

## **COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 655/2022/R/COM – CRITERI DI DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO SECONDO L'APPROCCIO ROSS-BASE. ORIENTAMENTI FINALI**

Con il presente Documento il Gruppo A2A formula le proprie considerazioni in relazione agli orientamenti finali Illustrati dall'Autorità nel **Documento per la Consultazione 655/2022/R/Com** (di seguito: il Documento) riguardanti i **criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base**. Tale Documento, che si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la Delibera 271/2021/R/Com, costituisce la **terza fase di consultazione** sul nuovo modello regolatorio finalizzata ad **acquisire** da parte di ARERA **ulteriori elementi istruttori** rispetto a una **nuova formulazione** delle proposte di regolazione, anche in esito a quanto emerso nel corso del seminario pubblico e del successivo focus group tenutisi ad ottobre scorso. L'Autorità, in particolare, illustra i propri orientamenti finali inerenti alcuni aspetti del nuovo **sistema tariffario** impostato su **logiche ROSS**, da far confluire in un **Testo Integrato relativo alla Regolazione tariffaria per Obiettivi di Spesa e di Servizio (TIROSS)** e, in particolare, le possibili metriche da utilizzare per la **valutazione della sostenibilità finanziaria** degli investimenti, i meccanismi di **incentivazione all'efficienza** secondo un'impostazione a "*menu regulation*" e gli **strumenti di gestione** delle **incertezze** con la relativa soglia di attivazione.

Si specifica che oltre al presente documento sono **parte integrante** delle Osservazioni presentate da A2A alla consultazione in oggetto anche l'**Allegato 1** contenente l'articolato di TIROSS commentato da A2A e l'**Allegato 2** contenente la modellizzazione quantitativa di alcuni aspetti del nuovo sistema tariffario ROSS, effettuata dalla Scrivente sulla base del documento di consultazione, su cui permangono diversi elementi che necessitano di chiarimento in merito, in particolare al meccanismo di incentivazione asimmetrica Alto/Basso Potenziale e alla definizione della baseline dei costi operativi che ARERA dovrà fissare per l'anno t del primo periodo regolatorio ROSS (in particolare, l'anno test e la formula per il riconoscimento aggiuntivo rispetto al vincolo tariffario dei maggiori recuperi di efficienza conseguiti nei periodi di regolazione precedenti la data di cut-off e non completamente restituiti alle imprese in tale data).

### **Premessa**

In generale, si giudica positivamente l'accoglimento da parte di ARERA di alcune delle osservazioni presentate dagli operatori e dalle loro associazioni sia nell'ambito delle precedenti fasi consultive che in occasione del focus group svoltosi a ottobre scorso.

Tuttavia, si deve riscontrare che il documento in analisi presenta ancora vari aspetti che necessitano di maggiore chiarezza e approfondimento, con una conseguente opacità nella correlazione tra le proposte avanzate dal Regolatore e gli obiettivi che le stesse dovrebbero consentire di raggiungere, nonché l'impossibilità per gli operatori di poter dare un giudizio sul sistema tariffario nella sua

completezza.

Come già segnalato nelle precedenti fasi di consultazione, l'assenza di **esempi numerici esplicativi** – non consente agli operatori di costruire **modelli finalizzati ad approfondire il funzionamento del sistema tariffario nella sua interezza e a simulare** i possibili impatti – economico-finanziari, ma anche a livello di processi decisionali ed operativi aziendali – che il passaggio dall'attuale regolazione *building block* al nuovo approccio ROSS-base potrebbe determinare e, per quanto possibile, proporre conseguenti interventi correttivi.

Si riscontra inoltre la necessità di un maggiore approfondimento del **livello di dettaglio** (elemento che caratterizza anche l'articolato di TIROSS messo a disposizione degli operatori) in relazione ad alcuni **elementi di rilievo**, quali ad esempio per, ciascuna delle attività infrastrutturali interessate, i comparti e le singole **voci** di Conto Economico, Stato Patrimoniale e Cash Flow che saranno considerate dall'Autorità ai fini dell'**acquisizione** delle **proiezioni pluriennali di spesa** da utilizzare per la calibrazione dei tassi di capitalizzazione, delle baseline dei costi operativi e delle politiche di ammortamento – sia dei cespiti esistenti che di quelli realizzati nel periodo di vigenza della regolazione ROSS – nonché la formalizzazione delle modalità di calcolo di alcuni parametri fondamentali della nuova regolazione, comuni a tutti i servizi infrastrutturali interessati e che, quindi, sarebbe opportuno riportare nel futuro TIROSS (i.e. calcolo del tasso di capitalizzazione)

Con riferimento alle proposte specifiche contenute nel documento, si osserva che l'Autorità, in linea con l'impostazione regolatoria già consolidata nel contesto inglese e ponendosi in una prospettiva più **di tipo "tailor-made"** tale da considerare le **specificità economiche e di sviluppo dei diversi settori** infrastrutturali regolati, ha prospettato la necessità di procedere ad ulteriore approfondimento ai fini di una futura possibile applicazione del ROSS al settore della distribuzione gas, soprattutto alla luce delle peculiarità normative e regolatorie proprie dell'avvio delle gare per 'affidamento del servizio su base d'ambito, così come di sviluppare meccanismi regolatori volti a tenere in considerazione eventi che impattino in modo significativo e imprevisto sulle previsioni di spesa o sui volumi di servizio.

Già nell'approccio ROSS-base, ARERA ha infatti previsto l'introduzione di un **fattore di "aggiustamento ex-post" dei costi operativi** (c.d. **Fattore Z**) per la copertura di aumenti di spesa non intercettati dalla variazione delle variabili di scala adottate nella formula del *price cap* e legati ai **nuovi investimenti** strumentali soprattutto alla transizione energetica e alla realizzazione di un sistema energetico maggiormente flessibile e sostenibile.

Tuttavia, a giudizio di A2A la formulazione del meccanismo proposto (cfr. Art. 14 dell'articolato) non risponde pienamente alle necessità evidenziate dagli operatori nelle scorse consultazioni (e peraltro correttamente richiamate dall'Autorità nel documento in esame), dato che nella sostanza si riprende la formulazione attualmente adottata nella regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale (cfr. Art. 7.11 della RTTG). Tuttavia, si ritiene che un meccanismo così declinato – e focalizzato sull'incremento di costi operativi connessi a specifici investimenti molto ben identificabili (e.g. una

nuova centrale di spinta, anche dotata di compressori alimentati ad energia elettrica) - non sia adatto a rispondere correttamente alle esigenze degli operatori, in particolare della distribuzione elettrica, ed inerenti all'aumento dei costi operativi potenzialmente generato dal processo di transizione energetica, peraltro già in essere in alcune zone del Paese.

Si evidenzia inoltre, in primo luogo, che la **soglia di materialità** individuata dall'Autorità – pari ad una percentuale almeno **pari o superiore all'1% dei ricavi tariffari** - ai fini dell'attivazione di tale parametro ed anche dell'Y-Factor, appare **eccessivamente "restrittiva"**. A tal proposito si evidenzia che la stessa Ofgem nella *Final Determinations* del RIIO-2, per la valorizzazione dell'impatto derivante da fattori esogeni non contabilizzati ex-ante dal Regolatore, ha fissato la soglia di materialità<sup>1</sup> da applicare agli "*annual average base allowed-revenues*" pari allo 0,5%; in secondo luogo, inoltre, si ritiene che la **grandezza di riferimento** su cui parametrare il meccanismo di trigger in esame dovrebbero essere i **costi operativi effettivi considerati**, ad inizio periodo, per la **fissazione della baseline** di costi operativi riconosciuti, così da garantire coerenza tra le grandezze considerate (costi operativi di un determinato anno Vs costi operativi iniziali).

