



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 - info@assogas.it

Codice Fiscale 97002680151

All. Prot. 193/13

AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Documento per la consultazione n. 56/2013/R/GAS

**“ Criteri di determinazione del costo riconosciuto dei servizi di distribuzione e misura del gas
per il quarto periodo di regolazione ”**

**Osservazioni e proposte ASSOGAS
Milano, 6 Maggio 2013**



CONFINDUSTRIA

Ufficio Distaccato: Viale L. Pasteur, 10 - 00144 Roma

Valutazione generale dei contenuti del DCO 56/2013/R/GAS

E' evidente che la disciplina tariffaria del quarto periodo di regolazione, andandosi a sovrapporre al processo di riforma delle modalità di affidamento del servizio di distribuzione, riveste una rilevanza ancor più significativa in quanto le scelte adottate in questa sede andranno ad incidere in maniera importante sulle modalità con cui le gare di affidamento del servizio potranno essere svolte, ed assegnate, anche in termini di promozione della concorrenza e dello sviluppo efficiente del settore. Siamo convinti che di questo l'AEEG sia pienamente consapevole e, a questo proposito, apprezziamo la previsione di strutturare il processo di consultazione in più fasi così da favorire una condivisione più ampia e più meditata con gli operatori del settore.

Siamo, infatti, parimenti convinti che per dare compiuta attuazione al complicato percorso di riforma delle gare per l'affidamento del servizio, oggi riferite agli ambiti territoriali minimi (ATEM), sia indispensabile strutturare un contesto normativo e regolatorio adeguato che possa facilitare questo radicale processo di transizione fornendo riferimenti certi, stabili, coerenti. In tal senso la scelta fatta dalle Istituzioni di porre quale fondamento della riforma l'aspetto competitivo delle gare, unico esempio nei settori regolati, deve essere coerentemente sostenuta nel percorso di progressiva definizione dei criteri e delle regole che dovranno essere adottate.

Se si è creduto, in maniera così determinata da imporre la cessazione anticipata "ex-lege" delle concessioni, che un maggior grado di concorrenza per l'assegnazione del servizio potesse portare reali benefici al sistema, in termini di riduzione dei costi, di miglioramento dell'efficienza e della qualità del servizio stesso, allora ogni provvedimento dovrà garantire il crearsi di condizioni perché possano effettivamente svilupparsi reali dinamiche competitive, altrimenti di questa riforma resteranno al sistema solo i costi di realizzazione, inevitabili, e non gli attesi benefici.

In questo contesto, sarà fondamentale applicare metodologie di adeguamento tariffario che garantiscano una redditività per il settore tale da essere percepita dagli operatori finanziari come adeguata alle aspettative medie anche degli investitori internazionali, tenendo conto di quello che viene considerato come rischio Paese, per poter 'attrarre' proprio quei capitali finanziari che saranno indispensabili a garantire quella ampia partecipazione alle gare necessaria al conseguimento degli obiettivi che hanno ispirato la riforma.

In tal senso, oltre alla redditività sarà ovviamente fondamentale, come già segnalato, poter offrire garanzie in termini di stabilità, chiarezza e certezza delle regole.

Tenendo ben presente queste fondamentali esigenze, a nostro avviso prioritarie, analizzando il DCO in esame ci sembra che alcuni degli interventi proposti non siano adeguati a fornire la giusta soluzione alle aspettative di sviluppo ed alle necessità del sistema.

Tutti ciò premesso, in ottica costruttiva, sintetizziamo di seguito le nostre principali osservazioni e le nostre proposte relativamente alle tematiche di maggiore rilievo analizzate nella consultazione.

- I. **La remunerazione del capitale investito (WACC):** l'ipotesi proposta nel documento di consultazione, prevedendo una sensibile riduzione del WACC rispetto al valore attuale, sul presupposto che il settore della distribuzione sia tra i meno rischiosi nell'ambito di quelli regolati in Italia, renderebbe questo segmento tra i meno attrattivi. Tale condizione, oltre ad essere a nostro avviso non coerente con l'attuale contesto economico e finanziario, risulterebbe di forte ostacolo all'attività di reperimento di risorse finanziarie di cui tutti gli operatori si dovranno dotare.

Per una verifica di queste nostre valutazioni, e come ulteriore contributo alla determinazione di questo aspetto certamente critico, ASSOGAS ha richiesto all'Università Bocconi di approfondire gli argomenti illustrati nel DCO; proprio in relazione ai risultati dell'analisi accademica sopra citata (in allegato), **riteniamo che una più adeguata valorizzazione delle componenti che concorrono alla determinazione del WACC debba condurre a valori del tasso di remunerazione degli investimenti intorno al 10%.**

- II. **Le politiche incentivanti i nuovi investimenti:** si esprimono forti perplessità sull'ipotesi di adottare un sistema di riconoscimento degli investimenti relativi allo sviluppo che sia radicalmente diverso da quello attuale proprio all'avvio di un periodo, quello delle gare, che sarà ragionevolmente caratterizzato da una notevole intensificazione di questi interventi.

Come affermato anche in precedenti occasioni, il settore della distribuzione può oggi ritenersi tecnologicamente "maturo" e le aziende appaltano lavori e forniture attraverso procedure competitive; i rischi di un trasferimento "improprio" di costi inefficienti al consumatore finale ci sembrano oggettivamente molto limitati.

