



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 - segreteria@assogas.it

Codice Fiscale 97002680151

Prot. n. 160/2022

AUTORITA' DI REGOLAZIONE PER ENERGIA, RETI E AMBIENTE

Documento per la consultazione n. 571/2022/R/gas

"Criteri per l'aggiornamento infra-periodo per gli anni 2023-2025 della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG)"

**Osservazioni e proposte ASSOGAS
Milano, 9 dicembre 2022**



CONFINDUSTRIA

CONSIDERAZIONI DI CARATTERE GENERALE

ASSOGAS apprezza la prassi fondata sul coinvolgimento degli operatori nelle varie fasi della regolazione, data l'importanza dell'interlocuzione sia nello stadio preliminare di adozione dei provvedimenti, sia in uno step intermedio di aggiornamento come quello riguardante la consultazione in oggetto.

Rispetto gli orientamenti espressi nel presente DCO, tuttavia, siamo spiacenti di dover registrare (come sarà meglio argomentato nell'ambito delle risposte ai vari quesiti) l'assenza di alcuna convergenza rispetto le criticità segnalate a valle dell'adozione della delibera 570/2019/R/gas, avverso cui la presente associazione ha presentato ricorso ad adiuvandum di una propria associata (ricorso che, peraltro, risulta ancor oggi privo di una sentenza da parte della Giustizia Amministrativa).

La conferma dei costi operativi applicati nel primo triennio, rispetto i quali la segnalazione di incapacienza è stata marcatamente e più volte segnalata, rappresenta un duro colpo per gli operatori del comparto, in particolar modo quelli di dimensioni medio-piccole, la cui sopravvivenza viene sempre più messa in discussione. Risulta utile ancora una volta ribadire come appaia, a nostro avviso, essenziale perseguire politiche – anche tariffarie – volte a garantire l'attività degli operatori efficienti.

Gli orientamenti espressi per questo aggiornamento confermano l'intento già emerso in sede di prima approvazione della RTDG, principalmente volto a ridisegnare il mercato, provocando la progressiva scomparsa delle imprese medio-piccole e, così, stravolgendone l'assetto a beneficio dei soli grandi operatori del settore, i quali potranno presentarsi alle future gare d'ambito senza subire la concorrenza degli operatori di minori dimensioni, nonostante negli anni questi ultimi abbiano dimostrato di essere dinamici e in grado di erogare servizi di qualità in condizioni di efficienza ed a costi complessivi più contenuti rispetto ai grandi esercenti.

I distributori minori che per natura, infatti non godono di economie di scala e per disposizione regolatoria, ad esempio, hanno avviato la campagna di sostituzione dei misuratori in tempi successivi a quelli previsti per gli operatori di maggiori dimensioni, risultano inevitabilmente svantaggiati rispetto politiche che comprimono gli OPEX e premiano gli obiettivi di telelettura e telegestione che i big erano tenuti a rispettare anzitempo.

Alla luce di queste circostanze, indipendenti dalla volontà e dall'efficienza dei player, non si comprendono i motivi di scelte tariffarie che paiono lontane dal promuovere la concorrenza e le sue ricadute positive sui consumatori finali.

Ciò premesso in termini generali, si rimanda di seguito alle risposte ai quesiti posti in consultazione.

RISPOSTA AI QUESITI POSTI IN CONSULTAZIONE

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

Come già anticipato nell'introduzione, la posizione che ASSOGAS esprime rispetto l'aggiornamento dei costi operativi nel secondo semi-periodo è critica sia rispetto al metodo che al merito.

L'assoluta assenza di riferimento al contenzioso in atto non risulta comprensibile, in quanto manca l'obiettivo cui tradizionalmente tali confronti sono preposti: l'ascolto e l'argomentazione degli indirizzi. Se il livello dei costi operativi riconosciuti risultava incapiente per il triennio corrente, una proroga dei medesimi valori sul prossimo semi-periodo condanna i distributori ad operare in perdita. Non è condivisibile, infatti, non tenere in considerazione il rilevante **aumento dei prezzi** che ha interessato in quest'ultimo anno le materie prime, così come l'incremento dell'**inflazione**; fattori che incidono sulle spese sostenute dai distributori per adempiere alle proprie attività.