Positivamente si valuta anche l'apertura in merito alla **metodologia di tipo forward-looking** nella determinazione dell'**inflazione** - e che ci si auspica venga estesa anche al calcolo del deflatore - utilizzata nel dimensionamento del ricavo delle imprese in via provvisoria, con un **meccanismo di conguaglio** basato sui dati effettivi di inflazione calcolati a posteriori. Un ulteriore elemento di apprezzamento è certamente individuabile nella previsione di un **menu regolatorio** ai fini della determinazione della potenza dell'**incentivo all'efficienza**, le cui opzioni relative alla quota di trattenimento consentita all'impresa delle out/underperformance rispetto alla baseline del Regolatore sono calibrate anche in funzione della magnitudo dell'X-Factor usato per l'aggiornamento della baseline dei costi operativi riconosciuti.

Infine, si evidenzia sin da ora che un passaggio dall'attuale sistema regolatorio al futuro sistema ROSS senza un **periodo di transizione**, anche di durata limitata, potrebbe creare alcune **difficoltà** sia al regolatore che agli operatori. In particolare, si evidenzia la difficoltà, per questi ultimi, di predisporre le **proiezioni di spesa** che l'Autorità intende acquisire (e che, si ritiene, debbano avere come oggetto non tanto la sostenibilità del soggetto giuridico nel breve termine, ossia 5 anni, ma quella del piano di investimenti che intende eseguire per far fronte alle necessità delle proprie infrastrutture) al fine di valutare il probabile andamento delle tariffe negli anni e calibrare alcuni fondamentali parametri del sistema tariffario ROSS senza avere la piena conoscenza del quadro regolatorio entro cui queste stesse spese dovranno essere effettuate e che, allo stesso tempo, influenzano e sono a loro volta influenzate proprio da tale quadro.

---

<sup>1</sup> Cfr. "RIIO-2 Final Determinations – Core Document, Ofgem, 08 December 2020  
([https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2020/12/final\\_determinations\\_-\\_core\\_document.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2020/12/final_determinations_-_core_document.pdf))

## Sintesi delle valutazioni del Gruppo A2A

Alla luce delle considerazioni dettagliate nel seguito e al fine di semplificare la lettura del documento, si sintetizzano i principali punti di attenzione che A2A ritiene evidenziare:

- la rimodulazione della data di **decorrenza** del **nuovo sistema tariffario** basato su logiche ROSS in modo da garantire un'**ordinata transizione** e la predisposizione di **proiezioni di spesa coerenti** con i nuovi principi regolatori (che le influenzano e ne sono reciprocamente influenzate). Si propone che tale periodo abbia durata pari ad **un anno**.
- **la revisione** di alcuni **meccanismi regolatori** proposti per **rimuoverne incoerenze** e renderli **adequati** rispetto agli **obiettivi** che si intende perseguire. Ci si riferisce, in particolare, al meccanismo di sharing dell'efficienza relativa ai costi operativi, al c.d. Z-Factor e all'indicatore di monitoraggio della spesa di capitale, nonché all'oggetto rispetto al quale valutare la sostenibilità finanziaria (il piano investimenti dell'operatore e non l'operatore come "soggetto giuridico"), il relativo arco temporale e gli strumenti a tal fine utilizzati.
- La necessità di costituire **specifici tavoli tecnici con gli operatori** per analizzare nel dettaglio, e risolvere prima dell'entrata in vigore della nuova metodologia, le principali **criticità teoriche ed operative** connesse al nuovo sistema tariffario (modalità di aggregazione degli operatori ai fini della valutazione della fissazione della baseline dei costi operativi riconosciuti, calcolo tassi di capitalizzazione, modalità di rendicontazione e riconciliazione dei dati ecc.).

Si ribadisce, infine, l'assoluta necessità di rendere disponibili agli operatori **con adeguato anticipo esempi quantitativi dei meccanismi regolatori** che si propone di implementare così da poterli preventivamente testare estensivamente e sotto diverse ipotesi e conseguentemente individuarne sia gli **aspetti positivi** che **eventuali carenze e incongruenze**.

Ciò consentirebbe agli stessi operatori di formarsi un giudizio maggiormente completo e dettagliato rispetto al nuovo approccio prospettato e di presentare, quindi, osservazioni più circostanziate e a maggior valore aggiunto.

Quanto sopra è ancor più attuale nel caso in esame, relativo ad un cambio di paradigma rispetto ad un modello regolatorio consolidato oramai da anni.

Data la sensibilità di alcune valutazioni espresse nel seguito, si chiede di mantenerne la riservatezza ai sensi dell'art. 13, co. 7, del D.P.R. n. 217/98. Di conseguenza, si chiede che tali informazioni siano sottratte alla eventuale divulgazione a qualsiasi soggetto terzo.

## Spunti di consultazione

### ***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.***

Con riferimento alla durata di vigenza dei criteri generali del TIROSS indicata dall'Autorità, da una prima interpretazione del Documento dovrebbero essere previsti due semi-periodi di quattro anni rispettivamente equivalenti al 2024-2027 e 2028-2031, bipartizione che si ritiene essere compatibile con le durate prospettate per i periodi di regolazione dei singoli servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.

Tuttavia, si reputa opportuno avere **maggiori dettagli** in merito alla **progressione temporale tra ROSS-base T e ROSS-base R fino al ROSS-integrale** nel quadro regolatorio generale del TIROSS e conseguentemente alla **loro relativa durata**, al fine di poter fornire un giudizio più esaustivo e circostanziato. Nello specifico del settore della distribuzione elettrica, dalla Scrivente è stata prefigurata la seguente tempistica applicativa:

- i. ROSS-base T per gli anni 2024-2025
- ii. ROSS-base R per gli anni 2026-2027, al netto dell'adesione opzionale da parte del Distributore al ROSS-integrale in fase sperimentale
- iii. ROSS-base R oppure ROSS-integrale per gli anni 2028-2031.

A corollario di quanto sopra esposto, in conseguenza delle significative novità regolatorie che il ROSS introduce relativamente alle logiche e ai parametri di calcolo, ma anche di monitoraggio, degli elementi del vincolo tariffario, si ritiene utile porre all'attenzione dell'Autorità la **proposta di prevedere un anno "transitorio" e senza effetti economici del ROSS**, parallelamente all'applicazione della regolazione oggi vigente ai fini della determinazione dei ricavi riconosciuti. Questo potrebbe consentire sia agli operatori di **testare operativamente i nuovi criteri** sia ad ARERA di **effettuare eventuali aggiustamenti** che si dovessero rendere necessari per eliminare criticità o effetti economici indesiderati o distorsivi. Inoltre, ciò permetterebbe di evitare la criticità evidenziata in premessa dovuta alla ricorsività tra il quadro regolatorio in via di definizione e le proiezioni di spesa elaborate dagli operatori precedentemente l'entrata in vigore del nuovo sistema, che influenza e allo stesso tempo viene influenzato da tali proiezioni.

### ***S.2. Osservazioni sull'impostazione generale del sistema tariffario nel contesto ROSS.***

In generale, nei documenti finora resi disponibili dal regolatore non emergono con sufficiente chiarezza le motivazioni alla base del passaggio al nuovo meccanismo tariffario e, in particolare, (i) quali sono le criticità riscontrate e le motivazioni per cui le si ritiene tali, (ii) come le caratteristiche del nuovo modello tariffario siano effettivamente in grado di risolverle, (iii) quali sono gli obiettivi, in

termini quantitativi, che il nuovo meccanismo si prefigge rispetto a tali criticità e (iv) come si intende monitorare il raggiungimento di tali obiettivi e con che frequenza.

