

REGOLAZIONE TARIFFARIA DISTRIBUZIONE GAS: 2016 CHIUSO TRA CONFERME E NOVITÀ

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [RTDG 2014-2019](#)
- [Delibera 775/2016/R/gas](#)
- [Delibera 704/2016/R/gas](#)
- [DCO 629/2016/R/gas](#)

Il 2016 ha portato con sé importanti novità per la regolazione tariffaria della distribuzione. La revisione infra-periodo si è chiusa con la conferma degli attuali livelli di x-factor da applicare all'aggiornamento delle componenti a copertura degli OPEX di distribuzione. Le principali decisioni sui parametri relativi alla misura, guidate dal perseguimento dell'efficienza, sono state invece rimandate in attesa degli esiti di opportuni approfondimenti i cui effetti si sostanzieranno non prima dell'anno tariffario 2018. Confermato anche il passaggio a un metodo di valutazione dei nuovi investimenti per la distribuzione basato su costi standard, da applicarsi a partire dall'anno tariffario 2019. Le suddette revisioni sulla regolazione tariffaria di fatto inizieranno a produrre il grosso dei loro effetti a ridosso della fine dell'attuale periodo regolatorio, lasciando gli operatori in un clima di incertezza, già alimentata dalla storia infinita delle gare gas.

REVISIONE INFRA-PERODO DELLA RTDG 2014-19

In base alla regolazione vigente in materia di distribuzione e misura del gas, dicembre rappresenta un mese importante per il settore in quanto è previsto l'aggiornamento e la pubblicazione di una parte delle tariffe di riferimento¹, tipicamente quelle non specifiche per azienda/località tariffaria². Quest'anno però il consueto aggiornamento tariffario si è accavallato con la prevista revisione infra-periodo di alcuni dei parametri tariffari fondamentali, alla base dell'aggiornamento tariffario stesso, per il periodo 2017-2019.

ARTICOLI CORRELATI

- [Monitoraggio gare gas](#) (Newsletter 202)
- [Distribuzione gas: una nuova rivoluzione alla vigilia delle gare d'ambito](#) (Newsletter 199)

CONFERMA DEGLI ATTUALI LIVELLI DI X-FACTOR

Uno degli aggiornamenti più attesi riguardava l'x-factor da applicarsi agli OPEX di distribuzione, soprattutto dopo che nella consultazione di novembre (DCO 629/2016) era stato paventato un loro incremento, motivato dal fatto che dall'analisi dell'andamento dei costi dichiarati dalle imprese nei rendiconti annuali separati risultava una riduzione dei costi effettivi superiore a quella prevista dall'Autorità soprattutto per le piccole e medie imprese. Stante le criticità di tale aumento, segnalate dagli operatori in consultazione, e in un'ottica di stabilità e certezza regolatoria, l'Autorità ha infine confermato i valori fino a oggi vigenti: 1.7% per le imprese grandi e 2.5% per le piccole e le medie.

Per le attività di installazione e manutenzione dei misuratori, e per la raccolta, validazione e registrazione delle misure, l'Autorità ha invece reputato opportuno non modificare gli obiettivi di recupero produttività (oggi pari a 0%) già fissati per il periodo 2015-16.

REVISIONE DEL ΔCVER

La regolazione vigente prevede che per gli *smart meters* >G6 la componente a copertura dei costi operativi relativa all'installazione e manutenzione di misuratori sia maggiorata di una componente (ΔCVER) a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche, che per il 2014 era stata fissata pari a 60 €/PDR³.

L'analisi dei dati contenuti nei conti annuali separati ha rilevato un valore dei ricavi ammessi significativamente superiore ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese, da qui la decisione dell'Autorità di dar avvio a specifici approfondimenti volti a rivedere le modalità di riconoscimento dei costi stessi, con la possibilità di introdurre un approccio basato sul costo standard per verifica, applicato al numero effettivo di verifiche realizzate dalle imprese.