Peraltro, analoghe perplessità suscita la giustificazione – se da noi correttamente recepita – di una maggiore efficacia nel controllo dei costi introducendo un

meccanismo di verifica 'quantitativa' degli interventi eseguiti dal distributore, meccanismo che rischia invece di essere, a nostro avviso, meno efficace di quello attuale basato sui costi sostenuti come riscontrati da dati di bilancio.

Si propone, pertanto, il mantenimento del sistema attuale.

- III. **L'aggiornamento dei costi operativi:** non si ritiene condivisibile la forte richiesta di ulteriore efficientamento contenuta nella proposta regolatoria che si traduce nell'intenzione di mantenere una previsione di progressiva riduzione dei costi operativi riconosciuti (X-factor) verso una potenziale frontiera efficiente e nell'introduzione di un meccanismo di profit sharing rispetto ad eventuali maggiori recuperi di costi effettivi. Analogamente, esprimiamo notevoli perplessità relativamente alla possibilità che studi puramente accademici, da soli, possano riuscire ad intercettare indicatori di costo rappresentativi di una frontiera efficiente verso cui far tendere, nel medio periodo, i costi degli operatori; ciò stante l'impossibilità di poter basare le proprie analisi su dati reali, completi e dettagliati che possano adeguatamente rappresentare le voci di costo caratteristiche del nuovo contesto organizzativo degli ATEM, sostanzialmente diverso da quello attuale. Più in generale, se è vero che l'AEEG ha più volte definito il settore della distribuzione come un settore ormai 'maturo' non è pienamente comprensibile come si possa pensare che vi siano ancora spazi così significativi per una ulteriore ottimizzazione dei costi operativi, diversamente, peraltro, da quanto previsto negli altri settori regolati e su questa 'discutibile' assunzione fondare alcuni rilevanti aspetti della nuova metodologia tariffaria.

Si propone pertanto:

- **Per la prima fase del prossimo periodo regolatorio, un approccio di sostanziale continuità con l'attuale periodo, giustificata sia dalla mancanza di dati oggettivi relativi ai costi di gestione degli ATEM, sia dalla presumibile permanenza delle gestioni attuali ancora per un periodo rilevante (considerazione valida nel caso di affidamenti "post Letta", ma anche per tutte le altre gestioni il cui processo di nuovo affidamento "per gara" interesserà certamente gran parte del 4° periodo di regolazione);**
- **Un marcata riduzione dell' "X factor", giustificata dal fatto che negli ultimi anni i costi operativi hanno già subito un drastico recupero di efficienza e che tale "trend" non può, a nostro parere, risultare ancora sostenibile dalle aziende in un settore ormai "tecnologicamente maturo",**
- **La predisposizione di raccolte di dati dei costi effettivi non più "per azienda" ma per "località" (o addirittura "per ATEM", via via che questi risultino affidati per**

gara e quindi a gestione unica), in modo da acquisire gli elementi necessari a rivalutare – in un secondo tempo – il percorso disegnato nel DCO a questo punto fondato su dati oggettivi.

IV. Il riconoscimento del delta VIR-RAB: la tematica sarà ampiamente affrontata nel seguito con riferimento agli spunti di riflessione proposti, tuttavia giova, in via preliminare, ribadire che, tenendo conto del fatto che con le gare di ambito e con l'art. 24 del Dlgs. 93/11 il Legislatore ha inteso innovare profondamente il sistema delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione, introducendo molteplici elementi di discontinuità cogenti per gli attuali operatori, è necessario garantire il pieno riconoscimento dei valori di rimborso (VIR), stabiliti in accordo alle concessioni ed alla normativa vigente.

Non si può, inoltre, dimenticare che tali valori sono stati spesso utilizzati come riferimento per la predisposizione dei bilanci delle stesse imprese nonché per la valorizzazione delle transazioni economiche concluse e che, quindi, essi rappresentano, in diversi casi, i valori patrimoniali delle stesse imprese.

Quanto alla problematica relativa alla gestione del differenziale VIR-RAB, per quanto già esposto, vale la pena ribadire che una reale competizione non potrà che ottenersi rendendo gli investimenti necessari per vincere una gara sostenibili economicamente e soprattutto finanziabili. E' per questo motivo che il delta VIR-RAB non potrà che essere, inevitabilmente, riconosciuto in tariffa.

Si propone peraltro:

- **Di iniziare, fin dal primo anno del nuovo periodo, ad approssimare maggiormente – laddove possibile – gli attuali valori della RAB al VIR, riconoscendo ai soggetti che possano disporre di perizie per la valorizzazione dei propri impianti, realizzate prima dell'entrata in vigore della delibera 159/08, di utilizzarle al pari di quanto consentito ai soggetti di cui all'art. 13 della stessa 159/08;**
- **Di 'diluire' al massimo l'effetto di riconoscimento del VIR, assimilando la RAB a tale valore (una volta che sarà stato regolarmente definito ed inserito nei relativi bandi di gara): in questo modo sarà nei fatti possibile ripartire su una base media di 40 – 50 anni il differenziale che la normativa prevede attualmente di "comprimere" nei 12 anni successivi al primo nuovo affidamento;**
- **Di sfruttare a pieno la "gradualità" del processo, trasferendo in tariffa i nuovi valori di VIR solo dopo che la gara di ATEM sarà stata affidata ed il VIR effettivamente versato;**
- **Di valutare – infine – la possibilità di riconoscere la remunerazione del capitale necessario a colmare la differenza fra VIR e RAB solo ai soggetti che**

effettivamente dovranno ~~effettivamente~~ finanziare tale esborso (nuovi gestori “entranti”);

il tutto, come meglio dettagliato nelle risposte ai quesiti che seguono.