Con riferimento ad elementi di maggior dettaglio, alla luce delle tempistiche prospettate nel Documento al Box 1 e 2, si ritiene opportuno segnalare una **possibile criticità** correlabile al **meccanismo di perequazione**. Su tale aspetto sembra infatti evidenziarsi un **lag temporale maggiore di un anno** rispetto al sistema attualmente in vigore, prevedendo il calcolo dei saldi di perequazione a un t+3 rispetto all'anno di effettuazione degli investimenti. Ciò genererebbe maggiori **incertezze negli stanziamenti di bilancio** che, a nostro avviso, potrebbero essere ridotte mutuando dalla regolazione del trasporto del gas naturale l'utilizzo di opportuni **fattori correttivi** da calcolare in fase di consuntivazione finale e regolare, ad esempio prevedendo l'anticipazione dell'ammontare spettante nel calcolo provvisorio annuale con correzione di eventuali scostamenti nel t+3).

### **S.3. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative agli strumenti regolatori per monitorare la finanziabilità degli investimenti.**

Premesso che si ritiene necessario un confronto approfondito attraverso un tavolo di lavoro ad hoc, si precisa che degli indicatori ipotizzati per valutare la finanziabilità (cfr. Figura 1, punto 8.10), **solo alcuni** risultano **coerenti** con quelli impiegati dalle **agenzie di rating** (S&P e Moody's) per valutare la sostenibilità finanziaria del debito degli emittenti.

L'indicatore principale usato dalle agenzie di rating è infatti il **FFO/Net Debt**, i cui parametri di riferimento (FFO e NET Debt) sono peraltro determinati con modalità differenti da ciascuna agenzia<sup>2</sup>. Si rende quindi necessario **specificare la metodologia di calcolo** che **ARERA** intende applicare per i due suddetti parametri. Oltre ad altri indicatori utilizzati dalle agenzie, quali ad esempio il **Net**

<sup>2</sup> A titolo esemplificativo, con riferimento al **Fund From Operations (FFO)**, il metodo di calcolo adottato da Moody's è di tipo "economico" mentre quello di S&P ha un approccio per "cassa".

- Moody's: **Funds from operations (FFO)** = *Net Cash Flow from operating activities (as reported) + Dividends received reclassified to FFO - Interest expense (P&L) - Taxes paid (current taxes, P&L)*
- S&P: **Funds from operations (FFO)** = *Adjusted Ebitda (Ebitda - provisions bad debt + dividends from subsidiaries at equity) - Cash Interest expense - Cash Taxes paid*

Un metodo differente viene utilizzato anche per determinare il **Net Debt** (che non coincide con il valore contabile).

- Moody's: **Net Debt** = *Gross Debt as reported (financial leasing included) - Cash and Cash equivalents as reported + Pension obligations (TFR only) + Put options reclassified as debt + Backed securitization + Backed cash reclassified in Available For Sale (AFS)*
- S&P: **Net Debt** = *Reported Debt - Accessible cash and liquid investments + Financial leasing + Personal Retirement Bond (PRBs) and deferred compensation + Asset Retirement Obligation (ARO) + Securitization, sale and factoring of trade receivables and other assets +/- Hybrid capital instruments + Financial guarantees + Earn outs and deferred consideration for business acquisitions*



**Debt/Ebitda** e il **FFO Interest Coverage Ratio** (i.e. copertura degli interessi data dal FFO), si segnala che le stesse società quotate inseriscono nei Piani Industriali presentati al mercato i ratios sopra menzionati come specifici parametri di misura della propria sostenibilità finanziaria.

Su questi indicatori sembra pertanto **possibile individuare** dei **range di riferimento** (siano essi stabiliti dalle agenzie di rating o dal mercato) applicabili al settore delle infrastrutture regolate dell'energia elettrica e del gas, range in base ai quali **esprimere** poi uno **specifico giudizio di merito** in fase di *assessment* regolatorio.

A ciò si aggiunga il fatto che, gli **indicatori** che includono nel loro calcolo la **RAB**, sebbene possano essere considerati rappresentativi del settore infrastrutturale regolato, **non risultano comunemente adottati** dalle agenzie **S&P** e **Moody's** per le loro valutazioni di merito creditizio, dovendo essere rispettato un criterio di comparabilità intersettoriale. Di conseguenza per tali ratios sarebbero di **complessa individuazione** dei valori di mercato che possano essere utilmente usati per esprimere un **giudizio** in relazione alle **soglie di accettabilità** che definirà ARERA. Nel caso specifico del **Net Debt/RAB**, qualora il rimborso del debito non seguisse il piano di ammortamento degli investimenti, il **valore contabile del parametro** in analisi potrebbe per di più risultare **non rappresentativo** della **finanziabilità** della Società: ad esempio se un investimento con vita utile ai fini dell'ammortamento pari a 10 anni venisse finanziato con debito *bullet* (ossia, rimborso dell'intero capitale in soluzione unica alla scadenza) il Net Debt/RAB, a parità di debito netto, aumenterebbe di anno in anno per effetto della riduzione del denominatore dovuta all'ammortamento annuale dell'asset.

Inoltre, dal momento che questi ratios finanziari ad oggi non sono mai stati formalmente utilizzati nella prassi regolatoria dell'Autorità, si auspica che venga data **disclosure** sia della loro **modalità di calcolo** sia dei **range di accettabilità** che peraltro la stessa impresa nozionale dovrà rispettare.

Infine, oltre al fatto che tali strumenti di analisi hanno ad oggetto il **soggetto giuridico "impresa di distribuzione"** e la sua sostenibilità finanziaria nel breve-medio termine e non i piani di investimento societari nel corso della loro intera vita utile, si segnala che, in relazione alla **profondità prospettica** che verrà presa in considerazione da ARERA, le **società di rating** effettuano le loro **valutazioni ai fini dell'outlook** in funzione di un **arco temporale di non oltre due/tre anni**.

Pertanto, l'utilizzo degli indicatori in esame per effettuare previsioni relative ad un **periodo eccessivamente lungo ridurrebbe** la loro **capacità informativa** circa la sostenibilità finanziaria degli investimenti e l'efficacia delle scelte di finanziamento adottate dall'impresa, la certezza delle quali rappresenta al contrario una delle primarie necessità degli operatori. Si auspica quindi l'adozione di una **interim review almeno su base triennale** di tali parametri al fine di garantirne la **corretta congruenza esplicativa** rispetto ai piani di investimento delle varie società.

**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?***

Fermo restando quanto espresso nella risposta al precedente spunto di osservazione S3, si evidenzia quanto segue.

Con riferimento agli elementi di tipo economico-patrimoniali indicati negli schemi previsionali proposti nel Documento, ARERA richiede una compilazione secondo i criteri di redazione dei Conti Annuali Separati (CAS). Tuttavia, si evidenzia **una incongruenza** tra tale metodologia compilativa e in particolare le voci riportate nella **"Tabella 3 – Cash Flow previsionale"**, dal momento che nella rendicontazione secondo la logica CAS il Distributore **non** è tenuto ad **esplicitare i flussi di cassa** sulla base delle **attività che li generano** (gestione operativa, attività di finanziamento, investimenti, ecc).

