

**Osservazioni del Gruppo IREN al
Documento per la consultazione n.615/2021/R/com del 23 dicembre 2021 “Linee guida
per lo sviluppo della regolazione ROSS-base da applicare a tutti i servizi infrastrutturali
regolati dei settori elettrico e gas”**

Osservazioni di carattere generale

Iren esprime apprezzamento rispetto al percorso di sviluppo delineato dall’Autorità per garantire il **pieno coinvolgimento degli operatori interessati dalla riforma della regolazione** tariffaria.

La Scrivente **condivide inoltre gli obiettivi** generali della consultazione espressi dell’Autorità legati a:

- promozione dell’efficienza;
- garanzia di adeguati livelli di qualità nell’erogazione dei servizi;
- armonizzazione con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e uso efficiente delle risorse.

In continuità con le considerazioni espresse in risposta al documento di consultazione 465/2021/A – “Quadro Strategico 2022-2025”, la Scrivente ritiene **altresì importante**, mediante l’adeguamento dei sistemi di riconoscimento dei costi, garantire **certezza, stabilità ed efficienza nelle decisioni di investimento degli operatori** che possono offrire un contributo significativo a sostegno degli obiettivi di decarbonizzazione e di transizione energetica.

La Società ha analizzato con molto interesse gli spunti proposti dall’Autorità a descrizione degli schemi concettuali di riferimento per l’implementazione dei modelli ROSS - base e ROSS – integrale, tuttavia, questi primi orientamenti ancora di carattere generale non consentono una chiara presa di posizione.

Ciò che sembra emergere in modo chiaro è invece **l’approccio sotteso ai due modelli**:

- L’uno **Individuale** in quanto si basa su:
 - previsione di spesa formulata dagli operatori nell’ambito dei rispettivi *business plan*;
 - misurazione dell’avanzamento fisico degli investimenti;
 - meccanismi di regolazione *output-based*;

- L'altro **parametrico**, focalizzato su:
 - Tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore da applicare alla Spesa totale per distinguere la spesa di capitale e i costi operativi riconosciuti;
 - Coefficienti di ripartizione dell'efficienza totale.

Premesso che sia **necessario comprendere le modalità applicative dei due approcci**, in linea con il contesto nazionale da cui vengono mutuati i modelli sopra descritti, la Scrivente ritiene che l'applicazione dell'uno o dell'altro potrebbe seguire **criteri dimensionali**.

- L'**approccio individuale** potrebbe trovare applicazione presso i principali operatori che rappresentano il mercato di riferimento. In tal modo l'Autorità potrebbe esercitare un controllo maggiore dei costi dell'intero settore avendo un **dialogo diretto con un numero di operatori limitato, e garantendo al contempo uno sviluppo efficiente secondo le specificità del contesto di riferimento**;
- L'**approccio parametrico** potrebbe trovare applicazione presso i restanti operatori che rappresentano una **parte molto esigua del mercato**. In questo modo la definizione dei costi *benchmark* o *standard* prospettata potrebbe trovare soluzioni applicative semplificate in quanto impattante su quote di mercato molto residuali. In tal modo, inoltre, si potrebbero riattivare i **meccanismi di incentivazione all'aggregazione** delle piccole / medie imprese, in linea con quanto auspicato dall'Autorità sia per il settore gas (Documento di consultazione 312/2020) sia per il settore elettrico (Delibera 568/2019).

Altro elemento caratterizzante il contesto italiano rispetto a quello inglese è l'incertezza legata sia al rinnovo sia alla **durata limitata delle concessioni**. Nel settore gas le concessioni sono pressoché tutte scadute ma le procedure di gara stentano a decollare e la durata prevista del rinnovo è pari a 12 anni; nel settore elettrico ad oggi non sono disponibili i criteri di definizione dei bandi di gara per le concessioni in scadenza al 2030. In tale prospettiva, potrebbe essere utile introdurre un **periodo di test di un paio d'anni** per avviare a regime il nuovo schema di riconoscimento dei costi al 2026, permettendo di:

- Garantire alle imprese di sviluppare *business plans* in linea con i criteri di definizione dei bandi di gara, evitando una doppia valutazione su criteri diversi;
- Allineare le tempistiche di applicazione per la distribuzione elettrica alla distribuzione gas.

Risposte agli spunti specifici

Come indicato in premessa, la presente consultazione definisce lo schema concettuale dell'approccio ROSS **senza fornire indicazioni precise sulle modalità implementative**.

L'assenza di posizioni chiare sui singoli temi trattati, pertanto, non permette di formulare osservazioni puntuali ai singoli quesiti. Nel prosieguo del documento la Scrivente cercherà di rappresentare le proprie impressioni auspicando in una maggiore chiarezza di analisi e ad una profusione esemplificativa in occasione dei prossimi incontri tecnici previsti nei mesi di febbraio – marzo.