- V. **Costi centralizzati: si ribadisce la necessità – a nostro avviso – di riequilibrare i valori attuali, che devono essere nuovamente ‘parametrati’ sulla base di dimensioni aziendali “medie”, come quelle di fatto prefigurate dalla riforma degli ATEM.**

Infatti, se i costi devono essere tarati su dimensioni che le aziende possano porsi come loro “obiettivo” , essi devono necessariamente tenere conto della struttura del mercato, che per il futuro prevede si configurino realtà imprenditoriali caratterizzate, mediamente, da circa 100.000 – 150.000 utenti; questa – sempre secondo la nostra visione – dovrebbe costituire la dimensione di riferimento per la corretta determinazione di tutti i costi “centralizzati” inclusi nel sistema tariffario.

Laddove, poi, alcune realtà aziendali arrivino a gestire un numero di utenti molto maggiore della dimensione media, sarà, coerentemente, necessario riequilibrare il riconoscimento tariffario a tali soggetti tenendo conto delle conseguenti ed ulteriori economie di scala.

Più in generale, a nostro avviso, l'AEEG dovrebbe analizzare e definire i singoli elementi di regolazione tariffaria tenendo presente gli effetti che ne potrebbero derivare sul sistema nel suo complesso e, soprattutto, nella consapevolezza che potranno anche determinarsi degli oneri per il sistema (come per esempio il delta VIR-RAB), ma che questi rappresentano proprio il costo di realizzazione di una riforma così sfidante e sostanziale e che ha comunque l'obiettivo, a regime, di ottimizzare e razionalizzare il sistema.

Per il settore della distribuzione si tratta certamente di un passaggio impegnativo, oneroso per il sistema nel breve, che richiede la massima responsabilità sia da parte degli operatori sia da parte delle Istituzioni, ma tuttavia fondamentale per poter garantire l'effettivo dispiegarsi di quella concorrenza che si è riconosciuta come essenziale per ottenere, a regime, "l'economicità del servizio e l'efficienza degli investimenti, a tutela degli utenti e nella prospettiva di massimizzazione del benessere sociale."

Concludendo queste considerazioni generali, nessuno può dimenticare, quindi, che le Istituzioni hanno già fatto una scelta ben precisa: l'aver puntato tutto sulle gare per riformare il settore della distribuzione impone, a questo punto, scelte regolatorie coerenti al fine di garantire l'effettiva realizzazione della riforma e l'ottenimento dei suoi obiettivi.

Risposta ai quesiti posti in consultazione

S1. Osservazioni sull'ipotesi di durata del periodo regolatorio.

S2. Osservazione sull'ipotesi di attivazione di meccanismi di revisione infra-periodo.

Come esposto in premessa, ASSOGAS ritiene indispensabile che le future gare d'ambito possano svolgersi nel perimetro di un quadro normativo e regolatorio il più possibile certo e stabile: tale condizione è essenziale per assicurare un adeguato processo competitivo garantendo ai concorrenti ed ai soggetti finanziatori regole chiare, possibilmente semplici e soprattutto vevoli per il periodo di durata dei nuovi affidamenti.

In questo scenario l'allungamento della durata del periodo regolatorio diventa un elemento di primaria rilevanza: come già accennato in risposta al DCO 341/2012/R/gas, è nostra forte convinzione che, almeno con riferimento al trattamento degli investimenti e dei contributi, l'orizzonte che meglio possa soddisfare le esigenze degli operatori sia da intendersi su un arco temporale di 10-12 anni, quindi più lungo di quanto prospettato al punto 5.4 del DCO. La conoscenza e la stabilità delle regole su di un orizzonte temporale di tale durata si configura, infatti, come una condizione necessaria per garantire la "bancabilità" dei progetti in vista delle future gare d'ambito.

Con riferimento alle ipotesi di revisioni infra-periodo di alcuni parametri, si concorda con le previsioni proposte, soprattutto per gli elementi maggiormente 'esogeni' al mercato della distribuzione, purché abbiano come finalità il contenimento "dell'incertezza regolatoria". A tale scopo dovranno, comunque, essere noti in anticipo le tempistiche, i parametri presi come riferimento e le relative formule di aggiornamento.

S3. Osservazioni sulle ipotesi di ripartizione dei maggiori recuperi di produttività nel terzo periodo di regolazione.

S4. Osservazioni in tema di riconoscimento dei costi operativi ai fini tariffari.

