



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. 117/2019

AUTORITA' DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Documento per la consultazione n. 410/2019/R/gas

"Criteri per la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione"

**Osservazioni e proposte ASSOGAS
Milano, 22 novembre 2019**



CONFINDUSTRIA

OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

ASSOGAS apprezza la nuova occasione di confronto offerta dall'Autorità in merito al quadro di sviluppo delle riforme dei criteri di regolazione tariffaria che troveranno applicazione nel prossimo Quinto Periodo Regolatorio.

Ritiene che la strada “maestra” per l'efficientamento del mercato sia rappresentata dallo svolgimento delle gare d'ambito, in applicazione della attuale normativa; nondimeno condivide l'obiettivo di promozione dell'efficienza nel servizio di distribuzione, più volte richiamato nel documento oggetto di commento e la possibilità di realizzarlo efficacemente attraverso gli **incentivi proposti volti a favorire le aggregazioni** tra le sole imprese di medio-piccola dimensione.

Con riferimento, invece, alla **determinazione del vincolo dei ricavi**, rileva come le misure riportate nel DCO non conducano al riequilibrio, nel loro complesso, delle distorsioni oggi presenti tra i distributori. Infatti, come meglio precisato nelle risposte ai singoli spunti di consultazione, a fronte di un intervento che dovrebbe parzialmente allineare i costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete, le proposte presentate escludono una differenziazione, per classe dimensionale di impresa, dei costi centralizzati (rispetto ai quali i grandi operatori godono di economie di scala e, quindi, di significativi extra-profitti) e non affrontano il tema della mitigazione delle rilevanti differenze in essere tra le RAB riconosciute agli esercenti del servizio (differenze che non trovano giustificazione nei livelli di qualità e sicurezza offerti, pur conducendo da anni a flussi di cassa tra esercenti sperequati). Attivare un percorso di riequilibrio complessivo delle predette componenti rimane invece, a giudizio della scrivente Associazione, essenziale.

In merito alle **tempistiche per l'implementazione delle riforme** si rileva, poi, come non prevedere un anno puntuale di riferimento per l'introduzione di incentivi all'efficienza sulle spese di capitale del servizio di distribuzione rischi di determinare, considerata la portata dell'intervento, notevole incertezza per gli operatori che saranno interessati dal processo. Si auspica pertanto che si definisca il 2023 come anno di avvio della riforma.

Stante tali considerazioni di carattere generale, in un'ottica di fattiva collaborazione, si esprimono di seguito alcune osservazioni in relazione ai singoli spunti di consultazione.

RISPOSTA AI QUESITI POSTI IN CONSULTAZIONE

S1. Osservazioni sulle ipotesi per la fissazione dei livelli iniziali delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per le gestioni comunali.

In merito alla fissazione dei livelli iniziali delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi, si ritiene che sia opportuno il mantenimento di una ponderazione del 50% tra costi effettivi e riconosciuti.

Si condivide, inoltre, la previsione che il livello iniziale dei costi riconosciuti, per le imprese di più piccola dimensione, nel caso in cui i costi effettivi siano risultati maggiori dei costi riconosciuti, sia fissato nel Quinto Periodo Regolatorio in funzione del livello del costo effettivo del 2018.

S2. Osservazioni sulle ipotesi di fissazione dell'X-factor per il primo triennio del quinto periodo di regolazione.

Come accennato nella parte introduttiva, la previsione di un dimezzamento, al termine del periodo regolatorio, del *gap* esistente nei riconoscimenti dei costi operativi tra imprese di

differenti dimensioni, ancorché meno impattante di quanto ipotizzato nel DCO 170/2019/R/gas, non risolve il problema del riequilibrio complessivo dei costi di distribuzione.

Introdurre, come prospettato nel DCO, un X-factor sul riconoscimento dei costi operativi, escludere una segmentazione dei costi centralizzati per classe dimensionale di imprese e, al contempo, non avviare un processo di revisione delle differenze relative alla remunerazione del capitale investito, acuirebbe - anziché ridurre - la misura delle disparità di riconoscimento tariffario esistenti con conseguenti e perduranti impatti sul mercato, a danno dello sviluppo di corretti assetti concorrenziali. Il tutto a fronte di un impatto del tutto marginale sull'utenza finale: **il peso delle CAPEX nell'ambito dei costi riconosciuti per la distribuzione (circa il 67%) è infatti nettamente prevalente** rispetto a quello delle componenti OPEX, le uniche sulle quali si interverrebbe.