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

Come rappresentato in premessa, si ritiene che l'Autorità potrebbe adottare un approccio distinto in funzione delle "dimensioni del DSO".

L'applicazione di un modello di riconoscimento individuale, ad esempio per le prime dieci imprese di ciascun settore permetterebbe il controllo della quasi totalità delle reti di distribuzione, mediante l'analisi dei piani di sole 16 aziende, vista la presenza di alcune aziende multi-business.

Di seguito si riportano tre tabelle di sintesi che rappresentano il numero di punti (POD e/o PdR) gestiti dagli operatori grandi, medi e piccoli e il peso percentuale sulla totalità del mercato.

Per operatori grandi della distribuzione elettrica si intendono i DSO che gestiscono più di 100.000 POD, per la distribuzione gas che gestiscono più di 300.000 PRD. Gli operatori medio-piccoli sono tutti gli altri operatori.

[dati in migliaia di punti]

GAS	PdR	Imprese	% su totale PdR
Grandi	16.579	10	74%
Medie e piccole	5.930	201	26%
Totale	22.509	211	100%

Imprese grandi GAS: PdR >300k

EE	POD	Imprese	% su totale POD
Grandi	36.096	10	98%
Medie e piccole	696	116	2%
Totale	36.792	126	100%

Imprese grandi EE: POD >100k

GAS + EE	POD/PdR	Imprese	% su totale punti
Grandi	52.675	16	89%

Considerando i primi dieci distributori elettrici e/o gas, l'adozione di un approccio individuale rivolto a circa 16 operatori consentirebbe all'Autorità un efficace monitoraggio del mercato su circa il 98% dei POD e quasi del 75% dei PDR serviti.

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

In linea generale si condivide la previsione di **riconoscere sempre la spesa complessiva**, con copertura mediante *fast money* per la parte complementare a quanto attribuito allo *slow money* secondo il tasso di capitalizzazione definito dall'Autorità tenendo tuttavia in considerazione i meccanismi di *sharing*.

In merito a questo spunto, la Scrivente intende rappresentare alcuni quesiti al fine comprendere meglio il modello proposto:

- Non risulta chiaro se quanto prospettato sia calibrato sulle **specificità della singola società**, oppure definito a livello di settore;
- Non si comprendono le **tempistiche di applicazione**: se lo schema rappresentato al paragrafo 7.5 sia applicato annualmente, oppure in occasione della *review* di fine periodo regolatorio;

- non risulta chiaro se l'Autorità intenda definire un **unico tasso di capitalizzazione** per servizio, oppure uno per impresa;
- si chiede di chiarire **come siano valutati i capex calcolati ex-post a misura**. Ad esempio, in relazione agli investimenti relativi all'installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* effettuata in applicazione delle disposizioni delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas, si chiede di comprendere se per la definizione della spesa totale di riferimento e di quella effettiva sia valutato un ammontare pari al valore medio tra il costo *standard* definito dall'Autorità e la spesa effettiva sostenuta dall'impresa di distribuzione o sia inserito per la prima il costo standard e per la seconda il costo effettivo.

Si auspica pertanto che l'Autorità renda disponibili, in vista degli incontri previsti a febbraio/marzo con i singoli operatori e le associazioni di settore, specifici approfondimenti sui due modelli, fornendo eventualmente esempi applicativi utili a comprenderne le dinamiche, e che permetta di tornare sulla consultazione a valle di tali chiarimenti.

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

Si condivide la prospettata applicazione semplificata del ROSS-base nella prima fase implementativa, evitando, cioè, l'introduzione di elementi aggiuntivi di valutazione a costi *standard* rispetto agli attuali.

In linea con quanto rappresentato in premessa circa la possibilità di applicazione dell' approccio parametrico secondo una logica dimensionale a "copertura del mercato residuale", si ritiene che l'utilizzo di costi *standard* dovrebbe essere basato su logiche semplificate.

Indirettamente, l'applicazione di questo meccanismo, volto ad estrarre le efficienze totali dalla spesa totale effettiva secondo modalità parametriche, potrebbe indurre nel tempo le imprese di distribuzione di dimensioni meno rilevanti verso naturali processi di aggregazione tra loro o con gli operatori principali.

L'applicazione dei costi *standard* alle imprese principali, elettriche e/o gas, a parere della Scrivente, potrebbe rendere più difficile il perseguimento degli obiettivi indicati e condivisi in premessa. Infatti, solo attraverso valutazioni individuali svolte con gli operatori che rappresentano una quota significativa del mercato, l'Autorità sarebbe in grado di orientare gli investimenti e l'*output* – inteso

come qualità del servizio reso agli utenti – sfruttando la leva dalla valutazione dei singoli piani di sviluppo degli operatori.