Si ritiene opportuno avere a disposizione anche una **maggiore granularità tassonomica a livello delle singole voci** indicate nelle diverse tabelle, ciò per ridurre al minimo il grado di soggettività interpretativa da parte delle imprese e, conseguentemente, garantire una base dati che possa essere correttamente aggregata e successivamente comparata dall'Autorità con le numeriche dell'impresa nozionale da quest'ultima definita. Tale richiesta nasce anche dall'evidente considerazione che fino ad oggi le società hanno sempre effettuato **stime previsionali adottando una logica di tipo gestionale** ai fini della **stesura dei propri Piani Industriali** da presentare internamente al Top Management e poi al mercato finanziario, nella fattispecie di società quotate.

Inoltre, come chiaramente esplicitato al paragrafo 8.7 del Documento, le proiezioni pluriennali di spesa saranno utilizzate *"per la definizione delle politiche tariffarie da applicare ai singoli servizi regolati, in particolare in relazione alla calibrazione dei tassi di capitalizzazione, delle baseline dei costi operativi e delle politiche di ammortamento"*, obiettivo che determina un **riferimento circolare** poichè le diverse **voci economico-finanziarie** che sono **richieste dal Regolatore dipendono necessariamente dai suddetti parametri** alla base della **metodologia ROSS**. Pertanto, al fine di evitare inutili ma soprattutto problematici *loop*, si auspica un **chiarimento da parte dell'Autorità** in relazione al fatto che quanto richiesto debba essere fornito applicando gli **attuali criteri di contabilità regolatoria**, come effettivamente precisato nell'ambito dei focus group tenuti alcuni giorni fa.

In una **prima fase di raccolta dei dati** e ai soli fini della fissazione dei parametri indicati dalla stessa Autorità dal sopra richiamato articolo 8.7, si potrebbe peraltro prevedere, a vantaggio di una maggiore semplicità operativa e di rendicontazione da parte delle imprese, nonché di analisi da parte di ARERA, una **richiesta circoscritta** all'evoluzione di **spesa prospettica soltanto a livello di Capex**, suddivisi per categoria cespitale, e di **Opex**, con una granularità informativa in linea con criteri CAS e quindi sufficiente per la perimetrazione dei costi effettivi validi ai fini tariffari.

Si propone la suddetta soluzione semplificata in ragione del fatto che, per alcuni servizi infrastrutturali regolati tra cui la distribuzione elettrica, l'Autorità ha previsto l'avvio del ROSS-base a inizio 2024 **senza** tuttavia specificare **le tempistiche di definizione di diversi parametri fondamentali** per l'applicazione del **nuovo approccio** (i.e. tasso di capitalizzazione, coefficiente di ripartizione del



recupero di efficienze totali tra investimenti e gestione operativa), le imprese si troverebbero ad avviare le **attività propedeutiche alla fissazione del budget 2024 (e alla pianificazione delle relative attività di implementazione)**, il cui inizio è previsto già tra maggio e giugno 2023, in una **situazione di vacuum regolatorio**.

Infine, per ridurre l'asimmetria informativa tra operatori e Regolatore in relazione ai principali aspetti metodologici alla base del nuovo approccio ROSS, si auspica che ARERA renda noto, anche attraverso il supporto di opportuni esempi numerici in formato excel, **i criteri e singoli passaggi di calcolo della baseline dei costi operativi del primo anno del periodo regolatorio** (ad esempio, quale sarà considerato come anno "test" dei costi operativi effettivi e l'eventuale ponderazione con i costi riconosciuti), valore che sarà poi aggiornato applicando l'X-Factor opportunamente ricalibrato soprattutto nel caso della soluzione ad alto potenziale di incentivo (SAP).

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

Alla luce della tipologia e della granularità dei dati previsionali richiesti il **tema della riservatezza** si ritiene certamente essere **cogente**, soprattutto se la raccolta dei dati, così come dei correlati indici, è antecedente alla presentazione delle informazioni contenute nel Piano Industriale della società alla comunità finanziaria. In tal caso si potrebbe maggiormente concretizzare il **rischio di una diffusione di dati sensibili** con un possibile **impatto distorsivo** sul mercato azionario, ulteriormente favorito dall'assenza, nella circostanza in esame, di una nota esplicativa o di un comunicato stampa tramite il quale l'impresa contestualizza i numeri indicati nel proprio Piano.

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

A2A, in generale, apprezza la proposta avanzata dell'Autorità, anche a seguito degli stimoli forniti dagli operatori nel corso delle precedenti fasi di consultazione, di prevedere un meccanismo di incentivazione "ibrido" e differenziato tra costi di capitale e costi operativi e, in quest'ultimo caso, una "menu regulation" per cercare di modulare al meglio la potenza dell'incentivo rispetto alle potenzialità residue di efficientamento che il singolo operatore ritiene di possedere.

Si ritiene tuttavia che l'attuale formulazione della proposta **non** sia ancora **del tutto adeguata** dato che, in base a quanto è stato da ultimo prospettato agli operatori<sup>3</sup>, essa in alcuni casi condurrebbe ad **esiti del tutto incoerenti**. Si evidenzia quindi la necessità di **approfondire adeguatamente il tema**, anche dal punto **quantitativo**, con l'avvio di appositi tavoli di lavoro, e si ribadisce la necessità di mettere sempre e preventivamente a disposizione degli operatori di esempi quantitativi dei meccanismi oggetto di consultazione così da poterli sottoporre a test preventivi.

---

<sup>3</sup> Ci si riferisce al Focus Group tenutosi il 17 gennaio 2023

Sempre con riferimento al menu degli incentivi per la quota del recupero di efficienza totale allocata alla gestione operativa e all'**impossibilità di modifica della scelta** da parte dell'impresa tra schema a basso e alto potenziale di incentivo per tutta la durata del periodo di regolazione specifico di ciascun servizio, si segnala la **necessità di chiarire le modalità** con cui ARERA intende gestire i **casi di operazioni straordinarie**, come ad esempio l'acquisizione di un operatore che ha scelto un'**opzione** diversa da quella dell'impresa acquirente, in virtù di precedenti analisi di opportunità basate sulla propria struttura di costi effettivi.

Passando all'analisi degli orientamenti applicabili nell'ambito del ROSS-base, si ritiene che la proposta di fissare la **baseline dei costi operativi** a livello **aggregato** di servizio o **per cluster** di imprese a nostro giudizio potrebbe produrre **diverse criticità** che necessitano di essere adeguatamente analizzate e risolte prima di poter prendere una decisione definitiva in materia.

In particolare, con riferimento al settore della distribuzione di energia elettrica, l'**inclusione** nel campione considerato del **principale operatore** di settore che, a causa di dimensioni molto maggiori degli altri principali operatori e di una presenza sull'intero territorio nazionale, risulta un "**outlier**" in **termini dimensionali**, avrebbe un evidente effetto distorsivo nella fissazione dei costi di riferimento, determinando un conseguente impatto negativo per le altre imprese e producendo una non corretta valorizzazione delle efficienze totali conseguite da ciascun Distributore.

Con riferimento al settore della distribuzione del gas naturale, invece, anche alla luce delle problematiche emerse in relazione alla metodologia di calcolo utilizzata da ARERA per la fissazione ad inizio del corrente periodo regolatorio del costo operativo riconosciuto nel servizio della distribuzione gas per classi di dimensione/densità di impresa e del contenzioso che ne è derivato (Cfr. ricorso alla Delibera 570/2019/R/Gas), la scelta dei **criteri** da utilizzare ai fini della **clusterizzazione** appare molto delicata e pertanto dovrà essere effettuata attraverso appropriati **driver condivisi ex ante con le società**, tenendo anche conto dell'esito del contenzioso ancora attualmente in corso.

