

ALLEGATO A
VERSIONE NON CONFIDENZIALE

OGGETTO: osservazioni al DCO 410/2019 (punto S11 ACB; punto S12 avviamenti)

Spettabile Autorità,

la scrivente società, in qualità di esercente il pubblico servizio di distribuzione del gas naturale, formula le seguenti osservazioni.

In relazione al **punto S11** del DCO 410/2019, con riferimento al documento recante "Linee guida per lo svolgimento di analisi costi-benefici per le gare gas" (Appendice 2 al DCO), dato il rilievo che lo stesso assume in vista delle prossime gare d'ambito, in un'ottica di maggior fruibilità sia da parte delle Stazioni Appaltanti sia da parte degli operatori, quali ulteriori fruitori di tale modello di ACB, la scrivente società auspica che il Regolatore possa valutare l'opportunità di integrare il predetto documento mediante alcuni esempi applicativi che certamente potrebbero facilitare una più adeguata e immediata comprensione dello stesso.

Ed infatti, ad avviso della scrivente – che pure comprende e condivide l'obiettivo perseguito con la predisposizione di tali Linee Guida – il modello di ACB oggetto di consultazione sconta un certo grado di complessità che potrebbe non renderne agevole l'utilizzo, vanificando così il fine perseguito, ovvero quello di mettere a disposizione del settore uno strumento che, pur nel rispetto del "rigore metodologico" che certamente deve caratterizzare una simile analisi, sia di ausilio per l'individuazione di tutti quegli interventi sulle reti di distribuzione che siano capaci di assicurare e/o comunque favorire una crescita delle infrastrutture che porti maggiori benefici rispetto ai costi sostenuti, garantendo così un livello di investimento compatibile con la sostenibilità economica del servizio stesso.

Si auspica, pertanto, che il Regolatore possa valutare positivamente l'opportunità di intervenire sul modello di ACB proposto, introducendo alcune semplificazioni quali:

- a) **una ridefinizione dei limiti delle Condizioni Minime di Sviluppo che possa garantire il riconoscimento in tariffa degli investimenti sostenuti dal distributore escludendo quindi l'applicazione dell'ACB;** si ritiene, infatti, che la possibilità di individuare CMS che tengano conto sia delle peculiari caratteristiche territoriali di ciascun ATEM (in linea con l'attuale impostazione in cui vengono prese in considerazione e riconosciute le esigenze delle c.d. località disagiate) sia delle diverse tipologie d'utenza che si andrebbero a servire, consentirebbe una certa semplificazione delle procedure propedeutiche all'indizione delle gare e la possibilità per le Stazioni Appaltanti di individuare in modo oggettivo ulteriori investimenti coerenti e compatibili con la sostenibilità del servizio definita a monte dalle stesse CMS;
- b) **un modello di analisi più snello e semplificato per la valutazione di tutti gli ulteriori interventi che eccedano le Condizioni Minime di Sviluppo** in modo tale da consentire – anche in linea con quanto evidenziato nelle Linee Guida pubblicate unitamente al DCO ove si legge che le stesse dovrebbero consentire "alle S.A. di sviluppare le proprie ACB con un impegno di risorse ragionevole e coerente con la rilevanza degli sviluppi da realizzare" – un utilizzo più efficiente dell'ACB da predisporre per la verifica degli interventi con grado di approfondimento proporzionato all'entità degli interventi stessi.

In relazione al punto **sub a)**, inoltre, la scrivente, pur ritenendo adeguata l'attuale impostazione parametrica adottata dal Regolatore basata sul rapporto m/PDR (ed in particolare 10 m/PDR per le località non disagiate e 25 m/PDR per le località disagiate), ritiene utile e opportuno l'introduzione nel modello di analisi di modalità di calcolo per così dire "dinamiche" che, ad esempio, ai fini della determinazione del numero di PDR che si andranno a servire con l'intervento proposto (e, dunque, al fine di verificare se l'intervento stesso sia o meno rispettoso delle CMS), tengano adeguatamente conto dei consumi energetici delle singole utenze che potranno essere raggiunte.

Ad avviso della scrivente, infatti, sembra ragionevole e perfettamente aderente alla ratio sottesa all'ACB – nella parte in cui mette in correlazione il beneficio economico per il consumatore e/o l'impatto in termini di esternalità ambientali (beneficio derivante dall'abbandono di un combustibile più inquinante) con il consumo energetico dello stesso – l'introduzione di un concetto che si potrebbe definire in termini di "PDR equivalente".

