

**Spett.le**

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente  
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling - DIEU**

Piazza Cavour 5, Milano

20122 Milano

Prot. n. 0004769/22 del 07/12/2022

**Documento per la consultazione 571/2022/R/GAS**

**CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO PER GLI ANNI 2023-2025 DELLA  
REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS  
(RTDG)**

***Osservazioni e Contributi ACEA SPA***

\*\*\*

**Osservazioni generali**

Con il presente Documento il Gruppo ACEA intende esprimere le proprie osservazioni in merito agli orientamenti proposti dal DCO in relazione all'aggiornamento infra-periodo della RTDG per gli anni 2023-2025.

La distribuzione del gas è per Acea un importante settore strategico presente nel piano di impresa in cui c'è la volontà di ricoprire un ruolo sempre più rilevante nel settore.

Nell'ultimo trimestre del 2021 è nata la società Adistribuzionegas dalla fusione tra Pescara Distribuzione Gas e Alto Sangro Distribuzione Gas.

Nel 2022 il consorzio formato da Acea, Ascopiave e Iren, ha perfezionato il *closing* dell'accordo con il Gruppo A2A per l'acquisizione di alcuni asset nell'ambito del servizio di distribuzione del gas naturale. Il perimetro di Acea, entrato in Adistribuzione gas a ottobre di quest'anno, è costituito da concessioni in 5 ATEM di cui due in Abruzzo, due in Molise e uno in Campania.

Per poter continuare a investire in un settore strategico per la transizione e la sicurezza energetica è necessario tuttavia avere chiarezza sull'evoluzione della regolazione, in particolare rispetto alla capacità di quest'ultima di fornire adeguate indicazioni sui costi del servizio ed i rischi correlati al finanziamento degli asset, e quindi sulla adeguata remunerazione dei servizi. Infatti, in conseguenza dell'attuale contesto macroeconomico si è assistito ad un innalzamento dei costi sostenuti a quindi una maggiore esposizione al rischio da parte degli operatori; a ciò si aggiunge peraltro l'aggiornamento del WACC per il servizio di distribuzione del gas – pari a 5,6% nel 2022 e in sensibile diminuzione rispetto agli anni precedenti.

Tali aspetti vanno inquadrati in un momento in cui la "tenuta in sicurezza" degli asset gas risulta quantomai strategica sia rispetto alle tradizionali esigenze di servizio, sia alla luce degli obiettivi di decarbonizzazione del vettore e flessibilità degli asset che interessano i mercati energetici. Inoltre, va considerato che l'accelerazione attesa nei processi di affidamento del servizio di distribuzione

gas attraverso gare di ATEM produrrà una pressione competitiva sulla gestione del servizio e sui relativi costi. In quest'ottica, la definizione di benchmark di costo non aderenti con la situazione fattuale potrebbe disincentivare la partecipazione alle gare stesse, e quindi non considerare l'estrazione di benefici prospettici per il sistema

Ciononostante, il documento di consultazione si presenta in generale come un aggravio, ulteriore rispetto a quelli che hanno già interessato il settore, che penalizza sotto vari punti di vista soprattutto gli operatori medi, senza peraltro che a tale impostazione sia affiancata da giustificazioni in grado di spiegare le motivazioni sottostanti alle proposte.

In estrema sintesi, entrando nelle proposte del DCO, si ritiene che:

- l'abbassamento dell'ammontare del riconoscimento dei costi operativi avvenuto nella precedente RTDG (570/19) risulta ancora non comprensibile in considerazione dell'andamento degli anni precedenti. Tale evento porta a ritenere che un ulteriore abbassamento non sia condivisibile tanto più in un contesto di forte aumento e volatilità dei costi sostenuti dalle imprese.
- come noto, il costo degli smart meter gas è aumentato significativamente nell'ultimo anno, in primis a causa della situazione internazionale, e quindi risulta assolutamente non condivisibile una proposta di diminuzione del relativo costo standard.

Sebbene risultino preponderanti gli spunti del DCO che portano ad una forte preoccupazione per l'impostazione adottata, si ravvisano comunque elementi condivisibili.

Acea, infatti, apprezza la posizione espressa sul riconoscimento del valore residuo per gli smart meter installati nella prima fase del roll out. In particolare, il riconoscimento da parte dell'Autorità dei tassi di insuccesso (in termini di mancata comunicazione dei dati di lettura) significativamente superiori ai livelli fisiologici individuati dalla deliberazione 269/2022/R/GAS di alcuni smart meter e la relativa proposta di riconoscimento dei costi non ammortizzati di tale asset è pienamente condivisibile. Tuttavia, si ritiene opportuno, come meglio esposto nei punti specifici, che tale proposta sia ampliata anche agli anni successivi al 2016, in considerazione della presenza di vari casi di installazione di tale tipologia di asset difettoso anche negli anni successivi.

Di seguito vengono esposte le specifiche osservazioni agli spunti del documento di consultazione

### ***S1. Osservazioni in merito alla conferma delle modalità di trattamento e aggiornamento delle componenti relative ai costi operativi nel secondo semiperiodo.***

Si ritiene che l'abbassamento dell'ammontare del riconoscimento dei costi operativi avvenuto nella precedente RTDG (570/19) risulta ancora non comprensibile in considerazione dell'andamento degli anni precedenti. Tale evento porta a ritenere che un ulteriore abbassamento sia non condivisibile.

### ***S2. Osservazioni in merito alla conferma, per il triennio 2023-2025, dei livelli di X-factor attualmente previsti per il servizio di misura.***

Si ritiene che il servizio di misura già penalizzato dall'abbassamento del Wacc (nel 2019 pari a 6,8% 6,3% nel 2020 e 2021 e abbassato a 5,6% nel 2022, con una differenza di 1,20%) e condizionato da investimenti massivi per l'installazione degli smart meter non possa sopportare obiettivi di

recupero di produttività diversi da quelli già fissati per il primo triennio del periodo di regolazione e pari a 0%.