Inoltre, il fatto di **demandare** da parte dell'Autorità la **ripartizione del recupero totale di efficienza tra gestione operativa e spesa di capitale** alla specifica regolazione di ciascun servizio rende per l'impresa molto **difficoltoso** e soggetto ad un alto livello di aleatorietà ogni **tentativo di simulazione** degli impatti economici derivanti dall'applicazione del nuovo metodo.

A ciò si aggiunga l'**assenza** sia nel Documento di consultazione sia nell'articolato del TIROSS di riferimenti specifici alle **regole transitorie** da adottare nel **primo anno t del ROSS-base**, in cui è previsto solo il fast money e il riconoscimento tariffario della RAB legacy (remunerazione del capitale dei Capex realizzati a consuntivo nell'anno t-2 e a preconsuntivo nell'anno t-1 e dei relativi ammortamenti), ai fini di una **corretta attribuzione**, in termini sia temporali che di valorizzazione, della **quota parte delle efficienze totali da allocare alla gestione operativa** sia di quella da assegnare **agli investimenti** per il **calcolo dello slow money**, come indicato negli articoli 26.1 e 27.1 del TIROSS. Si auspica pertanto che ARERA preveda un'integrazione all'articolato tale da rendere

quest'ultimo coerente con l'impostazione indicata al BOX 2 del Documento.<sup>4</sup>

Focalizzandosi poi sui **criteri applicativi del ROSS-integrale**, non si concorda con la posizione indicata dall'Autorità al punto 9.18 del Documento dal momento che, alla luce di un supposto **approccio** regolatorio ***tailor-made*** maggiormente rispondente alle specificità di ciascuna **impresa**, si reputa opportuno che l'analisi di **cost assessment**, il cui compito è demandato all'Autorità, venga fatta a partire dalla **baseline di costo operativo del singolo Distributore** e non in base ai costi unitari standard per utente servito, in linea con la prassi già implementata e consolidata anche da Ofgem nel contesto inglese.

Infine, con riferimento all'ipotesi prospettata dall'Autorità di fornire da parte dell'impresa dati previsivi che consentano una **valutazione dell'avanzamento fisico degli investimenti**, si ritiene opportuno avere a disposizione un **maggior livello di dettaglio** in relazione sia alla **perimetrazione delle classi di cespiti** da analizzare sia alla **modalità di rendicontazione** idonea ad essere rispondente al criterio di coerenza con l'indicatore previsto in sede di monitoraggio, come specificato dalla stessa ARERA al paragrafo 8.8 del Documento e all'art.23 dell'articolo di TIROSS.

Proprio in relazione a tale indicatore, tuttavia, si reputa che lo stesso non sia in grado di rispondere correttamente all'esigenza espressa dall'Autorità di monitorare l'andamento delle spese di capitale e il loro rapporto con l'avanzamento fisico degli investimenti dato che la formulazione proposta, sostanziandosi nella variazione annuale della spesa di capitale per unità di quantità fisica, oltre ad una oggettiva difficoltà di costruzione e rendicontazione, non è in grado di spiegare correttamente le differenze, anche qualitative, delle spese di capitale sostenute nei vari anni e, di conseguenza, rischia di fornire **risultati e valutazioni altamente fuorvianti** rispetto alla finalità predittiva prospettata dall'Autorità. A quest'ultimo proposito si rileva che, per come è attualmente costruito l'indice proposto, non sarebbe possibile considerare nel parametro  $S, C_{t,c}$  i **costi di capitale** relativi ad **interventi** sugli asset che **non determinano uno sviluppo cespitale** vero e proprio (ad esempio, manutenzioni straordinarie di immobili o di cabine primarie o secondarie). Qualora invece si ritenga opportuno confermare il monitoraggio in analisi, si potrebbero utilizzare, in sostituzione dell'indicatore indicato, altri strumenti più efficaci rispetto all'obiettivo, come ad esempio il monitoraggio della realizzazione del piano investimenti previsto dal singolo operatore o la predisposizione, da parte dello stesso, di una breve – e standardizzata – relazione sull'attività effettuata nel corso dell'anno oggetto di rendicontazione.

---

<sup>4</sup> A tal proposito si potrebbe ipotizzare nel primo anno di ROSS-base una percentuale di ripartizione del recupero delle efficienze totali diversa da quella che sarà determinata in occasione della definizione della regolazione tariffaria per ciascun servizio infrastrutturale regolato e sarà applicata per gli anni successivi. A titolo esemplificativo potrebbe essere fissata un'allocazione del 100% alla gestione operativa e 0% agli investimenti.

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

Con riferimento alla **metodologia per la fissazione del tasso di capitalizzazione**, si valuta positivamente la proposta di ARERA in relazione alla fonte dei dati che, in base al combinato-disposto delle indicazioni fornite nel Documento in analisi e nel precedente DCO 317/2022/R/Com (par. 14.24 lett. c e d), dovrebbe fare riferimento agli **ultimi tre anni storici e ad un arco temporale prospettico di almeno due anni**.

Inoltre, si ritiene opportuno adottare **un approccio rolling** al suddetto calcolo in modo tale che il parametro possa **recepire tempestivamente eventuali modifiche** correlate a **cambiamenti nel profilo di capex plan** dell'impresa. In alternativa, potrebbe essere assunto un tasso di capitalizzazione fissato all'inizio del periodo regolatorio relativo a ciascun servizio con **possibilità di meccanismo di reopener** al fine di recepire scostamenti significativi evidenziatesi su base annua, anche a seguito di particolari eventi, quali – come già richiamato nel punto precedente - eventuali operazioni straordinarie (e.g. fusioni societarie, acquisizioni/cessioni di rami d'azienda ecc.) che possono avere una notevole influenza, soprattutto nel breve termine, oltre che sulle capacità di migliorare ulteriormente l'efficienza operativa, anche sulle necessità di investimenti da realizzare

Infine, si ribadisce la necessità di avere **maggiori dettagli** sulla **formula** che l'Autorità intende utilizzare per il **calcolo del tasso di capitalizzazione dell'anno  $t^5$**  e, dato che sarà - almeno a livello di formulazione matematica – identica per tutti i servizi infrastrutturali interessati, si ritiene necessario che la stessa sia formalizzata direttamente nel TIROSS (e in particolare nell' art. 25), il quale dovrà riportare esplicitamente – eventualmente in forma di allegato al testo - anche le fonti dati di dettaglio che saranno utilizzate al fine del calcolo (i.e. le specifiche voci di costo e ricavo dei singoli comparti rilevanti ai fini tariffari delle attività infrastrutturali oggetto della regolazione).

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

A2A condivide l'opportunità di allineare, tra i singoli servizi infrastrutturali interessati, i principali criteri regolatori inerenti la definizione del capitale investito riconosciuto ai fini tariffari.

Tale allineamento, ad ogni modo, dovrà comunque essere condotto in modo da **garantire, al singolo operatore, la preservazione del proprio capitale esistente** alla data di cut-off ed il relativo **rendimento**, nonché le specificità regolatorie che caratterizzano alcuni specifici asset (si fa riferimento, in particolare, alla c.d. regolazione 2G applicabile ai sistemi di smart metering 2G che nel nuovo sistema dovrà essere gestita separatamente).

