

**RISPOSTA DI 2i RETE GAS S.p.A. AL
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 GENERALI

2i Rete Gas formula di seguito le proprie osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito anche solo Autorità o ARERA) contenuti nel documento per la consultazione 571/2022/R/gas (di seguito anche solo DCO), circa i criteri per l'aggiornamento infra-periodo, per gli anni 2023-2025, della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG).

Per quanto riguarda le proposte di aggiornamento della regolazione tariffaria, a fronte di alcuni aspetti per i quali l'ARERA esprime l'orientamento di confermare l'assetto previsto nel precedente triennio del periodo regolatorio (ci si riferisce in particolare all'aggiornamento dei costi operativi per i servizi di distribuzione e misura, nonché gli obiettivi di recupero di produttività), vengono, peraltro, prefigurati orientamenti fin dal 2023 particolarmente sfidanti in relazione al riconoscimento dei costi sostenuti per le attività di telegestione e i concentratori, nonché per le letture di *switching*.

Per entrambi gli orientamenti, le proposte dell'Autorità si basano sulla considerazione che, in una situazione a regime, gli *smart meter*, con raccolta dati attraverso telelettura, rappresentino ben oltre l'80% del parco misuratori complessivo nazionale (cfr. punti 6.12 e 7.5 del DCO), contribuendo quindi a un generale efficientamento nel processo di raccolta dei dati di misura e determinando una minore esigenza di riconoscimento dei costi sostenuti per tali attività.

Tuttavia, per i motivi che si spiegherà più in dettaglio nelle risposte ai singoli, specifici spunti di consultazione, tale condizione e la corrispondente stima/previsione non risultano ancora verificate per il periodo corrente (e non appare, ugualmente, verosimile che possano esserlo già con riferimento al primo anno del prossimo triennio), motivo per cui si reputerebbe più opportuno che per il periodo 2023-2025 l'ARERA adottasse disposizioni più in linea con il percorso di progressivo efficientamento previsto nel 1° semi-periodo, e quindi con valori di costo riconosciuto che, pur con un'eventuale revisione del costo riconosciuto per le letture di *switching* e pur mutando logica (da costo "a consuntivo" con un *cap*, a costo parametrico) per i costi riconosciuti per telelettura/telegestione e concentratori, risultassero, almeno per il primo anno, più aderenti a quelli attualmente sostenuti dagli operatori, traguardando poi gli eventuali ulteriori efficientamenti negli anni successivi, per i quali ci si potrà essere maggiormente avvicinati alle predette ipotesi di diffusione ed efficacia degli *smart meter*.

Ragionevoli appaiono, invece, le proposte avanzate in tema di definizione del valore di acconto per la copertura dei costi operativi derivanti dalle verifiche metrologiche ex D.M. 93/17, nonché in merito al riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* installati nella prima fase del *roll out* e dismessi anticipatamente rispetto al termine della vita utile regolatoria, anche se occorrerebbe considerare che una parte dei contatori con anno di fabbricazione sino al 2016, come si può ben comprendere, ha continuato ad essere installata anche per buona parte dell'anno 2017.

Per quanto invece riguarda le proposte in materia di esazione degli oneri generali di sistema, nonché in merito alle modalità e tempistiche di pagamento delle fatture negative a favore delle società di vendita, le proposte avanzate non appaiono in grado di risolvere le evidenti criticità che, nel complesso, gli operatori della filiera gas stanno affrontando in questo momento e, anzi, sembrano introdurre ulteriori, anche se diverse, criticità e conseguenti impatti per alcuni operatori della filiera (le imprese di distribuzione), che verrebbero ad essere impropriamente obbligate a finanziare in anticipo le misure di sostegno ai consumatori disposte dallo Stato, con corrispondenti difficoltà e rilevanti oneri finanziari privi di ogni riconoscimento.

Se da una parte si comprende che il problema della scarsa liquidità delle imprese del mercato gas non possa essere “scaricato” sui soli operatori della vendita, è evidente che la risoluzione dello stesso non possa nemmeno passare per il “ribaltamento” di tale criticità ad un diverso segmento della filiera, accollandone la gestione ai distributori e trasformando tali soggetti in una sorta di “banca” del sistema (ossia, facendo loro anticipare le risorse economiche necessarie a pagare le fatture di segno negativo emesse nei confronti degli Utenti della Distribuzione in 30 giorni, ma contemporaneamente fissando in 60 giorni le tempistiche per il recupero di tali partite dalla CSEA, in relazione alle quali i distributori sono solo soggetti “passanti”).

Un approccio come quello delineato nel DCO risulta, evidentemente, ispirato ad una logica di simmetria ed equiparazione delle tempistiche di restituzione o conguaglio di eventuali importi a favore degli Utenti della Distribuzione (UdD) a quelle di pagamento del servizio in riferimento a condizioni ordinarie (al di là di quanto magari già posto in atto nella pratica dagli operatori in tali condizioni normali, in esclusivo riferimento alle quali - non lo si può dimenticare - sono state pensate e definite le regole del CRDG inerenti la fatturazione del servizio).