Di contro, un beneficio più significativo per gli utenti e per il sistema nel suo complesso, sarebbe raggiunto percorrendo la già menzionata strada di un riequilibrio organico dei ricavi.

Sempre nell'ottica di tutela degli assetti concorrenziali e di un corretto equilibrio di mercato, non si ritiene condivisibile la scelta di fissazione di un X-factor anche in relazione alla copertura dei **costi di commercializzazione e dei costi operativi relativi al servizio di misura**. In merito alla componente T(cot) tale orientamento sarebbe, infatti, eccessivamente lesivo per gli operatori di medio-piccole dimensioni a fronte di un impatto più contenuto per gli altri esercenti, legato allo sfruttamento per questi ultimi di economie di scala: trattandosi di un riconoscimento tariffario "lineare" rispetto al numero di PdR gestiti, è presumibile che su imprese di grandi dimensioni, l'introduzione di un X-factor rappresenti solo una diminuzione dei ricavi, mentre per imprese di medie-piccole dimensioni rischi di tramutarsi in una mancata copertura degli oneri legati a tale attività.

In merito al **servizio di misura**, giova evidenziare che nella componente T(rac) è ricompreso il costo per il traffico dati, il cui riferimento è evidenziato da ARERA nell'importo unitario di € 1,15; tale valore non può certo essere raggiunto se non in presenza di molte migliaia di *smart meter* messi in servizio; pertanto l'introduzione di un X-factor anche sulla componente T(rac) rischia solo di aggravare una situazione già non sostenibile, in questo momento, da imprese di medio-piccole dimensioni. Anche con riferimento alla tecnologia NB-IOT, non si ha evidenza alla data odierna, di segnali di prezzo al ribasso che possano consentire l'avvicinamento al citato importo unitario di € 1,15. Si reputa, pertanto, corretto non procedere in tale intendimento o alternatively prevedere almeno una diversificazione dell'X-factor per classe dimensionale d'impresa, tenendo conto della predetta presenza/assenza di economie di scala.

53. Osservazioni rispetto all'ipotesi relative al riconoscimento dei costi delle letture di switch.

In merito alle ipotesi prospettate sul riconoscimento dei costi delle letture di *switch*, si sottolinea come tale attività di lettura implichi per il distributore, in assenza di possibilità di svolgere la lettura da remoto, la necessità di effettuare una rilevazione della misura presso il cliente finale. A questo si associa un costo da remunerare che conduce a non concordare con la prospettiva di completo azzeramento della partita delineata.

54. Come si valuta l'ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto, anche al fine di rendere omogeneo il trattamento delle imprese che effettuano investimenti in proprio e imprese invece che preferiscono esternalizzare il servizio?

Si concorda con l'introduzione di anticipazioni in acconto, anche in considerazione del significato *lag* regolatorio evidenziatosi in questi anni.

S5. Come si valuta l'ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto?

Si concorda con l'ipotesi di introduzione di anticipazioni in acconto.

Si concorda, inoltre, relativamente alla prospettiva di confermare il regime di riconoscimento a consuntivo delle verifiche metrologiche, proponendo che la consuntivazione dei costi avvenga attraverso l'acquisizione da parte di ARERA dei dati presenti nei CAS nell'apposita voce di rendicontazione creata; ciò in alternativa ad una raccolta dati/documentale che costituirebbe un ridondante ed oneroso adempimento burocratico.

S6. Osservazioni rispetto alle ipotesi di riconoscimento dei costi per le gestioni d'ambito.

Si concorda in merito agli orientamenti rilevati.

S7. Osservazioni sulle ipotesi di introdurre incentivi alle aggregazioni tra operatori.

Come anticipato in premessa, ASSOGAS condivide l'orientamento dell'Autorità relativo all'introduzione di forme di incentivo mirate alle aggregazioni tra imprese distributrici di dimensione medio-piccola ritenendolo un valido strumento per favorire l'efficientamento del sistema. Dato tale obiettivo, ritiene assolutamente valide entrambe le proposte presentate nel DCO, sia relativamente agli incentivi sui costi operativi che in merito a quelli di capitale.

Al fine di agevolarne una pronta operatività, coglie l'occasione per richiedere comunque alcuni approfondimenti e chiarimenti di seguito specificati.

