

Spett.le Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27
20122 – Milano
protocollo@pec.arera.it

Oggetto: osservazioni e proposte al documento per la consultazione 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))

Pieve di Soligo, 7 dicembre 2022

Con la presente Ascopiave S.p.A. sottopone all'attenzione di codesta Direzione le proprie osservazioni e proposte al documento per la consultazione indicato in oggetto.

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

Ad avviso della scrivente, l'aggiornamento infra-periodo dei parametri tariffari dovrebbe rappresentare un'occasione per verificare la sostenibilità dei recuperi di efficienza ipotizzati all'inizio del periodo regolatorio, anche alla luce delle evidenze desumibili dai dati dei conti annuali separati comunicati dalle imprese per gli anni 2019, 2020 e 2021. Laddove l'analisi dei costi effettivi delle imprese dovesse infatti evidenziare degli andamenti diversi rispetto alle attese, ciò potrebbe giustificare, ad esempio, una ridefinizione dei coefficienti di recupero di produttività per il secondo semiperiodo (2023-2025), oppure l'introduzione di altri meccanismi correttivi.

Si nota tuttavia che il documento di consultazione non fornisce alcuna informazione o analisi in merito all'andamento dei costi effettivi delle imprese nell'ultimo triennio, mancando dunque di dare evidenza agli elementi più significativi che dovrebbero dare supporto alle soluzioni proposte.

Sarebbe stato al proposito auspicabile, per permettere una più consapevole partecipazione alla consultazione da parte dei soggetti coinvolti, che fosse esplicitata, per il servizio di distribuzione, una analisi analoga a quella effettuata per i costi operativi del servizio di misura.

Come già evidenziato in precedenti occasioni, si segnala che il *cluster* delle grandi imprese include aziende con dimensioni molto diverse e quindi caratterizzate da un diverso livello di efficienza dei costi. A tal fine si continua a ritenere auspicabile una revisione della composizione dei *cluster*, in particolare attraverso una maggiore articolazione del *cluster* delle grandi imprese, con l'obiettivo di definire dei livelli tariffari differenziati e più aderenti alla realtà dei costi aziendali.

Infine, si osserva che l'attuale regolazione (articolo 49.1 RTDG 2020-2025) prevede che i costi operativi siano aggiornati per tener conto delle dinamiche inflattive rilevate in un periodo precedente rispetto a quello di applicazione. Dato che negli ultimi mesi il tasso di inflazione ha registrato un notevole incremento, tale meccanismo non consente una adeguata copertura dei costi effettivi della gestione corrente. A tale riguardo si suggerisce di rivedere le modalità di determinazione dei costi operativi tariffari riconosciuti in modo da tener conto del tasso di inflazione effettivo registrato nel corso dell'anno applicazione, eventualmente

tramite una sua misurazione *ex post* ed un suo riconoscimento nell'ambito della regolazione degli importi di perequazione.

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 opportuno sottolineare come, in termini generali, il passaggio dalla gestione di un parco contatori costituito soprattutto da contatori tradizionali ad un'infrastruttura basata su *smart meter* abbia degli impatti significativi sia sull'organizzazione delle attività sia sulla natura e struttura dei costi. Da qui l'esigenza di un attento monitoraggio del loro andamento da parte del regolatore al fine di consentire una adeguata copertura dei costi da un punto di vista tariffario ed una adeguata trasparenza nella condivisione dei valori con gli operatori attraverso i procedimenti di consultazione.

Ad esempio, tra i nuovi costi vi sono quelli relativi al traffico dati ed alla sostituzione delle batterie installate; entrambi i costi devono trovare un'opportuna copertura tariffaria, tenendo conto anche del loro prossimo incremento in conseguenza dell'applicazione della delibera ARERA 269/2022/R/gas, che comporta un significativo incremento della frequenza di letture rispetto al passato.

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

Si concorda con ARERA, in linea generale, sull'opportunità di aggiornare i costi standard degli *smart meter* per il secondo semiperiodo regolatorio, nonché di determinare il costo riconosciuto come media tra il costo effettivo ed il costo standard con coefficienti di ponderazione rispettivamente pari al 70% ed al 30%.

Si ritiene, tuttavia, che la definizione del costo standard non possa essere basata semplicemente su una analisi dei costi effettivi comunicati dai distributori nel periodo 2018-2020, in quanto i costi storici non sono indicativi della dinamica dei costi che è ragionevole prevedere per il prossimo futuro.

Dall'analisi dei dati storici, infatti, si evidenzia che per tutte le classi i valori unitari del 2020 risultano in significativo incremento rispetto ai due precedenti esercizi, e ciò è sintomatico di una evoluzione di crescita che si è confermata negli anni successivi. Tra le principali cause si segnala la carenza di semiconduttori collegata alla crisi internazionale in corso, che interessa direttamente alcuni dei principali Paesi fornitori di detti materiali. Si evidenzia, altresì, che tale carenza potrebbe protrarsi a lungo a causa: da una parte, del danneggiamento delle infrastrutture ucraine; dall'altra, in relazione alle sanzioni messe in atto nei confronti della Russia. Pertanto, si propone di estendere l'analisi dei costi storici considerando anche l'anno 2021 appena consuntivato e di tenere in debita considerazione l'evoluzione attesa del mercato.