In attesa che tali approfondimenti siano completati⁴, il valore del ΔCVER viene rivisto, in via provvisoria, al ribasso, portandolo da 60 a 50 €/PDR.

REVISIONE AL RIALZO DELLA T(COT)

¹ Entro il 15 dicembre di ogni anno è prevista anche pubblicazione delle tariffe obbligatorie e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto (delibera 774/2016).

² Componente a copertura dei CAPEX centralizzati – $t(\text{cen})^{\text{cap}}$; componente a copertura degli OPEX di distribuzione – $t(\text{dis})^{\text{ope}}$; componenti a copertura dei costi di installazione e manutenzione dei misuratori (tradizionali e smart) – $t(\text{ins})^{\text{ope b.v.}}$; componente a copertura dei costi di raccolta, validazione e registrazione delle misure – $t(\text{rac})^{\text{ope}}$.

³ L'aggiornamento annuale della ΔCVER per il 2015 e il 2016 è avvenuto solo in base all'inflazione.

⁴ Gli approfondimenti dovrebbero essere completati in tempo per la determinazione delle tariffe di riferimento definitive 2017 che è prevista entro il 28 febbraio 2018.

TAG

natural gas, network regulation

Dalle analisi condotte sui conti annuali separati per l'attività di commercializzazione emergeva invece un considerevole aumento dei costi sostenuti (+14% a prezzi costanti) nel periodo 2011-2015. Da qui la decisione dell'Autorità di procedere a una ridefinizione, al rialzo, del costo unitario riconosciuto a partire dal 2017, che è quindi passato da 1.20

a 2.00 €/PDR, continuando però ad applicare un x-factor pari a 0% per i successivi aggiornamenti nel corso del quarto periodo di regolazione.

INFLAZIONE QUASI NULLA

L'aggiornamento delle componenti tariffarie in esame, essendo basato su un meccanismo di tipo *price-cap*, prende in considerazione sia il tasso di recupero di produttività, i cui livelli sono stati confermati, sia l'indice di variazione dei prezzi, che nel caso degli OPEX è il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato mensilmente dall'Istat, che nel periodo di riferimento si è attestato a -0.12%.

Il combinato effetto inflazione negativa e applicazione dell'x-factor ha comportato un calo del valore delle componenti a copertura degli OPEX di distribuzione tra l'1.8% per le imprese grandi e 2.6% per le piccole e le medie (**Tabella 1**) e ha mantenuto invece invariate le altre componenti a copertura degli OPEX (**Tabella 2**).

RICONOSCIMENTO DEI COSTI DI INVESTIMENTO PER LA MISURA

TELEGESTIONE, TELELETTURA E CONCENTRATORI: NECESSARI ULTERIORI APPROFONDIMENTI

Fino a oggi il riconoscimento dei costi centralizzati di misura, cioè quelli sostenuti per l'attività di telelettura/telegestione e l'installazione di concentratori, è avvenuto, indipendentemente da scelte di tipo *make o buy*, in base ai costi effettivamente sostenuti e attraverso le componenti tariffarie TEL e CON, espresse in euro e specifiche per azienda.

Fin dall'inizio del periodo regolatorio era, però, previsto che tale approccio fosse abbandonato a partire dal 2017, a favore di un sistema maggiormente incentivante, sulla base di criteri *output-based*, con l'introduzione di

componenti unitarie - t(tel) e t(con) - espresse in €/PDR.

Nel documento di consultazione, in cui si teneva conto delle risultanze di una specifica raccolta dati volta a comparare i costi delle soluzioni *make* e di quelle *buy*, l'Autorità aveva ipotizzato di prevedere che le componenti t(tel) e t(con) nel loro insieme fossero fissate pari ad un valore compreso tra 2.30 - 2.70 €/PDR.