In relazione agli incentivi sui costi operativi si rileva la necessità di un'integrazione della proposta illustrata nel DCO per ricomprendere casistiche, non menzionate nel documento, quale quella di aggregazione di due imprese di piccole dimensioni. Per tener conto anche di tale ipotesi si suggerisce di prevedere, analogamente a quanto prospettato per le aggregazioni tra imprese di media dimensione, l'applicazione di un tasso di variazione del +1,5% sui corrispettivi unitari; per le aggregazioni tra imprese di classe dimensionale differente (una o più imprese di medie dimensioni con una o più imprese di piccole dimensioni) si condivide la proposta ARERA di assumere come componente a copertura dei costi operativi quella propria dell'impresa uscente.

Relativamente ai meccanismi previsti sulla componente CAPEX, si ritiene necessario formulare le seguenti osservazioni:

- In considerazione delle differenti tipologie di operazioni societarie che i soggetti interessati potrebbero porre in atto per conseguire il risultato della "aggregazione", si riterrrebbe opportuna la conferma da parte di ARERA che con il termine "aggregazione" si debba intendere "una operazione tale da ridurre il numero complessivo delle imprese medesime e incrementare il numero di clienti attivi serviti da uno stesso soggetto giuridico", così come definita nella ARG/gas 159/08;
- Considerando che il numero di operazioni di aggregazione che un soggetto può effettuare per raggiungere dimensioni adeguate a svolgere un ruolo di concorrente credibile alle prossime gare di ATEM non può che dispiegarsi su un periodo temporale di alcuni anni, durante i quali il soggetto potrà anche porre in cantiere più di una operazione contemporaneamente, si suggerisce di individuare la platea degli operatori ammessi all'incentivo sulla componente CAPEX in base ad una fotografia delle dimensioni aziendali, in termini di PdR, effettuata al 31.12.2019, in modo tale da dare agli operatori interessati la necessaria certezza del quadro di ammissibilità alla relativa incentivazione. Ciò peraltro in continuità con una prassi legislativa e regolamentare consolidata nei casi di provvedimenti riguardanti processi che dispiegano i propri effetti nel corso del tempo futuro (vedasi ad esempio

l'identificazione dei requisiti dei soggetti partecipanti alle gare d'ATEM - DM 226/2011, art. 10.6 lett. b) o gli obblighi per la sostituzione dei misuratori tradizionali con i nuovi *smart meters* - a partire dalla delibera 155/08/ARG/gas fino al vigente Allegato A della delibera 631/2013/R/gas integrato dalla delibera 669/2018/R/gas);

- In merito alle aggregazioni che coinvolgano soggetti appartenenti a gruppi societari, per maggiore chiarezza, sarebbe inoltre opportuno meglio precisare che – in coerenza alle finalità essenziali del provvedimento incentivante – la società controllante, generalmente “di maggiori dimensioni”, abbia il solo vincolo di non essere, alla data del 31.12.2019, di grandi dimensioni (sopra i 300.000 PdR).

S8. Osservazioni sulle ipotesi di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato.

In merito ai costi centralizzati si conferma quanto sopra esposto, cioè la necessità dell'introduzione di una differenziazione in base alla dimensione di impresa e si auspica che tale differenziazione avvenga da subito, senza ulteriori rinvii.

Relativamente alla possibilità, delineata nel paragrafo 13.9 del DCO oggetto di commento, di introdurre specifici incentivi relativi alle tematiche dell'innovazione ci si riserva di esprimere considerazioni specifiche nella risposta ASSOGAS al documento di consultazione che sarà dedicato a questi aspetti e che dovrà approfondire attentamente, a giudizio della scrivente Associazione, anche quali declinazioni attribuire al più volte citato processo di digitalizzazione dei sistemi. Si sottolinea tuttavia, già da ora, la necessità di legare eventuali interventi regolatori, anche incentivanti, a robuste analisi costi benefici. Tali analisi dovrebbero tener conto sia del possibile rischio che sui clienti finali vadano a gravare i costi di *stranded asset*, sia dei possibili effetti lesivi della concorrenza nel mercato dei provvedimenti. Pur condividendo infatti la prospettiva che l'evoluzione della tecnologia possa consentire una gestione più efficiente e migliore del servizio anche per gli utenti, si evidenzia l'esigenza di favorire tale processo in un assetto regolatorio che garantisca pari opportunità a tutti gli operatori, non determinando ulteriori barriere all'ingresso per i nuovi entranti.