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

In relazione al meccanismo di *sharing*, si chiede di chiarire quanto indicato al punto 9.3, di seguito riportato: “[...] L’Autorità, al fine di valutare la potenza dell’incentivo è orientata a considerare un orizzonte di riferimento per i benefici del sistema pari alla lunghezza del ciclo di investimenti di ciascun servizio regolato”. In particolare, non si comprende cosa si intenda per “lunghezza del ciclo di investimenti”, se il periodo regolatorio, la lunghezza della concessione, la vita utile media dei cespiti di un determinato servizio o altro.

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

Anche relativamente a questo punto, le modalità applicative non sono chiare. In particolare, non si comprende se sarà adottato un unico tasso di capitalizzazione per servizio regolato oppure un valore specifico per ciascuna impresa.

In merito alla definizione dei tassi di capitalizzazione nozionali *ex-ante*, si ritiene più adeguato far riferimento a medie pluriennali al massimo degli **ultimi due o tre anni**, in quanto orizzonti temporali più ampi finirebbero con l’intercettare cambiamenti di principi contabili o non riflettere l’attuale situazione delle imprese.

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

In merito a questo aspetto si chiede di confermare la correttezza dell’interpretazione effettuata dalla Scrivente in base alla quale ogni anno verrebbe determinato un unico “macro-cespite” con una determinata vita utile, data dalla media ponderata delle vite utili dei singoli incrementi patrimoniali per categoria di cespiti che compongono il macro-cespite, il quale continuerà ad evolversi in modo autonomo in termini di remunerazione e ammortamento, mantenendo invariata la vita utile ad esso associata. L’anno successivo si ripercorrerà il medesimo percorso, determinando un altro “macro-cespite” indipendente, con una propria vita utile, anche diversa rispetto all’anno precedente.

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

In relazione agli elementi di cui al presente spunto, si ribadisce quanto indicato in premessa circa la difficoltà per la Scrivente di effettuare una valutazione in merito ad aspetti così puntuali, non essendo ancora chiaro il quadro all'interno del quale saranno collocati.

Tuttavia si ritiene fondamentale che:

- **i contributi pubblici o/o privati sottratti dal costo riconosciuto siano sempre inferiori rispetto al livello di *slow money* riconosciuto;**
- siano **introdotti meccanismi incentivanti** l'ottenimento dei contributi stessi.

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

Si condivide l'orientamento dell'Autorità di gestire lo **stock di capitale esistente al momento del passaggio al regime ROSS-base in continuità di criteri**, per singola impresa, garantendo la gradualità di introduzione del nuovo meccanismo.

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.

Non si dispone di adeguati elementi valutativi per esprimere osservazioni in proposito.

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

In merito all'ipotesi di adottare il RORE come indice per il monitoraggio della performance delle imprese regolate, si ribadisce quanto rappresentato nel report Oxera allegato al documento di consultazione circa la necessità, nel caso di effettiva adozione di un *framework* di monitoraggio basato su tale indicatore, di **introduzione graduale** del medesimo. Infatti, la stessa Oxera

rappresenta una serie di elementi che richiederanno ulteriori valutazioni, e pertanto critici a parere della Scrivente, tra i quali:

- La necessità di dati di contabilità (generale) per specifiche attività (es. distribuzione, misura) compatibili con i dati di contabilità regolatoria raccolti per la definizione delle tariffe. Ad esempio, i dati finanziari quali tassazione, costo del debito e *gearing* sono disponibili a livello di impresa, non di singola attività svolta;
- L'importanza di identificare tutti i possibili *outlier* che possono generare distorsioni, quali ad esempio acquisizioni e fusioni oppure cambiamenti nel perimetro delle attività regolate.

A questi primi elementi si aggiunge la **necessità di sottrarre** alla potenziale redditività dell'impresa così calcolata tutti i **costi non coperti dalle tariffe regolate**, come, a titolo esemplificativo, i canoni di concessione per il settore gas e gli extra-costi derivanti dal meccanismo dei TEE.

Viste le peculiarità del contesto italiano e le gare in corso o in fase di avvio nei prossimi anni, si ritiene importante ribadire la necessità di **procedere con cautela alla definizione dell'indicatore** e soprattutto alla pubblicazione di dati riservati delle imprese, sia in ottica di **equa "competition for the market"** sia per il potenziale impatto derivante dalla pubblicazione di informazioni sintetiche ed incomplete relative alla *performance* delle singole imprese.

Infine, si auspica che l'Autorità espliciti come intenda utilizzare il RORE una volta definito e portato a regime, al fine di poter effettuare delle valutazioni più puntuali sul tema e sulle modalità di calcolo.

S14. Osservazioni relative alle opzioni di regolazione individuate

Come indicato in premessa, si chiede all'Autorità di **permettere di ritornare sui temi rappresentati nella presente consultazione a valle degli incontri tecnici dei prossimi mesi.**

S15. Osservazioni rispetto ai criteri di valutazione delle opzioni

Nessuna osservazione.