Dato che nell'ambito della consultazione molti operatori hanno riscontrato criticità in merito a tali rilievi, in particolare sulla congruità dei livelli ipotizzati, con riferimento soprattutto alle imprese di piccole dimensioni che optano per soluzioni di tipo *buy*, è stato deciso di svolgere opportuni approfondimenti, da concludersi entro novembre 2017, al fine di valutare come la dimensione dell'impresa possa influire sul livello dei costi del servizio, in particolare per le imprese che optino per soluzioni *buy*.

COMPONENTI UNITARIE DA AT⁵ 2018

Per il 2017 è stato quindi confermato l'attuale meccanismo di riconoscimento mentre a partire dal 2018 saranno introdotte le componenti unitarie t(tel) e t(con), il cui effettivo valore verrà deciso nel corso del 2017 dopo i suddetti approfondimenti. Tuttavia, nelle loro more, per i costi sostenuti nel 2017, con conseguenti riflessi sull'AT 2018, sarà

5 In questo contesto AT sta per anno tariffario.

TABELLA 1. COMPONENTI TARIFFARIE A COPERTURA DEGLI OPEX

DI DISTRIBUZIONE (€/PDR)

		2016			2017		
REGIME COMUNALE		densità					
		ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA
dimensione azienda	GRANDE	34.06	37.91	40.28	33.44	37.22	39.55
	MEDIA	38.08	42.37	45.03	37.08	41.26	43.85
	PICCOLA	43.61	48.54	51.57	42.47	47.27	50.22
REGIME PER ATEM		densità					
(applicabili al primo anno di concessione per ATEM)		ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA
dimensione ATEM	≤ 300,000 PDR	36.07	40.14	42.66	35.26	39.24	41.70
	> 300,000 PDR	34.06	37.91	40.28	33.44	37.22	39.55

DIMENSIONE AZIENDA: grande > 3000,000 PDR; media 50,000 < PDR ≤ 300,000; piccola PDR ≤ 50,000

DENSITÀ: alta > 0.12 PDR/m; media 0.07 < PDR/m ≤ 0.12; bassa PDR/m ≤ 0.07

Fonte: allegato delibera AEEGSI 775/2016

TABELLA 2. EVOLUZIONE ALTRE COMPONENTI TARIFFARIE (€/PDR)

Componenti tariffarie		2014	2015	2016	2017
t(cen) ^{cap}	CAPEX centralizzati	9.10	9.12	8.82	8.84
t(ins) ^{ope,b}	installazione e manutenzione di G4-G6 e dei misuratori tradizionali >G6	2.24	2.26	2.26	2.26
t(ins) ^{ope,v}	installazione e manutenzione di smart meters >G6	62.24	62.66	62.59	52.26
t(rac) ^{ope}	raccolta, validazione e registrazione delle misure	3.18	3.20	3.20	3.20
t(cot)	commercializzazione	1.19	1.20	1.20	2.00

Fonte: allegato delibera AEEGSI 775/2016

applicata una soluzione ponte: un approccio a consuntivo, ma con un *cap* di 5.74 €/PDR per i punti di riconsegna presso cui è stato messo in servizio uno *smart meter*.

CONFERMATO APPROCCIO CON CAP PER G4-G6 ANCHE PER IL 2017

La valutazione degli investimenti per l'installazione di *smart meter* è basata su un approccio ibrido dato dal riconoscimento della media del costo effettivamente sostenuto e del costo standard. Tuttavia per i gruppi di misura di calibro più piccolo (G4 e G6) era stato previsto che gli investimenti realizzati fino al 2015 fossero valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, in misura massima pari al 150% del costo standard relativo all'anno 2012. L'Autorità ha deciso di prorogare di un anno la deroga per i misuratori G4-G6, quindi anche per gli investimenti realizzati nel 2016, con riflessi sull'AT 2017, varrà il riconoscimento dei costi effettivi sostenuti con *cap* pari al 150% del costo standard, in un'ottica di sostegno a tali nuove tecnologie⁶.

