



**ASSOGAS**

**Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Energetici**

Piazza Luigi di Savoia 22 - 20124 Milano

Telefono: +39 02 73.810.79; Telefax: +39 02 733.342

[www.assogas.it](http://www.assogas.it) - [segreteria@assogas.it](mailto:segreteria@assogas.it)

Codice Fiscale 97002680151

Prot. n. 009/2023

**AUTORITA' DI REGOLAZIONE PER ENERGIA, RETI E AMBIENTE**

**Documento per la consultazione n. 655/2022/R/com**

**"Criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base.  
Orientamenti finali"**

**Osservazioni e proposte ASSOGAS  
Milano, 23 gennaio 2023**



CONFINDUSTRIA

## **CONSIDERAZIONI DI CARATTERE GENERALE**

Pur condividendo gli obiettivi generali perseguiti dalla riforma in oggetto previsti per il modello ROSS-base, ASSOGAS segnala che il DCO 655/2022 pone in evidenza nuovi aspetti che avranno un forte impatto sulla riforma tariffaria, ma che sembrano non coerenti con gli obiettivi dichiarati su cui si è focalizzato il Regolatore.

ASSOGAS, in risposta ai precedenti DCO sul tema, ha evidenziato che per eliminare *"le distorsioni nelle scelte delle imprese regolate tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro"*, è fondamentale intervenire sullo stock di capitale riconosciuto agli operatori all'entrata in vigore della riforma ROSS, prevedendo un processo di riequilibrio del valore delle RAB. La decisione dell'ARERA di applicare il metodo della spesa totale solo per gli investimenti successivi all'entrata in vigore della metodologia ROSS e lasciando, così, inalterato il procedimento di definizione della RAB alla data del cut-off, porterà, nella sostanza, ad avere un processo di riforma che avrà effetti solo in tempi molto lunghi, quindi senza i benefici previsti: ciò in quanto resterà a lungo preponderante il valore calcolato con il metodo del costo storico rivalutato, caratterizzato da livelli estremamente sperequati tra gli operatori.

Tanto premesso, occorre rilevare alcune specifiche criticità nel metodo perseguito per definire la riforma. Anche grazie agli approfondimenti svolti nel corso del focus group del 17/01 u.s., sono emersi alcuni aspetti di notevole impatto ed interesse che hanno permesso, da un lato, di chiarire alcune delle dinamiche di formazione dei valori e, dall'altro, la perdurante necessità di approfondire le singole tematiche specifiche, ciò al fine di poter disporre di tutti gli elementi utili di valutazione.

Per quanto attiene la distribuzione del gas naturale, infatti, un giudizio complessivo sulla riforma non può essere espresso solo sul "perimetro" previsto dal ROSS-base, (strutturato per una ampia serie di servizi energetici a rete) ma dovrà comprendere anche la valutazione di tutti gli elementi di dettaglio tipici di tale servizio: le scelte relative al tasso di capitalizzazione, alla potenze degli incentivi, il coefficiente di ripartizione delle efficienze, la determinazione di costi standard sono alcuni degli esempi che, solo una volta definiti, potranno decretare (o meno) il buon esito della riforma.

ASSOGAS, a tal fine, condivide l'esigenza dell'ARERA in merito alla creazione di tavoli di lavoro ad hoc, finalizzati al confronto per lo sviluppo di un modello il più possibile condiviso tra gli stakeholders interessati.

Come anticipato, nel presente documento, contenente gli orientamenti finali del percorso consultivo, vengono introdotti elementi di forte discontinuità rispetto al quadro regolatorio descritto nei precedenti documenti di consultazione, fra cui:

- l'introduzione del coefficiente di ripartizione dei recuperi di efficienza totali (art.16 bozza TIROSS);
- la previsione di meccanismi incentivanti diversi per la quota di efficienze attribuite agli OPEX e quella attribuita ai CAPEX (art. 17 e 18 del TIROSS sottoposto a consultazione);
- l'introduzione di un menu regolatorio (art. 18 del TIROSS) per quanto riguarda gli incentivi sugli OPEX;
- modalità di definizione degli incentivi all'efficienza (art. 18 e 19 del TIROSS) differenti rispetto a quelle prospettate finora (TIM e RIM proposti nei precedenti DCO) e con

problematiche di coerenza, come emerso nel focus group, nel recupero degli incentivi in determinati scenari, come meglio specificato nel seguito del documento.

