



PROXIGAS

DCO 571/2022/R/gas

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

Osservazioni Proxigas

9 dicembre 2022



Premessa

Proxigas con il presente documento esprime le proprie osservazioni e proposte relativamente agli orientamenti illustrati dall'Autorità nel documento di consultazione 571/2022/R/com (di seguito DCO) in materia di aggiornamento infra-periodo delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per il triennio 2023-2025.

Osservazioni generali

Con riferimento alle ipotesi prospettate dall'ARERA per l'aggiornamento della disciplina tariffaria del servizio di distribuzione, mentre alcuni orientamenti vanno sostanzialmente in continuità con quanto previsto nella prima parte del periodo regolatorio (ad esempio le modalità di aggiornamento dei costi operativi per i servizi di distribuzione e misura, nonché la disciplina dei recuperi di efficienza), altri appaiono decisamente restrittivi stante l'attuale livello raggiunto dagli operatori: ci si riferisce, in particolare, alle proposte formulate in tema di riconoscimento dei costi sostenuti per le attività di telegestione e i concentratori, nonché per le letture di *switching*. Entrambe le proposte sono fondate sull'assunto che, a regime, oltre l'80% del parco italiano dei contatori sarà di tipo elettronico¹ e pertanto caratterizzato da un'elevata efficienza nell'attività di raccolta dei dati di misura, attività che, pertanto, risulterà meno onerosa. Se tali prospettive possono apparire verosimili a tendere, non risultano tuttavia verificate nel momento attuale e sicuramente non potranno ancora esserlo nel 2023; circostanza che fa, quindi, ritenere più opportuno, passando ad un riconoscimento parametrico per i costi di telelettura/telegestione e per i concentratori, mantenere comunque un livello di costi riconosciuti in linea con il percorso di progressivo efficientamento previsto dall'ARERA negli anni precedenti, che riguardava un costo ritenuto efficiente per il 2023 di 2,74 €/pdr a copertura delle componenti TEL e CON. Ulteriori ipotesi di revisione potranno essere quindi riesaminate dopo il 2023, al termine del secondo semi-periodo, sulla base dei dati di costo nel frattempo dichiarati dagli operatori.

Riguardo la revisione delle tempistiche di esazione del gettito degli oneri di sistema nonché di quelle di liquidazione degli eventuali debiti delle imprese distributrici (ID) verso gli UdD, correlati a fatture di distribuzione di importo negativo, si ribadisce integralmente il contenuto della nota sul tema anticipata all'Autorità. Più in dettaglio verrà detto nella risposta agli specifici spunti di consultazione, tuttavia si vuole già da ora ribadire la necessità, al fine di recuperare una effettiva simmetria nelle tempistiche tra i pagamenti agli UdD e gli accrediti ai distributori nel caso di fatture negative, di abbreviare a 30 giorni (28÷29, per i tempi tecnici di trasferimento bancario) i tempi di erogazione da parte della CSEA delle partite dovute alle ID che dovranno essere rendicontate entro il 10°/15° giorno del mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione.

Si condividono, di conseguenza, le previsioni dalla Circolare CSEA 47/2022/GAS con riferimento al bimestre novembre-dicembre 2022 e se ne domanda l'estensione ai mesi del 2023, almeno fino a quando permarrà questo contesto generale di eccezionalità che rende necessario il sostegno statale ai consumatori per il tramite di CSEA, ID e società fornitrici.

¹ Considerando che a regime, le imprese soggette agli obblighi (esclusi G4 e G6 per imprese con meno di 50.000 clienti) utilizzeranno la telelettura su almeno l'85% dei loro clienti, l'Autorità stima che a regime si avrà più dell'80% del parco con raccolta dati attraverso telelettura. Dato, tuttavia, che per le imprese le imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 50.000 e 100.000 il target dell'85% dei punti di riconsegna con classe del gruppo di misura ≤ G6 dovrà essere raggiunto entro il 31.12.2023, nel 2023 non potrà sicuramente essersi realizzata la condizione stimata nel DCO, considerando peraltro i livelli del parametro IF (tasso di insuccesso fisiologico della telelettura con smart meter gas) riconosciuto dalla deliberazione 269/2022/R/gas (e pari al 4,8% e 5% rispettivamente per i punti con consumi annui superiori a 500 Smc/anno e per i punti con consumi annui fino a tale soglia).



