

## **DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 307/2017/R/COM – CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI SOSTENUTI DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI DI ENERGIA ELETTRICA E DI GAS NATURALE PER IL CAMBIO DEL MARCHIO E DELLE RELATIVE POLITICHE DI COMUNICAZIONE**

Con il Documento per la Consultazione 307/2017/R/com (di seguito: il DCO) l'Autorità, tenuto conto di quanto già affermato nella deliberazione 775/2016/R/gas, nonché nei documenti di consultazione propedeutici alla definizione dell'attuale regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, presenta i propri orientamenti in merito ai criteri da adottare per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione (c.d. *Brand Unbundling*).

In particolare, l'Autorità conferma la necessità di garantire la copertura ai costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e di gas naturale a fronte degli obblighi di cui all'art.17 del TIUF (Allegato A alla deliberazione 296/2016/R/com) e, a tal fine, pone in i criteri da rispettare per l'ammissione al riconoscimento dei costi (rispetto obblighi ex TIUF, contabilizzazione separata, periodo temporale e tipologia costi) e due possibili metodologie da utilizzare a tal fine, entrambe basate su criteri di efficienza.

Inoltre, l'Autorità prevede l'effettuazione di opportune raccolte dati per avere evidenza dei costi, operativi e di investimento, sostenuti dagli operatori e della relativa documentazione di supporto, così da poter effettuare le analisi propedeutiche al loro successivo riconoscimento.

A2A, ritiene apprezzabile l'impostazione del DCO anche se auspica una semplificazione, soprattutto per quanto riguarda la proposta di prevedere meccanismi di riconoscimento dei costi sostenuti per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione differenziati tra il settore dell'energia elettrica e quello del gas naturale. Tale differenziazione, infatti, sarebbe di difficile – se non impossibile - applicazione per quegli operatori, nati anche a seguito degli obblighi in analisi, che gestiscono congiuntamente le due attività e che, pertanto, hanno gestito il processo di *rebranding* e cambio di politiche di comunicazione a livello societario e che, quindi, hanno sostenuto dei costi non attribuibili direttamente ad un'unica attività<sup>1</sup>.

**Per quanto riguarda le metodologie di riconoscimento dei costi, A2A condivide l'impostazione ex opzione 1 di cui al paragrafo 6.13 che prevede il riconoscimento dei costi effettivi entro un tetto massimo definito sulla base di criteri di efficienza.**

Non è, tuttavia, chiaro come si intenda valutare tale efficienza: nel caso in cui si optasse per la metodologia ex paragrafo 6.10, ovvero la costruzione di una frontiera efficiente (cioè un problema di massimizzazione vincolata), oltre all'elevata numerosità dei dati di input (indicativamente, quelli di cui al paragrafo 5.6), si dovrebbe preliminarmente identificare l'output ed il suo livello che, in questo caso potrebbe essere verosimilmente l'aumento della

---

<sup>1</sup> Si pensi ad esempio ai costi di progettazione e registrazione del nuovo marchio della società che gestisce sia l'attività di distribuzione del gas naturale che dell'energia elettrica.

capacitazione dei clienti finali rispetto alla differenza intercorrente tra il venditore di energia elettrica/gas naturale ed il relativo distributore, informazione ad oggi non disponibile e onerosa da costruire. Al contrario, i costi medi oggettivamente forniscono poche informazioni in merito all'efficienza della spesa effettuata.

Sono perciò necessari chiarimenti tecnico-operativi sulle modalità che concretamente gli uffici dell'Autorità intenderanno utilizzare per questo tipo di valutazioni.

**Per quanto riguarda il metodo di riconoscimento**, coerentemente alla richiesta di semplificazione avanzata e tenendo conto di esperienze simili già sperimentate nella regolazione tariffaria (l'ultima in tal senso quella ex delibere dalla 359 alla 364/2017/R/eel in materia di investimenti incentivati in asset della distribuzione di energia elettrica), **si ritiene preferibile che gli importi riconosciuti siano liquidati in un'unica soluzione già nel corso del 2017 attraverso un versamento da parte della CSEA.**

Gli importi erogati dovrebbero comprendere i costi riconosciuti sostenuti nel 2015 e 2016, nonché quelli di pre-consuntivo per il 2017 (che verrebbero poi conguagliati nel 2018) così da evitare che il riconoscimento effettivo sia inferiore a quanto effettivamente speso a causa della dilazione delle tempistiche di incasso. A tal proposito si sottolinea che qualora si optasse per l'inclusione di tali importi nei meccanismi di perequazione, (i) sarebbe impossibile comunicare i dati necessari in tempo utile per le perequazioni di competenza 2016 (entro luglio 2017) e (ii) qualora fossero comunicati nelle perequazioni di competenza 2017 l'effetto non si avrebbe prima di fine 2019, con un ritardo di 4 anni rispetto al momento in cui si è registrata la prima uscita di cassa.