- l'introduzione di un meccanismo di monitoraggio dell'andamento delle spese di capitale e dell'avanzamento fisico degli investimenti (art. 23 del TIROSS);
- l'applicazione del tasso di capitalizzazione (art. 25 del TIROSS) alla spesa effettiva di capitale (mentre nei precedenti DCO il tasso di capitalizzazione era previsto essere applicato alla spesa ammessa a riconoscimento tariffario).

Tali elementi contribuiscono a delineare una metodologia di riconoscimento dei costi (di seguito il "nuovo ROSS-base") sostanzialmente diversa da quella sottoposta a consultazione finora.

In questa sede, pertanto, Assogas non è in grado di fornire una valutazione definitiva circa il nuovo ROSS-base, in quanto:

- Il DCO (comprensivo degli allegati) non fornisce informazioni sufficienti a valutare adeguatamente la proposta di ARERA. Come meglio specificato nel seguito del documento, per una completa comprensione del quadro regolatorio proposto, sarebbero necessarie maggiori informazioni circa:
  - il collegamento fra gli obiettivi perseguiti e gli strumenti proposti nel DCO, e
  - il funzionamento in dettaglio dei meccanismi incentivanti proposti.
- i tempi attualmente previsti per la conclusione del processo di consultazione non sarebbero sufficienti ad effettuare una adeguata analisi del nuovo schema regolatorio proposto.

Pertanto, il presente documento contiene unicamente osservazioni di carattere generale (basate sull'attuale e incompleta comprensione del nuovo ROSS-base) e alcune richieste di informazioni circa il funzionamento dei meccanismi regolatori che lo compongono, con esempi pratici e illustrativi di tutto il meccanismo nonché dei possibili scenari, come avvenuto, nel corso del focus group del 17/1 u.s., con l'esempio illustrativo, di funzionamento del recupero in tariffa degli incentivi ancorché molto specifico.

\*\*\*

### **RISPOSTA AI QUESITI POSTI IN 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.**

ASSOGAS non riscontra particolari criticità da segnalare circa:

- la sincronizzazione dei periodi di vigenza delle discipline di ciascun servizio infrastrutturale;
- la vigenza del TIROSS per 8 anni e la regolazione specifica dei singoli servizi infrastrutturali di 4 anni.

In ogni caso appare opportuno che la regolazione offra, per quanto possibile, elementi di stabilità adeguati rispetto allo svolgimento di procedure competitive per l'affidamento delle concessioni dei servizi oggetto della metodologia (con particolare riferimento, quindi, alla distribuzione gas).

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

ASSOGAS non riscontra particolari criticità da segnalare circa:

- le tempistiche per la definizione di Tariffe obbligatorie e Tariffe di riferimento,
- il funzionamento del meccanismo di perequazione.

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

ASSOGAS ritiene che la tematica riferita al monitoraggio della sostenibilità finanziaria, dovrà transitare attraverso fasi di successivo approfondimento. Pertanto, si valuta positivamente l'apertura di specifici tavoli di lavoro sul tema.

Si ritiene, infatti, che le informazioni fornite nel DCO circa la definizione dell'**impresa nozionale** siano **insufficienti** per valutare adeguatamente l'approccio proposto. Nello specifico, sarebbe utile avere elementi aggiuntivi circa:

- il perimetro del campione preso a riferimento per la definizione delle principali caratteristiche economico-finanziarie dell'impresa nozionale;
- la metodologia per determinare il piano di investimenti considerati ai fini della valutazione della sostenibilità finanziaria.

Allo stesso tempo, si ritiene che l'approccio presentato, che prevede la definizione di un'impresa nozionale, presenti alcune criticità (illustrate di seguito) che dovranno essere oggetto di ulteriori approfondimenti nel corso dei tavoli di lavoro.