Osservazioni di dettaglio agli 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.

Sulla scorta di quanto rappresentato dall'Autorità nel DCO, si reputa comprensibile l'orientamento dell'Autorità di non modificare le attuali modalità di allocazione dei costi tra imprese e clienti finali e confermare, per gli anni 2023-2025, i tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti, di cui al comma 16.2 della RTDG² applicati negli anni 2020-2022.

Si ritiene peraltro ragionevole che l'ARERA prosegua nell'esaminare le dinamiche evolutive dei punti di riconsegna e, qualora queste dovessero mostrare evoluzioni diverse rispetto a quanto sin qui emerso, accompagni l'analisi con considerazioni e soluzioni volte a garantire la sostenibilità complessiva del servizio di distribuzione. Si rammenta che l'introduzione di eventuali modalità alternative di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese imporrebbe sui distributori un rischio derivante da una variabile esogena non soggetta al controllo dell'operatore infrastrutturale che dovrebbe presupporre una revisione generale dei criteri di regolazione, ed in particolare della stima del parametro di rischio specifico (β^{asset})

In merito ai costi operativi riconosciuti, si osserva comunque che, nel corso del 2022, taluni elementi di costo del servizio di distribuzione sono stati oggetto di aumenti particolarmente elevati, anche oltre il già alto valore dell'inflazione rilevato, cui si aggiungerebbero ulteriori incrementi purtroppo attesi nei prossimi mesi, con variazioni, evidentemente non ancora visibili all'interno dell'ultima rendicontazione dei conti annuali separati (CAS) degli operatori, riferita all'anno 2021. Si tratta, peraltro, di costi riferiti a voci specifiche che non rientrano neppure tra quelle incluse ai fini del calcolo del FOI (tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati), rilevato dall'ISTAT. Tali circostanze, in una situazione di inflazione in forte crescita, potrebbero, per certi versi, anche suggerire di valutare, transitoriamente, diverse modalità di applicazione e/o modulazione dell'indice inflattivo.

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

Sulla base dei dati illustrati nel DCO, e richiamando comunque quanto osservato nell'ultima parte della risposta al precedente spunto S1, si reputa ragionevole l'orientamento dell'ARERA di confermare, per il prossimo triennio, i livelli di X-factor del servizio di misura. È utile rammentare che, per la funzione di installazione e manutenzione dei misuratori t(ins) e per la funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure t(rac), come dichiarato dalla stessa ARERA nella Delibera 570/2019, l'x-factor per il quinto periodo di regolazione è stato posto pari a 0% anche se il costo effettivo alla fine del periodo regolatorio è risultato superiore al costo riconosciuto nel medesimo anno.

Ad ogni modo, si fa presente che, quantomeno nella prima parte del triennio, potrebbe verificarsi un incremento dei costi associati al servizio di misura, in conseguenza degli indennizzi previsti dal meccanismo introdotto dalla delibera 269/2022/R/gas, da erogare in caso di smart meter non comunicanti pur al di sotto del tasso di insuccesso fisiologico

² Si fa presente che il comma 16.2 della RTDG si riferisce, in realtà, all'X-factor del servizio di misura; tuttavia, essendo il richiamo inserito nel capitolo che tratta degli opex del servizio di distribuzione, si immagina che si tratti di un richiamo all'art. 16 o al comma 16.1 della RTDG.

riconosciuto nel medesimo provvedimento.

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

Preme segnalare che le analisi effettuate da Arera, sulla base dei dati di costo trasmessi dagli operatori ai fini degli aggiornamenti tariffari fino al 2020, non catturano il significativo innalzamento dei costi dei misuratori, avvenuto a partire dal 2021 e legato alle difficoltà di reperimento degli strumenti e all'aumento dei prezzi delle materie prime (soprattutto quelle legate alla componentistica elettronica, come peraltro riconosciuto per il settore elettrico con la deliberazione 601/2022/R/eel).

