



ASSOGAS

Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Energetici

Piazza Luigi di Savoia 22 - 20124 Milano

Telefono: +39 02 73.810.79; Telefax: +39 02 733.342

www.assogas.it - segreteria@assogas.it

Codice Fiscale 97002680151

Prot. n. 93/2019

AUTORITA' DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Documento per la consultazione n. 338/2019/R/gas

“Orientamenti per la durata del periodo di regolazione e per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione”

**Osservazioni e proposte ASSOGAS
Milano, 25 settembre 2019**



CONFINDUSTRIA

OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

ASSOGAS esprime apprezzamento per la scelta dell'Autorità di condividere con i principali stakeholder del settore i più importanti orientamenti che delinearanno la regolazione del comparto nei prossimi anni inerenti, nello specifico, a una componente fondamentale dell'attività del distributore quale quella relativa alla qualità e alla sicurezza del servizio.

Nell'auspicio di portare un valido contributo in merito alle proposte presentate, in un'ottica di fattiva collaborazione, la scrivente Associazione intende esprimere alcune considerazioni in relazione ai singoli spunti di consultazione.

RISPOSTA AI QUESITI POSTI IN CONSULTAZIONE

S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento

Rispetto agli obiettivi generali dell'intervento elencati nel DCO, analogamente a quanto già espresso in risposta al documento di consultazione 170/2019/R/gas, si condivide l'esigenza del Regolatore di impostare la futura struttura tariffaria sulla base di criteri di adeguatezza, efficienza, sicurezza delle infrastrutture, nonché di sostenibilità economica del servizio offerto agli utenti, tenendo conto anche della necessaria prospettiva di diffusione dei *green gas* e di un possibile utilizzo dell'infrastruttura gas a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili.

Si ritiene tuttavia prioritario, nell'ottica di promozione di un disegno del comparto concorrenziale, l'obiettivo di una pronta partenza del processo gare e di strutturazione di una conseguente regolazione che tenga conto degli equilibri che si genereranno conseguentemente.

Data tale premessa, si reputa di particolare importanza l'adozione di un'analisi costi benefici facilmente usufruibile sia da parte delle Stazioni Appaltanti che dei concorrenti alle gare, utilizzabile per la valutazione degli investimenti da inserire nei bandi di gara e/o da ottimizzare a cura degli offerenti. La definizione univoca sulla metodologia dell'analisi costi/benefici, che dovrà essere seguita in occasione dell'affidamento del servizio, è infatti condizione necessaria affinché la Stazione Appaltante abbia uno strumento oggettivo di confronto delle offerte tecniche dei concorrenti e, di conseguenza, per l'attribuzione dei relativi punteggi.

Rispetto alla prospettata omogeneizzazione dei costi operativi, oggi differenziati per categorie dimensionali di gestori, si ritiene opportuno affrontare il tema con la necessaria gradualità, ampliando l'analisi anche alle disomogeneità dei valori delle RAB vigenti. Tale differenziazione, che penalizza in particolare gli operatori di medio piccole dimensioni, non trova giustificazione in un sistema connotato da livelli di vetustà tariffaria, qualità e sicurezza del servizio omogenei. Sul punto si richiama, brevemente, quanto esposto in risposta al DCO 170/2019/R/gas:

- un intervento sui costi operativi destinati a remunerare gli operatori di medie e piccole dimensioni comporterà un impatto molto contenuto sui costi complessivi, vista la presenza minoritaria di tali operatori nel mercato (in particolare dei piccoli operatori, ovvero quelli potenzialmente più colpiti dalla riduzione dei costi riconosciuti);
- in ottica di efficientamento complessivo dei costi, sarebbe quindi opportuno prevedere un processo di riequilibrio non solo relativamente ai costi operativi ma anche ad altre componenti che concorrono alla determinazione del vincolo dei ricavi per i distributori, in particolare i costi centralizzati e quelli destinati alla remunerazione del capitale. Per quanto riguarda le RAB, infatti, a livello di densità medie comparabili e di singole regioni, i gruppi societari di maggiori dimensioni

registrano valori di RAB/PdR e RAB/metro generalmente più elevati rispetto ai distributori di piccole e medie dimensioni a parità di servizio offerto. In ottica di razionalizzazione ed efficientamento del sistema di distribuzione e di tutela verso i cittadini che ne sostengono il costo, riteniamo sia un tema prioritario da affrontare.