***S3. Osservazioni in merito ai livelli di costi standard previsti per le installazioni di smart meter effettuate a partire dall'anno 2023.***

Il costo degli smart meter gas nell'ultimo anno, a causa della situazione internazionale, è aumentato significativamente e quindi risulta non condivisibile una proposta di diminuzione del costo standard. Si ritiene di consigliare all'Arera una raccolta dati per verificare se i distributori stanno vivendo tale incremento di costo, cioè verificare che sia una congiuntura di mercato, in maniera da rivedere il costo standard in maniera coerente.

***S4. Osservazioni in relazione alla differenziazione dei costi standard per gli smart meter dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive smart meter.***

In generale si condivide l'intenzione del Regolatore nel voler prevedere la differenziazione dei costi standard per misuratori *smart* dotati di funzionalità aggiuntive. In tale ottica, si ritiene opportuna la corretta individuazione dei costi di fornitura di tali dispositivi innovativi, il tutto al fine di poter definire dei costi *standard* in grado di incentivarne la messa in servizio da parte degli operatori che intendono valutare tale opportunità.

***S5. Osservazioni in merito alle modalità di individuazione dei territori a rischio sismico e proposte per riferimenti alternativi.***

Si condivide il criterio proposto nel documento per l'individuazione dei territori a più elevato rischio sismico così come individuati dall'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n.3519 del 28 aprile 2006.

***S6. Si condivide l'ipotesi di circoscrivere l'intervento ai misuratori messi in servizio negli anni dal 2012 al 2016?***

Riguardo al riconoscimento del valore residuo per gli *smart meter* installati nella prima fase del *roll out*, si ritiene opportuno prevedere, già oggi, l'estensione del periodo proposto da Arera (2012-2016) anche agli anni successivi al 2016, in quanto ancora oggi, seppur in maniera ridotta ed in linea con i livelli fisiologici attesi da Arera, si riscontrano anomalie di funzionamento negli *smart meter* anche di recente installazione. La proposta di intervento, se limitata al periodo proposto dal Regolatore, rischia inoltre di penalizzare gli operatori che hanno iniziato più tardi la campagna di sostituzione massiva e che quindi non hanno potuto riscontrare nel tempo l'affidabilità dei diversi prodotti offerti dal mercato.

Si sottolinea infine che il tasso di misuratori *smart* dismessi anticipatamente rispetto al termine della loro vita utile, espresso da Arera in funzione del loro periodo di messa in servizio (ante o post 2016), non può attestarne oggi l'affidabilità. Ipotizziamo infatti che tale affidabilità possa essere verificata solo quando gli *smart meter* avranno raggiunto il termine di vita utile ad essi attribuita.

***S7. Osservazioni in merito al riconoscimento del valore residuo nella misura massima pari al costo standard relativo all'anno 2012.***

Si ritiene condivisibile la proposta del Regolatore che prevede il riconoscimento del valore residuo pari al costo *standard* relativo all'anno 2012 rivalutato.

***S8. Osservazioni in merito alle modalità di riconoscimento del valore residuo dei gruppi di misura elettronici di classe  $\leq G6$ , entrati in esercizio negli anni 2012-2016.***

Si condivide.

***S9. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori per il triennio 2023-2025***

Con riferimento alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione, si condivide la proposta del Regolatore che prevede, a partire dall'anno 2023, l'introduzione di un'unica componente parametrica da applicare ai punti di riconsegna dotati di *smart meter* pari a 1,30/pdr<sub>smart</sub>. Si ritiene opportuno prevedere, per gli anni 2024 e 2025, l'eventuale aggiornamento in aumento di tale nuova componente al fine di verificarne la sua effettiva efficacia nella copertura dei costi operativi.

***S10. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi per le letture di switch per il triennio 2023-2025***

In considerazione dello sviluppo dei sistemi di telelettura/telegestione ancora disomogeneo tra i diversi operatori, si suggerisce di mantenere inalterato, per il secondo triennio del quinto periodo regolatorio, il costo *standard* riconosciuto per le letture di *switch*.

***S11. Osservazioni in merito al valore dell'acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17.***

Si condivide.

***~~S12. Osservazioni in merito alla modalità applicative delle disposizioni di cui all'articolo 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022 (Sardegna).~~***

~~Saltiamo~~

***S13. Osservazioni in merito alla revisione delle tempistiche di esazione del gettito delle componenti tariffarie GS, RE, RS, UG1, UG2 UG3.***

***S14. Osservazioni in merito alle tempistiche di liquidazione degli eventuali debiti delle imprese di distribuzione verso gli utenti del trasporto correlati a fatture di distribuzione recanti importo negativo***

Si condivide la proposta di modificare le tempistiche di versamento/erogazione anticipandole a 15 per i pagamenti da parte delle Imprese di Distribuzione 60 per le erogazioni da CSEA.

Si comprende che nella particolare situazione di grave tensione dei mercati dell'energia la volontà è quella di contrastare gli effetti che si hanno sulla clientela finale, si segnala altresì che il fenomeno sta assumendo delle dimensioni rilevanti che snaturano il ruolo delle società di distribuzione trasformandole in finanziatori del sistema Bonus sociale, con conseguenti aumenti degli oneri di gestione del CCN.

Per contrastare questo rischio si propone di obbligare le Imprese di Distribuzione al pagamento delle fatture negative nei confronti degli Utenti secondo tempistiche che siano allineate alle tempistiche di incasso delle componenti a credito da parte di CSEA secondo quanto previsto dall'art.73 RTDG.