L'approccio metodologico presentato dall'AEEG per l'individuazione e l'aggiornamento annuale degli elementi tariffari a copertura dei costi operativi sostenuti dalle imprese, si fonda, in estrema sintesi, per quanto ci è dato comprendere, sui seguenti elementi, che si andranno nel seguito a commentare:

- a) Calcolo dei costi operativi riconosciuti (COR) per l'anno di analisi, in base alle tariffe in vigore;
- b) Calcolo dei costi effettivamente sostenuti dalle imprese nell'anno di analisi (COE) in base ai dati comunicati dalle stesse in occasione delle raccolte dati relative all'*unbundling contabile*;
- c) Individuazione della frontiera efficiente dei costi operativi, rispetto ad un certo orizzonte temporale, al fine di tarare i valori futuri dei recuperi di produttività imposti, in termini di *X-factor*.

Con la definizione di tali tre elementi, è possibile individuare le politiche di *profit sharing* e definire l'entità del recupero di produttività da imporre al settore.

In merito ai sopra elencati tre elementi, si riportano di seguito alcune considerazioni:

Per quanto riguarda il punto (a) si osserva come i COR possano essere individuati con una elevata flessibilità di aggregazione territoriale. Considerando che i dati sono definiti dall'AEEG a livello di località tariffaria, è possibile aggregare i dati a livello di futuri ATEM, con o senza, le località di *enclave*, a livello di esercente ed, infine, a livello nazionale.

Il punto (b), invece, comporta una significativa criticità: i *dati unbundling* resi disponibili dagli operatori non forniscono alcun dettaglio territoriale. Ne consegue che i COE possono, al momento, essere analizzati solo a livello di singola azienda, a livello nazionale oppure a livello di *cluster* di aziende, purché tali *cluster* siano individuati attraverso attributi noti delle singole aziende (per esempio: classe dimensionale o densità di utenza). I *dati unbundling* non sono, invece, utilizzabili per definire i costi effettivi *generati* nell'anno di analisi nella singola località e quindi, a maggior ragione, nell'aggregato di gestioni presenti in un certo ATEM.

Relativamente al punto (c) si esprime forte perplessità circa la proposta di demandare l'individuazione del livello obiettivo dei costi nel medio periodo ad uno studio, per quanto qualificato, di tipo tecnico/accademico, come meglio si argomenterà di seguito.

Si consideri inoltre che, come affermato anche dall'AEEG stessa, il calcolo dei nuovi valori di *Tdis/opex* e dell'*X-factor* secondo l'approccio sopra tratteggiato, non può non tenere conto delle ipotesi di perimetro territoriale omogeneo di applicazione dei nuovi valori, così come emergerà dalla scelta delle alternative in consultazione AIR ai punti **T.1**. Ma proprio alcune di tali alternative (ed in particolare la T1.A preferita dalla scrivente, seppur con le precisazioni che seguono) richiederebbero la determinazione dei COE per il 2011 ad un livello di dettaglio (ATEM) per il quale i dati forniti dagli esercenti ex deliberazione 11/07 non possono essere di aiuto. I COE di ciascun ATEM non potrebbero quindi che essere stimati o (i) attraverso una specifica rilevazione a campione presso gli esercenti, mirata all'individuazione dei costi per località, oppure (ii) attraverso analisi parametriche che, per loro natura, risulterebbero approssimate e potenzialmente discordanti rispetto ai costi effettivamente sostenuti dagli esercenti.

E' quindi opinione di ASSOGAS che, l'impossibilità nel determinare a livello di ATEM i COE, renda di fatto inapplicabile l'ipotesi di introdurre sin da subito una logica di *profit sharing*.

Analogamente, si ritiene estremamente difficile, seppur con studi accademici o specialistici ad hoc, individuare oggi indicatori di costo rappresentativi di una frontiera efficiente verso cui far tendere sul medio periodo i costi degli operatori, in un nuovo imminente contesto, quale quello degli ATEM, assai diverso dall'attuale e ancora tutto da sperimentare.

In considerazione delle suddette osservazioni, ASSOGAS propone, sul tema dei costi operativi e del recupero di produttività, un diverso approccio, basato sulla continuità con le logiche ed i valori del precedente periodo regolatorio, in attesa di disporre, tramite le raccolte dati unbundling dei prossimi anni, di dati consuntivi affidabili sui costi operativi effettivi di ciascun ATEM, acquisiti a valle della loro aggiudicazione tramite gara: a quel punto la disponibilità dei dati COE per ATEM consentirà di attivare le logiche di *profit sharing* oggi poste in consultazione, con ragionevole certezza di equità del risultato.