Relativamente all'orientamento di confermare l'avvio del quinto periodo di regolazione nell'anno 2020, pur comprendendo e condividendo l'esigenza di certezza della regolazione, si sottolinea la necessità di una gradualità delle tempistiche di adozione degli interventi prospettati. Considerazioni associative più dettagliate sul punto saranno comunque esposte in seguito all'analisi degli orientamenti che l'Autorità sottoporrà agli operatori nell'ambito della prossima consultazione sui criteri tariffari.

52. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di obblighi di servizio

Per quanto concerne gli obblighi relativi alla sicurezza e nello specifico alla messa in efficace protezione catodica delle reti in acciaio, si comprende l'esigenza di porre dei target sfidanti a tutela del sistema. Si sottolinea, tuttavia, che definire obblighi di servizio pari o prossimi al 100% possa determinare una penalizzazione per il distributore potenzialmente non commisurata alla criticità generata che riguarderebbe solo una piccola porzione di rete. Non va infatti dimenticato che la mancata osservanza di un obbligo di servizio può comportare l'avvio di una azione sanzionatoria con effetti rilevanti per il distributore stesso.

Tale considerazione rileva ancor più in caso di acquisizione di impianti: su questi il distributore subentrante può intervenire infatti solo ad acquisizione avvenuta, non disponendo quindi delle adeguate tempistiche per sanare eventuali condizioni pregresse e rispettare gli obblighi previsti. Per tali situazioni, in un prossimo futuro anche conseguenti all'assegnazione del servizio attraverso gara, sarebbe auspicabile introdurre standard gestionali anche sfidanti, ma con obblighi di servizio con percentuali di rispetto inferiori o che ammettano eventuali deroghe dovute a condizioni specifiche e transitorie, nonché prevedere adeguati periodi di avviamento e/o o subentro.

Per le medesime motivazioni precedentemente descritte, si riterrebbe auspicabile che venga riconsiderato l'attuale obbligo di servizio relativo alla protezione catodica efficace del 100% delle reti in AP/MP, ricollocandolo nel quadro delle linee guida dell'APCE, nonché la revisione dell'obbligo di servizio definito all'art. 12.2 c. della RQDG 2014/2019 inerente alla periodicità di ispezione del 100% della rete in AP/MP e BP in materiale diverso da acciaio protetto catodicamente in modo efficace e l'individuazione di una percentuale di dispersioni eliminate, entro il tempo previsto per ogni classe di dispersione, inferiore al 100%.

Si suggerisce quindi di valutare, in alternativa, l'introduzione di un coefficiente che moduli gli incentivi/penalità qualora non venga raggiunto dal distributore lo standard previsto.

In relazione al pronto intervento, si condivide la necessità di fornire indicazioni uniformi a livello nazionale sulle modalità comportamentali del personale addetto al centralino. Si giudica pertanto favorevolmente l'ipotesi di assegnare al CIG l'incarico di predisporre delle linee guida sia per quanto riguarda la gestione delle segnalazioni da parte del personale del centralino di pronto intervento gas sia per quanto concerne la qualificazione e valutazione degli addetti al pronto intervento stesso.

53. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di meccanismi premi-penalità.

Per quanto concerne la possibilità di adottare un nuovo indicatore della sicurezza degli impianti dal 2023 da utilizzare per il calcolo dei premi-penalità, si ritiene, in merito alla componente odorizzazione, opportuno mantenere le modalità di calcolo attuali in quanto:

- consentono di caratterizzare un rilevante elemento di sicurezza che, se incluso in un indicatore multifattoriale, potrebbe venire non adeguatamente valorizzato;
- sono di semplice gestione/calcolo sia per il distributore che per l'ARERA, non comportando le difficoltà di definizione degli incentivi/penalità, anche richiamate nelle precedenti consultazioni sul tema;
- sono un efficace strumento di pianificazione, in quanto l'entità dell'attività può essere commisurata già in fase di programmazione all'incentivo acquisibile.