In pratica, il numero di PDR preso in considerazione ai fini della verifica del rispetto delle CMS dovrebbe essere diverso in funzione di ciascun intervento, variando in modo direttamente proporzionale ai consumi attesi specifici per ciascuna tipologia di utenza: ad un maggior consumo del singolo PdR dovrebbe corrispondere un maggior numero dei "PDR equivalenti" da considerarsi ai fini della verifica del rispetto delle CMS.

Si riportano di seguito due esempi:

- un edificio con una centrale termica condominiale con installato un contatore G25 a servizio di 12 unità abitative che oggi, ai fini della verifica del rispetto delle CMS, viene considerato come 1 "PDR fisico" con installato un contatore G4, dovrebbe essere considerato come 6 "PDR equivalenti"
- un'utenza non domestica con installato un contatore G250 che oggi, ai fini della verifica del rispetto delle CMS, viene considerata come 1 "PDR fisico" con installato un contatore G4, dovrebbe essere considerata come 60 "PDR equivalenti"

Sempre in merito alle "Linee Guida per lo svolgimento di analisi costi-benefici per le gare gas", al fine di favorirne la piena comprensione e facilitarne l'utilizzo anche da parte degli operatori, la scrivente società ritiene opportuno che il Regolatore chiarisca ed espliciti quali sono le considerazioni e le valutazioni sottese al suggerimento riportato al punto 5.5 ove si legge quanto segue: "Ne consegue che le valutazioni di costo e di beneficio devono coprire un orizzonte temporale rappresentativo della vita utile degli interventi e delle apparecchiature coinvolte, anche mediando tra le diverse vite utili di diversi sistemi. Per le reti di distribuzione del gas si suggerisce di utilizzare nelle analisi un valore di vita utile pari a 25 anni, con valore residuo nullo al termine della vita utile".

Ed invero, anche in considerazione del fatto che nelle gestioni d'ambito la vita utile a fini tariffari delle condotte viene definita in 60 anni, non è del tutto chiaro quali siano le ragioni in forza delle quali, in sede di ACB, si debba fare riferimento ad una vita utile pari a 25 anni.

Nel formulare le proprie osservazioni al **punto S12** del Documento di Consultazione 410/2019 la scrivente vuole esprimere il suo parere rispetto al tema della remunerazione del capitale e del riconoscimento degli ammortamenti per le c.d. "Località in avviamento", ciò anche in considerazione del fatto che a livello nazionale sono presenti numerosi Comuni ancora non metanizzati che, del tutto verosimilmente, potranno essere interessati dagli interventi

che verranno contemplati da parte delle diverse Stazioni Appaltanti nell'ambito del c.d. "documento guida" previsto dall'art. 9, comma 4 del d.m. n. 226/2011.

Il DCO 410/2019, nel proporre l'evoluzione della regolazione tariffaria, conferma, riprendendo un concetto proprio dell'attuale RTDG così come integrato e modificato ad opera della delibera 704/2016/R/gas, una disciplina tariffaria ad hoc per le località attualmente non metanizzate, prevedendo l'applicazione di un tetto all'ammontare dei costi riconosciuti a copertura dei costi di capitale (e della relativa quota di ammortamento), tetto che, in relazione a tali località, troverebbe applicazione in via generale e dunque anche al termine del periodo di avviamento.

La scrivente, nell'esprimere le proprie considerazioni, ritiene utile richiamare l'attenzione del Regolatore sulla nota del 10.8.2016 della Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico in cui è stato reso all'ANCI un chiarimento sui Comuni non metanizzati rappresentando, tra le altre, anche la seguente circostanza, ovvero che "In via generale questo Ministero intende evidenziare l'importanza delle prossime gare d'ambito proprio come occasione per la metanizzazione di alcuni comuni attualmente non serviti; quindi il progetto di metanizzazione di tali comuni dovrebbe essere incluso nel piano di sviluppo delle reti dell'ambito. In ogni caso resta l'aspetto della necessaria verifica della copertura in tariffa di tali interventi di metanizzazione che potrebbero essere non ritenuti congrui sotto la lente dell'analisi costi – benefici dell'AEEGSI".