In maggiore dettaglio e sul piano pratico, ASSOGAS si permette di proporre quanto segue:

- 1) Congelare per ciascuna località il valore di $Tdis/opex$ così come deliberato dall'AEEG per l'anno 2013;
- 2) Mantenere per le località di enclave tale valore anche per gli anni a venire, aggiornandolo secondo le regole in vigore proseguendo, quindi, con l'applicazione di un X-factor rivisto annualmente secondo le logiche attuali (valore percentuale in progressiva riduzione). A tal proposito si ritiene comunque necessaria per i prossimi anni una maggiore velocità di riduzione del valore dell'X-factor, con tendenza a zero, in considerazione del fatto che il segmento della distribuzione ha dovuto sopportare già da molti anni l'imposizione di continui recuperi di produttività e che, per tale ragione, ulteriori interventi possono tradursi in una inevitabile prospettiva di drastica riduzione del personale con effetti negativi sui processi aziendali e crisi sociale;
- 3) Definire per ciascun ATEM (come valore di riferimento necessario per consentire agli operatori di costruire i piani economico finanziari con cui partecipare alle gare) un valore di $Tdis/opex$, da applicarsi solo a ATEM aggiudicato, pari al valore ultimo approvato (nella griglia dimensione/densità di utenza) secondo la regolazione attuale, utilizzando la classe dimensionale e la densità specifica dell'ATEM in esame. Fino all'aggiudicazione dell'ATEM le località tariffarie saranno trattate come al punto 2).

Prima di concludere questo punto si ritiene necessario affrontare un ulteriore argomento, anche se specificatamente non citato nel DCO.

Parlando di "costi operativi", non si può infatti trascurare il problema dei costi che le nostre aziende devono sopportare per rispettare gli obblighi oggi imposti in materia di TEE.

Ormai da almeno due anni i soggetti distributori obbligati registrano costanti e sempre più rilevanti "perdite" su questo fronte; tali aziende – che come noto, a causa della propria struttura di business e dei vincoli normativi esistenti, nei fatti possono impegnarsi a soddisfare i suddetti obblighi in larghissima parte ricorrendo ad acquisti di titoli in Borsa – hanno visto costantemente aumentare i propri costi "di approvvigionamento TEE", costi che ormai sono stabilmente inferiori al contributo riconosciuto dall'AEEG in materia.

E' assolutamente fondamentale che l'AEEG stessa affronti il problema (che, stante la conclamata situazione del mercato dei TEE, pare oggettivamente destinata a peggiorare ulteriormente) e ponga in atto soluzioni in grado di riequilibrare il conto economico dei gestori del servizio di distribuzione del gas: a tale scopo, ci rendiamo fin da ora pienamente disponibili a fornire agli uffici dell'Autorità tutti gli elementi necessari a quantificare correttamente il fenomeno.

S5. Osservazioni sulle ipotesi di differenziazione dei corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi di distribuzione, come descritte nell'ipotesi di regolazione T1.

Come anticipato in punti precedenti, ASSOGAS esprime una preferenza per l'opzione **T1.A**, purché si intenda che l'applicazione di un valore di $Tdis/opex$ a livello di ATEM valga solo post aggiudicazione dell'ATEM stesso. Si veda quanto esposto con maggior dettaglio in risposta al quesito **S3**.

S6. Osservazioni in tema di fissazione degli obiettivi di recupero di produttività.

S7. Osservazioni in tema di *profit sharing* di fine periodo.

Come già sopra anticipato, ASSOGAS non condivide metodologicamente la proposta di demandare ad uno studio puramente teorico l'individuazione dei possibili recuperi di produttività da imporre al settore, in quanto, così facendo, si rischia di non intercettare tutte le particolarità che caratterizzano la dinamica dei costi in relazione a differenti gestioni e differenti aree geografiche di esercizio. Come commentato schematicamente in risposta al punto **S3**, ASSOGAS ritiene sia indispensabile 'tarare' gli interventi tariffari avvalendosi del riscontro su dati di costo effettivi, la cui disponibilità sarà garantita dall'aggiornamento del dettaglio informativo con cui verranno richiesti i dati contabili nell'ambito degli obblighi di *unbundling* a valle dell'aggiudicazione di ciascun ATEM. Solo disponendo di una banca dati completa e dettagliata sui costi effettivamente sostenuti dagli operatori all'interno del perimetro territoriale degli ATEM, e comprendente dati afferenti a più anni successivi

all'aggiudicazione, si potranno avviare attività di ricerca e studio finalizzate ad individuare la *frontiera efficiente* di costo a cui tendere: anticipare questa attività, senza poter disporre di un set di dati 'solido', completo e puntualmente dettagliato a livello territoriale, rischia di privarla di quella autorevolezza necessaria a giustificare determinate assunzioni che potrebbero, quindi, apparire come elementi di aleatorietà (se non di arbitrarietà) imposti sulla base di presupposti meramente teorici e "soggettivi", non rappresentativi della realtà operativa delle imprese.

S8. Osservazioni in merito alla definizione dei costi operativi in caso di avviamento

Nulla da segnalare.

S9. Osservazioni in merito alla definizione dei costi operativi per il servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

Nulla da segnalare.

S10. Osservazioni sui criteri di determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzate di impresa.