Per quanto riguarda la proposta di utilizzare, per la determinazione dei percorsi di miglioramento, i dati che verranno acquisiti nel 2019, si ritiene auspicabile che tali i dati di partenza siano invece definiti come media di almeno un biennio, al fine di evitare che per taluni impianti si delinei un programma di miglioramento basato su una specifica situazione potenzialmente verificatasi nel solo anno di riferimento.

In merito a possibili suggerimenti che consentano di semplificare le modalità applicative dei meccanismi di premi e penalità, si sottolinea come diverse necessità di correzione degli incentivi possano essere determinate da errori materiali nella comunicazione dei dati di sicurezza e continuità da parte dei distributori. Facendo, ad esempio, riferimento alla consistenza della rete e alla ricerca programmata delle dispersioni, l'attuale strumento per la comunicazione dei dati non eredita quelli già inseriti dai distributori negli anni precedenti, comportando un nuovo inserimento degli stessi. Prevedere invece un meccanismo di inserimento dati che proponga automaticamente i dati già comunicati consentirebbe di evitare eventuali dimenticanze o errate digitazioni e la relativa successiva attivazione del processo di correzione dei dati comunicati.

Sulla regolazione incentivante l'aumento del numero di misure del grado di odorizzazione, non si concorda con gli orientamenti delineati. Questo in quanto il fattore modulante previsto nel quarto periodo di regolazione permetteva un programma di ammodernamento degli impianti di odorizzazione adeguatamente graduale. Il nuovo fattore modulante, di contro, comporta una forte penalizzazione nel caso in cui l'ammodernamento residuo non venga effettuato, completamente (o quasi), nel primo anno del quinto periodo di regolazione (il cui inizio è peraltro imminente).

Al fine di favorire il completamento dell'ammodernamento degli impianti di odorizzazione, anche per quanto sopra detto si propone, in alternativa agli orientamenti delineati nel DCO, di:

- prevedere, nel triennio 2020-2022, l'adozione dei coefficienti per il calcolo del fattore modulante così come delineati da ARERA nel presente DCO continuando tuttavia a calcolare l'ammodernamento a partire da SNA 2013. Ciò perseguirebbe anche l'obiettivo di semplificare le modalità operative di calcolo degli incentivi, in quanto si andrebbe in continuità con le comunicazioni dati del quarto periodo regolatorio, evitando possibili errori nella comunicazione 2019.

Oppure

- considerare SNA 2019, ma rimodulando i coefficienti A e B in modo tale che i distributori possano prevedere l'ammodernamento in maniera più graduale all'interno del triennio, secondo uno schema che potrebbe ricalcare la seguente tabella

Anno	A	B
2020	0,877	0,123
2021	0,677	0,323
2022	0,377	0,623

Si riterrebbe poi auspicabile, come precedentemente indicato, un'estensione della regolazione incentivante all'intero nuovo periodo regolatorio.

Alle predette criticità occorre aggiungere che non sempre sussistono le condizioni tecniche per installare un impianto ammodernato presso la REMI (ad esempio in caso di mancanza della rete elettrica o in considerazione della bassa portata di gas della REMI stessa). È pertanto opportuno prevedere un meccanismo che permetta il non ammodernamento di tutti gli impianti di odorizzazione, qualora sussistano dimostrabili condizioni tecniche che ne impediscano o sconsiglino l'installazione.

Per quanto concerne l'effetto degli incidenti da gas di responsabilità dell'impresa distributrice sui recuperi di sicurezza, non si ravvisano particolari criticità in merito alla riformulazione del coefficiente di riduzione dell'incentivo.

Si reputa, di contro, rilevante riformulare la disposizione contenuta nel primo periodo dell'attuale art. 35 comma 2 della RQDG che prevede: *"Quanto sopra non si applica nel caso in cui l'incidente sia stato provocato da una causa di forza maggiore o da terzi, a condizione che l'impresa distributrice sia in grado di documentarlo."*