Dal momento che i dati esaminati si riferiscono al periodo 2018-2020 è possibile che gli stessi non intercettassero ancora i predetti rialzi, che di conseguenza non hanno potuto riflettersi nei valori di costo standard prospettati dall'ARERA. In tal senso, si invita l'Autorità a riconsiderare, quanto meno per il 2023, l'entità dei nuovi valori da adottare per i costi standard e di proseguire un monitoraggio del tipo di quello delineato nel DCO, così da valutare le eventuali conseguenti azioni per gli anni successivi.

Un altro effetto che, parimenti, non sembra essere stato considerato ai fini della valorizzazione del costo standard degli smart meter è quello relativo ad un innalzamento dei costi di installazione e messa in servizio, essenzialmente dovuto al fatto che tali attività non vengono più svolte in maniera "intensiva" (come avveniva sotto l'impulso dei piani di roll out) e quindi non beneficiano più delle relative economie di scala. Andando avanti con il tempo, gli interventi di sostituzione saranno infatti sempre più specifici e localizzati sul territorio (vuoi per sostituire i residui contatori tradizionali, prevalentemente corrispondenti a quelli a minor accessibilità e quindi a maggiori difficoltà di sostituzione, vuoi per sostituire eventuali smart meter non regolarmente funzionanti), determinando inevitabilmente un aumento del costo medio unitario per intervento.

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.

Si ritiene che la tematica delle funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive smart meter meriti di essere adeguatamente approfondita nell'ambito di un apposito iter di condivisione e standardizzazione tra operatori, enti normatori e organismi tecnici (quali, ad esempio, il CIG), costruttori di apparati e Autorità, soprattutto se tali funzionalità sono collegate a forme di riconoscimento o incentivo quali quelle prospettate nel DCO.

Ciò anche in ragione della necessità di selezionare un menu di opzioni che si dimostrino effettivamente utili per i clienti finali, ma che siano anche gestibili in maniera standard dai distributori. Infatti, nella prospettiva che, nel corso dei prossimi anni, si possano verificare sempre più spesso avvicendamenti di gestione all'interno degli ATEM in esito alle relative gare, sarà fondamentale che tali passaggi di gestione non siano complicati da problematiche di tipo tecnico (riconducibili, ad esempio, alla mancanza di interoperabilità dei contatori).

In tal senso si riterrebbe preferibile che l'ARERA - coinvolgendo gli operatori della distribuzione, gli organismi tecnici (ad esempio il CIG), nonché le imprese produttrici dei contatori - istituisca un tavolo tecnico di lavoro ad hoc per individuare funzionalità aggiuntive che abbiano caratteristiche di interoperabilità e replicabilità e siano inoltre



potenzialmente disattivabili (ove il soggetto che subentra nella gestione degli impianti non riesca a renderne compatibile con i propri sistemi la prosecuzione o non ritenga di farlo).

Con specifico riferimento alle funzionalità proposte, dedicate alle zone a rischio sismico, potrebbero inoltre sussistere alcune criticità applicative, per lo più legate ad un loro possibile utilizzo solo in specifiche zone del Paese, nonché in relazione al livello di intensità sismica a cui associare l'interruzione dei flussi di gas (elemento che dipende strettamente dalla tipologia di territorio ed edificio interessati).

Si ritiene, infine, che sarebbe opportuno che l'ARERA valutasse anche funzionalità ulteriori rispetto a quelle legate al solo profilo della sicurezza: in tal senso, appare ragionevole considerare applicazioni in grado di migliorare la raggiungibilità dello smart meter, sia per efficientare il processo di raccolta delle misure (come per le *"funzionalità relative a un canale di back-up di comunicazione per migliorare le performance di raccolta della misura"* che erano state prefigurate nel DCO 263/2021/R/gas – cfr. punto 12, Articolo 1, comma 1.1, lettera c), che per effettuare interventi di chiusura dell'elettrovalvola da remoto, nonché evolutive che possano supportare il processo di transizione energetica, ad esempio assicurando un corretto funzionamento del misuratore anche in caso di utilizzo di miscele di green gas.

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

Non si formulano articolari ulteriori osservazioni al riguardo, oltre a quanto già brevemente indicato nell'ambito della risposta allo spunto per la consultazione S4.

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.

Concordando con la ratio sottesa all'intervento di recupero del valore residuo degli smart meter installati nella prima fase del roll out e dismessi anticipatamente rispetto al termine della vita utile regolatoria, ci teniamo però ad osservare quanto segue.