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*.

A nostro avviso, tutti gli *smart meter* con funzionalità aggiuntive dovrebbero avere la stessa forma di incentivazione in quanto assicurano dei consistenti benefici in termini di sicurezza anche in aree meno soggette a rischio sismico.

Pertanto, si propone di estendere l'incentivazione a tutti gli *smart meter* con funzionalità che consentono di incrementare la sicurezza domestica, per intercettare eventuali dispersioni di gas da impianto di utenza dovute per esempio a trafilazioni o a rotture di tubazioni.

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

In subordine, nel caso in cui ARERA non volesse riconoscere l'incentivo di 30 euro anche per gli *smart meter* con funzionalità aggiuntive relative alla sicurezza domestica, come suggerito al punto precedente, si propone

di considerare come sismico tutto il territorio nazionale e di riconoscere la maggiorazione di costo (30 euro) in fasi successive, dando precedenza alla zona con la più alta probabilità di terremoti (zona 1) e successivamente alle zone con decrescente probabilità di eventi sismici (zona 2, zona 3 e zona 4). In tal modo si permetterebbe: da una parte, ai costruttori di testare le migliori soluzioni costruttive possibili prima di passare ad una produzione massiva degli apparati; dall'altra, ai distributori di verificarne i benefici.

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

Si condivide, in linea generale, quanto proposto da ARERA con riferimento ai misuratori di classe G4 e G6; tuttavia, si evidenzia che, in molti casi, anziché dismettere i misuratori difettosi, si è provveduto a sostituirne le batterie, il cui costo incrementale non è recuperabile, stante l'attuale regolazione. Si propone, pertanto, di riconoscere i costi incrementali di sostituzione delle batterie effettuate negli anni dal 2012 al 2016.

Inoltre, in merito a quanto indicato al paragrafo 5.7 e con riferimento ai misuratori di calibro superiore, si evidenzia che in passato era disponibile solamente una tecnologia di comunicazione (GSM-GPRS); a seguito di quanto disposto da AGCOM, ovvero la progressiva dismissione anticipata di detta tecnologia, emergeranno a breve ulteriori minusvalenze per le quali non è al momento previsto alcun rimborso per i distributori. Sarebbe opportuno che la regolazione riconoscesse anche i valori residui di tali misuratori in fase di dismissione e che il provvedimento atteso trattasse le modalità di rimborso del loro valore residuo.

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

Vista la complessità riscontrata nelle precedenti raccolte, in un'ottica semplificativa si propone di determinare il rimborso sulla base di una valutazione parametrica; ovvero, applicando il costo standard del 2012, opportunamente rivalutato, alle quantità fisiche dismesse nel periodo 2012-2016.

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 veda quanto proposto allo spunto precedente (S7)

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

Si osserva, anzitutto, che i costi TEL e CON riportati nella tabella 11 del DCO, riferiti agli esercizi 2018-2021, sono stati aggiornati ai prezzi dell'anno 2023 sulla base del deflatore degli investimenti fissi lordi. Tuttavia, dato che detti importi sono comprensivi sia della componente capex che opex, l'adeguamento avrebbe dovuto essere distinto per le due componenti; ovvero, per la quota capex si è correttamente tenuto conto del deflatore 2023 pari a 2,8%; mentre per la quota opex, peraltro non esplicitata, si sarebbe dovuto utilizzare il tasso di inflazione (Indfoi definitivo ottobre 2023) pari a 11,5%. Tale assunto avrebbe determinato un maggior valore della componente complessiva TEL/CON ammessa in tariffa.

In secondo luogo, si evidenzia come i dati esposti (con riferimento ai costi effettivi TEL/CON), non siano sufficientemente chiari e quindi suscettibili di diverse interpretazioni, in quanto:

1. come detto, non è stata fornita la distinzione tra la componente capex e la componente opex per i dati esposti in tabella 11;
2. con riferimento alla componente capex, non è poi chiaro quali siano le assunzioni circa il periodo di ammortamento del capitale e il tasso di remunerazione riconosciuto;

3. con riferimento alla componente opex, non è chiaro quali siano i costi effettivi considerati;
4. non è chiaro, infine, quanta parte degli opex rappresentati nella tabella 11, siano coperti attraverso la nuova componente specifica t(telcon) e quanti saranno invece riconosciuti attraverso la componente t(rac);

A titolo di esempio riportiamo alcune considerazioni derivate dalla lettura dei dati esposti nel documento ed i relativi dubbi interpretativi.

