

Considerazioni generali preliminari

Ringraziando codesta Spettabile Autorità per l'opportunità concessa di poterci esprimere in merito, ci preme, innanzitutto porre l'attenzione sul momento storico che stiamo attraversando, con particolare riferimento agli eventi, straordinariamente eccezionali, verificatisi dalla data di pubblicazione della deliberazione 570/2019/R/Gas e ss. mm. ii., e relativo Allegato A (RTDG vigente), ovvero dal 27 dicembre 2019, ad oggi, con particolare riferimento alla pandemia e alle tensioni politiche sfociate nello scoppio della guerra in Ucraina, con le relative conseguenze, anche sui mercati delle forniture, dei lavori e dei servizi, e, più in generale, sul settore del servizio di distribuzione del gas naturale.

Tali eventi hanno radicalmente modificato le analisi di dettaglio e i presupposti a sostegno dei recuperi di produttività riportati nell'RTDG vigente, così come illustrati nella relativa Relazione Tecnica, che, pertanto, ad oggi, non sono certamente più attuali. Infatti si riscontrano continui e repentini aumenti di costi, ben maggiori rispetto a quanto ci si potesse aspettare solo qualche anno fa, ed impossibili da sterilizzare con gli effetti virtuosi derivanti, a mero titolo esemplificativo, da eventuali economie di scala, dalla capacità contrattuale degli operatori, da sinergie conseguenti ad iniziative di riorganizzazione operativa, e grazie all'introduzione di tecnologie più efficienti ed efficaci.

Riteniamo invece che ci siano i presupposti per l'applicazione di un tasso di variazione positivo specifico, “ ... collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ...”, così come previsto dall'articolo 49, comma 1, lettera d), e dall'articolo 52, comma 1, lettera c) dell'RTDG.

Infine, sebbene non oggetto dello specifico documento di consultazione, invitiamo cortesemente codesta Autorità ad una specifica valutazione circa l'opportunità di un aggiornamento infra periodo anche della componente $t(cen)^{cap}$ definita ad inizio periodo, e poi soggetta, per l'intero periodo regolatorio, esclusivamente all'aggiornamento in funzione del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi, previsto dall'articolo 53 della vigente RTDG.

Spunti per la consultazione

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

Osservazioni

R1. Riprendendo quanto riportato nelle *Considerazioni generali preliminari*, stante l'attuale fase di incertezza connessa alle tensioni sui mercati energetici derivanti dalle criticità dell'attuale quadro geopolitico, e i relativi riflessi sui mercati delle forniture, dei lavori e dei servizi, con conseguente continuo aggravio dei costi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, non si condivide la proposta di confermare, per gli anni 2023-2025, i tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti di cui al comma 16.1 lettere a), b) e c) della RTDG applicati negli anni 2020-2022, che, se confermati, andrebbero a sterilizzare, quasi completamente, l'aggiornamento previsto dall'articolo 49, comma 1, lettera a) dell'RTDG medesima. Si ribadisce, viceversa, l'opportunità di introdurre un tasso di variazione positivo specifico, così come previsto dall'articolo 49, comma 1, lettera d) dell'RTDG.

Spunti per la consultazione

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

Osservazioni

R2. Relativamente ai livelli dell'*X-factor* per il triennio 2023-2025, si concorda con la scelta dell'Autorità di mantenerli pari a 0%, ovvero invariati rispetto ai livelli in vigore nel primo semiperiodo regolatorio.

Fermo restando l'analisi svolta al punto 3. del documento di consultazione, riprendendo quanto riportato nelle *Considerazioni generali preliminari*, si constata, nel corrente anno, una rilevante crescita dei costi di manutenzione, dovuto, in particolare, all'incremento dei costi della componentistica, anche di manutenzione (batterie, sonde, cavi, ecc.) e dei costi degli automezzi, quale

conseguenza, principale, del rincari energetici, aumenti complessivamente dell'ordine di qualche decina di punti percentuali, che non saranno quindi assorbiti dall'applicazione del tasso di variazione medio annuo di cui all'articolo 52, comma 1, lettera a) dell'RTDG . Pertanto, si segnala l'opportunità di introdurre un tasso di variazione positivo specifico, così come previsto dall'articolo 52, comma 1, lettera c) dell'RTDG.

Spunti per la consultazione

- 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.