Aspetto, quello della necessaria verifica della copertura in tariffa di tali interventi, che, come visto, ha poi trovato la propria disciplina nell'ambito della citata delibera 704/2016 in forza della quale i predetti interventi sono da ritenersi congrui e idonei nella misura in cui, per la loro realizzazione, non venga superata la soglia massima in termini di spesa per utente servito pari a 5.250 euro/pdr (espressa a prezzi 2017).

Premesso tutto quanto precede, si ritiene congruo garantire per le località in avviamento il riconoscimento in tariffa della remunerazione del capitale investito (e della relativa quota ammortamento) dei costi rientranti nel suddetto tetto massimo calcolato (5.250 €/pdr), utilizzando come grandezza al denominatore (pdr) il numero di utenze servite dalla rete in oggetto, da intendersi come numero di derivazioni d'utenza con PDR realizzate a seguito di richiesta dell'utente finale, e quindi indipendentemente dall'attivazione di un contratto di fornitura delle stesse.

Ed infatti, considerato che il numero degli utenti che decideranno di attivare la fornitura è una variabile del tutto indipendente dall'attività posta in essere dal distributore (demandata alle Società di Vendita dalla disciplina unbundling) e che l'esigenza di garantire al gestore del pubblico servizio l'equilibrio economico e finanziario presuppone certezza in merito alle modalità in cui lo stesso potrà percepire, tramite la tariffa, la remunerazione del capitale investito (e l'ammortamento della quota capitale), alla scrivente non pare percorribile una soluzione per così dire "a consuntivo" basata sulle forniture attive.

È altresì vero che una differente interpretazione comporterebbe gravi elementi di criticità nella gestione, dal punto di vista tariffario, della remunerazione del capitale investito; in particolare il calcolo della RAB derivante da questi investimenti risulterebbe particolarmente complesso, così come la gestione degli ammortamenti, in funzione delle variazioni di forniture effettivamente attive riscontrabili anno per anno.

Inoltre, ad avviso della scrivente non deve essere sottovalutato il rischio che le Stazioni Appaltanti possano effettuare, in occasione delle Gare d'Ambito, richieste di metanizzazione (e valutazioni delle CMS) stimando una curva di penetrazione dell'utenza correlata alle utenze attive per le località in avviamento al di sopra di quelle ragionevolmente attendibili, ponendo di fatto il concorrente in una situazione di assoluta incertezza.

I concorrenti si troverebbero infatti a formulare un'offerta senza tuttavia avere alcuna certezza in merito al riconoscimento della completa remunerazione dell'investimento sostenuto per la realizzazione delle metanizzazioni, in quanto ciò dipenderà prevalentemente da quando e da quanti soggetti decideranno di attivare la fornitura con le società di Vendita, potenzialmente pregiudicando l'equilibrio economico-finanziario dell'offerta.

Si osserva, di contro, che l'introduzione di eventuali possibili meccanismi disincentivanti in capo alle S.A e/o agli Enti Locali (come ad esempio una riduzione dei canoni offerti in gara, riduzione quota TEE, oneri riconosciuti alle S.A.) che potrebbero attivarsi in caso di mancata realizzazione nel periodo concessorio delle previsioni illustrate nel Documento Guida potrebbero eliminare e/o quanto meno limitare la formulazione di richieste di metanizzazione di località la cui sostenibilità è garantita solamente ipotizzando tassi di penetrazione non ragionevolmente attendibili.

Conseguentemente, per quanto concerne l'aspetto temporale, si ritiene positiva l'introduzione, rispetto all'RTDG attualmente in vigore, di un periodo (prima fase) in cui gli investimenti sostenuti dagli operatori siano riconosciuti integralmente; si suggerisce però l'opportunità di ampliare (es. a 7 anni) il periodo temporale previsto per questa prima fase in modo da permettere agli operatori una maggiore opportunità di acquisizione dell'utenza.

Per quanto riguarda la seconda fase indicata nel DCO, fermo restando quanto precedentemente riportato sul tema del numero di PDR da utilizzare per il calcolo del tetto, si ritiene debba essere esplicitato il concetto di "curve di penetrazione dell'utenza tipiche di ogni ambito tariffario", in particolare individuando il responsabile della stima di questa curva (eg. Arera, Stazione appaltante in occasione delle gare d'ambito, distributore) in modo tale da non creare margini di incertezza nell'operato dei distributori.