Tale capitale potrà poi anche essere accorpato in un'unica voce (i.e. capitale legacy), così da garantire una semplificazione amministrativa sia per gli operatori che per l'Autorità, ma dovrà seguire un

---

<sup>5</sup> In particolare, la scrivente società ha ipotizzato la seguente formula:  $\text{Capex}_{t-1} / \text{Capex}_{t-1} + \text{Opex}_t$  effettivi rilevanti ai fini tariffari al netto della quota parte capitalizzata.

percorso di ammortamento predeterminato calcolato, per il singolo operatore interessato, sulla vita utile residua media ponderata (rispetto alla vita utile delle singole categorie cespitali e l'ammontare degli incrementi patrimoniali annuali). Qualora si dovesse optare per questa soluzione (i.e. accorpamento), sarà necessario individuare sin da subito una metodologia chiara e di facile applicazione per determinare il valore tariffario dei beni oggetto di eventuali operazioni straordinarie (e.g. cessione di ramo di azienda o di specifici beni - e.g. una linea elettrica o degli stalli).

Per quanto riguarda la gestione delle **dismissioni**, A2A accoglie con **grande favore** la proposta di prevederne una **gestione semplificata** e ritiene che una simile gestione, basata su logiche **parametriche predefinite** (ad esempio % annue di dismissione calcolate a partire dai dati presenti nei conti annuali separati) e **gestite**, anche a livello applicativo, **centralmente** dalla stessa Autorità sia necessaria per **garantire coerenza applicativa** a livello di settore e rappresenti un **ottimo bilanciamento** tra (forte) **riduzione** degli oneri amministrativi in capo agli operatori/regolatore e **impatto** (basso) tariffario. Si ritiene comunque possibile prevedere eccezioni in caso di particolari progetti di vasta portata da eseguire in tempi limitati e con momenti di avvio diversi tra i vari operatori coinvolti.

Con riferimento ai **contributi**, pubblici e privati, da considerare ai fini del calcolo del capitale investito rilevante ai fini tariffari si ritiene necessario, innanzitutto, specificare nel futuro testo integrato che la fonte dati devono essere i **conti annuali separati** (così da garantirne anche la semplicità di riconciliazione, tema che peraltro la stessa Autorità ritiene rilevante e che sarà oggetto di confronto tra gli operatori) e confermare, potenziandoli ed estendendoli a tutti i servizi infrastrutturali, i **meccanismi di incentivazione all'ottenimento di finanziamenti pubblici**. Con riferimento infine a quest'ultimo aspetto, sarà necessario individuare **adeguati meccanismi** per la **gestione** di eventuali **contributi** ricevuti nell'ambito dei bandi **PNRR** che, per il loro ammontare e la loro tempistica, potrebbero portare a rilevanti e repentine variazioni del capitale riconosciuto ai fini tariffari e delle tariffe nello spazio di pochissimi anni.

Si rimanda all'Allegato 1 al presente documento (Articolato di TIROSS commentato) per ulteriori commenti di maggior dettaglio su aspetti specifici relativi all'allineamento dei criteri di regolazione.

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

Si **valuta positivamente** la **proposta dell'Autorità** che, accogliendo le osservazioni ricevute in sede di consultazione dagli operatori e in considerazione della straordinarietà che caratterizza le attuali dinamiche inflattive, introduce **un aggiustamento** dei criteri di aggiornamento annuale delle tariffe tale da consentire di **internalizzare in fase di definizione provvisoria del vincolo ai ricavi** delle imprese **l'inflazione attesa**, con successivi meccanismi di conguaglio ex post basati sui dati effettivi da attivare in fase di valorizzazione delle tariffe di riferimento definitive al fine di sterilizzare eventuali sovra o sotto-compensazioni. Questa novità regolatoria potrebbe di fatto consentire una **riduzione dell'impatto finanziario** a carico delle imprese **connesso al lag temporale** generato dagli attuali

riferimenti periodali considerati da ARERA e si ritiene opportuno – qualora effettivamente non previsto – **estenderla** anche al calcolo del **deflatore** degli investimenti.

In ogni caso, in linea con la prassi adottata da Ofgem<sup>6</sup>, si reputa opportuno che l'Autorità, all'interno del futuro TIROSS, fornisca la **massima disclosure informativa** relativamente sia alla **fonte** utilizzata per i **dati previsionali dell'inflazione** sia alla **metrica** adottata quale parametro di riferimento (ad esempio, media semplice o media mobile su un determinato arco temporale). Ciò consentirebbe alle imprese di effettuare simulazioni correttamente impostate in termini di parametri macroeconomici, arrivando quindi a risultati maggiormente validabili.

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

Con riferimento al **settore della distribuzione gas**, si accoglie positivamente la necessità ravvisata dalla stessa Autorità di svolgere maggiori approfondimenti relativamente all'applicazione della metodologia ROSS in relazione sia ai cespiti esistenti alla data di cut-off che alle future spese di capitale a causa delle possibili problematiche di disallineamento tra VIR e RAB conseguenti all'adozione di politiche di ammortamento anticipato o accelerato, utilizzo di tassi di capitalizzazione diversi da quelli effettivi e applicazione di meccanismi di sharing con impatto anche sul capitale investito riconosciuto ai fini regolatori.

Tuttavia, potrebbe essere **rilevante**, oltre che difficilmente sanabile da misure di "armonizzazione regolatoria", quali quelle ipotizzate da ARERA al paragrafo 13.6 finalizzate ad una riconciliazione contabile, **l'effetto** derivante dall'applicazione **dell'approccio ROSS sulla quantificazione e l'evoluzione nel tempo della RAB** (complessiva, ma soprattutto con riferimento alle singole località tariffarie), elemento patrimoniale che, come noto, è utilizzato per la valorizzazione dei canoni concessori nelle gare d'ATEM<sup>7</sup>.

Inoltre, si rinnova la sollecitazione già espressa nelle Osservazioni al precedente DCO 317/2022 a perimetrare tali approfondimenti esclusivamente su ambiti in cui le gare d'ATEM non sono state ancora bandite e/o assegnate, dal momento che gli **obblighi contrattuali** previsti all'interno dei bandi delle Stazioni Appaltanti e **già efficaci** per le **gestioni d'ambito del servizio operativamente avviate**, a nostro giudizio, dovrebbero essere **recepiti** nel nuovo contesto regolatorio **salvaguardando quanto già pattuito**. Come già evidenziato nelle precedenti fasi di consultazione, infatti, l'impostazione delle gare per ATEM garantisce già l'estrazione della massima efficienza realizzabile dall'operatore che si è aggiudicato la gara.

---

<sup>6</sup> Come noto, Ofgem nel contesto regolatorio del RIIO2 fa riferimento alle previsioni dell'Office for Budget Responsibility (OBR), [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final\\_determinations\\_-\\_finance\\_annex\\_revised\\_002.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determinations_-_finance_annex_revised_002.pdf)

<sup>7</sup> Come già ribadito nella precedente fase di consultazione, una delle condizioni economiche dell'offerta di gara è determinata dalla percentuale di remunerazione del capitale di località per i servizi di distribuzione e misura e della relativa quota di ammortamento annuale ai sensi del DM 226/2011 e SMI.



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

In termini generali, si valuta positivamente l'introduzione sia nell'approccio ROSS-base che in quello integrale dei due meccanismi di gestione delle incertezze (**Y-Factor** e **Fattore Z**) e la relativa strutturazione, in forma di meccanismi trigger sostanzialmente automatici, proposta da ARERA, sebbene, come già evidenziato in premessa e meglio esplicitato nel seguito, si riscontrino notevoli criticità applicative, nonché la necessità che il futuro TIROSS (per quanto riguarda l'**Y-Factor**) e i testi integrati specifici di settore (per quanto riguarda lo **Z-Factor**) riportino la formulazione di tali meccanismi e il dettaglio delle fonti utilizzate per il loro calcolo.