Dal punto di vista procedimentale poi, non è chiara la relazione tra l'analisi preliminare e gli orientamenti regolatori relativi ai costi operativi che supporta. Non si ritiene infatti che **l'andamento afferente all'evoluzione del numero** dei punti di riconsegna sia un indice adeguato a valutare il dimensionamento dei costi operativi. **Si ritiene pertanto necessario poter conoscere le argomentazioni sottostanti tali scelte**, rimanendo non favorevoli a quanto proposto nel documento e suggerendo un valore dell'X-factor pari a 0 che permetterebbe agli operatori, pur con difficoltà, di poter contrastare l'aumento indiscriminato dei prezzi, in quanto attualmente la regolazione non riesce ad intercettare tempestivamente ed in maniera completa tutti gli oneri emergenti.

E' infatti noto che il livello di "inflazione" riconosciuto dall'ARERA in base alle metodologie dalla stessa definite si riveli – in un periodo come questo – del tutto inadeguato a rappresentare l'effettiva crescita dei costi dell'ultimo anno.

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

In linea generale si condivide di mantenere azzerato il valore dell'X-factor per l'attività di misura. Nondimeno preme evidenziare come il mantenimento di un livello unico nazionale, non differenziato quindi per dimensione aziendale, abbinato all'azzeramento del recupero di produttività, conduca ampi benefici ai soggetti di maggiori dimensioni, penalizzando contestualmente gli ulteriori distributori che, soprattutto sulla componente T(rac,) non possono ottenere determinati livelli.

In merito ai costi, la scrivente evidenzia inoltre che nel DCO non è stato trattato il tema relativo alla componente T(cot) e del livello di recupero di produttività applicato alla stessa. ASSOGAS evidenzia che su tale componente, fissata in un valore indifferenziato per dimensione aziendale, insistano costi marginali fortemente decrescenti al crescere della dimensione e che il mantenimento di un valore unico nazionale sia in termini di valore che di recupero di efficienza, comporta squilibri al sistema, avvantaggiando alcuni operatori di grandi e grandissime dimensioni, aggiungendosi tale sperequazione a quella segnalata al paragrafo precedente.

Nel complesso, l'insieme delle scelte effettuate dall'ARERA in relazione al servizio di misura, considerando il "peso" dei vari operatori (cioè, creando le condizioni per una sovra remunerazione per pochi soggetti con grandi numeri di utenti, a fronte di una sottostima dei costi riconosciuti per i soggetti medio piccoli, pur efficienti, ma con quote di mercato fortemente ridotte rispetto ai "grandi") si risolve – visto anche il sistema perequativo che regola le Tariffe Obbligatorie – in un danno per la platea generale dei consumatori.

Infine, la scrivente evidenzia che, mentre sui costi della misura è stata eseguita un'accurata analisi dei dati - confrontando i costi effettivi con i costi riconosciuti - al contrario sui costi della distribuzione, che rappresentano, ovviamente la principale e più importante voce di costo del sistema tariffario relativamente alle componenti OPEX, l'analisi si è limitata ad una disamina sul numero di PdR, tralasciando invece tutti gli elementi che nella sostanza dovrebbero in realtà determinare la conferma o meno dell'x-factor.

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

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.

