

Consultazione 410/2019/R/gas

CRITERI PER LA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NEL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE

Spunti per la consultazione

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

S1: rif. Art. 6.3

L'orientamento espresso di prendere a riferimento il solo anno 2018 porterebbe ad avere un valore sicuramente meno attendibile rispetto ad un dato riferito ad un periodo temporale maggiore. Premesso che considerare il triennio 2016-2018 ci sembrerebbe la soluzione migliore, potrebbe essere adottato almeno un biennio 2017-2018 per un riferimento maggiormente attendibile. Il biennio di riferimento potrebbe essere un giusto compromesso frà quanto preso a riferimento nei precedenti periodi regolatori e quello prossimo. Eventuali fenomeni di cost-padding che potrebbero essere intercettati non capiamo come poi possano trovare applicazione nel valore del livello iniziale e con quale criterio potrebbero far variare il dato rilevato.

Rif. Art. 6.7

Al di là della ripartizione in termini percentuali per il riconoscimento dei costi operativi frà i costi riconosciuti e i costi sostenuti, riteniamo che debba essere fornita una chiara indicazione sui valori attesi o comunque su quelli che potrebbero essere gli orientamenti partendo da quanto riconosciuto nell'anno 2019.

Rif. Art. 6.11

I costi riportati nei comparti dell'attività di distribuzione denominati "impianti di distribuzione" e "impianti di derivazione e allacciamento" sono utilizzati per il calcolo della componente tariffaria a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione. A tal proposito, si richiede:

- di conoscere se il calcolo di cui sopra viene effettuato dopo aver attribuito ai comparti la quota parte dei costi allocati nei servizi comuni e nelle funzioni operative condivise
- di pubblicare, prima della delibera definitiva, un ulteriore documento di consultazione riportante i valori del COE18 in forma disaggregata per i cluster dimensionali rilevanti ai fini tariffari

E.S.T.R.A. S.p.A. Energia Servizi Territorio Ambiente

Capitale Sociale € 228.334.000,00 i.v. - Numero di iscrizione al Registro Imprese di Prato (PO), P.IVA e C.F. 02149060978 - R.E.A. 505831
www.estrspa.it - estra@estrspa.it - estrspa@cert.estrspa.it

Sede legale

Via U. Panziera, 16 - 59100 Prato
Tel. 0574 872
Fax 0574 872511

Sedi amministrative

Viale Toselli, 9/A - 53100 Siena
Tel. 0577 264511
Fax 0577 46473

Via Igino Cocchi, 14 - 52100 Arezzo
Tel. 0575 9341
Fax 0575 381156

Spunti per la consultazione

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

Rif. Art. 7.10

Il tema del riconoscimento dei costi operativi dovrebbe essere orientato a garantire una maggiore concorrenza anche per lo svolgimento delle future gare d'ambito. In Italia nel 2018 (*fonte relazione annuale stato dei servizi marzo 2019*) risultano sette distributori molto grandi (oltre 500.000 clienti), 19 distributori di grandi dimensioni (numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), 22 distributori medi (50.000-100.000 clienti), 101 piccoli (10.000-50.000) e 58 piccolissimi (meno di 5.000 clienti).

L'attuale regola tariffaria prevede la distinzione in tre cluster di Aziende (grandi, medie e piccole). Se facciamo una riflessione sulle Aziende Grandi sopra i 300.000 PDR in Italia abbiamo 10 aziende di cui solamente 2 con numero di PDR maggiore di 3,5 Milioni. E' evidente che le due Aziende principali in Italia della distribuzione del gas avendo un maggior numero di PDR riescono ad abbassare il costo operativo a PDR riuscendolo a spalmare su un numero enormemente maggiore rispetto alle altre, potendo anche diluire eventuali costi non efficienti della gestione. E' altresì evidente che le uniche Aziende che potrebbero concorrere nelle gare d'ambito contro le due di maggiori dimensioni, sarebbero proprio quelle attualmente con numero di PDR fra 300.000 e 2 Milioni. In questo momento con gli orientamenti espressi, proprio questa tipologia di Aziende si troverebbe penalizzata a concorrere (avendo gli stessi costi operativi riconosciuti delle due Aziende molto grandi) e non godendo di alcun beneficio. Ci sembrerebbe quindi corretto inserire un cluster nel riconoscimento dei costi operativi identificando una nuova tipologia di Aziende (**medio grandi** da 300.000 a 2 Milioni di PDR) che dovrebbe poter contare su un riconoscimento di costi operativi diverso (molto più vicino alle Aziende Medie) rispetto a quelle delle Grandi. In questa maniera si andrebbe a riequilibrare un mercato aggiungendo maggiore possibilità di concorrenza nell'ottica delle gare d'ambito.

