

Allegato B – Versione destinata alla pubblicazione

Osservazioni del Gruppo IREN al

**Documento per la consultazione ARERA n. 571/2022/R/gas del 15 novembre 2022
“Criteri per l’aggiornamento infra-periodo per gli anni 2023-2025 della regolazione
tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG)”**

Premessa

Con la presente si rappresentano le osservazioni del Gruppo Iren al Documento di consultazione 571/2022/R/gas avente ad oggetto i criteri per l’**aggiornamento infra-periodo per gli anni 2023-2025 della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG)**.

[omissis]

Tutto ciò premesso, nel rimandare alla seconda parte della nota le risposte agli spunti specifici, si espongono di seguito alcune considerazioni di carattere generale alle ipotesi di intervento regolatorio per l’aggiornamento infra-periodo della RTDG:

- in relazione alla prossima imminente introduzione del modello di “Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio” (ROSS) - che rivoluzionerà radicalmente i meccanismi in essere, si propone di **mantenere le attuali logiche di riconoscimento dei costi sostenuti dagli operatori** con specifico riferimento ai **costi centralizzati della misura**. L’attuale meccanismo prevede l’integrale riconoscimento dei costi sostenuti nei limiti di un *cap* sviluppato dall’Autorità su un arco temporale pluriennale. Nella presente consultazione l’Autorità prospetta un riconoscimento parametrico e notevolmente ridotto rispetto ai precedenti livelli compromettendo la copertura di costi sostenuti in seguito al *roll out* dei misuratori e che non hanno tuttora esaurito la loro vita utile;
- in considerazione del fatto che: (i) i **costi fissi centralizzati della misura** risentono in modo inequivocabile delle **economie di scala** e **quindi della dimensione degli operatori**, (ii) il settore della distribuzione gas è caratterizzato da due operatori che da soli detengono oltre il 50% del

mercato, si chiede di tener conto di questi elementi nell'aggiornamento delle componenti tariffarie a copertura degli stessi;

- si chiede, inoltre, di valutare l'insorgenza di **costi emergenti**, come quelli riferiti al **cloud computing**, non catturati dall'aggiornamento della base costi 2018 utilizzata per il riconoscimento dei costi 2020 – 2025;
- si ritiene necessario estendere l'adozione di **meccanismi di trigger anche relativamente agli aggiornamenti inflattivi** degli *opex* per tener conto di eventi straordinari ed eccezionali che possono compromettere l'effettiva copertura dei costi di esercizio di fronte a dinamiche fortemente rialziste come le attuali;
- infine, si propone di adottare logiche **forward looking nell'aggiornamento dei costi standard** dei misuratori fortemente influenzati dagli sviluppi tecnologici intercorsi negli ultimi anni (es. *smart meter* con tecnologia NB-IoT) oltretutto dalla recente crisi dei semiconduttori.

Per concludere, in merito alle “Disposizioni ulteriori in materia di oneri generali gas e fatturazione delle imprese di distribuzione”, la Scrivente apprezza gli interventi posti in essere dall'Autorità per ridurre l'impatto finanziario negativo a carico dei distributori derivante dalle misure adottate di contrasto del caro energia; tuttavia, considerando la portata eccezionale di tali misure, si ritiene debba essere fatto uno sforzo di carattere altrettanto straordinario volto a neutralizzarne del tutto gli impatti negativi per i distributori introducendo **meccanismi di sincronizzazione tra tempistiche di incasso e versamento delle componenti di sistema**.

Risposte agli spunti di consultazione

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

R1. *[omissis]* ... Di seguito si precisa quanto segue:

- Modalità di trattamento e aggiornamento delle componenti relative ai costi operativi: si conferma che l'**indisponibilità di dati aggregati** che rappresentino l'effettivo livello dei costi operativi conseguito dalle imprese negli ultimi anni – fino al 2020 – non permette di valutare ed esprimere una posizione chiara circa il quesito posto dall'Autorità;
- A parere della Scrivente, sarebbe opportuno introdurre un **meccanismo straordinario di adeguamento dei costi operativi ai livelli di inflazione corrente da attivare in relazione ad aumenti repentini e significativi**. Infatti, l'aggiornamento dei costi operativi per l'anno t avviene sulla base dell'indice Istat FOI (senza tabacchi), calcolato considerando un periodo fino a maggio $t-1$ e non è previsto alcun adeguamento ex post tramite strumenti di conguaglio volti al riconoscimento di tale incremento. Ciò determina un'implicita ed ulteriore richiesta di efficientamento dei costi per compensare l'effetto dell'inflazione dell'anno;
- La Scrivente ritiene inoltre necessario un **aggiornamento della base costi** al fine di tener conto dei **costi operativi emergenti**, con particolare riferimento **ai costi afferenti ai sistemi cloud**. Il processo di trasformazione digitale degli ultimi anni è infatti accompagnato da una costante evoluzione delle tecnologie di *cloud computing*. Quando si parla di servizi in *cloud* si fa riferimento ad un modello di fornitura di risorse tecnologiche attraverso l'accesso da remoto alle piattaforme informatiche del fornitore. Il cliente usufruisce dei servizi *in cloud* accedendo direttamente alla piattaforma del fornitore, senza la necessità di intervento da parte di professionisti IT e senza la necessità di installare alcun *software*. Nei contratti di *cloud* l'assenza di disponibilità del *software* sulle macchine fisiche del cliente comporta che venga solitamente accordato un accesso al servizio, ovvero il diritto di usare un *asset* per un periodo di tempo. Per tale ragione il contratto si configura come un contratto di servizio che dal punto di vista contabile è registrato come costo operativo e non come *asset*. Tale