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

Come accennato in premessa, anche il dimensionamento dei costi standard riconosciuti previsti per le installazioni degli smart meter a partire dall'anno 2023 appare incongruente rispetto i costi che verosimilmente si dovranno sostenere in futuro, certamente superiori per l'effetto inflazione e caro prezzi (+12% sui G4 che aumenta per le altre tipologie, come segnalato da una nostra associata). Chi si trova a dover effettuare ancora numerose sostituzioni – nello specifico gli operatori di medio-piccole dimensioni – risulta svantaggiato rispetto ai player che sono ad uno stadio più avanzato di installazione; detta sperequazione, tuttavia, non è ascrivibile ad elementi di demerito degli operatori, bensì è connessa a condizioni esogene. Nella fattispecie, la regolazione ha stabilito tempistiche di sostituzione differenziate per soglie dimensionali, riservando – condivisibilmente – il ruolo di apripista ai grandi operatori, ritenuti più attrezzati ad intraprendere per primi un'attività caratterizzata da un certo grado di innovazione. Se in quella prima fase le remunerazioni sono state adeguatamente calcolate però, si ritiene che lo stesso principio debba essere salvaguardato anche rispetto chi si sta approcciando alla sostituzione in un momento successivo, a condizioni del mercato sensibilmente mutate. Risulta fondamentale che i valori elaborati nella tabella 8 del DCO vengano aggiornati, tenendo in considerazione gli incrementi registrati negli anni 2021 e 2022.

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

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

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.

La tematica delle dismissioni dei contatori elettronici assume un'importanza rilevante sull'intero parco contatori installato.

Le criticità non riguardano solo gli smart meters G4 e G6 **installati** negli anni 2012-2016. Innanzitutto, in tale orizzonte temporale, sicuramente caratterizzato da un livello di difettosità elevato, dovrebbero essere considerati:

- tutti i GdM **prodotti** in tali anni (vedasi in proposito il testo del paragrafo 5.3 dello stesso DCO) ed **installati anche successivamente al 2016**. La soluzione più semplice, dal nostro punto di vista, considerando gli elementi conoscitivi già in possesso dell'ARERA - che riguardano la data di installazione dello SM, ma non quella di fabbricazione dello stesso - sarebbe quella di estendere il periodo oggetto di riconoscimento **almeno al 2018** (ritenendosi ragionevole che, almeno fino a tale anno, i distributori abbiano progressivamente installato misuratori prodotti negli anni "critici"). Più correttamente, a nostro avviso, tale termine andrebbe prorogato al **2021**, data in cui la tecnologia NB-IoT è risultata affidabile e utilizzabile, con la conseguenza di rendere effettivamente disponibile per il mercato **solo da quel momento** una tecnologia più evoluta ed in grado di mantenersi "al passo" con l'evoluzione del mercato delle TELCO. Inoltre, si evidenzia il fatto che un indirizzo così come ipotizzato nel DCO si trasformerebbe in capo a chi ha effettuato le campagne di sostituzione prima del 2016 in un vantaggio competitivo e remunerativo maggiore rispetto ad altri operatori, con la conseguenza che una tale norma non rispetterebbe i principi di uguaglianza e parità di trattamento tra gli operatori stessi.

A prescindere da quanto sopra, a nostro avviso, tutti gli interventi di manutenzione su questi misuratori di prima generazione dovrebbero comportarne la sostituzione e il riconoscimento del mancato ammortamento in quanto investire OPEX su tali dispositivi è penalizzante in termini di efficienza e di convenienza economica sia per il distributore che per il sistema (non trascurabile anche il tema ambientale).

- gli ulteriori calibri maggiori di G6, basati su analogia tecnologia e che non sembrano minimamente considerati all'interno del DCO.

Il tema, in generale, del **non corretto funzionamento degli smart meter gas**, dovrebbe essere **costantemente monitorato** ed essere oggetto di opportuni approfondimenti considerati tutti gli elementi che compongono il sistema di telegestione e telemisura.

Come già affermato in precedenza, si ritiene necessario che l'opportunità di riconoscimento del valore residuo venga estesa anche a tutti i misuratori, prodotti negli anni coincidenti con la prima fase del roll out, che abbiano manifestato (o manifestino in futuro) problemi di funzionamento prima della scadenza della loro vita utile, anche se installati in anni successivi al 2016 (o meglio, fino al 2021, per le ragioni esposte qui sopra).