Un simile approccio, evidentemente ragionevole in condizioni normali, introduce, tuttavia, forti criticità in una situazione eccezionale quale quella corrente ove non vi è nulla da restituire o conguagliare e le fatture negative (che, per le ragioni specificate in risposta ai singoli spunti di consultazione, è improprio qualificare come “*c.d. Note di credito*”, secondo quanto rappresentato nel DCO) divengono strutturali, quale esclusiva conseguenza di modalità secondo cui alla fatturazione stessa viene fatto assumere “artificiosamente” un risultato negativo. Ciò a fronte di un servizio comunque prestato (sostenendone i relativi costi) e al solo fine di trasferire ai clienti finali, attraverso le rispettive società fornitrici e utilizzando i meccanismi esistenti, il sussidio stanziato dallo Stato per il contenimento del prezzo dell’energia nei confronti dei clienti finali.

Si ritiene pertanto che un approccio come quello delineato risulti iniquo e critico per le imprese di distribuzione, qualora non venga accompagnato anche da una corrispondente equiparazione dei termini di pagamento delle fatture negative a quelli con cui CSEA versa i corrispondenti importi ai distributori.

Nell'affrontare tale situazione emergenziale, difficilmente immaginabile fino a qualche tempo fa, sarebbe, pertanto, opportuno che l'ARERA adottasse misure volte a preservare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori della filiera, con soluzioni che risolvano le criticità per gli operatori senza introdurne di ulteriori per altri.

In tal senso, la proposta di esplicitare/specificare le tempistiche di pagamento delle fatture negative da parte dei distributori, non solo integrando la disciplina del CRDG ma estendendone l'applicazione

anche al caso, come quello corrente, in cui le fatture non derivino da normali elementi e/o casi puntuali (conguagli, rettifiche di fatturazioni, restituzioni, riaccrediti, ecc.), ma sia generalizzata in conseguenza di un intervento eccezionale “di sistema” che induce una fatturazione strutturalmente negativa, non appare percorribile, a meno che non sia accompagnata - come già evidenziato - da una simmetrica rimodulazione delle tempistiche di erogazione dei corrispondenti importi da parte di CSEA alle imprese di distribuzione, oppure si preveda l'effettuazione dei pagamenti da parte dei distributori una volta che le relative risorse siano state rese loro disponibili (e quindi regolando i pagamenti previa erogazione degli importi da parte della CSEA).

Si riportano di seguito le risposte ai singoli 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.

Alla luce di quanto rappresentato dall'Autorità riguardo una situazione di sostanziale invarianza, a livello complessivo, del numero di punti di riconsegna (pdr) serviti, si ritiene condivisibile quanto proposto nel DCO in tema di conferma, per il periodo 2023-2025, delle attuali modalità di trattamento e aggiornamento degli *opex* per i servizi di distribuzione e misura. Si ritiene che, con riferimento al successivo periodo regolatorio, le analisi relative alla dinamica dei pdr serviti andranno tuttavia accompagnate a considerazioni volte a garantire la sostenibilità complessiva delle attività di distribuzione, qualora le dinamiche dei pdr dovessero mostrare evoluzioni apprezzabilmente differenti rispetto a quanto evidenziatosi per il periodo 2018-2021.

Si segnala, peraltro, un probabile refuso al paragrafo 2.13 del DCO, ove prospettando la conferma, per gli anni 2023-2025, dei tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti previsti dalla RTDG e applicati negli anni 2020-2022, si richiama il comma 16.2 della stessa RTDG (che riguarda la sola misura), anziché il comma 16.1 o l'art. 16, più in generale.

Si intende inoltre far presente che, nel corso del 2022, talune voci di costo per il servizio di distribuzione (quali, ad esempio, i costi sostenuti per particolari prestazioni d'impresa in pronto intervento o quelli per l'acquisto dell'odorizzante) sono state oggetto di marcati aumenti (anche ben superiori al valore dell'inflazione), a cui si aggiungeranno ulteriori voci di spesa, per prestazioni/forniture i cui contratti sono in scadenza nel 2022 (quali le utenze energetiche), il cui rinnovo comporterà un conseguente incremento dei relativi costi sostenuti, con variazioni, evidentemente non ancora visibili all'interno dell'ultima rendicontazione dei conti annuali separati (CAS) degli operatori, riferita all'anno 2021, dato che le stesse potranno essere riflesse solo in occasione delle prossime edizioni delle raccolte dati dei bilanci *unbundling* (edizioni 2023 e 2024, rispettivamente per gli anni 2022 e 2023). Va peraltro considerato che tali categorie di costo non rientrano neanche tra quelle incluse ai fini del calcolo del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati (FOI), rilevato dall'ISTAT. Circostanze, queste appena descritte, che per certi versi, in una situazione di inflazione in forte crescita, potrebbero anche far prendere in considerazione, in via transitoria, diverse modalità di applicazione e/o modulazione dell'indice inflattivo. Pertanto, con riferimento a tali rialzi di costo, ci si attende, quantomeno, che l'ARERA proceda nel monitoraggio dei costi operativi del servizio

di distribuzione, ai fini di un equo e quanto più tempestivo riconoscimento degli stessi, tenendo conto dei rilevanti effetti prodotti dall'inflazione.