Al comma 6.5 lettera c) viene indicato, per l'esercizio 2018, un costo unitario del traffico pari a 1,02 €/pdr di cui non si trova traccia nelle successive proposte tariffarie. In particolare, dato che la componente inclusa nella t(rac) era pari a 0,53 €/pdr al 2018 (che aggiornata al 2023 risulta pari a 0,68€/pdr), mentre la componente del traffico era pari a 1,02 €/pdr al 2018 (che aggiornata al 2023, utilizzando la medesima inflazione cumulata, varrebbe 1,15 €/pdr), residua una quota di costi operativi che non sembrerebbe compresa nel valore finale riconosciuto pari a 1,30 €/pdr; posto che, oltretutto, detto valore dovrebbe coprire anche l'intera quota afferente ai costi di capitale.

Per maggior chiarezza, si riterrebbe utile che venissero esplicitati in forma tabellare il dettaglio delle tipologie di costi che l'Autorità intende riconoscere ai fini tariffari per le attività di telelettura e telegestione, la loro natura (capex / opex) e la componente tariffaria destinata a darvi copertura (t(telcon), t(rac), t(ins), etc.).

In conclusione, si fa presente che il meccanismo di riconoscimento parametrico dei costi, in quanto tale, non è adatto ad essere applicato alle aziende con meno di 50.000 pdr che decidessero, su base volontaria, di installare gli *smart meter*, ancorché non sia previsto al momento alcun obbligo in tal senso.

In tal caso, al fine di garantire un'adeguata copertura dei costi sostenuti in fase di avviamento, si propone, che queste ultime possano continuare ad avere la possibilità di mantenere l'attuale criterio di riconoscimento dei costi a piè di lista, almeno in una fase iniziale e fino a che non sarà raggiunta una adeguata quota di contatori sostituiti.

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

La riduzione del numero di misuratori convenzionali ancora in uso comporta la diluizione della loro collocazione sul territorio, di conseguenza risulta incrementato il costo unitario di ciascuna lettura switch effettiva.

Inoltre, l'analisi storica non considera, per detti misuratori convenzionali, la prevedibile ed elevata crescita di letture switch conseguente al superamento del mercato tutelato.

Anche in questo caso, per le aziende con meno di 50.000 pdr, il servizio di lettura di switch continuerà ad essere garantito in assenza di un adeguato parco di misuratori elettronici; pertanto, si propone di mantenere invariato l'attuale costo, pari a 5 euro/lettura.

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

Nessuna osservazione.

S12. Osservazioni in merito alla modalità applicative delle disposizioni di cui all'articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022.

Nessuna osservazione.

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

Con riferimento alle modalità di esazione delle suddette componenti, si propone di allineare quanto indicato ai commi 2 e 4 dell'articolo 73 della RTDG, in termini di: tempistiche di liquidazione da parte della Cassa verso i distributori e di questi ultimi nei confronti degli utenti del trasporto; prevedendo in entrambi i casi la liquidazione entro 30 giorni dal termine del mese in cui avviene la fatturazione.

Dunque, si propone di uniformare le tempistiche per gli incassi ed i versamenti della componente UG₂ con il Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale (allegato 2 alla deliberazione 108/06), in altri termini di riformulare come segue i commi 2 e 4 dell'articolo 73 della RTDG:

"73.2 Qualora il gettito della componente UG₂ risulti negativo, la Cassa, entro 30 (trenta) giorni dal termine del mese in cui è avvenuta la fatturazione, liquida tale importo a favore dell'impresa distributrice.

[...]

73.4 Qualora la differenza di cui al comma 73.3 risulti negativa, la Cassa, entro 30 (trenta) giorni dal termine del mese, liquida tale importo a favore dell'impresa distributrice."

La proposta è volta ad evitare l'esposizione finanziaria delle imprese che, nel caso di componenti UG₂ negative, devono essere liquidate dalla Cassa ai distributori che, a loro volta, devono liquidare gli utenti del trasporto.

In alternativa, se quanto sopra non venisse accolto, si propone di adeguare il capitale circolante riconosciuto in tariffa a fronte dell'incremento dell'esposizione finanziaria dei distributori; in particolare, si propone di incrementare la quota di RAB parametrica riconosciuta, attualmente calcolata pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni lorde.

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.

Nessuna osservazione se viene recepita l'osservazione dello spunto precedente (S13).

Come ulteriore alternativa, se non viene considerato quanto proposto allo spunto S13 ovvero se gli importi sono liquidati a 60 (sessanta) giorni e non a 30 (trenta), si chiede di modificare il paragrafo 12.4.5 del Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale (allegato 2 alla deliberazione 108/06) come segue:

"12.4.5. Termine di pagamento

Il termine di pagamento delle fatture da parte degli Utenti è stabilito a sessanta giorni dalla fine del mese di emissione della fattura. Nel caso in cui il termine di pagamento della fattura ricada nei giorni di sabato, domenica o altro giorno festivo, lo stesso termine ricade nel primo giorno lavorativo seguente."

A conclusione delle nostre osservazioni, Vi ringraziamo per l'attenzione e rimaniamo a disposizione per Vostre eventuali richieste di chiarimento. L'occasione è gradita per porgere cordiali saluti.