Inoltre, è necessario considerare, come richiamato nel DCO in oggetto, lo spegnimento del sistema GSM-GPRS, che si concretizzerà in via definitiva entro il 2029; tale circostanza ha ed avrà importanti conseguenze sia in tema di performance della misura, sia in tema di sostituzione degli apparati.

Infatti, oltre ad un inevitabile peggioramento del sistema di trasmissione dei dati - di cui si cominciano già oggi a registrare i primi segnali -, tutti gli apparati dotati di sistema 2G dovranno essere sostituiti entro il 2029, e da giugno 2022 non sono più garantiti i livelli minimi di servizio da parte delle TELCO. Sarà, pertanto, necessario, provvedere tempestivamente alla **predisposizione di un piano di roll-out** a favore di sistemi di telecomunicazione più recenti. A tal fine, dovranno essere garantiti adeguati **meccanismi tariffari che tengano conto dello sforzo finanziario** necessario per adempiere a tale situazione che risulta essere totalmente

esogena dalla volontà dei distributori; in questa prospettiva, una soluzione che preveda – in generale - il riconoscimento del valore residuo nel caso di sostituzione dello SM di “prima generazione” con uno di nuova tecnologia sembrerebbe la sola in grado di consentire al sistema un'adeguata certezza in una programmazione equilibrata nel tempo dei futuri adeguamenti “obbligatori”.

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

La linea di intervento volta ad introdurre un'unica componente parametrica t(telcon)t,c pari a **1,30 €/Pdr_{smart}**, (in aggiunta al valore riconosciuto nella componente T(rac) come descritto al punto 6.12) appare condivisibile.

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

Rispetto questo punto ASSOGAS, non può che esprimersi nuovamente in dissenso rispetto la prospettiva di ridurre il valore del costo standard riconosciuto per ciascuna lettura di switch da € 5,00 a € 0,50. Pur comprendendo le ragioni che inducono il regolatore a prevedere una diminuzione del riconoscimento – la sempre maggior incidenza dei contatori smart abbate in media i costi operativi di raccolta della misura – preme ricordare che, sia in presenza di un contatore tradizionale che di un contatore smart permangono le attività di validazione e gestione del dato di misura.

Come noto, inoltre, la scrivente associazione rappresenta la compagine dei distributori di medio-piccole dimensioni, i quali gestiscono la maggior parte dei contatori tradizionali ancora esistenti. Per questo cluster di operatori l'incidenza dei costi di raccolta fisica del dato, quindi, incide in misura molto maggiore rispetto la media di cui si è tenuto conto per le valutazioni complessive.

Alla luce di tali premesse, si riterrebbe opportuna una rivalutazione al rialzo dell'importo proposto in consultazione.

Per gli operatori di piccole dimensioni (i quali non hanno obblighi di installazioni di SMG calibro G4-G6), dovrebbe, comunque, essere confermato il valore di 5€/cad attualmente previsto.

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

Per quanto riguarda quanto prospettato al capitolo 8, si ritiene che la diminuzione del valore in acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17 possa essere accolta senza particolari rilievi. Si considera invece a tal proposito maggiormente dirimente incidere sulle **tempistiche di riconoscimento dei conguagli** che ad oggi, tardano ad essere riconosciuti.

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

Come noto, la criticità rispetto questo tema è ascrivibile essenzialmente all'introduzione dell'aliquota variabile dell'elemento UG2c attraverso l'applicazione di un valore di segno negativo agli scaglioni con consumi fino a 5.000 smc/annui. Tale provvedimento, volto a mitigare quanto più possibile l'impatto dell'attuale situazione congiunturale sulla spesa dei

clienti finali di minori dimensioni, ha determinato **effetti negativi di natura finanziaria sugli operatori della distribuzione** che vanno considerati insieme a quelli derivanti dagli interventi in materia di Bonus Sociali (fortemente aumentati) e Oneri Generali di Sistema Gas (diminuiti).