Sempre con riferimento al punto 13.9, quanto riportato sembra evidenziare che la differenziazione per dimensione finirebbe per **“penalizzare le imprese che abbiano maggiormente investito nel rinnovo dei propri sistemi informatici... o ... flotta aziendale”**. Il riferimento ad investimenti già effettuati nei precedenti anni non può risultare una valida motivazione per una mancata differenziazione dei valori: ciò in quanto gli operatori che avessero investito (sovra-investito), erano consapevoli dell'esistenza di una remunerazione tariffaria di tipo parametrico (e valida, comunque, fino al 2019, ultimo anno del Quarto Periodo Regolatorio) per di più, come più volte argomentato, beneficiando di livelli di ricavi derivanti da una remunerazione lineare rispetto al numero di PdR che non tiene conto delle sensibili economie di scala che, proprio nei cespiti centralizzati, assumono massimo rilievo.

S9. Osservazioni sui criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località, in relazione allo stock di cespiti già in esercizio.

S10. Osservazioni rispetto allo schema di regolazione incentivante relativa ai nuovi investimenti.

Relativamente all'introduzione di schemi incentivanti per i nuovi investimenti, ribadendo l'esigenza di chiare tempistiche di riferimento per l'implementazione della riforma, si concorda con lo schema proposto dall'Autorità e in particolare, per quanto riguarda i contenuti della regolazione incentivante, con la prospettiva che il meccanismo incentivante

sia applicato al totale degli investimenti realizzati dall'impresa nel suo complesso e non agli investimenti realizzati nelle singole località.

In merito alla forma dell'incentivo, maggiorazione del WACC o valutazione degli investimenti a valori medi ponderati tra costi effettivi e standard, si riterrebbe preferibile per i nuovi investimenti la seconda ipotesi.

Relativamente alla valutazione dello stock di capitale esistente, si ribadisce quanto riportato nella proposta avanzata dalla scrivente Associazione nella risposta al DCO 170/2019/R/gas.

Tale proposta (qui interamente richiamata e confermata) muove dalla (già citata) evidenza secondo cui i costi riconosciuti agli esercenti il servizio di distribuzione gas sono, nel sistema attuale, molto diversi, a fronte di valori di vetustà tariffaria, qualità e sicurezza del servizio offerto omogenei. Nello specifico, a livello di densità medie comparabili, la quasi totalità dei gruppi societari di maggiori dimensioni registra infatti valori di RAB/PdR e RAB/metro più elevati rispetto ai distributori di piccole e medie dimensioni.

Pertanto, partendo dall'esigenza di ridurre le notevoli disparità di mercato che tale assetto ha generato, si ripropone l'idea di intervenire con un meccanismo di premi e penalità sul tasso di remunerazione del capitale investito in relazione a come è posta la RAB di un operatore rispetto alla media di settore, riducendo tale tasso per gli operatori che detengano RAB più elevate e aumentandolo per chi abbia riconosciute RAB inferiori rispetto alla media.

S11. Osservazioni rispetto agli orientamenti per la definizione di linee guida sulle analisi costi-benefici riportate nell'Appendice 2.

Come già accennato nella risposta ASSOGAS al DCO 170/2019/R/gas, si condivide la necessità di una pronta definizione, da parte dell'ARERA, di una metodologia unica di comparazione tra costi e benefici, chiara, standardizzata e facilmente usufruibile sia da parte delle Stazioni Appaltanti sia dai concorrenti alle gare, utilizzabile per la valutazione degli investimenti da inserire nei bandi di gara e/o da ottimizzare a cura degli offerenti.

Per quanto riguarda le linee guida per lo svolgimento delle analisi divulgate dall'Autorità, pur ritenendole un valido strumento di partenza per eventuali confronti sul tema, si ritiene che il documento rischi di non rispondere alle predette esigenze di facilità di utilizzo da parte degli *stakeholder* coinvolti nel processo. Si richiama pertanto l'idea, per le tipologie di investimento più comuni, di adottare un *toolkit* di indici parametrici che possano aiutare a declinare in termini pratici l'analisi.

Si rileva inoltre come la metodologia presentata sia applicabile ai soli interventi di estensione della rete. In chiave maggiormente semplificata rispetto all'impostazione presentata, si riterrebbe opportuno integrare tali interventi con quelli di potenziamento e mantenimento in efficienza della rete e degli impianti qualora, anche in questi casi, l'analisi fosse ritenuta necessaria dall'Autorità.