**Il Gruppo A2A, ad ogni modo, ritiene che prima di definire le modalità di copertura dei costi derivanti dalla nuova disciplina della separazione funzionale ex delibera 296/2015 è necessario sanare definitivamente gli ingenti costi sostenuti per adempiere a quanto previsto dalla regolazione previgente in materia.**

A questo proposito, infatti, si sottolinea che l'attuale impostazione della regolazione tariffaria del settore gas ha premiato operatori che **non hanno adempiuto** a specifici obblighi regolatori, in particolare quello di **separazione delle banche dati** previsto dal TIU (allegato A alla delibera n.11/07). Si precisa che tale obbligo, differentemente da quello previsto per la distribuzione/vendita di energia elettrica, **non è mai venuto meno per l'intera vigenza del testo integrato** appena ricordato, ovvero fino a giugno 2015, quando è stato pubblicato il nuovo TIUF.

Ad oggi, difatti, i costi sostenuti per la separazione fisica delle banche dati sono stati riconosciuti, sebbene solo a partire dal 2016, esclusivamente per la distribuzione di energia elettrica grazie alle novità in materia introdotte dal nuovo TIT 2016 – 2019 (delibera 654/2015/R/eel e s.m.i.), in particolare tramite il riconoscimento puntuale del valore aggregato degli investimenti sostenuti per l'attività di distribuzione e quelli per l'attività di commercializzazione.

Al contrario, nonostante le ripetute segnalazioni (cfr. istanze A2A Reti Gas 19 maggio 2015 prot. DRI/282/15/EG/EB(ARM) e 18/03/2016 prot. ARG/-PA/129/16/EG/DM/mtb) il vigente quadro regolatorio per la distribuzione del gas non prevede alcun riconoscimento di tali costi, creando un'evidente disparità di trattamento tra operatori e determinando, paradossalmente proprio a svantaggio dei soggetti adempienti, una distorsione della concorrenza.

Infatti, nel periodo di vigenza dell'obbligo in esame esistevano sostanzialmente 2 attori predominanti nel settore gas che, a causa della loro condizione soggettiva, non hanno dovuto procedere alla separazione fisica delle banche dati. A causa di ciò, le componenti tariffarie **parametriche**, costruite a partire dai costi riportati nei conti separati degli operatori e finalizzate a coprire tra l'altro anche questo genere di attività, non erano dimensionate adeguatamente per ristorare, seppur parzialmente e non puntualmente, dei costi sostenuti dai soggetti obbligati alla separazione delle banche dati.

**Si ritiene, pertanto, urgente arrivare ad una composizione di questa criticità e, a tal fine, si propone un meccanismo costruito in base ai seguenti aspetti da applicarsi ai distributori di gas:**

1. l'ammissione al meccanismo dovrebbe essere condizionata alla presentazione di un'apposita istanza da parte dell'operatore;
2. l'istanza potrà essere presentata esclusivamente da quegli operatori che negli strumenti di rendicontazione degli obblighi in materia di separazione funzionale, ovvero nei Rapporti annuali sulle misure adottate (RAMA), inviati nel periodo di vigenza del TIU, hanno dato notizia dell'avvio dell'attività di separazione fisica delle banche dati, dell'avanzamento dei lavori e della conclusione delle attività con l'entrata in esercizio della soluzione tecnica prescelta;
3. nell'istanza dovranno essere indicati i costi sostenuti e la loro collocazione nei conti annuali separati già inviati dall'operatore all'Autorità in base agli obblighi di cui al TIU;
4. **VERSIONE 2** il riconoscimento dei costi dovrebbe avvenire a partire dal 2016 (investimenti entrati in esercizio nel 2014. In caso di investimenti entrati in esercizio in anni precedenti, si considererà il loro valore netto al 2014), anno di inizio dell'attuale periodo regolatorio del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica. In questo modo, verrebbe garantita la parità di trattamento del medesimo investimento tra i 2 settori, anche se, come nel settore elettrico, questo potrebbe comportare il non completo riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti;
5. a livello tariffario, tale riconoscimento potrebbe avvenire tramite l'introduzione di un'apposita componente tariffaria,  $t(cot)^*$ , differenziata per operatore e pari alla somma tra la normale componente  $t(cot)$  e la quota ammortamento e remunerazione del capitale investito riconosciuto per la separazione delle banche dati.