Di fatto, con questa misura, si sono verificate e si vengono sempre di più a verificare addirittura **fatturazioni di importi complessivamente in negativo** che producono l'inedita situazione per cui è il distributore a dover "pagare" importi al venditore. Questa situazione ha scardinato le tradizionali relazioni di filiera e ha investito i distributori di ruoli tipicamente propri dell'operatore d'impresa o finanziario. In quanto esercente un servizio pubblico, il distributore non è soggetto idoneo a concedere "anticipi" a titolo gratuito, né tanto meno a doversi approvvigionare di specifiche risorse finanziarie, a titolo oneroso, per farlo.

Va da sé che tale stortura ha reso necessario un intervento correttivo straordinario – in vigore fino alle fatturazioni in emissione a dicembre 2022 – che attenua l'esposizione finanziaria dei distributori. In particolare, le più recenti istruzioni di cui alla circolare n.47 di CSEA consentono di recuperare gli oneri negativi con un solo giorno di scarto rispetto alla scadenza delle note di credito.

La proposta che si intende implementare dal 2023 invece, appare peggiorativa rispetto alla misura transitoria, in quanto differisce a 30 giorni l'intervallo tra il versamento – agli UdD - e la riscossione – da CSEA –.

Stanti le difficoltà che tale meccanismo sta producendo sulla liquidità dei distributori, ma **anche dei venditori** stessi i quali, a valle della filiera, riscontrano lo stesso problema dovendo anticipare ai clienti finali importi non ancora riconosciuti loro dai distributori, si ritiene opportuno che il regolatore riveda le tempistiche di regolazione con la Cassa allineandole alle medesime condizioni previste dall'ultima procedura transitoria, fermo restando il termine di pagamento – o liquidazione – delle fatture.

Ciò consentirebbe una sostanziale **contestualità dei pagamenti**, anche per i versamenti a favore di CSEA, che sollevarebbe il sistema da un meccanismo di anticipi a cascata e che, al contempo, sarebbe efficiente anche a condizioni di mercato tornate alla normalità.

Inoltre, alla luce del contesto attuale, anche al fine di consentire agli operatori una adeguata pianificazione finanziaria e nell'ottica, in particolare, di eventuali operazioni di cessione del credito, sarebbe auspicabile la definizione formale delle finestre temporali per l'effettuazione delle dichiarazioni nei confronti di CSEA. Le eventuali operazioni di cessione del credito sarebbero ragionevolmente subordinate alla disponibilità della documentazione formale che attesti l'avvenuta dichiarazione, che, alla data, può essere effettuata in un intervallo di tempo indefinito. Le indicazioni della stessa Cassa (circolare 6 del 2013 e, più recentemente, circolari 43 e 47 del 2022), infatti, prevedono unicamente la data limite entro la quale inviare le dichiarazioni, ma non la data di apertura della raccolta dati, che è imprecisata, variabile di bimestre in bimestre, oltre che non nota agli operatori: sarebbe pertanto auspicabile una formale apertura della raccolta da parte della Cassa i primi giorni immediatamente successivi alla chiusura del periodo di riferimento per i rimborsi, in modo da consentire ai distributori interessati una tempestiva formalizzazione dei loro crediti.

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.

La previsione di allineare i termini di pagamento delle fatture negative con quelli, esplicitamente normati, delle fatture positive, non appare una strada risolutiva del problema, ma piuttosto un tentativo di forzare l'applicazione di una regola consolidata ad un contesto inedito. Nel ribadire che va ripensato l'intero impianto dello schema in parola, si suggerisce, in

analogia a quanto già segnalato alla risposta del quesito S13, un intervento finalizzato a rendere concomitante l'esborso degli operatori – CSEA vs DSO e DSO vs UdD - prevedendo eventualmente una gestione separata delle partite negative rispetto quelle positive.

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