In caso contrario avremmo le Aziende medie e le piccole che comunque pur beneficiando di un riconoscimento maggiore non avrebbero comunque la forza di poter concorrere con le aziende molto Grandi ($PDR > 3,5$ Milioni) e le altre Aziende Medio Grandi ($300.000 < PDR < 2,5$ Milioni) che potrebbero quantomeno provare a concorrere sarebbero le uniche penalizzate dall'attuale orientamento regolatorio.

Spunti per la consultazione

S3. Osservazioni rispetto all'ipotesi relative al riconoscimento dei costi delle letture di switch.

Rif. Art. 7.23

Su questo punto considerato che le Aziende di distribuzione si troveranno nel prossimo periodo a dover gestire i malfunzionamenti degli smart dovuti ad obblighi imposti quando il mercato non era ancora pronto con prodotto affidabili, riteniamo maggiormente corretto non andare ad azzerare almeno fino al termine del futuro periodo regolatorio il riconoscimento delle letture di Switch. Quindi riterremo più corretto che il riconoscimento in linea con quanto attualmente riconosciuto, si debba estendere a tutto il prossimo periodo.

Spunti per la consultazione

S4. 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?

Con riferimento ai costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione, si valuta positivamente l'introduzione di anticipazioni in acconto. Si auspica, però, che in futuro ci sia certezza sulle regole di riconoscimento dei costi, evitando di apportare modifiche che impattino retroattivamente su bilanci già chiusi. Ci riferiamo in particolare:

- alla decurtazione unitaria pari a 0,06 euro/pdr applicata su tutti i punti di riconsegna serviti dall'impresa per gli anni 2014, 2015 e 2016, resa nota solo nelle comunicazioni ricevute dalle singole aziende nel mese di giugno 2019
- al riconoscimento dei costi delle SIM ove si sono susseguiti vari interventi normativi che hanno comportato un diverso criterio di contabilizzazione; più precisamente con la deliberazione 907/2017/R/gas del 27/12/2017 fu stabilito che il costo delle SIM deve essere scorporato dal costo dei gruppi di misura in quanto coperto dalle componenti tariffarie di natura operativa, mentre nelle successive comunicazioni ricevute dalle singole aziende per il riconoscimento dei costi operativi 2011-2016 è stato riportato che i costi relativi all'acquisto e all'installazione delle SIM devono essere capitalizzati nei costi centralizzati di telelettura/telegestione.

Spunti per la consultazione

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

Rif. Art. 7.30

Su questo punto premesso che viene valutata positivamente questa anticipazione, pur trattandosi di un riconoscimento anticipato dell'attività, visto che le verifiche metrologiche per lo più saranno eseguite in laboratorio (anche per maggiore trasparenza verso il cliente finale) e che i costi per i contatori di grosso calibro > del G6 saranno molto elevati, riterremo più corretto avere un riconoscimento anticipato di almeno € 60,00.

Spunti per la consultazione

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

S7: rif. Par. 10.8

Su questo punto si veda l'osservazione precedente di cui all'art. 7.10 del punto S2. Come sopra indicato sarebbe opportuno che le aggregazioni fossero incentivate anche per imprese medio grandi ($300.000 < \text{PDR} < 2 \text{ Milioni}$). Questo al fine di poter aumentare la competitività nelle gare d'Ambito attraverso aggregazioni che possono consentire alle attuali Imprese di cui sopra di poter competere con le Aziende molto grandi ($\text{PDR} > 3,5 \text{ Milioni}$).