L'anno 2017, come evidenziato anche nel presente DCO al punto 5.4, è effettivamente stato un anno di transizione; anno durante il quale le versioni degli smart-meter hanno beneficiato di sostanziali upgrade se non addirittura di nuovi modelli. Peraltro non pochi misuratori costruiti nel 2016, presenti nei magazzini, sono stati posati nell'arco del 2017. Inoltre, dai dati aggiornati ad oggi, emerge che i contatori posati nel 2017 già sostituiti e/o con problematiche che non permetteranno il termine della loro vita utile, risultano essere in percentuali del tutto analoghe a quelle esposte nel presente DCO al punto 5.5 e relative ai contatori del periodo 2012-2016.

Non bisogna poi dimenticare che la Delibera n. 269/2022 richiede al "sistema smart-meter" prestazioni che alla progettazione tecnica dello stesso non erano state ipotizzate e che solo un parco contatori adeguato potrà permettere.

Di conseguenza sarebbe più corretto che il riconoscimento del valore residuo non ammortizzato avvenisse a prescindere dall'anno di installazione e rimozione degli smart meter G4 e G6 estendendo tale riconoscimento anche per i gruppi di misura di calibro maggiore al G6; in ogni caso si ritiene che l'intervento di riconoscimento dei valori residui debba ricomprendere almeno i contatori posati nel periodo 2012-2017 che si è reso poi



necessario sostituire e non solo riferirsi solo al periodo 2012-2016. Per le ragioni sopra esposte, laddove si intenda assumere come riferimento l'anno di fabbricazione del contatore, l'intervento di riconoscimento andrebbe comunque esteso all'anno 2017, al fine di ricomprendere almeno anche la parte di contatori prodotti nel 2017 e ancora affetti dalle medesime problematiche presentate dagli smart-meter prodotti negli anni 2012-2016. In ogni caso, pur mantenendo valide le considerazioni di cui sopra, occorre evidenziare come i tassi di guasto degli smart-meter successivi al 2016/2017 rimangano rilevanti, sebbene in decremento. A tale proposito, si suggerisce di monitorare detti tassi e, in caso di valori superiori ad un tasso fisiologico, prevedere anche per questa fattispecie un riconoscimento del valore residuo non ammortizzato. La previsione che il valore residuo non ammortizzato sia riconosciuto fino a concorrenza del costo standard previsto con riferimento all'anno 2012 non si ritiene condivisibile.

Al riguardo, si ricorda che gli investimenti relativi ai gruppi di misura di classe G4-G6 effettuati fino all'anno 2015, venivano valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, in misura massima pari al 150% del costo standard relativo all'anno 2012, proprio per tenere conto, nella prima fase di roll out, del fatto che non ci fosse sufficiente disponibilità sul mercato e mancanza di evidenze oggettive per la definizione dei costi standard dei gruppi di misura di classe G4-G6.

La minusvalenza dovrebbe essere determinata in coerenza con quanto riconosciuto in RAB dalla regolazione vigente al momento dell'investimento ovvero dovrebbe basarsi su una media ponderata tra costo *standard* e costo effettivamente sostenuto, fatta eccezione per i gruppi di misura di classe G4-G6 fino al 2015 come sopra richiamato al fine di non generare minusvalenze rispetto a quanto presente in RAB. Tuttavia, qualora l'Autorità decidesse comunque di riconoscere le minusvalenze fino al costo standard riferito all'anno 2012, si ritiene che quest'ultimo debba essere opportunamente rivalutato per essere espresso almeno ai prezzi relativi all'anno di installazione.

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 ritiene ragionevole e condivisibile l'ipotesi di un trattamento equiparato a quello del riconoscimento degli ammortamenti residui dei contatori tradizionali sostituiti con misuratori elettronici ex Direttive smart meter.

Tale riconoscimento, tuttavia, non dovrebbe essere limitato ai soli gruppi di misura elettronici di classe $\leq G6$. Le Direttive per la messa in servizio di gruppi di misura del gas caratterizzati dai requisiti funzionali minimi (Direttive 631/2013/R/gas ss.mm.ii.) hanno infatti previsto obblighi di installazione e messa in servizio dei gruppi di misura differenziati per tempistiche e calibro ma, in ogni caso, estesi anche a misuratori elettronici di classe $>G6$. Pertanto, il riconoscimento delle minusvalenze dovrebbe essere previsto anche per i gruppi di misura uguali a G10, G16 e G25 per i quali erano già disponibili sul mercato in versione smart e non integrata.