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

Alla luce dei dati rappresentati nel DCO sulla base di quanto rendicontato dalle imprese del campione considerato¹, e fermo restando quanto evidenziato in risposta al precedente spunto di consultazione relativamente alla particolare incidenza dell'inflazione (non sempre adeguatamente "catturata" dal FOI per alcune significative voci rilevanti per le attività di distribuzione e misura), si ritiene ragionevole l'orientamento dell'Autorità di confermare, per il prossimo triennio, i livelli di *X-factor* attualmente previsti per il servizio di misura.

Si evidenzia, peraltro, che, almeno nella prima fase del secondo semi-periodo regolatorio, potrebbe verificarsi un aumento dei costi sostenuti dai distributori in ragione degli indennizzi per mancata raccolta della lettura da *smart meter* (SM) gas non comunicanti che, pur entro il tasso di insuccesso fisiologico definito dall'ARERA nell'ambito della nuova regolazione della *performance* della misura introdotta con deliberazione 269/2022/R/gas, non saranno interamente riconosciuti alle imprese di distribuzione (infatti, anche qualora l'operatore della distribuzione consegua una *performance* con tassi di insuccesso al di sotto del tasso di insuccesso fisiologico definito dall'ARERA, la regolazione, per come ne è stata declinata l'applicazione pratica, non prevede la possibilità di recuperare l'intero importo dell'indennizzo erogato).

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

I valori di costo *standard* proposti dall'ARERA (in diminuzione per tutte le classi di *smart meter* ad eccezione di quelle \geq G40) non sembrano tener adeguatamente in considerazione il *trend* globale di aumento dei costi di approvvigionamento dei contatori *smart* sostenuti dalle imprese di distribuzione (tendenza in atto da almeno 2 anni, per lo più riconducibile alle difficoltà di reperimento della relativa componentistica elettronica e che, peraltro, è stata riconosciuta dalla stessa Autorità a base delle decisioni poi assunte, con riferimento al settore elettrico, nella deliberazione 601/2022/R/eel), nonché i più elevati costi di installazione dovuti a un'attività di installazione e messa in servizio che, fisiologicamente, non può più contare sulle economie di scala connesse alla fase di *roll out* massivo e, che, pertanto sarà svolta in maniera sempre meno "intensiva/concentrata" rispetto al passato (ossia, come detto, rispetto al periodo dei piani massivi di installazione e messa in servizio degli *smart meter*). Ciò sta già portando, e porterà sempre più in futuro, ad interventi di sostituzione puntuali e parcellizzati sul territorio, circostanza che rende il costo medio di sostituzione inevitabilmente più elevato (perché sono sempre meno le sostituzioni tra cui ripartire anche i costi organizzativi dell'intervento, oltre ai maggiori oneri per contattare l'intestatario del pdr presso cui è installato il contatore, essendo ormai rimasti, per i contatori tradizionali, solo i casi di contatori più complicati da

¹ A quanto si intende dalla precisazione indicata nella nota 2, a pag. 13 del DCO, per l'anno 2021 il campione è costituito dalle 83 imprese che, all'08.10.2022, hanno trasmesso i CAS in regime ordinario. Pur non essendo esplicitato, si immagina che anche il campione considerato per gli anni 2019 e 2020, costituito rispettivamente da 128 e 136 imprese, sia rappresentato dalle imprese che hanno trasmesso i CAS in regime ordinario.

sostituire).

Dato che le analisi effettuate dall'ARERA hanno riguardato il periodo 2018-2020, è probabile che il predetto aumento dei costi non sia stato ancora intercettato dai dati esaminati e, di conseguenza, riflesso nei livelli di costo *standard* prospettati nel DCO. In tal senso, si reputa opportuno proseguire il monitoraggio svolto dall'ARERA sul valore degli incrementi patrimoniali dichiarati dalle imprese per gli *smart meter*, così da poter tempestivamente effettuare le necessarie valutazioni sui valori da riconoscere per il futuro.

Con riferimento alla proposta di confermare la modalità di valutazione come media ponderata tra costo effettivo e costo *standard*, con i pesi attualmente previsti dalla RTDG (ossia, 70% costo effettivo e 30% costo *standard*), si è già avuto modo di osservare, in risposta a precedenti consultazioni, che la fissazione dei pesi di costo effettivo e costo *standard* nel meccanismo di *profit/loss sharing* è strettamente correlata al livello cui lo stesso costo *standard* viene fissato.

Con una riduzione importante, come quella proposta, dei costi *standard* degli *smart meter* e visto che, già da alcuni anni, il peso del costo *standard* è stato ridimensionato per contenere entro una certa soglia l'effetto premiante per le imprese più efficienti, si ritiene che il livello di potenziale retrocessione dell'efficientamento non possa essere ulteriormente ridotto, al fine di non vanificare l'effetto di stimolo che il costo *standard* dovrebbe produrre ai fini della riduzione di costo.