fenomeno non è stato intercettato dalla base costi 2018 utilizzata per definire i costi riconosciuti del V periodo regolatorio in quanto al tempo ancora contenuto. Si ritiene pertanto necessario tener conto di questo aspetto – almeno per il secondo semiperiodo regolatorio, avviando ad esempio un'apposita raccolta dati volta a darne opportuna evidenza.

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

R2. Nessuna osservazione.

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.

R3. In relazione al livello di costi standard previsti per le installazioni di *smart meter* effettuate a partire dall'anno 2023, le analisi presentate dall'Autorità nel documento di consultazione riguardano gli investimenti effettuati nel periodo 2018-2020. Si reputa più adeguato **effettuare l'analisi su dati più recenti** (dal 2020 in avanti) al fine di rendere i valori di costo standard coerenti con quelli riscontrati ad oggi sul mercato, sia in relazione agli sviluppi tecnologici intercorsi negli ultimi anni (es. *smart meter* con tecnologia NB-IoT) sia alla recente crisi dei semiconduttori, scongiurando eventuali mancate coperture dei costi di capitale per gli operatori.

R4. Si condivide la proposta di un maggior riconoscimento per l'installazione di *smart meter* dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive *smart meter* ma, come sopra riportato, è **necessario considerare che i contatori smart di nuova concezione** in grado di acquisire dati in continuo e di inviarli in *near real time* a piattaforme *cloud* **presentano necessariamente profili di costo più elevati** non pienamente intercettabili dalla valutazione del

costo medio 2018-2020 effettuata dall'Autorità in quanto non ancora diffusi in quel periodo. **Si propone quindi una maggiorazione del costo anche in funzione dell'adozione di queste nuove tecnologie.**

R5. Nessuna osservazione.

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.

R6. A parere della Scrivente, circoscrivere l'intervento di riconoscimento dei costi non ammortizzati degli *smart meter* installati nella prima fase di *roll-out* ai misuratori entrati in esercizio dal 2012 al 2016 non è sufficiente. Infatti, le dismissioni anticipate ad oggi già effettuate o che si effettueranno a breve, riguardano in gran parte anche gli *smart meter* installati negli anni 2017-2018.

[omissis]

Pertanto, si ritiene necessario ampliare il perimetro di applicazione del riconoscimento dei costi non ammortizzati agli *smart meter* installati almeno fino all'anno 2018.

Inoltre, si coglie l'occasione per segnalare all'Autorità che, a parere della Scrivente, **la futura dismissione della rete 2G costituisce una criticità ulteriore** rispetto a quella affrontata nel presente documento di consultazione relativamente agli *smart meter* di prima generazione.

La dismissione della rete 2G comporterà la sostituzione anticipata di ulteriori *smart meter* (oltre cioè a quelli eventualmente sostituiti perchè di prima generazione e mal funzionanti) e dunque ulteriori minusvalenze per le imprese di distribuzione che si reputa opportuno siano adeguatamente coperte dall'Autorità in quanto determinate da fattori esogeni al distributore. In particolare, la tematica è particolarmente rilevante per i calibri maggiori o uguali a G10, per i quali solo dal 2022 esistono alternative al GPRS per i calibri fino a G25 mentre non c'è ancora alcuna alternativa per i calibri maggiori o uguali a G40.

In questo senso si potrebbe traguardare la definizione di un piano di sostituzione pluriennale massivo volto a gestire l'impatto sui clienti finali.

R7. Si condivide che il valore residuo dei costi non ammortizzati degli *smart meter* installati nella prima fase di *roll out*, già dismessi o che saranno dismessi in futuro anticipatamente rispetto al termine della vita utile regolatoria, sia riconosciuto fino a concorrenza del costo standard relativo all'anno 2012, opportunamente 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.

R8. Si condivide la proposta dell'Autorità di procedere in coerenza con le disposizioni di cui al comma 55.1, lettera c), della RTDG.

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

R9. In relazione al riconoscimento dei costi per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, si chiede all'Autorità di riesaminare la proposta di introduzione di una sola componente Telcon, pari a soli 1,30 €/PdR_{smart} a copertura dei costi di capitale ed operativi dei sistemi centrali della misura in sostituzione dell'attuale meccanismo che prevede il riconoscimento degli stessi nel limite di un *cap* massimo. Questa tipologia di costi infatti è di carattere "fisso" o "variabile a gradoni", pertanto, risente moltissimo delle economie di scala realizzabili dagli operatori e quindi delle dimensioni degli stessi. Il volume di tali costi dipende inoltre dalle scelte tecnologiche effettuate dagli operatori, spesso determinate dal contesto ambientale di riferimento.