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

Il riconoscimento economico di questi costi e/o investimenti appartiene ad una soluzione ibrida che non rientra nei consolidati sistemi di riconoscimento tariffario; si comprende quindi la volontà di riportarli ad un sistema "classico", come a suo tempo già prospettato dall'Autorità.



Si ritiene tuttavia di dover osservare quanto segue.

In primo luogo con riferimento al sistema di Telelettura, occorre tenere conto oltre che delle classiche differenze di scala aziendale, anche della differenza tra le due diverse tecnologie, *Punto-Punto* e *Punto-Multipunto*.

Inoltre, la pianificazione, la progettazione e la realizzazione delle infrastrutture di trasmissione dati prevedono un orizzonte temporale pluriennale e le ID hanno provveduto ad implementarle in funzione di quanto riportato nella Del. n. 904/2017/R/gas che recita:

"su queste basi, nell'ipotesi di adozione di un orizzonte temporale di cinque anni per la determinazione dei costi di capitale, di definire le componenti $t(tel)t$ e $t(con)t$ nel loro complesso in un range:

- *tra 2,50 e 2,80 euro per punto di riconsegna equipaggiato con smart meter in servizio, per le imprese con più di 300.000 punti di riconsegna;*
- *tra 3,00 e 3,10 euro per punto di riconsegna equipaggiato con smart meter in servizio, per le imprese con meno di 300.000 punti di riconsegna".*

Nelle frequenti interlocuzioni tra ARERA, operatori della vendita e della distribuzione, intervenute negli anni immediatamente successivi, si sono definiti SLA per le prestazioni di telelettura sempre più stringenti, fino alla pubblicazione della del. n. 269/2022/R/gas. Le ID hanno, di conseguenza, dovuto implementare progressivamente le loro strutture di comunicazione al fine di riuscire a raggiungere i livelli prestazionali richiesti. Ciò premesso, in questa sede, è opportuno rimarcare che gli investimenti necessari per aggiungere gli ultimi percentili di performance, hanno avuto ed avranno un peso specifico via via incrementale.

Tuttavia, negli anni recenti, in cui si sono definiti gli SLA prestazionali, non era mai stato prefigurato un così drastico cambiamento del riconoscimento economico specifico. In conseguenza a ciò i distributori si sono adoperati per massimizzare le prestazioni di servizio, così da mantenersi all'interno della remunerazione sopra ricordata.

Peraltro, anche nell'ambito del percorso di evoluzione delle modalità di riconoscimento dei costi per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, con il preannunciato passaggio da quelle attuali (riconoscimento a consuntivo con applicazione di un tetto) ad un sistema parametrico, è stato preso a riferimento un percorso di progressiva riduzione del costo riconosciuto che ha riguardato il livello di costo di 2,74 €/pdr, quale valore obiettivo al 2023, al termine del percorso di efficientamento progressivamente applicato negli anni precedenti. Quindi per il 2023, pur con il passaggio ad un riconoscimento parametrico, ci si sarebbe comunque attesi un livello di costo riconosciuto in linea con l'obiettivo che era stato riguardato sull'anno 2023.

Sebbene un progressivo calo dei costi riconosciuti per le attività di telegestione e per i concentratori possa risultare plausibile a tendere (come risultato di una sempre maggiore diffusione degli smart meter e di un crescente miglioramento delle loro prestazioni), non si ritiene che il livello prospettato dall'ARERA per la componente $t(tel/con)t,c$ sia sufficiente a ristorare gli operatori per i costi attualmente sostenuti. Peraltro, la differenza tra il riconoscimento prospettato dall'ARERA per il 2023 e quello definito per il 2022, risulta essere più alta delle variazioni in diminuzione dei costi riconosciuti avvenute lungo il triennio 2020-22 e si fatica a comprendere le ragioni alla base di così rilevante discontinuità "a scalino".

