nella risposta allo spunto di consultazione S2, un progressivo allineamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali gas ed elettrici può certamente costituire un elemento positivo, soprattutto nella prospettiva della transizione ecologica, in grado di facilitare una visione integrata del sistema energetico. Tuttavia, non si può prescindere dalle specifiche peculiarità di taluni servizi, basti pensare, ad esempio, alle diverse caratteristiche dei servizi svolti su concessione - quali la distribuzione gas ed elettrica, aventi un orizzonte temporale a termine - e dei servizi svolti su base autorizzativa, caratterizzati invece da un orizzonte temporale indefinito, nonché alla peculiarità del servizio di stoccaggio rispetto quelli "a rete". Tutto ciò potrebbe non rendere agevole la stesura di un testo integrato unico recante criteri di determinazione del costo riconosciuto (TICCR) sul modello del TIWACC, ma potrebbe, semmai, condurre ad un documento che contenga alcuni principi/criteri comuni a tutti i comparti e che preveda, poi, parti specifiche per ciascun servizio, in base agli aspetti caratterizzanti. Pertanto, sebbene la proposta dell'ARERA sia ragionevole, ne andrà attentamente valutata l'effettiva fattibilità, esprimendo tuttavia, sin d'ora, la richiesta di escludere il servizio di stoccaggio dal perimetro applicativo del regime ROSS-base (e dunque, del TICCR).

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

Sebbene allo stato attuale siano già disponibili alcuni indici e parametri per la misurazione della *performance* economico-finanziaria degli operatori energetici, si può comprendere che l'ARERA intenda sviluppare un ulteriore metodo, più aderente alle proprie esigenze di regolatore, per monitorare tale fenomeno.

Sulla base degli elementi fin qui forniti, si esprimono tuttavia alcune perplessità in merito all'effettiva capacità del RORE di rappresentare adeguatamente tale grandezza. In tal senso, nell'attesa che siano forniti ulteriori dettagli utili a inquadrare le modalità di calcolo e funzionamento di tale indice sintetico, si reputa opportuno che l'Autorità chiarisca che il RORE sarà impiegato solamente a scopo di monitoraggio e che, pertanto, esso non darà luogo all'applicazione di meccanismi di aggiustamento *ex post*, quali quelli ipotizzati nell'ambito della determinazione del tasso di capitalizzazione (ciò in quanto, i suoi effetti potrebbero risultare difficilmente prevedibili *ex ante*), nonché di meccanismi di integrazione/prelievo verso operatori i cui RORE risulteranno essere ridotti/elevati.

Si fa poi presente che, come correttamente evidenziato (cfr. paragrafo 4.4.2) nel report redatto da Oxera a supporto del presente DCO, l'analisi del RORE richiederà la costruzione di un ingente set di dati (che gli operatori dovranno trasmettere e l'Autorità dovrà esaminare e validare) che sia affidabile, robusto e consistente e non si ritiene che tale risultato possa essere verosimilmente raggiunto in un breve arco di tempo (come, peraltro, già accaduto in Gran Bretagna). Inoltre, alcuni dei dati necessari per il calcolo del RORE non sono attualmente ricavabili né dai CAS né dai bilanci delle società regolate (i cui diversi criteri di redazione, secondo principi contabili nazionali o internazionali, potrebbero peraltro rappresentare un fattore di discrezionalità), ragion per cui sarà necessario predisporre apposite analisi e raccolte informative. Sarà altresì necessario che siano selezionate con attenzione le tipologie di dati che gli operatori saranno tenuti a trasmettere all'ARERA nell'ambito del monitoraggio (evitando la *disclosure* di dati potenzialmente sensibili, quali i costi associati ai debiti infragruppo, nonché di porre in capo a tali soggetti oneri di comunicazione sproporzionati), oltre a specificare le regole per la gestione di eventuali fattispecie anomale (quali operazioni societarie, partite straordinarie e/o modifiche della normativa fiscale) che potrebbero inficiare la coerenza e la comprensibilità dei dati trasmessi.

In tal senso appare fondamentale che gli *stakeholder* siano coinvolti sin dal principio nel processo di messa a punto della metodologia di analisi del RORE e che i dati risultanti dalla predetta analisi siano inoltre sottoposti alla validazione degli stessi operatori prima della loro pubblicazione, anche in considerazione degli effetti che tale pubblicazione potrebbe produrre nell'ambito dei mercati finanziari.

S14. Osservazioni relative alle opzioni di regolazione individuate.

Sembra ragionevole che l'ARERA illustri le differenti opzioni regolatorie disponibili e funzionali al raggiungimento degli obiettivi individuati per poi valutarle in base a criteri di efficienza, efficacia, fattibilità e proporzionalità, acquisendo inoltre *“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”*. Si resta pertanto disponibili a fornire il proprio contributo in materia di analisi di impatto della regolazione, sulla base dei più specifici dettagli applicativi che verranno resi disponibili dall'ARERA nell'ambito del procedimento.

S15. Osservazioni rispetto ai criteri di valutazione delle opzioni.

In linea di principio, i criteri proposti dall'ARERA per la valutazione delle diverse opzioni regolatorie risultano ragionevoli. Oltre ad un esame delle soluzioni regolatorie che ne valuti l'efficacia in termini di raggiungimento degli obiettivi individuati, si ritiene che l'ARERA dovrà inoltre tenere conto di:

- coerenza e compatibilità degli obiettivi rispetto ai diversi servizi infrastrutturali;
- realizzabilità delle soluzioni, riducendo il più possibile gli oneri amministrativi in capo agli operatori e all'Autorità;
- proporzionalità delle soluzioni, intesa come onerosità rispetto ai benefici (che, si ricorda, potrebbero essere ottenuti anche tramite opzioni/modalità alternative).