Sul punto si segnala che, anche a seguito dell'entrata in vigore della nuova normativa sulla privacy, diventa sempre più complesso per il distributore ricevere la documentazione predisposta dalle forze dell'ordine e/o dai vigili del fuoco intervenuti sul luogo dell'incidente. Conseguentemente è per l'esercente del servizio ormai estremamente ridotta la possibilità di documentare, tramite documenti ufficiali di terze parti, la propria estraneità, anche quando questa è palese in relazione alla dinamica dell'incidente e alle parti dell'impianto coinvolte. Si propone quindi di formalizzare nella RQDG che l'attestazione dell'assenza di responsabilità del distributore possa essere costituita anche da un documento "interno", quale una relazione predisposta dal responsabile degli incidenti da gas del distributore, nella quale, lo stesso, assumendosi la responsabilità di quanto dichiarato, possa relazionare su quanto ha potuto rilevare e, qualora ne ricorrano le condizioni, documentare la mancanza di responsabilità del distributore. Tale prospettiva migliorerebbe anche la tempestività e completezza delle comunicazioni verso il CIG e conseguentemente la disponibilità e precisione dei dati statistici sugli incidenti da gas.

Alternativamente a tale ipotesi, in ottica di semplificazione, si propone che, stante il numero ridotto di incidenti la cui responsabilità può essere attribuita al distributore, come emerge dalle statistiche elaborate annualmente dal CIG, lo stesso non sia ritenuto responsabile dell'incidente, salvo che nel rapporto inviato al CIG non dichiari il contrario e salvo la sua responsabilità non venga successivamente accertata, con conseguente effetto sugli incentivi già erogati dall'ARERA.

In merito alle proposte sul fattore incentivante il telecontrollo, si concorda con gli orientamenti prospettati.

S4. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di: comunicazione dati e informazioni, di indicatori di sicurezza ed emergenze di servizio.

Per quanto concerne la previsione che l'impresa distributrice comunichi, annualmente per ciascun impianto gestito, anche il numero di dispersioni di gas localizzate su segnalazione di terzi, dovute a danneggiamento di tubazioni/impianti da parte di terzi, non si segnalano criticità. È forse superfluo precisare, però, che tali dispersioni rimangano escluse da quelle che partecipano al calcolo degli incentivi e penalità della componente dispersioni.

In merito all'introduzione di un indicatore sulla vita residua media ponderata delle tubazioni si evidenzia come tale dato e più in generale il livello di vetustà degli impianti non siano necessariamente fattori indicativi della sicurezza e necessità di sostituzione degli impianti stessi, qualora non legati ad altri indicatori quali il livello di fugacità per poter individuare correttamente i tratti di rete e le zone con condotte maggiormente ammalorate e sulle quali, quindi, sarebbe necessario programmare interventi adeguati.

Non si concorda infine con la proposta di introdurre l'obbligo di comunicazione al CIG in caso di chiusura di strada anche comunale per emissioni di gas in atmosfera. Questo in virtù della considerazione che l'attuale obbligo di comunicazione, introdotto durante il quarto periodo di regolazione, permetteva di rendicontare, per le successive elaborazioni statistiche del CIG, eventi di una certa rilevanza. Estendere l'obbligo ad eventi di carattere minore rischierebbe di fornire un quadro (più critico rispetto a quello attuale) non corrispondente alle reali condizioni di sicurezza degli impianti. Mentre, infatti, la chiusura al traffico veicolare di tratti di autostrada e/o di strada statale e/o regionale, interruzione del transito su linee ferroviarie, etc. è un provvedimento che viene preso con la dovuta ponderazione, per i conseguenti impatti sul flusso veicolare, la chiusura di un tratto di strada comunale, in particolare una strada con basso flusso veicolare, potrebbe essere decisa per estrema prudenza e non essere necessariamente correlata alle reali condizioni di sicurezza causate dalla dispersione di gas.

S5. Osservazioni sui requisiti del sistema di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione.

S6. Osservazioni su modalità e tempi di implementazione del sistema di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione.

S7. Osservazioni in merito ai costi di capitale da riconoscere alle imprese distributrici per la fornitura, installazione e messa in servizio degli strumenti per la rilevazione della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione.

S8. Si concorda su modalità e tempi di pubblicazione, da parte delle imprese distributrici, di dati e informazioni inerenti al sistema di monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione? Se la risposta è no, fornire le motivazioni.

S9. Osservazioni in merito all'ipotesi di dotare gli impianti di distribuzione del gas naturale di sistemi di gestione e controllo per la regolazione dei livelli di pressione nelle reti.

Si concorda con gli orientamenti proposti.

S10. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di aggiornamento degli standard di qualità commerciale.