Osservazioni

- R3. Innanzitutto si segnala che, il periodo 2018-2020, preso a riferimento dal DCO per valutare l'andamento dei costi, non risulta pienamente indicativo dei fenomeni inflattivi più recenti, né tiene conto degli attuali maggiori costi di fornitura nella sostituzione degli *smart meter* gas sotto reti 2G con nuovi contatori dotati di tecnologia trasmissiva in NB-IoT.
Si ritiene che i costi standard prospettati al punto 4.11, definiti sulla base dei valori medi ponderati degli incrementi patrimoniali effettivi nel periodo 2018-2020, siano inadeguati per definire il giusto riconoscimento degli investimenti nei prossimi anni, periodo in cui la maggior parte dei operatori avrà ormai raggiunto e superato le percentuali minime di installazione previste dalla normativa vigente. Infatti le ulteriori installazioni che si andranno a realizzare non saranno più massive ma saranno estremamente sparpagliate sul territorio e riguarderanno i casi più complessi da gestire, sia per la difficoltà di concordare appuntamenti con i Clienti Finali sia per le peculiarità tecniche che non hanno consentito l'installazione nelle fasi precedenti.
- R4. Nessuna osservazione.
- R5. Nessuna osservazione.

Spunti per la consultazione

- 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.

Osservazioni

- R6. Non si concorda con la proposta in oggetto, in quanto anche una quota significativa di misuratori messi in servizio dopo il 2016 sarà interessata dall'attività di prematura sostituzione, necessaria per risolvere i vari problemi tecnici tipici di una tecnologia non ancora completamente consolidata, anche per raggiungere i livelli di qualità del servizio previsti dalla deliberazione 269/2022/R/Gas. La prematura sostituzione potrà riguardare anche eventuali misuratori, installati dopo il 2016, che utilizzano la rete di trasmissione 2G in dismissione. A tal proposito, occorre precisare che le motivazioni che hanno portato alla previsione di riconoscere il mancato ammortamento per la sostituzione anticipata dei contatori di primissima generazione (posati dal 2012 al 2016 compreso), non hanno nulla a che vedere con l'avviata sostituzione anticipata di contatori di seconda generazione posati in seguito, e funzionanti, a causa del prossimo phase out delle reti di trasmissione 2G.
- R7. Nessuna osservazione.

Spunti per la consultazione

- 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.

Osservazioni

R8. Fermo restando quanto illustrato nel documento di consultazione, preso atto della complessità dei passati meccanismi di riconoscimento delle quote non ammortizzate nel caso di valori residui riconosciuti a posteriore (Determinazione 16 luglio 2021, n. 3/2021), sarebbe opportuno che il meccanismo di riconoscimento previsto si declinasse in regole di rendicontazione semplificate e chiare anche in fase di attuazione.

Spunti per la consultazione

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

Osservazioni

R9. Con riferimento alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, si ritiene che le proposte illustrate dal presente DCO non risultino pienamente efficaci nel garantire adeguati livelli di neutralità rispetto alle scelte make or buy. In particolare, il valore pari a 1,30 €/PdR risulta particolarmente sottostimato rispetto ai costi effettivi sostenuti dagli operatori.

Si sta ormai consolidando, tra gli operatori del settore, il costo del solo personale operativo, dotato di automezzo, per le attività di gestione e manutenzione degli smart meter (verifica dello stato delle batterie, metrologica e/o di trasmissione, ed eventuale loro cambio, verifiche di funzionamento e trasmissione, attività di “risveglio” manuale, ecc.), nonché per le attività di gestione e manutenzione hardware e software dei concentratori (verifiche sul posto, pulizia delle cache, gestione anomalie di sistema, ecc.), tutte attività che implicano, spesso, il recarsi presso il PdR (con annessi costi di accesso nel caso di PdR fisicamente inaccessibili o parzialmente inaccessibili) o presso il concentratore, costi che, complessivamente, sono, ad oggi, stimabili pari a circa € 1,75/PdR. Costi che sono ancor più necessari per raggiungere gli standard di qualità del servizio previsti dalla deliberazione 269/2022/R/Gas; a tali costi sono da aggiungere i costi di alimentazione dei concentratori e dei canoni di servitù, ed infine tutti i costi di capitale.

Infine, non si condivide la proposta in base alla quale la nuova componente parametrica t(telcon) sia sostitutiva dei costi di capitale attualmente riconosciuti nelle tariffe di riferimento in relazione ai cespiti centralizzati “sistemi di telelettura/telegestione” e “concentratori”, dato che tali investimenti in essere sono stati realizzati facendo pieno affidamento nel completo riconoscimento tariffario degli stessi (peraltro previsto dalla regolazione applicabile nell’anno di effettuazione dell’investimento) e, quindi, fino alla conclusione della relativa vita utile. Si ritiene quindi necessario confermare il loro riconoscimento fino a completamento del processo di ammortamento.