Risulta altresì necessario definire in modo univoco e oggettivo i parametri da usare all'interno degli indici finanziari proposti al fine di omogeneizzare le informazioni rese dalle aziende. A titolo esemplificativo e non esaustivo, in riferimento alla figura1 del DCO (ipotesi di indicatori chiave per la finanziabilità) e alla tabella 1 del documento OXERA, il NET DEBT potrebbe riferirsi al breve periodo, lungo periodo o entrambi dando luogo a risultati diversi, analogamente il CASH NET INTEREST può variare in funzione di come ogni impresa gestisce il proprio bilancio.

## **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?**

Nell'ambito del ROSS-base, l'impresa nozionale potrebbe essere scarsamente rappresentativa e non cogliere le specificità delle singole imprese che ergano lo stesso servizio. Nel caso in cui l'impresa nozionale venisse definita considerando i piani di investimento e la struttura finanziaria dei soli operatori principali (si veda art. 4 della bozza di TIROSS), vi è il rischio che l'impresa nozionale non risulti rappresentativa per una parte rilevante delle imprese.

In un sistema come quello ipotizzato (largamente condizionato dall'introduzione di coefficienti "standard" per la ripartizione della natura delle spese e delle efficienze ottenute), applicato ad un settore molto frammentato come quello della distribuzione del gas, il risultato potrebbe essere drammaticamente distorsivo rispetto alla reale possibilità per le aziende di orientare il proprio comportamento a criteri di economicità ed efficienza (in altre parole, si intravede un

rischio rilevante di sovra o sotto remunerazione dell'attività, largamente indipendente dal comportamento virtuoso o meno dell'azienda)

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

In generale, si ritiene un principio basilare dell'attività di regolazione che tutte le informazioni fornite dalle Aziende debbano essere ritenute come "riservate" dall'Autorità e trattate di conseguenza.

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

Come anticipato nelle osservazioni generali, le informazioni contenute nel DCO (e negli allegati) non consentono di comprendere a pieno la ratio e il funzionamento del meccanismo di riconoscimento dei costi proposto nel DCO.

Pertanto, ad integrazione del contenuto del DCO e delle informazioni rese durante il Focus Group del 17.01.23, si ritiene necessario che ARERA:

1. chiarisca quali sono gli obiettivi perseguiti tramite l'introduzione del coefficiente di ripartizione dei recuperi di efficienza totali (art.16 bozza TIROSS);
2. chiarisca con quali modalità si intenda definire il valore del coefficiente di ripartizione dei recuperi di efficienza totali (art.16 bozza TIROSS);
3. fornisca ulteriori dettagli (possibilmente tramite esempi numerici e fogli di lavoro) circa il funzionamento degli incentivi per la quota del recupero di efficienza totale allocata alla gestione operativa (art. 19 e 20 bozza TIROSS). In particolare, si chiedono chiarimenti circa:
  - le modalità di calcolo "dei recuperi di efficienza già conseguiti nel corso dello stesso periodo di regolazione" di cui ai commi 19.2 e 20.2 del TIROSS;
  - le modalità di calcolo degli incentivi nel caso in cui i recuperi di efficienza totale siano negativi (commi 19.3 e 20.3 del TIROSS).

Inoltre, l'attuale impostazione – esplicitata in occasione del focus group organizzato da ARERA in data 17.01.2023 – non sembra tenere in considerazione situazioni in cui l'operatore, pur posizionandosi al di sotto della spesa di riferimento, non consegua efficienze ulteriori rispetto all'anno precedente. In tal caso l'operatore, anche se si qualifica come efficiente, verrebbe comunque penalizzato e l'effetto potrebbe essere rilevante anche in un'ottica pluriennale (sul periodo regolatorio).

Tale meccanismo, sul quale risulterebbe quindi necessario avere maggiore chiarezza (e quindi fatta salva la necessità di svolgere adeguati approfondimenti in particolare in quei casi in cui l'operatore risulti meno efficiente della baseline o interrompa il percorso di efficientamento durante il periodo regolatorio), dovrà anche garantire le giuste premialità a favore dei distributori efficienti, senza dimenticare gli sforzi già compiuti nel corso degli anni scorsi.