Un ulteriore elemento su cui sarebbe necessario avere maggiori chiarimenti riguarda le modalità di riparametrazione del valore della quota di costi di telegestione e concentratori



riconosciuti con la componente *t(rac)tope*, per comprendere in che modo si sia passati dall'attuale 0,53 alla stima di 0,68 €/pdr_{smart}.

Si richiede, quindi, che il riconoscimento economico dei costi per la telegestione e i concentratori, dal 2023 in poi, sia mantenuto nel solco di quanto previsto nella Del. n. 904/2017/R/gas.

In subordine, qualora ARERA intendesse mantenere il valore esposto nel presente DCO si chiede che lo stesso afferisca solo agli *Opex*, continuando a remunerare separatamente i *Capex* e che questi ultimi, per quanto attiene ai concentratori, vengano riconosciuti come *Capex* di località, agevolando in tal modo il passaggio di impianto tra Gestore Uscente e Gestore Entrante nelle gare di ATEM.

In tal senso, si fa presente che l'individuazione di un'unica componente parametrica che remunerasse sia capex che opex fa sorgere la necessità di capire in che misura le due tipologie di costo sarebbero realmente coperte (ovvero, quale quota della componente sia destinata a remunerare gli opex e quale, invece, a coprire i capex, distinguendo tra remunerazione del capitale e ammortamento). Tale informazione risulta inoltre necessaria per comprendere come venga movimentarsi la RAB della misura, oggi rappresentata a consuntivo.

Un'ultima osservazione riguarda il parametro proposto per l'aggiornamento della componente *t(telcon)t,c*, ossia il FOI che è normalmente applicato ai soli costi operativi e ciò nonostante, come prima ricordato, la componente sia destinata a coprire sia costi di capitale che costi operativi.

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

La proposta dell'ARERA risulta fortemente peggiorativa rispetto a quanto prefigurato nel DCO 410/2019/R/gas e non è, pertanto, condivisibile. Il valore unitario del costo standard proposto per ciascuna lettura di switch pari a 0,50 euro per il numero di letture di switch effettive di ciascun anno, non rispecchia, infatti, la situazione reale.

Tale valore potrebbe essere considerato valido in una situazione "ideale" in cui tutti i contatori fossero tele letti e pienamente funzionanti e in cui tutte le imprese interessate fossero soggette ai medesimi obblighi. In effetti, mentre per le realtà di piccole dimensioni non c'è obbligo di sostituzione dei contatori, per quelle di grandi dimensioni l'obbligo è limitato all'85%: ne consegue che residua un volume non trascurabile di misuratori da leggere sul posto che determina la necessità di forme di riconoscimento adeguate.

Quindi, se è ragionevole ritenere che, con il completamento del piano di roll out degli smart meter, il costo complessivo delle letture di switch possa diminuire, si dovrà comunque tenere conto di alcuni elementi.

Innanzitutto, anche a regime è prevista la permanenza di una percentuale residua di contatori tradizionali nel parco misuratori italiano, che continueranno ad essere letti in modalità tradizionale (e dunque con costi più alti). Inoltre, se da una parte i costi per la rilevazione della lettura in modalità tradizionale sono destinati a calare in quanto tali letture saranno eseguite per volumi inferiori, ciò determinerà inevitabilmente un trend a rialzo dei costi unitari delle stesse, trattandosi di rilevazioni non di ciclo, con numeriche molto minori e sempre più localizzate sul territorio.

Infine, si ritiene che con l'approssimarsi della fine del regime di tutela aumenterà il numero di switching, senza tuttavia dimenticare che l'aumento delle letture di switch è anche legato ai casi di trasferimento dei clienti ai servizi di ultima istanza (circostanza divenuta sempre più frequente negli ultimi tempi in ragione delle criticità che sta fronteggiando l'intera filiera del gas).

Ciò premesso, appare più opportuno che il costo riconosciuto delle letture di switch sia determinato come media ponderata tra i valori di costo riconosciuto per le letture di switch effettuate in modalità tradizionale e da remoto.