Si predilige l'opzione **T2.B**. Si ritiene, infatti, che il costo di capitale (o di affitto) delle immobilizzazioni nette centralizzate risenta fortemente delle dimensioni dell'impresa, come ripetutamente sostenuto da ASSOGAS in varie sedi. ASSOGAS, infatti, sostiene convintamente che i costi generati dalle strutture centralizzate delle imprese di distribuzione siano oggettivamente soggetti ad economie di scala (questo vale sia per la componente *tcen/capex*, a copertura dei costi del capitale centralizzato, sia per la componente *tcot*, a copertura degli *opex* di tipo commerciale, per loro natura gestiti da strutture organizzative centralizzate). Non riconoscere l'esistenza delle intrinseche economie di scala che si verificano sulle strutture/funzioni centralizzate, può portare a distorsioni: se, infatti, i valori in euro/pdr/anno fossero tarati sui costi rilevati a consuntivo dalle imprese di maggiore dimensione, si rischierebbe di non garantire la copertura dei costi per le imprese di media dimensione; al contrario, se invece i valori unitari fossero determinati tenendo conto dei costi di aziende di dimensione media, sarebbe concesso agli operatori di grandi dimensioni un indebito riconoscimento tariffario (i costi, del tipo di quelli qui discussi, sostenuti da imprese da un milione di PDR non sono dieci volte maggiori di quelli sostenuti da imprese da cento mila PDR).

Per superare quella che, a detta della scrivente, rappresenta una distorsione presente nell'attuale metodo tariffario, si auspica che i valori di *Tcen/capex* (e, incidentalmente, anche di *tcot*) siano definiti tenendo come riferimento le imprese aventi dimensioni confrontabili con la dimensione dell'ATEM medio (120 mila PDR), prevedendo, al contempo, valori unitari digressivi al crescere della dimensione dell'impresa.

S11. Osservazioni sui criteri di determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni centralizzate relative al servizio di misura.

In merito alle immobilizzazioni centralizzate relative al servizio di misura preme evidenziare quanto segue:

- 1) Il valore della componente tariffaria t(tel), come recentemente quantificata, appare assolutamente insufficiente a remunerare il capitale investito e a coprire i costi operativi ricorrenti, con riferimento al sistema centralizzato di acquisizione dei dati di telelettura, ed in futuro, di telecontrollo (SAC). I nostri associati sono a disposizione per fornire evidenza dell'entità degli investimenti effettuati e dei relativi costi annui di manutenzione, nonché dei costi annui sopportati nel caso di operatori che avessero scelto l'opzione di esternalizzare il servizio a soggetti terzi: da tali evidenze oggettive si può facilmente comprovare l'insufficiente copertura tariffaria offerta dalla componente t(tel). Alcuni nostri associati segnalano, inoltre, che solo con l'ultima raccolta dati tariffari l'AEEG ha richiesto evidenza agli operatori degli investimenti effettuati in sistemi centralizzati di acquisizione dei dati di telelettura, mentre molti di essi hanno già effettuato la maggior parte degli investimenti in anni precedenti (preme infatti evidenziare che l'obbligo di telelettura dei contatori di grosso calibro è attivo sin dal 1 gennaio 2011 e che, quindi, l'investimento informatico degli operatori che hanno tenuto un comportamento conforme alla normativa (secondo la prima stesura della 155/08) è stato effettuato nel 2010). Vi è quindi la preoccupazione che l'AEEG, nel determinare il valore parametrico di t(tel), abbia utilizzato un campione incompleto e incoerente di dati.
- 2) In più occasioni la scrivente Associazione ha segnalato la necessità di provvedere alla copertura dei costi generati dalle schede di trasmissioni dati (le cosiddette SIM) alloggiate sui contatori teleletti in modalità punto-punto (ed in futuro alloggiate sui concentratori). Orbene, più volte l'AEEG ha riscontrato il tema, in documenti ufficiali, sostenendo che l'esigenza di copertura tariffaria sarebbe già soddisfatta, in quanto le SIM rappresentano un "cespite" che, contribuendo alla RAB, trova la sua remunerazione attraverso le relative componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale e di ammortamento. E', quindi, opportuno chiarire che l'Associazione faceva riferimento ad altri tipi di costo, ossia, nello specifico, al costo della trasmissione dati che gli operatori telefonici fatturano mensilmente ai distributori per ciascuna SIM. Attualmente gli operatori telefonici offrono un servizio dati ad un costo di circa 12 euro all'anno per ciascuna SIM (il valore esatto dipende dal numero di SIM e dalla forza contrattuale del singolo distributore). Non c'è alcuna evidenza, alla scrivente, della copertura tariffaria di tale tipo di costo, destinato sistematicamente a

crescere, di mese in mese, a seguito della progressiva installazione degli Smart Meter Gas.

- 3) In merito a quanto esposto al comma 11.5, ovvero al fatto che i concentratori costituiscono immobilizzazioni centralizzate, e alle successive considerazioni di cui all'art. 14, si ribadisce quanto posto all'attenzione dell'Autorità anche in precedenti documenti interassociativi, ovvero che il costo di investimento relativo ai Concentratori Gas t(con)t, deve essere riconosciuto come investimento di località in quanto direttamente associabile e direttamente influenzato dalla orografia della località e dalla tipologia delle modalità/possibilità di installazione presenti sulla località stessa. Si ritiene che inserire i concentratori tra i cespiti centralizzati (oltre ad essere incoerente con il format di consistenza di cui alla deliberazione 532/2012/R/gas), lasciando alle imprese la scelta tra *buy or make*, rischia di portare a valutazioni non rappresentative o addirittura penalizzanti degli investimenti effettuati dai distributori. Pertanto, a nostro avviso, risulterebbe opportuno rimandare le valutazioni ad un momento futuro, quando tale segmento di attività si sarà stabilizzato o, quantomeno, avrà raggiunto una fase di pieno sviluppo. Si precisa, inoltre, che tale criterio deve essere applicato anche agli eventuali altri apparati costituenti il sistema di telelettura/telegestione installati nella località quali, ad esempio, i ripetitori.