S12. Osservazioni rispetto alle ipotesi di trattamento dei tetti ai riconoscimenti degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione

Si concorda con gli orientamenti delineati.

S13. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative al trattamento degli investimenti in turboespansori.

L'applicazione di un turboespansore nelle cabine di riduzione e misura consente lo sfruttamento razionale delle risorse disponibili nell'infrastruttura esistente: la disponibilità di

geopressione permette di realizzare una trasformazione termodinamica alternativa a quella tradizionale realizzata dalle valvole di laminazione presenti, con produzione di energia elettrica in una turbina, ottenibile a fronte della fornitura di energia termica al gas espanso, invece di una totale dispersione dell'energia eccedente in ingresso al sistema.

In ragione di ciò, il turboespansore può, a nostro avviso, ritenersi a tutti gli effetti una componente dell'impianto poiché svolge un ruolo assolutamente funzionale ed equivalente alla riduzione della pressione dalla rete di trasporto nazionale alla rete di distribuzione locale.

Considerato poi che un impianto a turboespansione, per funzionare, necessita anche di una certa quantità di energia termica e se quest'ultima deriva da fonti rinnovabili, si dà origine ad un sistema ibrido integrato che valorizza ulteriormente l'aspetto ambientale e di efficienza energetica del processo. Nel complesso, dunque, questa componente costituisce a tutti gli effetti un elemento positivo nella catena energetica perché sfrutta energia altrimenti a perdere, migliorando l'efficienza complessiva del processo.

Per questo motivo si ritiene che il mantenimento in RAB possa costituire un elemento incentivante all'introduzione di queste tecnologie, anche nell'ottica delle prossime gare d'ambito, con risultati complessivamente positivi per l'intero sistema energetico nazionale.

S14. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione degli investimenti relativi al servizio di misura.

Si condivide l'orientamento di confermare per gli investimenti 2020 e 2021 i costi *standard* che hanno già trovato applicazione nel 2019. L'Associazione si riserva valutazioni in merito alla regolazione tariffaria relativa agli anni successivi al momento in cui saranno presentati gli orientamenti ARERA nel documento di consultazione specificatamente dedicato al servizio di misura.

S15. Osservazioni sulle ipotesi di revisione dei criteri di rivalutazione delle c.d. RAB depresse.

In relazione al trattamento delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore ed a quanto riportato nell'Appendice 3, si condividono gli orientamenti delineati dall'Autorità. Rimangono forti perplessità, per le imprese che detengono tali RAB c.d. depresse, a legare una rivalutazione al momento del passaggio a gestione d'ambito.

S16. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento del capitale circolante netto e delle poste rettificative.

Si concorda con quanto prospettato.

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento dei contributi.

In relazione al trattamento dei contributi c.d. congelati si condivide l'orientamento di definire un percorso di "scongelo" degli stessi graduale e comunque non inferiore ai dieci anni.

Si coglie, inoltre, l'occasione per ripresentare un'esigenza, già esposta dalla scrivente Associazione nella risposta alla consultazione 170/2019, legata all'evidenza che, a valle di operazioni di aggregazione e fusione svolte nel corso degli anni più recenti, alcuni soggetti distributori si siano trovati con differenti regimi di trattamento dello stock dei contributi esistente al 31/12/2011. Tipicamente si tratta di soggetti aggregati che, a suo tempo, avevano scelto l'opzione a) dell'art. 13.1 della vigente RTDG, mentre il soggetto aggregante aveva selezionato l'opzione b). Risulterebbe, pertanto, opportuno, all'inizio del nuovo periodo regolatorio, dare l'opportunità agli esercenti aggreganti di poter omogeneizzare la valorizzazione degli stock di contributi 2011 tra le diverse località gestite.

S18. Osservazioni rispetto alle ipotesi di intervento volte a gestire la problematica della mancata restituzione del capitale investito nel caso di sostituzione di misuratori tradizionali con smart meter in attuazione delle disposizioni delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas.

Si condividono le ipotesi presentate.

Tasso di remunerazione del capitale investito

In relazione alla fissazione del coefficiente β utilizzato per la determinazione del WACC, non si concorda con l'orientamento del Regolatore di allineare i servizi di distribuzione e misura in relazione al tasso di maggiore rischiosità che il settore della misura gas tutt'oggi presenta legato all'innovazione crescente e alle conseguenti possibili evoluzioni del mercato molto rapide e impattanti per i distributori.