In particolare, in prima battuta preme sottolineare la tematica relativa alla **soglia di materialità** indicata dall'Autorità per l'attivazione dei suddetti meccanismi **almeno pari o superiore all'1,0% dei ricavi tariffari**. Si ritiene tale dimensionamento **eccessivamente penalizzante** per le imprese e depotenziante la finalità di "ristoro" insita in questi strumenti. Sarebbe invece auspicabile **parametrare tale soglia** in relazione all'impatto sulla **baseline dei costi operativi**, in modo da garantire la coerenza tra la grandezza oggetto di monitoraggio (costi operativi sorgenti) con quella con riferimento alla quale viene calcolata la variazione e di individuare una soglia di materialità maggiormente coerente con altre esperienze regolatorie e con le prassi regolatorie già adottate in passato. A supporto di tale posizione, oltre all'esempio già citato in Premessa di Ofgem in relazione alla determinazione finale sui meccanismi di *reopen* nell'ambito del RIIO-2, si ritiene opportuno richiamare due precedenti avvenuti nel contesto della stessa regolazione italiana che hanno comportato l'attivazione dell'**Y-Factor** in entrambi i casi. Il primo è relativo ai costi incrementali avuti nel 2012 connessi all'applicazione **dell'imposta municipale propria (IMU)** di cui all'articolo 13, del d.l. 201/2011, valutati dall'Autorità nel provvedimento di rideterminazione delle tariffe di riferimento della distribuzione e misura gas <sup>8</sup><sub>[OBJ]</sub> mediamente pari allo **0,1% dei costi riconosciuti** nel medesimo anno per l'attività di **distribuzione – gestione delle reti** (componente tariffaria  $T(dis)^{Ope}$ ) e allo **0,2%** di quelli relativi all'attività di **commercializzazione e misura** (componente tariffaria  $T(COT)$ ). Il secondo, molto più recente e definito nell'ambito dell'aggiornamento <sup>9</sup><sub>[OBJ]</sub>, è correlato al riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalle modifiche del quadro tributario per effetto dell'entrata in vigore dal 1° gennaio 2021 del c.d. canone unico ai sensi della Lg 160/2019 (art.1, comma 816), quantificato da ARERA pari allo **0,9% dei costi riconosciuti** per l'attività di **distribuzione – gestione delle reti** (componente tariffaria  $T(dis)^{Ope}$ ).

Con specifico riferimento al meccanismo per la copertura di costi incrementali legati a nuovi investimenti (c.d. Z-factor), si ritiene necessario evidenziare l'incongruenza tra le ragioni, espresse dagli operatori e fatte proprie dall'Autorità nel testo del documento in esame, alla base della sua

---

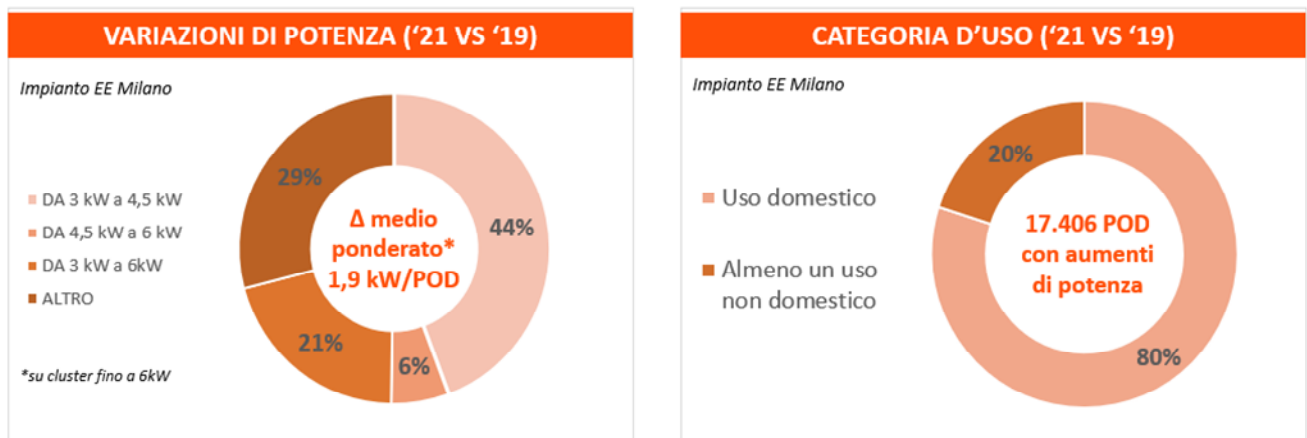
<sup>8</sup> Cfr. Delibera 328/2013/R/Gas (<https://www.arera.it/allegati/docs/13/328-13.pdf>)

<sup>9</sup> Cfr. Delibere 621/2021/R/eel e 620/2021/R/Gas (<https://www.arera.it/allegati/docs/21/621-21.pdf>, <https://www.arera.it/allegati/docs/21/620-21.pdf>)

necessità e la relativa declinazione operativa datane dell'articolato di TIROSS messo a disposizione dagli operatori (cfr. Art. 14). Quest'ultimo, infatti, si rifà al meccanismo attualmente previsto per la regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale ed è finalizzato a intercettare l'incremento di costi operativi direttamente connesso a specifici interventi, che in tale settore sono mediamente di grandi dimensioni e immediatamente individuabili, e.g. una nuova centrale di spinta. Al contrario, il meccanismo che farà parte del futuro quadro regolatorio dovrà essere in grado di intercettare la variazione nel tempo dei costi operativi (e quindi la diversa performance rispetto alla baseline di riferimento) determinata dal processo di transizione energetica.

Inoltre, tale processo, anche a fronte della progressiva realizzazione dei piani di investimento previsti, all'interno dei quali, soprattutto nel settore della distribuzione, è assai difficile individuare alcuni specifici interventi che da soli spieghino la maggior parte degli aumenti di costi operativi, comporterà la variazione, rispetto alla situazione di inizio periodo presa a riferimento, da una parte di grandezze tecniche relative volume di servizio (e.g. kWh/Smc prelevati, n° POD/PDR serviti, picchi di potenza ecc.), e dall'altra anche di altri indicatori aziendali rappresentativi dell'assorbimento di impegno da parte delle strutture aziendali per la gestione dei vari servizi infrastrutturali gestiti (i.e. FTE relative a ciascun servizio, numero di prestazioni richieste ecc.)

Proprio in riferimento a *volume driver* come parametri di misurazione di tale scostamenti, si ritiene utile richiamare le risultanze emerse da analisi svolte da Unareti in relazione alla rapida e crescente diminuzione dei PdR gas per il passaggio dal vettore gas a quello elettrico soprattutto in aree fortemente urbanizzate, peraltro già illustrate alla stessa Autorità nell'ambito di uno specifico incontro a febbraio 2021 e riportate anche nelle Osservazioni inviate in risposta al DCO 517/2022/R/GAS. Giova ricordare che tale fenomeno interessa soprattutto gli utenti basso-consumanti (ossia, domestici con uso cottura ed acqua calda sanitaria), che rappresentano circa il 70% del totale PDR serviti da Unareti, ed è contestualmente accompagnato da **richieste di aumenti di potenza elettrica** nella maggior parte dei casi con passaggio dalla fascia fino a 3kW a 4,5 KW. A supporto di tale affermazione e a titolo esemplificativo, si riporta di seguito l'analisi fatta sull'impianto elettrico di Milano, considerando le variazioni evidenziate tra il 2019 e il 2021.