S7: rif. Par. 10.9

Premesso quanto disposto dall'art. 23 comma 4 del D.lgs 93 del 2011 con il quale veniva dato mandato all'Arera di *adottare misure, anche tariffarie, per promuovere l'aggregazione dei distributori di gas naturale con meno di 50.000 clienti*.... si valuta positivamente l'orientamento espresso di favorire anche le imprese medie, riteniamo però utile oltre alle osservazioni formulate di cui al punto S2 favorire anche le aggregazioni fra aziende che appartengono a gruppi societari legati ad imprese di maggiori dimensioni. Questo perché comunque tutte le Aziende dovendo osservare le attuali normative in merito ad affidamento di lavori e servizi, potrebbero comunque beneficiare di tale meccanismo regolatorio.

Le aggregazioni delle piccole imprese con le medie aziende (sopra 300.000 pdr e fino a 2.000.000) porterebbero ad efficientare i costi centralizzati ma metterebbero in condizione le medie imprese di meglio competere ovunque con le grandi a tutto beneficio del mercato.

S7: rif. Par. 10.11

Si richiede su questo orientamento di chiarire meglio l'applicazione del tasso di variazione pari al + 1,5%. In particolare non è chiaro il riferimento alla nota 9 (probabilmente dovrebbe essere la nota 11) e soprattutto non è chiaro se questo tasso di variazione è in aggiunta a quanto indicato nella nota 11.

Spunti per la consultazione

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

S9: rif. Par. 14.7

Il paragrafo 14.7 prevede, anche per il quinto periodo di regolazione, la valutazione dello stock di immobilizzazioni di località ancora in esercizio sulla base del costo storico rivalutato, rimandando la rivalutazione di cespiti valorizzati in maniera inferiore rispetto alle medie di settore allo svolgimento delle gare ATEM. Si ritiene invece necessario che, già a partire dal quinto periodo di regolazione, si ponga rimedio alle situazioni in cui gli asset dell'attività di distribuzione del gas non siano sufficientemente valorizzati in RAB

Spunti per la consultazione

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

S11: rif. Par. 15.18

Relativamente a questo orientamento occorre chiarire cosa si intende per comuni disagiati. Relativamente alle soglie introdotte dall'Autorità (10ml e 25ml) si ritiene più corretto che le soglie siano espressi in base ad un costo ad utente. La quantità fisica potrebbe portare a due valori economici completamente diversi. Potrei ad esempio eseguire un investimento di estensione rete su terreno vegetale o un investimento su strada lastricata. In alternativa occorre trovare un meccanismo che prenda in considerazione entrambi i parametri fisici ed economici.

S11

Riteniamo necessario ed obbligatorio che siano effettuate le dovute analisi costi e benefici. Su questo punto crediamo sia opportuno che un tavolo tecnico sotto la supervisione del CIG possa meglio fissare gli orientamenti generali ed i criteri da adottare.

Spunti per la consultazione

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

S12: rif. Par. 15.28

Riteniamo che adottare dei meccanismi retroattivi di valutazione di investimenti riconosciuti possa portare a criticità legate a rettifiche di dati di bilancio ormai consolidati. Crediamo sia più corretto legare il riconoscimento degli investimenti per esempio al numero di PDR creati od al numero di famiglie potenzialmente allacciabili alla rete del gas, a prescindere da contratti o meno di fornitura del gas stipulati che rientrano nella piena ed esclusiva scelta dei clienti finali. In alternativa occorre individuare un criterio oggettivo magari tramite l'introduzione di un tavolo tecnico coordinato dal CIG, che individui i potenziali utenti allacciabili alla rete che rappresentano elemento di certezza dell'investimento effettuato.

Spunti per la consultazione

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

Si ritiene che gli investimenti in turboespansori posizionati negli impianti di regolazione e misura, ai punti di ingresso della rete di distribuzione del gas, debbano rientrare nella RAB per le seguenti motivazioni:

- i turboespansori, con le innovative soluzioni accessibili sul mercato e/o nel settore della ricerca e sviluppo, si configurano, oggi, come componenti che consentono l'utilizzo dell'infrastruttura gas a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico. Questo ultimo aspetto è citato tra gli obiettivi che ARERA ha individuato nell'ambito della Deliberazione 529/2018/R/gas.
- l'intervento consiste in una soluzione tecnologia integrata negli impianti del gas e che, pertanto, può essere realizzata ed esercita esclusivamente dal gestore degli stessi impianti. Non si tratta cioè di una opera che può essere realizzata da soggetti terzi poiché richiede la modifica, sia della configurazione che dello schema di funzionamento in esercizio, degli impianti gas che, in esito all'intervento, devono mantenere le caratteristiche necessarie alla sicurezza e continuità del servizio di distribuzione gas di cui è responsabile il distributore gas
- l'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta con il turboespansore, per la quota eccedente l'autoconsumo in loco, è solo una tra le tante alternative di utilizzo che sono ipotizzabili. Tale energia elettrica può, in realtà, essere destinata ad altre applicazioni volte a integrare la rete di distribuzione del gas con quella elettrica, anche al fine di riconoscere agli asset gas il ruolo di stoccaggio di lungo termine della energia elettrica. In tale contesto trova, ad esempio, rilievo, la possibilità di utilizzare l'energia elettrica per la creazione di idrogeno. Come, da punto 1.2 del DCO 410/2019/R/Gas, l'idrogeno rientra nella dizione di gas naturale: *"In relazione alle prospettive di sviluppo delle immissioni nelle reti del gas naturale di biometano, di idrogeno o di altri gas rinnovabili o come gas aggiuntivi che non consentono il rispetto delle specifiche previste per il gas naturale o come gas sostitutivi del gas naturale, nel seguito del documento con il riferimento a gas naturale si comprendono anche i gas aggiuntivi o i gas sostitutivi immessi nelle reti di distribuzione del gas naturale"*
- nell'ambito delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione negli ATEM, alcuni bandi e disciplinari, prevedono, esplicitamente, la realizzazione di sistemi che sfruttino il salto di pressione nelle cabine di regolazione e misura. Coerentemente con tali richieste e orientamenti, sarebbe quindi opportuno prevedere che gli investimenti in turboespansori rientrino nella RAB
- non includere gli investimenti in turboespansore nella RAB significa non favorire questo tipo di intervento con conseguente persistenza della dissipazione del potenziale energetico recuperabile dalla decompressione del gas naturale nelle cabine di regolazione e misura della distribuzione del gas

Spunti per la consultazione

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

S23. Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione alimentate con carro bombolaio.

Si ritiene che sia gli impianti alimentati a gas metano liquido (GNL) che gli impianti alimentati con Carro Bombolaio (GNC) siano a tutti gli effetti della distribuzione assimilabili agli impianti alimentati da rete. Infatti esiste in tutti i casi una rete di distribuzione in alta e/o media e/o bassa pressione che viene gestita nello stesso modo. La differenza è solo nelle modalità di approvvigionamento.

In presenza di impianti già esistenti ed al fine di evitare eccessive socializzazioni degli investimenti, non pare ragionevole e perfino contraddittorio, obbligare il gestore a connessioni alla rete che potrebbero risultare eccessivamente onerose per il sistema o in alternativa riversare il costo degli

investimenti storici in una tariffa specifica di località che potrebbe penalizzare in modo consistente i clienti finali interessati.

Peraltro in prospettiva le soluzioni GNC e GNL potrebbero risultare valide soluzioni anche in termini costi benefici, per risolvere particolari situazioni di territori non servibili dalla rete di trasporto.

Si ritiene pertanto ragionevole mantenere le località GNC e GNL nell'ambito della regolazione tariffaria generale del gas naturale, compreso l'apertura di questi impianti agli UDD che si potrebbe ottenere mettendo a carico della tariffa dell'ambito i costi di trasporto/distribuzione fino al deposito GNC o GNL (attualmente a carico del venditore per il GNC), rendendo in tal modo la rete aperta a tutti gli effetti alla concorrenza e soggetta alla medesima tariffa obbligatoria dell'ambito di appartenenza. Per evitare soluzioni eccessivamente onerose per il sistema si potrebbero comunque ipotizzare limiti all'investimento per PDR nella misura ritenuta più opportuna dal regolatore.

Occorre valutare che per far decollare la nuova tecnologia di distribuzione GNC e GNL il cliente finale abbia alla fine dei benefici economici.

La trasformazione degli impianti da GPL a Gas naturale (proprio per le caratteristiche specifiche di esplosività del gas naturale rispetto al GPL) aumenterebbe anche la sicurezza degli impianti a beneficio della sicurezza del cittadino.

Estra S.p.a
Strategic Business Unit – Mercato Regolato