CONFERMATO IL MECCANISMO INCENTIVANTE SUI NUOVI INVESTIMENTI

VERSO LA DEFINIZIONE DEL PREZZARIO DI RIFERIMENTO

A dicembre è stato fatto un passo in avanti anche in merito al processo di modifica dei meccanismi di riconoscimento degli investimenti per la distribuzione (delibera 704/2016), processo iniziato la scorsa primavera con la pubblicazione del DCO 205/2016 (*Newsletter* 199).

La decisione di istituire un tavolo tecnico tra imprese del settore, associazioni e Autorità per definire la struttura del prezzario è un'implicita conferma ufficiale di quanto già annunciato in estate nel DCO 456/2016 (*Newsletter* 202), ossia la sostituzione dell'attuale metodo di riconoscimento a consuntivo basato sui costi effettivamente sostenuti con una valutazione a costi standard definiti sulla base di un prezzario di riferimento.

La definizione del prezzario⁷ è un passaggio molto delicato del processo in quanto il livello di costo riconosciuto deve essere da una parte in grado di rappresentare un riferimento tale da stimolare l'operatore all'efficienza, ma al contempo deve anche essere tale da garantire che gli operatori facciano gli investimenti necessari con la sicurezza di raggiungere l'equilibrio economico-finanziario.

Le risultanze del tavolo tecnico saranno sottoposte a consultazione, a seguito della quale verranno definiti anche meccanismi di *sharing* tra imprese e utenti dei maggiori/minori costi sostenuti dalle imprese rispetto al livello standard e verrà valutata la possibilità di introdurre un vincolo in termini di percentuale massima di capitalizzazione delle spese.

PROVVEDIAMENTO FINALE IN AUTUNNO

La chiusura del procedimento di definizione del nuovo meccanismo incentivante è prevista per ottobre 2017, in modo che si possa applicare agli investimenti realizzati nel 2018 con conseguente impatto sulle tariffe di riferimento dell'anno dall'anno tariffario 2019, l'ultimo anno del quarto periodo regolatorio. Presumibilmente il nuovo metodo verrà mantenuto anche nel quinto periodo regolatorio, quando, come già ipotizzato dall'Autorità, si potrebbe passare ad una logica di riconoscimento dei costi fondata sulla spesa totale (TOTEX).

RISCHIO DI SOVRAINVESTIMENTO?

La scelta di un approccio basato su costi standard non ha comunque fatto abbandonare del tutto all'Autorità l'idea di implementare un metodo di valutazione di tipo *price-cap* (una delle opzioni prospettate nel primo DCO), in un'ottica di tutela dal rischio

⁶ Con la delibera 775/2016 è stato anche definito il valore dei costi standard, inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio, da applicare per il riconoscimento degli investimenti realizzati a partire dal 2017:

- 135 €/GdM per gli *smart meter* G4
- 170 €/GdM per gli *smart meter* G6
- conferma dei livelli già fissati per l'anno 2014 per gli *smart meter* >G6.

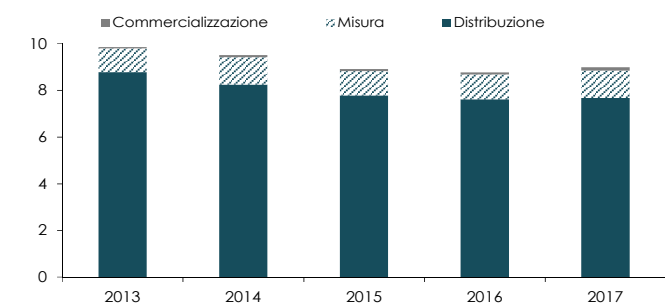
⁷ Il tavolo tecnico è chiamato a definire le voci del prezzario; i criteri per la determinazione dei prezzi; le modalità di identificazione delle quantità fisiche da assumere ai fini della determinazione del costo riconosciuto; i coefficienti correttivi da applicare al prezzario in relazione agli effetti di variabili esogene che incidano sui livelli di costo del servizio ma che non risultino riflesse nel medesimo prezzario; e, infine, le modalità di riconoscimento dei maggiori costi connessi allo svolgimento di manutenzioni straordinarie relative a interventi di sostituzione o rifacimento di cespiti già esistenti.