A tal proposito, sempre in riferimento a quanto emerso durante l'ultimo focus group, si ritiene opportuno far presente che non si ritiene condivisibile ragionare su efficienze positive se relazionate ad un semiperiodo o intero periodo regolatorio come chiarito da ARERA poiché la logica industriale si basa sui risultati annuali, di conseguenza risulta iniquo dichiarare inefficienze nonostante esser riusciti a fare efficienza seppur minore rispetto agli anni precedenti.

ASSOGAS non ritiene possibile esprimere valutazioni circa la **metodologia di riconoscimento dei costi** proposta nel DCO, senza avere prima compreso nel dettaglio il funzionamento dei **diversi meccanismi regolatori** che la compongono.

Per quanto riguarda invece il meccanismo di monitoraggio di cui all'art. 23 del TIROSS, si ritiene che il meccanismo proposto possa rappresentare uno strumento adeguato a:

- intercettare eventuali anomalie in termini di sovra-capitalizzazione;
- raccogliere informazioni utili alla determinazione dei costi standard.

Resta tuttavia da capire:

- i) se e come tale strumento possa essere applicato a tutte le categorie di cespiti
- ii) come trattare le manutenzioni straordinarie (nel caso in cui queste non comportino un aumento delle consistenze fisiche).

Si propone quindi di aprire un confronto "tecnico" con gli operatori sul tema. Il meccanismo di monitoraggio potrebbe essere uno dei temi da affrontare sul tavolo dei costi standard che ARERA prevede di avviare nel corso del 2023.

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

Come espresso in premessa, il tasso di capitalizzazione rappresenta uno degli elementi di maggior importanza nel meccanismo ROSS.

I criteri alla base della sua determinazione rappresentano un importante snodo per comprendere compiutamente l'efficacia della riforma. Come ampiamente noto ad ARERA e come già evidenziato in precedenza, le caratteristiche del servizio di distribuzione del gas naturale rendono fondamentale calibrare nel modo migliore possibile tale tasso, pena una ulteriore sperequazione dei suoi effetti, rischiando di premiare o penalizzare ingiustamente i distributori, per motivi esogeni dalle reali capacità di ciascun soggetto.

ASSOGAS ritiene che su tale delicato aspetto sia quantomai opportuno un ampio confronto, evidenziando già ora che gli attuali cluster dimensionali (definiti ai fini della determinazione dei costi operativi regolati) non sembrano risultare adeguati, ma necessitando quindi di una profonda rivisitazione.

Anche in considerazione dei consistenti livelli di rendicontazione degli investimenti che il Regolatore intende approvare, pare quanto mai opportuno iniziare a valutare livelli di capitalizzazione il più possibile aderenti a ciascuna realtà aziendale, tenuto conto anche delle esigenze di semplificazione amministrativa.

Tutto ciò premesso e come già riportato in consultazioni precedenti tendenzialmente si condivide, con riserva di approfondimenti più puntuali sulle varie opzioni, l'orientamento di adottare, tra le ipotesi inerenti ai tassi di capitalizzazione, per il settore della distribuzione gas, la TC1.C volta a basare il tasso di capitalizzazione su dati storici recenti con aggiustamenti sulla base di valutazioni forward looking, ipotesi adatta nel caso di continuità di gestione del servizio attraverso gli affidamenti esistenti.

Per quanto ci è stato possibile comprendere, l'identificazione di un unico tasso di capitalizzazione per tutto il periodo regolatorio risulterebbe, invece, del tutto inadatto a rappresentare la realtà del servizio di distribuzione gas sia nel regime di concessione attuale sia nell'ipotesi di svolgimento ed aggiudicazione delle nuove gare per ATEM. È chiaro che la dipendenza del rapporto annuale fra spesa "totale" e spesa per investimenti di un operatore coinvolto in tale processo è soggetta innanzitutto all'effettivo esito delle gare cui tale operatore dovesse decidere di partecipare; una volta aggiudicata la concessione,

l'operatore si troverà poi impegnato nella realizzazione di uno specifico piano di investimenti, che definirà il suo profilo di intervento negli anni successivi.

Riguardo alle valutazioni forward-looking, tuttavia si sottolinea il rischio che, se il campione di "proiezioni pluriennali di spesa" preso a riferimento è limitato alle sole imprese principali, il tasso di capitalizzazione fissato da ARERA potrebbe essere poco rappresentativo per una parte rilevante delle imprese di distribuzione.