S12. Osservazione sui criteri di aggiornamento annuale dei corrispettivi a copertura dei costi di capitale delle immobilizzazioni nette centralizzate e delle immobilizzazioni centralizzate del servizio di misura.

Si concorda con quanto ipotizzato dall'AEEG.

S13. Osservazioni sui criteri di determinazione degli ammortamenti relativi a cespiti centralizzati.

Si concorda con quanto ipotizzato dall'AEEG.

S14. Osservazioni sull'ipotesi di definizione dei criteri per la determinazione del livello del capitale investito di località.

Sull'argomento ci vediamo nella necessità di confermare quanto già affermato nel nostro documento di risposta al precedente DCO 341/12 (risposte agli spunti di discussione S6 ed S15); quindi, cercheremo nel seguito di integrare le nostre osservazioni tenendo conto sia di ulteriori approfondimenti di natura giuridica, sia ovviamente di quanto indicato dall'AEEG nel DCO 56/13.

Come già più volte osservato nei commenti sia al presente DCO, sia a quelli che lo hanno preceduto sullo stesso argomento, uno degli elementi fondamentali da considerare è che la prossima metodologia tariffaria accompagnerà la fase di svolgimento delle gare, attraverso la quale tutti gli affidamenti in corso verranno ad essere nuovamente aggiudicati in base alle

nuove regole fissate dal Legislatore per il sistema della distribuzione del gas ("tutti", perché anche le concessioni scadute e riaggiudicate per gara successivamente all'anno 2000 – peraltro secondo un quadro di riferimento normativo non coincidente con l'attuale, in particolare per quanto riguarda le regole di rimborso a fine concessione –dovranno essere rinnovate nell'ambito delle nuove procedure di ATEM). Non solo, essendo il ricavo tariffario uno dei pilastri su cui si fonderanno i piani economico – finanziari che dovranno essere sviluppati a supporto delle offerte (ed a garanzia dei finanziamenti che consentiranno di presentarle), il nuovo metodo tariffario – come già detto – rimarrà un riferimento imprescindibile anche per i contratti che verranno sottoscritti in esito alle gare stesse.

Questa premessa – valida per tutte le componenti del VRT, ma soprattutto per quelle afferenti il capitale investito di località - deve essere tenuta ben presente soprattutto nel momento in cui si vanno ad analizzare eventuali interventi sui criteri di formazione di quest'ultimo.

Di seguito riprendiamo alcune considerazioni di principio che consideriamo quali "cardini" del nostro ragionamento e che riteniamo sia utile riproporre ancora una volta alla vostra attenzione, anche a costo di apparire in questa sede noiosi:

- le prossime gare costituiscono un innegabile momento di "discontinuità" nel sistema, il momento di passaggio fra il sistema esistente (sostanzialmente regolato dal RD 2578/25) e quello che lo sostituirà (basato sui criteri di cui all'art. 14 del Dlgs. 164/00, così come integrati e modificati nel tempo);
- il gestore "entrante" a seguito della "prima gara" dovrà indennizzare il gestore "uscente" attraverso il pagamento di un indennizzo (VIR) basato sulle "vecchie regole"; il "VIR" diventa così il più concreto elemento di valorizzazione "reale di mercato" degli impianti oggi esistenti;
- la definizione del "VIR" spetta obbligatoriamente all'Amministrazione Comunale ed al concessionario uscente, sulla base delle regole contenute nelle vigenti concessioni. I Comuni possono avvalersi di consulenti esterni per le proprie valutazioni o delegare tale assistenza ad altre realtà (per es. le Stazioni Appaltanti di Ambito), così come eventuali mancanze nei testi concessori possono essere integrate da supporti normativi come quanto contenuto nell'art. 5 del DM 226/11 (cosiddetto "decreto criteri"): tuttavia queste modalità applicative non mutano l'essenza del principio ivi stabilito e cioè, che quanto definito fra concedente e concessionario (purché ovviamente in accordo alla normativa vigente) non possa essere oggetto di sindacato da parte di alcun soggetto terzo rispetto ad essi.

Per assoluta chiarezza precisiamo che con questa affermazione non si vuole in alcun modo limitare la volontà/ possibilità di controlli da parte dell'AEEG sulla correttezza del valore definito per l'indennizzo o del procedimento seguito per determinarlo,

controlli per i quali le aziende dovranno mettere a disposizione tutti gli elementi necessari: si vogliono però esprimere le più ampie perplessità sul fatto che l'AEEG possa intervenire sul suddetto valore, una volta che risulti verificata la sua aderenza ai principi qui sopra richiamati;

- è ben noto che la "RAB", come attualmente definita, risponde ad altre esigenze ed è basata su dati e metodologie di calcolo che nulla hanno in comune con gli accordi concessori vigenti;

In termini ancora più espliciti, la metodologia di costruzione della RAB non è in generale oggi adatta (per molteplici motivi) a rappresentare il reale "valore industriale residuo" degli impianti;