In presenza di valori del costo *standard* rideterminati alla luce dei costi medi effettivi osservati nel periodo 2018-2020, sembra più logico, al momento, non variare ulteriormente i pesi attualmente in essere, considerando peraltro che il nuovo valore del costo *standard* aggiornato a livelli sensibilmente inferiori, in particolare per i G4-G6, in riferimento ai valori osservati come media di costo rilevato sui piani di installazione massivi, potrebbe costituire un obiettivo molto più sfidante su volumi di installazione notevolmente inferiori, relativi a:

- contatori tradizionali residui da sostituire, variamente dislocati, più dispersi rispetto a quelli sostituiti in attuazione di piani massivi e più difficili da sostituire eventualmente oltre il target dell'85%;
- singoli SM, pure variamente dislocati, e da sostituire a seguito di anomalie.

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.

Pur comprendendo e condividendo l'importanza di introdurre aspetti di maggiore innovazione tecnologica anche con riferimento agli SM gas, si ritiene che il tema delle funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive *smart meter* non possa prescindere da un preliminare percorso di concertazione e standardizzazione tra Autorità, organismi tecnici (ad esempio il CIG), operatori della distribuzione e fornitori di misuratori, soprattutto se tali funzionalità sono collegate a forme di riconoscimento/incentivazione quali quelle prospettate nel DCO.

In tal senso appare fondamentale che, attraverso un iter condiviso, si giunga all'individuazione di funzionalità realmente utili per l'utenza e standardizzabili. L'ultimo elemento, in particolare, assume fondamentale importanza se si considera che in futuro potrebbero realizzarsi, sempre più spesso, avvicendamenti nella gestione del servizio di distribuzione nei vari ATEM, avvicendamenti che non si ritiene opportuno ostacolare e/o rendere più complicati con elementi di tipo tecnico (dovuti, ad

esempio, all'assenza di interoperabilità del parco misuratori). A tal fine sarà quindi necessario che ogni funzionalità aggiuntiva sia interoperabile, replicabile da tutte le imprese che si mostrino disponibili ed interessate ad applicarla e disattivabile qualora, invece, il soggetto che prende in carico gli impianti non intenda/possa garantirne la prosecuzione. Ciò può avvenire solo ove siano ben stabilite e puntualmente dettagliate, da un punto di vista di normativa tecnica, le condizioni di intercambiabilità, facoltatività di utilizzo e assenza di pregiudizio nell'impiego dello SM senza l'utilizzo delle funzionalità aggiuntive, in modo da non creare disparità nel parco degli SM installati su base nazionale.

Anche la proposta dell'ARERA di considerare meritevoli di riconoscimento solo le funzionalità relative al profilo della sicurezza dell'utenza non appare del tutto in linea con le caratteristiche sopra descritte, soprattutto con riferimento alle funzionalità dedicate alle zone caratterizzate da rischio sismico. In aggiunta al fatto che ciò avrebbe l'effetto di limitare/circoscrivere ad alcune particolari zone del Paese la concreta applicazione di tali funzionalità (sebbene il rischio sismico caratterizzi molte aree italiane, non è - infatti - presente ovunque), si ravvisano inoltre delle possibili criticità applicative, relative, ad esempio, al livello di sensibilità (ossia grado di intensità della scossa sismica) rispetto al quale tarare il blocco dei flussi di gas, essendo questo un elemento che andrebbe valutato caso per caso, in base alla morfologia del territorio e alla tipologia delle costruzioni ivi presenti.

Peraltro, in relazione alla possibilità di disattivare le funzioni aggiuntive, ferme restando le osservazioni di cui sopra in tema di intercambiabilità e facoltatività di impiego, andrebbero anche considerate eventuali ricadute della facoltatività di loro utilizzo rispetto all'aspettativa comunque indotta nei clienti finali. Il cliente finale a conoscenza di eventuali funzionalità aggiuntive associate al suo SM, in caso di avvicendamento dell'impresa di distribuzione nella gestione del pdr, potrebbe infatti attendersi che il nuovo gestore continui ad assicurare l'utilizzo di tali funzionalità; circostanza che potrebbe invece non verificarsi, stante comunque il puntuale rispetto della regolazione vigente da parte del nuovo gestore. Tale aspetto non va quindi sottovalutato, anche considerando che, a seguito dello svolgimento delle gare d'ambito, potrebbero verificarsi molteplici avvicendamenti di gestione nei diversi ATEM.

Si ritiene, peraltro, potrebbero essere invece altre le tipologie di funzionalità che, anche come supporto al processo di transizione energetica, l'ARERA potrebbe/dovrebbe prendere in considerazione, stimolando eventualmente il processo di valutazione condivisa di cui sopra, tra operatori, costruttori, enti normatori, Autorità e organismi tecnici.