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

ASSOGAS riconferma quanto contenuto nelle osservazioni ai precedenti documenti, secondo cui un percorso preliminare all'adozione del metodo ROSS di mitigazione delle rilevanti differenze in essere tra le RAB riconosciute agli esercenti del servizio è fortemente auspicabile. Al contrario ogni soluzione che preveda un trattamento del capitale esistente alla data di cut-off in continuità con i criteri vigenti, perpetuerebbe le distorsioni esistenti nell'attuale meccanismo.

Nel caso trovasse conferma l'applicazione del cut-off, ASSOGAS condivide l'ipotesi di lasciare flessibilità di scelta tra l'approccio semplificato (opzione CO.C del DCO 317/22) e l'approccio di continuità (CO.A del DCO 317/22).

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

ASSOGAS valuta positivamente la proposta di revisione dei criteri di aggiornamento annuale delle tariffe per l'inflazione, e ritiene opportuna l'introduzione di una metodologia che sia in grado di catturare al meglio le dinamiche inflattive, anche in condizioni di forte rialzo dei tassi di inflazione. Ciò al fine di scongiurare situazioni come verificatosi nel 2022, in cui l'inflazione applicata ai costi operativi è risultata pari allo 0,08%, a fronte di un tasso di inflazione, su base annua, pari al 11,6%, consuntiva dall'ISTAT.

Si ritiene tuttavia necessario che ARERA restituisca maggiori dettagli circa l'applicazione del metodo delineato nel DCO.

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

Assogas valuta positivamente l'orientamento di ARERA circa la necessità di ulteriori approfondimenti in relazione sia al trattamento delle future spese di capitale, sia delle modalità di restituzione del capitale investito esistente alla data di cut-off.

Si auspica a tal proposito che il Regolatore tenga conto delle specificità del servizio di distribuzione del gas naturale anche fuori dal solo tema delle gare gas ma anche nella definizione degli aspetti sopra citati e dei tassi di capitalizzazione alla luce dei nuovi investimenti richiesti dal ruolo della distribuzione del gas nel percorso di decarbonizzazione: in considerazione dell'applicazione della nuova metodologia al perimetro dei costi che verranno sostenuti a partire dall'introduzione dell'approccio ROSS (base), si reputa necessario che le modalità di riconoscimento tariffario mantengano adeguate leve di promozione di tali investimenti e dei costi operativi incrementali connessi. Andranno valutati con attenzione anche gli impatti, di natura concorrenziale, che tale nuova metodologia tariffaria potrà determinare nei confronti delle prossime gare di d'ATEM affinché le imprese possano pienamente valutarne le implicazioni ed interiorizzarle nei rispettivi modelli di business ed operativi.

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



Si valuta **positivamente** la proposta di introduzione dello **Z-factor**, che permetta di intercettare aumenti di costi incrementali dovuti a fattori esogeni ed esigenze di investimento determinate dalle politiche per la transizione energetica.

Si esprime tuttavia perplessità circa il livello della soglia di attivazione del meccanismo: l'**1%** dei ricavi tariffari (comma 14.3 bozza TIROSS) appare essere un **valore troppo elevato**.

Infatti, i valori soglia proposti come trigger appaiono eccessivamente alte (sia quelle del DCO, sia quelle dell'articolato del TIROSS) e non sembrano coerenti né con l'attuale metodologia (con riferimento al fattore Y) né con gli obiettivi che intendono perseguire.

Nel medio termine, il mancato riconoscimento di costi pari all'1% dei ricavi tariffari complessivi potrebbe compromettere l'equilibrio economico-finanziario dei soggetti regolati.

Si propone che, nell'ambito del tavolo di lavoro sulla metodologia di analisi dei rendimenti economico-finanziari, siano effettuate analisi di sensitività che tengano conto anche dell'eventuale mancata attivazione dello Z-factor per aumenti di costo nell'intorno dell'1% dei ricavi tariffari.

-----

Dichiarandoci a completa disposizione per fornire ogni eventuale ulteriore osservazione o chiarimento, porgiamo cordiali saluti.