Per tali ragioni, stante anche i dati trasmessi a livello inter-associativo (*con nota Assogas-Proxigas-Utilitalia del 26/07/2022*) e la documentazione Proxigas trasmessa nell'ambito del procedimento che ha condotto all'approvazione della Delibera 269/2021/R/gas, la proposta del DCO risulta essere penalizzante in termini economici rispetto alla situazione attuale e prospettica ed è opportuno che si proceda almeno ad una graduale riduzione che permetta agli operatori della Distribuzione di raggiungere un tasso di affidabilità tale da ridurre l'onerosità della raccolta della lettura di SW.

Appare difficile pensare che il costo si azzeri in futuro anche con l'utilizzo della nuova tecnologia, in quanto sono comunque richieste attività di *back-office*. Pertanto, per i motivi sovra esposti si propone di mantenere l'attuale riconoscimento dei costi per le letture di *switch* per il triennio 2023-2025 (pari a 5 euro) per i misuratori tradizionali e di prevedere un riconoscimento dei costi con un eventuale graduale andamento decrescente nel tempo (c.d. *decalage*) tendente al valore di 2,5 €/Pdr per i misuratori smart.

S11. Osservazioni in merito al valore dell'acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17. Per la stima della misura dell'acconto per il secondo semi-periodo (2023-2025) l'Autorità ha esaminato i costi operativi dichiarati dalle imprese nei conti annuali separati connessi alle verificazioni periodiche, previste dal decreto 93/17, per il periodo 2018-2021.

Pur concordando con la prosecuzione, in continuità con il primo semi-periodo, dell'applicazione di un meccanismo di acconto-conguaglio, il valore dell'acconto proposto, individuato tra 20 e 40 euro per PdR con misuratore di classe superiore a G6, non appare del tutto adeguato.

Infatti, la valutazione dell'Autorità non considera che la maggior parte dei contatori over G6 è rappresentata da quelli integrati G10, G16 e G25, per i quali sono previste verifiche metrologiche dopo 8 anni dall'installazione. Tenuto conto che il processo di installazione è iniziato nel 2014, le verificazioni sono pertanto iniziate, principalmente, nel 2022, annualità che tuttavia non trova riscontro nelle tempistiche individuate da Arera, che si fermano al 2021.

Occorre quindi modificare opportunamente i conteggi per il calcolo del valore di acconto.

Considerato infine che per gli anni tariffe 2018 e 2019 non sono stati ancora regolati gli importi relativi ai costi sostenuti dai distributori e che, per il primo semi-periodo del corrente periodo di regolazione 2020-2022, non risultano ancora definite le modalità di trasmissione della documentazione giustificativa dei costi sostenuti si chiede che, in esito alla presente consultazione, l'Autorità proceda quanto prima alla definizione e al riconoscimento dei conguagli spettanti a ciascun operatore.



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

Ci riserviamo di trasmettere le osservazioni al presente spunto di consultazione lunedì 12 dicembre.

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.

Il DCO 571/2022/R/gas, avente ad oggetto "Criteri per l'aggiornamento infra-periodo per gli anni 2023-2025 della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG)", esprime, tra l'altro, gli orientamenti di Arera riguardo all'introduzione di tempistiche di liquidazione degli eventuali saldi negative nelle fatture di distribuzione (cfr. paragrafi 11.3, 11.4., 11.5 e 11.6 del DCO).

Più in dettaglio, l'Autorità intenderebbe integrare, a decorrere dall'1 gennaio 2023, il Codice di Rete per il servizio di distribuzione gas (CRDG) prevedendo che, nei casi in cui le componenti negative corrispondenti ad importi da accreditare abbiano una dimensione tale da comportare un importo totale della fatturazione con medesima scadenza negativo, l'impresa di distribuzione sia tenuta alla loro liquidazione nei confronti dell'utente (UdD) entro 30 giorni dalla fine del mese di emissione della fattura (ovvero la scadenza di pagamento delle fatture di distribuzione disposta dal paragrafo 12.4.5 della CRDG).

La casistica di fatturazione negativa, secondo quanto indicato dall'Autorità, si può realizzare qualora le fatture per gli ammontari relativi al bonus gas siano distinte dalle fatture di distribuzione oppure nel caso in cui le fatture di distribuzione stesse, incorporando componenti negative quali la UG2 e le compensazioni relative ai bonus sociali, comportino che l'ammontare totale della fattura sia a favore dell'utente.