Pertanto, in considerazione del fatto che ad ogni PDR chiuso, almeno in una fase iniziale e non massiva del processo di elettrificazione, potrebbe ragionevolmente corrispondere **non un nuovo allaccio** alla rete di distribuzione elettrica (quindi non la creazione di un nuovo POD) **ma un aumento di potenza contrattuale** da parte dell'**utente elettrico già in essere**, la scrivente Società ha effettuato una **stima dei costi operativi incrementali connessi ad ogni KW aggiuntivo di potenza impegnata sui POD esistenti**. L'aumento complessivo di tali costi, non è determinato esclusivamente da costi emergenti collegati a interventi di estensione o potenziamento delle infrastrutture, ma soprattutto da un maggior onere di gestione delle cabine primarie e secondarie e delle reti esistenti a seguito dell'aumento di carico che la rete sopporta, è stato stimato su base annua pari a **1,6 €/KW**.

Relativamente alla platea di clienti che ha richiesto il suddetto aumento di potenza, l'analisi è stata ampliata anche al confronto tra il consumo annuo del 2019 e quello del 2022. Le risultanze hanno evidenziato un **aumento dei consumi di energia in media pari al 38%** per le **utenze domestiche**, del **20%** per quelle **non domestiche** e in termini **complessivi** del **22%**. Inoltre, con specifico riferimento alle **utenze domestiche** con potenza contrattuale **fino a 6kW**, il **picco di potenza impegnata** nel periodo considerato ha avuto un **aumento di circa il 55%** con un **incremento medio per POD** pari a **1,14 kW**, valore confrontabile con la variazione media ponderata di 1,9 kW/POD indicata nel grafico sopra riportato e riferita alle diverse tipologie di utenti considerate nel campione analizzato.

In conclusione, le valutazioni empiriche sopra esposte, la cui impostazione e le relative risultanze sono state già peraltro esposte all'Autorità in precedenti interlocuzioni, hanno l'obiettivo di dimostrare che la **transizione energetica** può determinare **un aumento dei costi operativi non necessariamente** per effetto di **nuovi investimenti**, ma correlabile anche, se non soprattutto allo stato attuale, ai maggiori **costi di gestione per incremento dei kW impegnati** da utenze già servite da Distributore. A titolo esemplificativo si cita un'estensione di rete per consentire nuovi allacciamenti, la cui correlazione con l'andamento dei costi non è immediata a livello temporale e non può in alcun modo avvenire per singolo intervento (i.e. l'intervento X sul tratto di rete Y effettuato nell'anno t ha comportato l'aumento strutturale di costi operativi dello Z% a partire dall'anno t stesso), ma al contrario va analizzata in un arco temporale pluriennale e sull'intero perimetro degli interventi effettuati.

Inoltre, con riferimento al servizio di **distribuzione dell'energia elettrica**, l'attuale regolazione<sup>10</sup> dà la possibilità agli operatori di assumere, oltre al ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento di servizi ancillari globali, anche quello di **acquirente di risorse per i servizi ancillari locali** da reperire presso operatori attivi nella generazione distribuita, nei servizi di *demand response* o nello stoccaggio di energia, al fine di gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione, anche in ottica prospettica tenendo conto degli obiettivi europei in materia di

---

<sup>10</sup> Cfr. Delibera 352/2021/R/eel

decarbonizzazione. Come noto infatti un Servizio Ancillare Locale si configura tipicamente come una modulazione “a salire” o “a scendere” della potenza scambiata tra un punto di connessione della rete elettrica di distribuzione, associato a una o più unità di consumo e/o produzione, e la rete stessa e può assolvere a diverse finalità, tra cui in particolare la risoluzione delle congestioni di rete. L’impresa di distribuzione, nell’ambito dell’avvio di specifici progetti pilota, ha quindi la facoltà di chiedere agli utenti **l’attivazione di meccanismi di flessibilità locale** (a titolo esemplificativo e non esaustivo, riduzione di potenza alla punta, attivazione di proprie installazioni di storage/accumulo) che permettano di **evitare interventi di potenziamento e sviluppo delle infrastrutture elettriche** e le connesse **spese di capitale**, ma che inevitabilmente determinano **un aumento dei costi operativi di gestione**, correlabili, ad esempio, ai canoni di iscrizione alla piattaforma di mercato, alla gestione dei nuovi apparati installati, al personale dedicato al funzionamento dei meccanismi di flessibilità e al contributo da corrispondere alle risorse distribuite che forniscono i servizi).

Allo stesso modo, anche per il servizio di **distribuzione del gas naturale** è prevista la possibilità di presentare progetti pilota volti a sperimentare particolari modalità di ottimizzazione delle infrastrutture, nonché nuovi utilizzi delle stesse<sup>11</sup> a cui sono connessi, tra le altre cose, anche nuovi costi operativi. Tali costi, nella fase successiva a quella attuale di natura sperimentale, dovranno quindi trovare ordinaria copertura nel sistema tariffario applicabile al servizio infrastrutturale interessato

## **Conclusioni**

Come già segnalato in Premessa, si evidenzia che il **processo di consultazione sull’approccio ROSS** sta sviluppando i diversi temi **in modo**, a nostro pare, **poco organico**.

Ciò non consente agli operatori di avere un quadro d’insieme del nuovo modello regolatorio e dei suoi effetti economici ed operativi rispetto alla metodologia ad oggi vigente, con la conseguente **impossibilità di rispondere efficacemente** ai numerosi **quesiti proposti** da ARERA.

Ribadiamo, inoltre, che sarebbe opportuno, oltre che estremamente utile, avere a disposizione una **modellistica in excel** che affronti in maniera strutturata le **modalità di calcolo** e le **relative fattispecie applicative** dei numerosi parametri e meccanismi che costituiscono le principali novità introdotte dal ROSS al fine di formulare delle simulazioni quanto più realistiche possibile degli impatti sulla marginalità dell’impresa.

A valle dell’attuale consultazione e al fine di poter dare un contributo finale più efficace e costruttivo, si auspica pertanto che l’Autorità renda disponibile agli operatori in via preliminare un **documento di articolato conclusivo** e i **relativi file excel**, il cui format e le impostazioni di calcolo dovranno essere i medesimi di quelli che ARERA utilizzerà sia a supporto delle raccolte dati citate nel Documento sia per la determinazione del vincolo ai ricavi nelle sue parti slow e fast money e di incentivo all’efficienza.

Un aspetto sicuramente di rilievo riguarda le tempistiche di entrata in vigore del ROSS nel settore

---

<sup>11</sup> Cfr. Delibera 404/2022/R/gas

della distribuzione, in particolare elettrica. Come anche già espresso nelle osservazioni di dettaglio, si ribadisce l'opportunità di implementare il nuovo approccio ROSS 2024 in una situazione di "test", posticipando quindi al 2025 la sua applicazione effettiva. Ciò anche in considerazione dei notevoli impatti gestionali e organizzativi per gli operatori, derivanti dall'implementazione del nuovo approccio (a titolo esemplificativo, le tempistiche di raccolta e condivisione del budget per il prossimo esercizio).

Ciò consentirebbe a tutte le parti coinvolte di testare correttamente le logiche ed i criteri di funzionamento del nuovo approccio ROSS e acquisire esperienza utile per effettuare eventuali correzioni e aggiustamenti prima della effettiva entrata in vigore.