di sovrainvestimenti, con annessi riflessi sulle tariffe pagate dagli utenti finali, nel post gara. Infatti nella delibera in esame viene prevista l'istituzione di meccanismi di monitoraggio dell'efficacia dell'applicazione dei costi standard soprattutto nelle aree dove prevalgono le attività di rinnovo delle reti esistenti, con la conseguente facoltà da parte dell'Autorità di adottare soluzioni di tipo misto nei contesti caratterizzati da un elevato grado di metanizzazione.

In realtà l'Autorità ha già iniziato a tutelarsi contro tale rischio. Infatti già lo scorso anno ha chiarito⁸ come il mancato invio della documentazione di gara per la verifica della stessa con conseguente impossibilità di valutare la congruità delle condizioni minime di sviluppo e dell'analisi costi-benefici alla base del piano di sviluppo degli impianti di distribuzione possa comportare l'esclusione, per l'operatore, dal riconoscimento in tariffa degli investimenti sostenuti per l'adempimento dei piani di sviluppo degli impianti offerti in sede di gara.

Inoltre risulta utile evidenziare come nel corso degli ultimi anni il livello medio delle tariffe obbligatorie sia sceso (**Figura 1**) riflettendo una riduzione dei costi di capitale e dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione e misura, imputabile probabilmente anche all'incertezza relativa alle gare gas. Infatti, in un contesto in cui le concessioni sono ormai scadute e la gestione del servizio, tra l'altro limitatamente all'ordinaria amministrazione, ha un orizzonte temporale di pochi anni, è plausibile avere una frenata degli investimenti. A tale contesto si è aggiunta anche la revisione, al ribasso, del WACC a fine 2015⁹ che ha accentuato l'effetto depressivo sulle tariffe obbligatorie, con conseguente minor spesa a carico del cliente finale. Nel 2017, attenuato l'effetto di diminuzione del WACC, le tariffe sono tornate sui livelli del 2015.

FIGURA 1. EVOLUZIONE COMPONENTI A COPERTURA DEI COSTI DI DISTRIBUZIONE E MISURA PER UN CONSUMATORE TIPO IN TUTELA* (c€/mc)



*Ambito nord-orientale, consumi 1,400 mc/a
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

VERSO IL QUINTO PERIODO REGOLATORIO

Anche se il quarto periodo regolatorio rispetto al precedente è stato allungato passando da 4 a 6 anni in un'ottica di maggior stabilità regolatoria, la descritta revisione infra-periodo e l'avvio del procedimento per la modifica delle modalità di riconoscimento degli investimenti per la distribuzione ha di fatto creato delle discontinuità, soprattutto in un contesto come l'attuale dove il processo di gara per ATEM sembra essere ripartito¹⁰. Visto che a forza di rinvii si è arrivati a stabilire che le modifiche relative alla valutazione dei nuovi investimenti (CAPEX distribuzione, installazione G4-G6, telelettura/telegestione/concentratori) inizieranno aver effetti quasi a ridosso della fine dell'attuale periodo regolatorio, viene da chiedersi se non fosse stato meglio rimandare tutto al periodo regolatorio successivo, quando probabilmente (e auspicabilmente) anche le gare avranno iniziato a produrre i loro effetti.

⁸ AEEGSI, "Chiarimenti sui riflessi tariffari connessi alla pubblicazione di bandi di gara senza il rispetto dell'iter procedurale previsto", 27 gennaio 2016.

⁹ Con la delibera 583/2015/R/com, l'Autorità ha rivisto le modalità di determinazione e aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas. I nuovi valori del WACC nel periodo 2016-18 sono pari a 6.1% per la distribuzione (vs 6.9% nel periodo 2014-15) e 6.6% per la misura (vs 7.2% nel periodo 2014-15).

¹⁰ Vedi rubrica "Monitoraggio gare gas" pag. 33.