Tra le funzionalità caratterizzate da differenziali di costo limitati (o comunque inferiori ai benefici attesi) si collocano sicuramente quelle volte a garantire una maggiore raggiungibilità del misuratore elettronico, e dunque una maggiore probabilità di successo nell'acquisizione del dato di misura (anche in relazione a quanto previsto dalla deliberazione 269/2022/R/gas in tema di *performance* del servizio di misura e dall'orientamento in tema di funzionalità aggiuntive per lo *smart metering* gas, prefigurato nel DCO 263/2021/R7gas relativamente a "*funzionalità relative a un canale di back-up di comunicazione per migliorare le performance di raccolta della misura*" (cfr. punto 12 del DCO 263/2021/R/gas – "*Articolo 1 - sperimentazione di funzionalità aggiuntive per lo smart metering gas*", comma 1.1, lett. c), con risvolti positivi anche nella comunicazione con lo *smart meter* ai fini della chiusura dell'elettrovalvola del misuratore da remoto².

² Ulteriori funzionalità evidenziate in altre occasioni potrebbero riguardare l'abilitazione della geolocalizzazione del contatore, utile a favorire una sua più immediata individuazione ai fini delle eventuali attività di manutenzione, e la misurazione del reale stato di carica della batteria.

In ottica più futuribile, anche in relazione a quelli che saranno gli sviluppi delle sperimentazioni di cui alla deliberazione 404/2022/R/gas, si segnala invece l'importanza che tra le funzionalità aggiuntive dei misuratori venga valutata anche la predisposizione dell'apparecchio a funzionare regolarmente in presenza di miscele di gas rinnovabili (soprattutto idrogeno).

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

Non si hanno particolari ulteriori osservazioni in proposito, in aggiunta a quanto già osservato in risposta allo spunto di consultazione precedente.

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

Si concorda con l'intervento di recupero del valore residuo degli *smart meter* installati nella prima fase del *roll out* e dismessi anticipatamente per problematiche di comunicazione.

Si ritiene tuttavia che, riguardo al parametro da considerare per individuare il perimetro di *smart meter* ai quali riferire l'intervento, sia appropriata un'impostazione che rifletta l'anno di fabbricazione dello *smart meter* indipendentemente dall'anno di installazione, proprio sulla base di quanto evidenziato dalla stessa ARERA nel DCO (cfr. punto 5.3: "[...] *gli smart meter prodotti negli anni 2012-2016, presentano tassi di insuccesso [...] significativamente superiori ai livelli fisiologici*"), piuttosto che un approccio basato sull'anno di messa in servizio dell'apparecchio che non rifletta anche l'anno di fabbricazione.

Si ricorda, infatti, che le criticità in relazione alla primissima generazione di *smart meter* hanno riguardato anche gli apparecchi con anno di fabbricazione 2012~2016 installati dopo il 2016, rappresentando questi l'utilizzo di quantitativi di *smart meter* fabbricati sino al 2016 e non ancora posati presso i punti di riconsegna dei clienti finali (in verità anche una prima parte dei contatori prodotti nel 2017 possono essere stati realizzati ancora con le medesime caratteristiche costruttive di quelli prodotti fino al 2016, e quindi l'intervento andrebbe riferito almeno anche ad una parte dei contatori prodotti ed installati nel 2017).

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

Non si ravvisano particolari criticità rispetto alla soluzione prospettata.

Con specifico riferimento ai casi di avvicendamento di operatori nella gestione di un ATEM, si ritiene che nei casi in cui l'operatore entrante non abbia provveduto materialmente ad installare gli *smart meter* oggetto di dismissione anticipata, ma abbia acquisito tali apparecchiature - insieme al resto degli impianti con la consegna degli stessi in esito alla gara d'ATEM - a fronte del versamento del valore di rimborso al gestore uscente, al momento della dismissione anticipata del misuratore il valore da recuperare vada definito in base al costo di acquisizione effettivamente sostenuto, in considerazione del fatto che il gestore entrante non può avere contezza della reale situazione funzionale dei contatori acquisiti e quindi si ritrova senza alcun elemento/leva per valutarne la

funzionalità prima dell'*handover*. Una simile impostazione si ritiene dovrebbe peraltro valere indipendentemente dall'anno di posa degli SM eventualmente da sostituire.

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 proposta di trattamento equiparato a quello del riconoscimento degli ammortamenti residui dei contatori tradizionali sostituiti con misuratori elettronici ex Direttive *smart meter* (IRMA) appare ragionevole.

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

La revisione delle modalità di riconoscimento dei costi per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, con passaggio da quelle attuali (riconoscimento a consuntivo con applicazione di un *cap*) ad un sistema parametrico, è stata annunciata da tempo, pur senza fornire particolari dettagli, ad eccezione, sino alla presente consultazione, del livello di costo ritenuto efficiente all'atto della fissazione delle attuali modalità, ossia 2,74 €/pdr, quale valore obiettivo al 2023, al termine del percorso di efficientamento progressivamente applicato negli anni precedenti.