Si evidenzia, inoltre, come una simile prospettiva creerebbe disparità tra gli operatori del comparto in quanto i distributori di più piccole dimensioni, che devono attualmente e dovranno massicciamente negli anni futuri, ottemperare agli obblighi di installazione di *smart meter* si troverebbero a subire un riconoscimento del WACC più basso rispetto ad operatori di più grandi dimensioni che per ragioni regolatorie hanno già ottemperato all'obbligo con WACC differenziato tra servizi.

Infine, non si condividono le motivazioni addotte al punto 22.10 del DCO in commento con le quali si fa riferimento ai punti 21.10 e seguenti in cui sono riportate le valutazioni del Regolatore in merito al riconoscimento degli ammortamenti residui dei misuratori tradizionali sostituiti con *smart meters*. Tale problematica non intercetta il rischio di mercato del servizio di misura con riferimento all'installazione dei misuratori elettronici.

S19. Osservazioni in relazione alle ipotesi relative all'impostazione del sistema tariffario.

S20. Osservazioni rispetto alla definizione degli ambiti tariffari.

Si concorda con il mantenimento dell'attuale struttura tariffaria.

S21. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione tariffaria delle reti canalizzate di distribuzione di gas diversi.

Nessuna osservazione.

S22. Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione isolate alimentate con GNL.

In merito alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione isolate alimentate con GNL, come già richiamato nelle risposte ASSOGAS a precedenti documenti di consultazione, non si condivide l'orientamento ARERA in merito all'applicazione a tali reti della regolazione delle reti isolate gas diversi. Si riterrebbe opportuno di contro che il modello di riferimento da applicare al sistema di distribuzione del gas naturale mediante l'impiego di reti - ad isola o interconnesse - alimentate a GNL sia quello già definito per il servizio di distribuzione e vendita del gas naturale. Ciò in considerazione del fatto che la normativa tariffaria dovrebbe incentivare un ricorso al GNL rispetto al GPL: il GNL rappresenta infatti un'alternativa importante per la metanizzazione di alcuni comuni non economicamente raggiungibili dalla rete nazionale di trasporto, alternativa più sicura e di minore impatto ambientale rispetto al GPL.

Relativamente agli aspetti più specifici inerenti alla regolazione in materia, si coglie l'occasione per segnalare come ad oggi, nella sezione relativa all'anagrafica impianto, non

sia possibile censire l'alimentazione dell'impianto di distribuzione di gas naturale mediante GNL, poiché tra le scelte disponibili nel campo "Tipo di gas" non è presente. Si riterrebbe quindi utile modificare l'elenco in questione in modo da permettere ai distributori che hanno in corso interventi di realizzazione di nuovi impianti alimentati a gas naturale da rigassificazione di GNL o interventi di trasformazione dell'impianto a GNL, la possibilità di censire correttamente l'impianto. Inoltre, in presenza di interventi strutturali all'interno di un nuovo sistema distributivo, in esecuzione nell'anno in corso e seguenti, si riterrebbe auspicabile mettere a disposizione dei distributori delle modalità volte alla comunicazione di tali investimenti.

In considerazione di tutto quanto sopra riportato, si chiede pertanto che al momento del completamento della trasformazione di un impianto a gas naturale da rigassificazione di GNL, sia data la possibilità, oggi non consentita, ai distributori di comunicare gli investimenti realizzati nel corso dell'anno precedente quello in corso e in quello corrente. Tale comunicazione sarebbe propedeutica all'individuazione una tariffa di riferimento per località alimentata a GNL con individuazione delle componenti di costo riconosciuto (RAB).

Per tale ragione, fermo restando la possibilità di rettifica dei dati relativi agli incrementi patrimoniali attraverso le finestre attualmente disponibili (01-15 febbraio e 01-15 settembre) ai sensi della RTDG, si suggerisce all'Autorità di favorire la riapertura, su richiesta del distributore, delle raccolte dati suddette nel caso in cui le trasformazioni degli impianti avvengano nel corso di periodi diversi rispetto a tali finestre. Questo al fine di rendere possibile il riconoscimento, a livello tariffario e relative componenti di costo riconosciuto (RAB), degli investimenti sostenuti e per il conseguente avvio del nuovo sistema distributivo con la corretta rideterminazione della tariffa all'utente finale.

Dichiarandoci come sempre a completa disposizione per fornire ogni eventuale ulteriore osservazione o chiarimento, porgiamo cordiali saluti.