In tali casi, la modifica del CRDG sopra indicata, negli intendimenti del Regolatore, avrebbe la finalità di fornire certezza della tempistica di riconoscimento di tale componente all'UdD medesimo da parte dall'impresa di distribuzione, componente che l'UdD a sua volta deve riconoscere al cliente finale.

La simmetria di tempistiche tra distributori e UdD, prospettata nel DCO è ovviamente ragionevole ed infatti è quello che, in condizioni ordinarie, viene applicato di prassi; si concorda quindi con il fatto di esplicitare tale regola nel CRDG. Tuttavia, in situazioni come quella attuale, che ha caratteristiche di eccezionalità, l'applicazione di tali tempistiche avrebbe l'effetto per le Imprese di distribuzione di provvedere alla liquidazione degli importi a favore degli UdD ben prima di poter ricevere i medesimi importi da CSEA, determinando, quindi, importanti impatti finanziari (peraltro, non è scontato che tutte le ID siano in grado di reperire risorse finanziarie sufficienti a poter anticipare gli ammontari relativi alle predette componenti tariffarie e qualora vi riuscissero ciò avverrebbe comunque sostenendo costi rilevanti).

D'altra parte, la mancata applicazione di tali tempistiche comporta che gli stessi importanti impatti finanziari si riverberino lungo la filiera, poiché gli UdD si ritrovano a introdurre le componenti negative nella fattura del cliente senza poter avere tempistiche certe di incasso.



Pertanto, quando le fatture negative non derivino da singoli elementi e/o casi puntuali (conguagli, rettifiche di fatturazioni, ecc.) ma siano un fenomeno generalizzato e strutturale, in conseguenza di modalità secondo cui alla fatturazione stessa viene fatto assumere “artificiosamente” un risultato negativo (a fronte di un servizio comunque prestato sostenendone i relativi costi) per trasferire ai clienti finali, attraverso i propri fornitori e utilizzando i meccanismi esistenti, una sorta di sussidio da parte dello Stato, si ritiene debbano essere in realtà adottate modalità atte ad equiparare, per tutti i soggetti coinvolti le tempistiche di reciproco trasferimento delle ingenti somme in gioco.

Riteniamo quindi essenziale, per salvaguardare l’equilibrio economico-finanziario degli operatori e a beneficio di tutto il settore, inclusi i clienti finali destinatari delle agevolazioni, che l’esplicitazione di una tempistica di pagamento simmetrica per le fatture di vettoramento (sia a debito che a credito degli UdD) sia accompagnata da un anticipo delle tempistiche di liquidazione degli importi da parte di CSEA.

Si osserva, peraltro, che oltre ad essere evidente che le fatturazioni strutturalmente negative in conseguenza della situazione in essere non possano essere equiparate alle usuali c.d. note di credito, anche l’espressione “nota di credito” utilizzata nel DCO 571/2022/R/gas appare impropria e fuorviante. Una nota di credito, infatti, si riferisce ai casi tassativamente elencati dall’art. 26 del 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 a condizioni ordinarie in presenza di una fatturazione normalmente e complessivamente positiva e non, di certo, all’attuale, eccezionale situazione congiunturale, nella quale gli importi negativi non derivano dalla rettifica di fatture precedentemente emesse, bensì si generano a seguito della “particolare” applicazione di componenti fissate a valore negativo per trasferire il sostegno economico dello Stato ai consumatori.

In conclusione, Proxigas, al fine di recuperare una effettiva simmetria nelle tempistiche tra i pagamenti agli UdD e gli accrediti ai distributori nel caso di fatture negative, **richiede di abbreviare a 30 giorni (28÷29, per i tempi tecnici di trasferimento bancario) i tempi di erogazione da parte della CSEA delle partite dovute alle imprese di distribuzione che dovranno essere rendicontate entro il 10/15 del mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione. In condivisione e analogia** di quanto recentemente previsto dalla Circolare CSEA 47/2022/GAS con riferimento al bimestre novembre-dicembre 2022. In sostanza, le modalità e tempistiche di rendicontazione e rimborso adottate nella predetta circolare dovrebbero essere estese ai successivi mesi del 2023, sino a che sarà necessario il trasferimento del sostegno statale ai consumatori per il tramite di CSEA, imprese di distribuzione e società fornitrici.