Sebbene una progressiva diminuzione dei costi riconosciuti alle imprese distributrici per la telegestione e i concentratori possa risultare comprensibile nel lungo periodo, in ragione di una sempre maggiore diffusione degli *smart meter* e di un crescente miglioramento delle loro prestazioni, si ritiene che il valore proposto dall'ARERA per la nuova componente $t(\text{telcon})_{t,c}$ possa forse costituire un nuovo livello obiettivo da raggiungere nell'arco di alcuni anni, ma non sia inizialmente sufficiente a coprire i costi attuali degli operatori. Tale valore non risulterebbe, ad esempio, sufficiente a coprire i costi associati all'utilizzo della tecnologia NB-IoT, oltre al fatto che l'importo prospettato per la nuova unica componente parametrica potrebbe penalizzare/scoraggiare l'impiego di una tecnologia, quella punto-multipunto, che utilizza i concentratori che è stata adottata nella logica - a vantaggio del sistema - di garantire ai misuratori elettronici una durata di vita maggiore, correlata al minor consumo energetico della batteria, e che, storicamente, è stata caratterizzata da minori anomalie (e quindi da una minore necessità di effettuare sostituzioni anticipate) e da migliori *performance* di comunicazione della telelettura.

Si osserva inoltre che l'entità del delta tra il riconoscimento proposto dall'ARERA per il 2023 e quello previsto dalla regolazione per l'anno 2022 (derivante dalla combinazione tra il tetto di 3,24 €/pdr_{smart} ex deliberazione 904/2017/R/gas e l'ulteriore decurtazione di 0,53 €/pdr_{smart}) è superiore alle variazioni decrementali dei costi riconosciuti applicate lungo il triennio 2020-2022 e da quanto esposto nel DCO non si ha modo di cogliere le ragioni che, ad avviso dell'Autorità, porterebbero a dar corso ad una così notevole discontinuità, applicando di fatto un "gradino" di riduzione molto più rilevante di quelli progressivamente applicati sino ad oggi al tetto dei riconoscimenti per TEL e CON nel loro complesso.

Un ulteriore aspetto che non si è ben inteso riguarda le modalità con cui sarebbe stata stimata per il 2023, dall'attuale 0,53 a 0,68 €/pdr_{smart}, la quota di costi di telegestione e concentratori (TEL e CON) considerati già riconosciuti tramite la componente $t(\text{rac})_{t,ope}$; in tal senso risulterebbe utile poter

conoscere i presupposti alla base della stima effettuata dall'ARERA e della conseguente riparametrazione, in analogia a quanto effettuato per altre componenti di costo e tariffarie nel DCO in esame.

Inoltre, ove un'unica componente parametrica andasse a remunerare sia i costi di capitale che quelli operativi, sarebbe necessario comprendere in che misura le due categorie di costo verrebbero effettivamente coperte (ossia, quale quota della componente sia destinata alla remunerazione degli *opex* e quale, invece, alla copertura dei *capex*, distinta tra remunerazione del capitale e ammortamento). Tale informazione risulta peraltro fondamentale al fine di capire in che modo movimentare la RAB della misura ad oggi espressa a consuntivo. Si ricorda che la distinzione tra remunerazione del capitale e ammortamento è la stessa fornita, ad oggi, anche per la componente $t(cen)^{capex}$ che remunera in modo parametrico i costi di capitale centralizzati.

Si osserva, infine, che, sebbene la componente parametrica proposta sia destinata a coprire sia *capex* che *opex*, il suo aggiornamento (per gli anni 2024 e 2025) avverrebbe applicando il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'ISTAT (FOI), che è il parametro inflazionistico di riferimento usato per l'aggiornamento dei soli costi operativi.

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

Non si condivide la proposta - notevolmente più penalizzante rispetto a quanto era stato prefigurato nel DCO 410/2019/R/gas (ove, come primo *step* di riduzione, era previsto un dimezzamento del costo riconosciuto di 5 euro) - e si ritiene, invece, che se nel corso dei prossimi anni si potrà effettivamente dare corso ad un superamento del riconoscimento distinto del costo delle letture di *switch*, per un costo marginale delle letture di *switch* che tende a risultare poco rilevante, ciò dovrà avvenire con la dovuta gradualità.

Infatti, se è ragionevole ritenere che, con il completamento del piano di *roll out* degli *smart meter*, il costo complessivo delle letture di *switch* tenderà a ridursi, non si può non considerare che:

- in base agli obiettivi fissati, è comunque previsto che nel parco contatori rimanga una quota del 15% di misuratori non *smart*³, per i quali le letture di *switch* continueranno a dover essere rilevate in modalità tradizionale (con i relativi maggiori costi associati);
- i costi sostenuti per le letture di *switch* potranno ridursi a livello complessivo (in ragione dei minori "volumi" di letture da effettuare in modalità tradizionale), ma non altrettanto si può dire per il costo unitario della lettura di *switch* in modalità tradizionale/con operatore, che non potrà diminuire e che, anzi, è destinato ad aumentare per singola lettura, trattandosi di rilevazioni non di ciclo e in corrispondenza di volumi da rilevare in campo molto minori (con sempre più elevata parcellizzazione sul territorio);
- il numero di *switching* è molto presumibilmente destinato ad aumentare in misura sensibile in vista, e in corrispondenza, della fine del regime di tutela (va poi, inoltre, considerato che i recenti casi di *default* di società fornitrici - senza considerare quelli che, purtroppo, potrebbero aggiungersi nel breve-medio periodo - hanno determinato ingenti trasferimenti di clienti al servizio di ultima istanza,

³ In riferimento ai pdr serviti dalle imprese soggette agli obblighi relativi allo *smart metering*.

implicando, anche in questo caso, la necessità di effettuare numerose letture di *switch*).