Spunti per la consultazione

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

Osservazioni

R10. In merito ai livelli di riconoscimento dei costi per le letture di switch, si evidenzia che la proposta illustrata dal DCO prevede un dislivello particolarmente significativo tra il valore attuale e quello che verrebbe riconosciuto, senza che ciò sia peraltro motivato da argomentazioni sufficientemente esaurienti. Si suggerisce, pertanto, di valutare l’opportunità di introdurre una maggiore gradualità relativamente al decremento dei valori riconosciuti, anche per dare la possibilità alle imprese di pianificare investimenti e/o soluzioni organizzative che possano essere coerenti e sostenibili con i nuovi valori proposti.

Spunti per la consultazione

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

Osservazioni

R11. Si condivide l'impostazione del documento di consultazione che prevede la conferma di un meccanismo di anticipi e conguagli.
Tuttavia, in effetti i dati analizzati dall'Autorità, e riportati in Tabella 12 nel documento di consultazione, potrebbero scontare un effetto distorsivo derivante dalla situazione emergenziale che ha interessato gli anni 2020 e 2021. Inoltre, occorre considerare l'aumento generale dei costi rilevato dell'anno corrente, che si riflettono tutti quanti (costi dei mezzi di trasporto, del personale, vitto, alloggio, manutenzione della specifica strumentazione necessaria per l'esecuzione delle verifiche, ecc.) sull'attività di verifica periodica prevista dal decreto 93/17, considerato che, nella quasi totalità dei casi, per l'esecuzione di tale verifica è necessario recarsi presso il relativo PdR. Pertanto, anche al fine di ridurre l'esposizione finanziaria a cui le imprese di distribuzione sono soggette in questo periodo particolarmente sfavorevole dal punto di vista del cash flow, si suggerisce, di valutare l'opportunità di mantenere il valore dell'acconto riconosciuto pari a 50 €/PdR smart.

Spunti per la consultazione

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

Osservazioni

R12. Nessuna osservazione.

Spunti per la consultazione

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

Osservazioni

R13. Come già evidenziato all'Autorità tramite lettera interassociativa datata 5 agosto si conferma che, per effetto della negatività di alcune delle componenti addizionali, le imprese di distribuzione sono sottoposte a condizioni di forte stress di liquidità che determinano significativi impatti finanziari e difficoltà nella gestione dei flussi di cassa. Tenuto conto che con l'approssimarsi della stagione invernale, nella quale i consumi dovrebbero subire un prevedibile aumento rispetto ai livelli attuali, tale fenomeno sarà oggetto di un tendenziale inasprimento i cui effetti potrebbero essere particolarmente deleteri, si auspica che si adottino rimedi regolatori affinché, nei casi di valori negativi delle componenti, la tempistica di corresponsione delle somme dai distributori a favore degli utenti sia allineata alla tempistica entro cui i distributori stessi ricevono le relative somme dalla CSEA.

A tale riguardo, all'interno della proposta del nuovo articolo 73 della RTDG, non si condividono i punti 73.2 e n73.4, che prevedono 60 giorni, dal termine del mese in cui è avvenuta la fatturazione, per ottenere la restituzione dalla CSEA, mentre il distributore, a norma di legge (articolo 4, comma 2 del Dlgs 231/2022) sarebbe tenuto a liquidare gli importi delle fatture negative agli utenti della distribuzione, entro 30 giorni dalla data di emissione della fattura. Si suggerisce pertanto, di valutare l'opportunità di uniformare le tempistiche di versamento agli utenti e quelle di incasso delle somme da parte della CSEA.

Spunti per la consultazione

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.

Osservazioni

R14. Non si condivide la proposta in quanto si ritiene che, valori delle componenti tariffarie che generano fatture negative, costituiscano un'eccezionalità assolutamente transitoria, e che tali valori debbano al più presto tornare nella "normalità", garantendo al distributore l'emissione di fatture con valori positivi e, conseguentemente, la gestione operativa con oneri finanziari ritenuti congrui per il

settore, dipendenti, esclusivamente dalle capacità organizzative degli operatori, e necessariamente indipendenti dalle decisioni regolatorie inerenti le tariffe di distribuzione. Per perseguire i propri obiettivi di calmierare le bollette ai clienti finali, l'Autorità dovrebbe prevedere altre modalità, che non costringano i distributori a sostenere maggiori imprevedibili oneri finanziari. Riteniamo, pertanto, che il Codice di Rete della Distribuzione Gas Tipo non debba essere integrato al paragrafo 12.4.4 del capitolo 12, così come proposto nel documento di consultazione, ma debba rimanere nell'attuale formulazione.