In relazione a quanto sopra esposto, l'espressione del valore unitario per l'intero comparto della distribuzione gas, quindi, non può essere indicativa del costo del sistema ma solo degli operatori prevalenti.

Il modello di costo totale parametrico proposto infatti non consente alla maggior parte dei distributori di coprire i costi di investimento sostenuti la cui vita utile traguarda i 15 anni.

In attesa della prossima adozione del modello di “Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio” (ROSS), **si propone pertanto di andare in continuità di metodo introducendo livelli di *cap* differenziati in relazione alla dimensione degli operatori [omissis].**

La Scrivente, benché non sia stato posto in consultazione, chiede altresì un'analisi finalizzata all'aggiornamento della **componente tariffaria *t(cen)***, così come prospettato nella Delibera 406/2022/R/gas di avvio del procedimento, secondo cui l'Autorità intendeva avviare una prima ricognizione in relazione *“agli strumenti regolatori finalizzati alla rimozione delle barriere che possono ostacolare scelte innovative in particolare in relazione ai costi centralizzati”*.

Si ricorda inoltre che, in sede di avvio del V Periodo Regolatorio, l'Autorità, *“... anche per ragioni di semplicità amministrativa, aveva ritenuto preferibile non differenziare, sebbene in via transitoria, i riconoscimenti dei costi di capitale centralizzato, prospettando nel contempo l'introduzione di misure specifiche di incentivazione al fine di evitare effetti paradossali di disincentivo verso le imprese che maggiormente avessero investito nel rinnovo dei sistemi informativi, in ottica di progressiva digitalizzazione del servizio..”*. In sede di applicazione della delibera 570/2019 l'Autorità aveva quindi confermato nel metodo e nella valorizzazione la componente *t(cen)*.

Tenuto conto dell'incremento degli interventi di digitalizzazione di sistemi e processi che hanno coinvolto il comparto negli ultimi anni, della mancata adozione ad oggi delle misure specifiche di incentivazione prospettate e della base costi molto datata sulla base della quale avviene tutt'oggi la copertura dei costi centralizzati della distribuzione gas si chiede di:

- condividere un'analisi aggiornata dei costi sostenuti [omissis];
- valutare l'aggiornamento della componente *t(cen)* anche attraverso la differenziazione per *cluster* dimensionale in quanto, trattandosi di costi fissi, l'incidenza unitaria degli stessi è significativamente influenzata dalle economie di scala e quindi dalla dimensione dell'operatore.

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

R10. Nessuna osservazione.

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

R11. Nessuna osservazione.

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

R12. Nessuna osservazione.

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.

R13-R14. In relazione alla revisione delle tempistiche di esazione del gettito delle componenti tariffarie GS, RE, RS, UG1, UG2 e UG3, con particolare riferimento al caso in cui il gettito della componente UG2 risulti negativo, si accoglie con favore l'orientamento dell'Autorità di reintegro degli importi all'impresa di distribuzione da parte della Cassa su base mensile e non più bimestrale, nonché la recente Circolare CSEA n. 47/2022/GAS che consente la reintegrazione delle partite fatturate nei mesi di novembre e dicembre, e rendicontate entro il 13 dicembre, entro fine anno.

Tuttavia, si evidenzia che il reintegro a 60 giorni dal termine del mese in cui è avvenuta la fatturazione per quanto attenui l'effetto finanziario negativo generato dalla componente UG2c rispetto alla situazione corrente, non lo risolve, in quanto l'impresa di distribuzione, come ipotizzato nelle proposte ai paragrafi 11.5 e 11.6 del Documento di consultazione, sarebbe tenuta a liquidare gli importi agli utenti, entro 30 giorni dalla fine del mese in cui è avvenuta la fatturazione.

[omissis]

Per annullare l'impatto negativo derivante dalla lievitazione del capitale circolante netto sull'esposizione finanziaria **si propone quindi di sincronizzare le due date**, ovvero, in alternativa:

- qualora l'importo del fatturato mensile emesso dal distributore abbia valore negativo e venissero confermate le tempistiche di liquidazione degli oneri di sistema da parte di CSEA entro il quindicesimo giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione, prevedere che il pagamento da parte del DSO avvenga a 60 giorni dalla fine del mese di emissione della fattura, o
- qualora l'importo del fatturato mensile emesso dal distributore abbia valore negativo e venissero confermate le proposte di cui al punto 11.6 della consultazione ovvero di liquidazione fattura entro 30 giorni dalla fine del mese di emissione della fattura, prevedere che la CSEA provveda a liquidare l'importo relativo agli oneri di sistema entro la medesima data, ovvero 30 giorni fine mese fattura.

A parere della Scrivente la revisione delle modalità di esazione delle componenti dovrebbe essere limitata a fronteggiare le manovre di carattere straordinario messe in atto dall'Autorità per contrastare l'emergenza energetica (valorizzazione negativa eccezionale della componente UG2c, incidenza della componente GS e cambio di segno della fatturazione attiva dei distributori) pertanto **si propone di non modificare le tempistiche relative agli obblighi di versamento** del gettito delle componenti di sistema poste a carico del DSO.