Pertanto, alla luce di quanto osservato, appare più opportuno che il valore a recupero dei costi sostenuti per le letture di *switch* sia individuato effettuando una media (ponderata) tra i valori di costo riconosciuto per le letture di *switch* effettuate in modalità tradizionale e da remoto.

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

La proposta dell'ARERA appare, al momento, ragionevole. Si evidenzia, ad ogni modo, che a partire dall'anno 2022 è stata avviata una intensa campagna di verifica periodica che vede coinvolto un numero rilevante di contatori integrati di calibro superiore al G6 e ciò sta determinando sensibili incrementi del costo complessivo e, quindi, del costo unitario per pdr.

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

Non si hanno particolari osservazioni in proposito.

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

Non si condivide la proposta per le ragioni già anticipate nelle *Osservazioni generali*, ove non corredata da ulteriori misure in grado di evitare ulteriori criticità in riferimento alla situazione corrente. In questo particolare momento storico, in cui tutte le imprese del comparto energetico si trovano a dover fronteggiare stringenti limitazioni nella disponibilità di liquidità, è necessario che l'ARERA adotti misure regolatorie tali da garantire l'equilibrio economico-finanziario di tutti gli operatori della filiera. In tal senso, non appare opportuno che la gestione delle problematiche di liquidità attualmente esistenti nella parte a valle della filiera si traducano in uno "spostamento" di tale medesima criticità nel segmento di monte (e quindi a carico dei distributori).

Infatti, le tempistiche prospettate per la liquidazione degli importi da parte della CSEA a favore delle imprese di distribuzione (60 gg dal termine del mese in cui è avvenuta la fatturazione) risultano insufficienti a garantire una reale simmetria di trattamento tra i soggetti della filiera, specialmente qualora venisse confermata l'intenzione di prevedere un termine di pagamento a 30 gg in relazione alle fatture di vettoriamento aventi segno negativo da parte delle imprese distributrici nei confronti degli Utenti della Distribuzione (UdD). Appare, anzi, evidente come la previsione di così differenti tempistiche per la regolazione (rispettivamente, in attivo e in passivo) di partite economiche per cui i distributori sono solo soggetti "passanti" si traduca in un trattamento iniquo e critico per le imprese della distribuzione.

È infatti chiaro che, in qualità di soggetti "passanti", i distributori potranno trasferire agli UdD i predetti importi solo una volta che gli stessi siano stati ricevuti dalla CSEA. Se così non fosse, il distributore dovrebbe assumere un ruolo atipico, di fatto agendo da "banca" per anticipare il gettito degli oneri di sistema (sempre ammesso che ne abbia la possibilità/capacità economica), e sostenendo rilevanti oneri finanziari che, in base alle disposizioni attuali, non troverebbero alcun tipo di ristoro.

Tutto ciò premesso, si ritiene che l'ARERA dovrebbe considerare un diverso modello di esazione degli oneri di sistema, prevedendo che la rendicontazione delle imprese di distribuzione nei confronti di CSEA avvenga con cadenza mensile (entro il 10°/15° giorno del mese successivo a quello di fatturazione) e la liquidazione degli importi da parte di CSEA nei confronti dei distributori sia effettuata entro 30 gg dalla chiusura del mese di fatturazione (verosimilmente entro il giorno 28 o 29 del mese, per considerare le tempistiche tecniche necessarie a finalizzare i trasferimenti interbancari), in analogia a quanto recentemente previsto dalla CSEA con riferimento al bimestre novembre-dicembre 2022 (cfr. Circolare 47/2022/GAS del 01.12.2022). Ciò permetterebbe, quindi, alle imprese di distribuzione di liquidare le eventuali partite di segno negativo nei confronti delle società di vendita entro un mese dalla relativa fatturazione.

Si ritiene che tale nuovo paradigma di esazione degli oneri di sistema dovrebbe operare nei primi mesi del 2023 e, in generale, quanto meno fino a che l'eccezionalità della situazione corrente renderà necessario il trasferimento di sussidi/aiuti statali ai clienti finali del mercato energetico attraverso l'operato di CSEA, imprese di distribuzione e società di vendita.

In alternativa, il trasferimento ai clienti finali delle predette agevolazioni potrebbe avvenire attraverso una "filiera più corta", che escluda le imprese della distribuzione e trasferisca le risorse in questione direttamente alle società di vendita, cosicché queste ultime possano girarle subito ai clienti finali, senza incertezze sulle tempistiche di reintegro dei corrispondenti importi da parte degli operatori più a monte nella filiera.

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.