S11. Si ritiene necessario integrare la disciplina degli indennizzi per i casi di mancato rispetto della fascia di puntualità per gli appuntamenti con i clienti finali?

S12. Osservazioni sugli orientamenti in materia di verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale.

S13. Osservazioni in merito all'introduzione di un meccanismo che consenta all'impresa distributrice di fornire a pagamento servizi "accelerati".

In merito alla proposta di ridurre i tempi previsti dagli standard sulla qualità commerciale nel quarto periodo di regolazione, non si concorda con quanto prospettato ritenendo opportuno mantenere inalterata la regolazione vigente. Dalle esperienze maturate dai distributori aderenti ad ASSOGAS, i tempi di esecuzione fino ad oggi previsti e, nella maggior parte dei casi garantiti dai distributori, sembrano infatti già rispettare le esigenze implicite dei clienti finali.

Va inoltre evidenziato che è tuttora previsto che il tempo di fissazione dell'appuntamento da parte del venditore sia ricompreso nel tempo di esecuzione della prestazione, con relativa riduzione del tempo disponibile per il distributore per eseguire la prestazione nel caso la società di vendita utilizzi i due giorni a sua disposizione per fissare l'appuntamento.

Da rilevare infine che l'attuale normativa sulle gare d'ambito prevede già, come elemento premiante di offerta, la riduzione in termini percentuali degli standard di qualità commerciale.

Per quanto sopra si ritiene opportuno mantenere inalterati gli standard di qualità del servizio.

Un'area di possibile miglioramento potrebbe essere quella inerente alla definizione dell'appuntamento con il cliente. In tale contesto è opportuno prevedere la comunicazione del numero di telefono (meglio cellulare) del cliente finale tramite i flussi dello standard nazionale di comunicazione.

Si sottolinea inoltre nuovamente la criticità inerente all'art. 55 comma 7 della RQDG che dispone che la società di distribuzione non possa addebitare i costi derivanti dalla mancata esecuzione di una prestazione dovuta all'assenza del cliente finale all'appuntamento.

È opportuno rilevare che il distributore non interviene in nessun modo nel processo di definizione e fissazione dell'appuntamento e, pertanto, la mancata esecuzione di una prestazione, per cause in nessun modo imputabili al distributore stesso, non dovrebbe comportare per quest'ultimo dei costi non riaddebitabili.

Nei casi di sostituzione del misuratore, al fine di ottenere un migliore risultato nelle sostituzioni eseguite in ottemperanza della del. 631/13 e s.m.i, e in considerazione del vantaggio che il sistema ne avrebbe nel suo complesso, si richiama quanto proposto in risposta al DCO170/2019/R/gas sul coinvolgimento della società di vendita titolare del contratto di fornitura nel processo, in virtù dei canali privilegiati di contatto con il cliente finale detenuti (bolletta, dati aggiornati – e-mail, cell, ecc.). Si potrebbe pertanto prevedere che tale società, dopo la ricezione del flusso relativo al preavviso della sostituzione del contatore IM1 (0304), provveda:

- a notificare l'informazione al proprio cliente finale (in bolletta/ e-mail) trasmettendo, inoltre, i recapiti del distributore per i chiarimenti del caso;

oppure

- a comunicare al distributore, mediante apposito flusso (ACG potrebbe essere sufficiente), i dati necessari per un agevole contatto con il cliente (e-mail, telefono, cellulare ...).

In merito infine alla richiesta di verifica di pressione della fornitura da parte di un cliente finale si ritiene più opportuno, per gli aspetti di carattere tecnico, attenersi alla specifica norma CIG, evitando di introdurre deroghe/modifiche che dovrebbero/potrebbero essere più propriamente oggetto, qualora ritenuto necessario, di una revisione della attuale norma.

S14. Si condivide l'ipotesi di semplificare la RQDG abrogando la parte relativa alla sezione IV confermando gli elenchi relative alle attività della sicurezza tabelle M, N, O, P dell'articolo 68, comma 68.6 lettera a), sub (i), (ii), (iii), (iv) della RQDG e gli elenchi relativi alla qualità commerciale tabelle Q, R, R1 dell'articolo 68, comma 68.6 lettera b) della RQDG?

Si condivide.

Dichiarandoci a completa disposizione per fornire ogni eventuale ulteriore chiarimento, porgiamo cordiali saluti.