Pur comprendendo l'esigenza di esplicitare condizioni simmetriche per il pagamento delle fatture di vettoriamento (siano esse di segno positivo o negativo), come anticipato nelle *Osservazioni generali*, tale principio appare attuabile esclusivamente in condizioni normali (ossia per le situazioni in riferimento alle quali sono state definite le disposizioni del CRDG in tema di fatturazione del servizio) e relativamente a ricalcoli/conguagli generati nel contesto delle attività specifiche correlate ai servizi di distribuzione e misura.

Nell'eccezionale situazione corrente, invece, le fatture di vettoriamento possono assumere valore negativo per almeno tutto il periodo invernale, in ragione dei maggiori volumi di gas consumato a cui si applicano gli interventi straordinari del Governo (in forma di sconti/rimodulazioni della sotto-componente UG₂, del bonus sociale gas e delle componenti integrative del bonus) per trasferire ai clienti finali di piccole dimensioni le sovvenzioni volte a contenere i rincari del prezzo del gas. È quindi evidente che il segno negativo di tali fatture è "artificiosamente" indotto dall'intervento di sussidio statale, in quanto il servizio operato dalle imprese di distribuzione viene regolarmente svolto, sostenendone i relativi costi. In tal senso, anche l'espressione "nota di credito" appare impropria⁴ e fuorviante, in quanto una nota di credito si riferisce ai casi tassativamente elencati dall'art. 26 del

⁴ In riferimento all'attuale situazione si ritiene improprio e non corretto qualificare le fatture negative come "note di credito", di credito in quanto queste ultime, come più sopra evidenziato, si riferiscono ai casi elencati dall'art. 26 del D.P.R. n. 633/1972, mentre nel caso di specie gli importi negativi non derivano dalla rettifica di fatture precedentemente emesse, bensì si generano a seguito della "particolare" modalità di calcolo attualmente prevista.

D.P.R. n. 633/1972 e viene sostanzialmente originata in caso di rettifiche/ricalcoli di fatture emesse, allorché a fronte dell'erogazione di beni/servizi deve essere restituita o riaccreditata una partita economica in precedenza oggetto di fatturazione attiva da parte dell'impresa di distribuzione; casistica, questa, riconducibile unicamente alle condizioni ordinarie e normali prima citate e non, di certo, all'attuale, eccezionale situazione congiunturale.

In tale contesto fortemente atipico, la previsione di una liquidazione a 30 gg degli importi a favore degli UdD da parte delle imprese distributrici, soprattutto senza che sia stata corrispondentemente prevista la regolazione delle partite a monte tra CSEA e imprese di distribuzione con tempistiche quantomeno equivalenti, sarebbe fortemente lesiva e iniqua per gli operatori della distribuzione.

Infatti, prevedere che la CSEA liquidi i propri crediti nei confronti dei distributori in 60 gg, mentre i distributori dovranno provvedere a tale pagamento verso gli UdD nella metà del tempo, equivale a costringere le imprese di distribuzione ad operare come banche, anticipando al sistema risorse per la liquidazione di partite economiche non già relative al servizio di distribuzione dalle stesse svolto, ma per cui i distributori sono identificati come soggetti "passanti". E proprio in ragione della natura di tali importi, la previsione di un'esposizione finanziaria così rilevante a carico dei distributori, ai fini della loro liquidazione, appare come una misura ancora più distorsiva.

Dal momento che l'oggetto sociale delle imprese di distribuzione non contempla lo svolgimento di un'attività assimilabile all'erogazione di finanziamenti, non è scontato che tali soggetti riescano a reperire le risorse necessarie; qualora, invece, vi riuscissero, con un impegno di circolante sensibilmente maggiore del previsto, ciò potrebbe avvenire sostenendo costi decisamente ingenti, anche in ragione dei tassi di interesse attualmente applicati dagli istituti finanziari. Tali costi (che per una società di distribuzione come 2i Rete Gas sono stimabili nell'ordine di alcuni milioni di euro) rappresenterebbero pertanto oneri impropri per lo svolgimento di attività che non rientrano tra i compiti affidati ai distributori dalla regolazione e che, salvo ulteriori modifiche normative/regolatorie (ad esempio, introducendo un riconoscimento degli oneri finanziari correlati all'approvvigionamento delle risorse economiche necessarie nella forma di una maggiore remunerazione della RAB centralizzata) non troverebbero alcuna copertura in tariffa.

In conclusione, se si reputa che un'integrazione del Capitolo 12 del CRDG del tipo di quella prospettata dall'ARERA possa ragionevolmente essere presa a riferimento senza criticità (esplicitando una prassi peraltro già autonomamente adottata da molte imprese di distribuzione) in un contesto non emergenziale (e quindi relativamente alle vere e proprie note di credito), non la si ritiene altrettanto percorribile nell'attuale situazione, a meno di non modificare in maniera simmetrica anche le tempistiche con cui CSEA liquida le medesime partite economiche a favore dei distributori o di subordinare l'effettuazione dei pagamenti da parte dei distributori all'effettiva disponibilità di tali fondi (e quindi alla previa liquidazione degli importi da parte di CSEA).