- questa non trascurabile circostanza genererà logicamente differenze fra i due valori, anche in presenza di procedure di definizione dei due importi assolutamente legittime e rigorose (ciascuna secondo le proprie regole e secondo i dati disponibili – si pensi, ad esempio, agli impianti in cui la "ricostruzione del costo storico" non ha potuto giovare di registrazioni contabili tariffariamente ammissibili per parti significative dell'impianto esistente, parti invece perfettamente definibili dal punto di vista della "consistenza impiantistica");
- peraltro, con l'entrata in vigore dell'art. 24 del Dlgs. 93/2011, il Legislatore ha inteso vincolare il valore "di uscita" delle nuove concessioni che saranno aggiudicate a seguito delle gare d'ambito al valore della "RAB a scadenza" dei 12 anni di affidamento;
- da quanto precede deriva la conseguenza, riconosciuta all'interno dello stesso art. 24 appena citato, che, in occasione delle "prime gare", cioè le prossime, il "sistema" (ed in particolare "il sistema tariffario") debba farsi carico di questa discontinuità, riconoscendo nei primi 12 anni di affidamento un "supplemento" che rimborsi al gestore la differenza fra la "VIR" pagata in ingresso e la "RAB" che costituisce la "base di partenza" per il calcolo dell'indennizzo spettante alla scadenza.

Ed a nostro parere non potrebbe essere altrimenti, poiché:

- come più volte affermato nelle nuove gare sarà fondamentale il ricorso alla leva finanziaria per garantire il passaggio di proprietà delle reti e degli impianti esistenti, oltre che per sostenere gli investimenti di ammodernamento, di potenziamento e sviluppo delle infrastrutture necessari;
- tutti i capitali che le Aziende dovranno reperire avranno la necessità di una adeguata remunerazione per consentire la sostenibilità dei piani economico – finanziari di offerta;

- quanto riconosciuto al “gestore uscente” deve pertanto essere del tutto equiparato alle altre voci di investimento;
- in presenza di uno scostamento “VIR/ RAB”, tale scostamento non deve solo essere integralmente riconosciuto, ma anche integralmente remunerato in maniera ed in misura assolutamente identica a tutti gli altri investimenti che il gestore entrante dovrà sostenere in conseguenza dell'aggiudicazione (RAB dell'uscente, nuovi investimenti impiantistici, ecc.).

Per concludere il ragionamento: il riconoscimento integrale della VIR definita fra comune e concessionario uscente costituisce uno degli elementi indispensabili perché le gare si possano effettivamente svolgere in un contesto che garantisca una effettiva possibilità competitiva.

Ripercorsi rapidamente gli elementi per noi cardine, che ci spingono a ribadire la posizione già espressa in precedenza, ci permettiamo di suggerire alcune ipotesi che possano rispondere almeno in parte ai numerosi punti di attenzione segnalati dall'AEEG nel DCO 56/13, con l'obiettivo di individuare possibili strumenti che, nel rispetto dei vincoli sopra citati, concorrano a rendere più contenuto l'impatto della riforma sul VRT e, quindi, sul livello tariffario trasferito all'utenza finale.

In questa ottica, ci sembra utile segnalare due aspetti:

- l'opportunità di favorire ed assecondare la gradualità di adeguamento dei valori tariffari;
- alcuni accorgimenti per il contenimento del valore da trasferire a tariffa.

Per quanto riguarda la “gradualità”, innanzitutto ci permettiamo di riproporre l'ipotesi di rideterminazione della RAB attuale per quei soggetti che, all'entrata in vigore della delibera 159/08, potevano disporre di perizie di valutazione dei propri impianti, perizie che avessero già trovato riscontro nei loro bilanci.

Come già evidenziato nel nostro precedente documento (All. lettera Prot. 205/12 dell'8 ottobre 2012, pagine 4 e 5) a cui si rimanda integralmente, questo permetterebbe – oltre che sanare una (almeno per noi) evidente disparità di trattamento rispetto ad altri soggetti ai quali l'attuale metodo tariffario ha consentito l'uso di perizie ai fini tariffari – di iniziare a meglio approssimare il valore del VIR rispetto a quanto oggi si possa desumere dalla RAB definita sulla base dei meri dati storici contabili e, di conseguenza, di ridurre la forbice.

Sempre a nostro avviso, questa operazione di “allineamento” del sistema e prima approssimazione al valore del VIR andrebbe messa in campo ed attuata fin da subito, con

un immediato ricalcolo della RAB di "inizio periodo" ma senza effetti "retroattivi"; ripetiamo che, con la richiesta di prendere in considerazione perizie "ante 159/08", la nostra Associazione intende semplicemente riproporre una (per noi doverosa) operazione di equità in vista delle gare, senza favorire alcun comportamento "opportunistico".

Una seconda considerazione, più generale, è che l'esigenza di adeguamento tariffario a quanto previsto dal nuovo quadro di riferimento per le gare sarà certamente progressiva nel tempo.

Gli importi dei VIR si andranno, infatti, a definire via via che le procedure di individuazione delle Stazioni Appaltanti e di definizione dei bandi procederanno nei vari ATEM, o che singoli Comuni attiveranno di loro spontanea volontà le necessarie valutazioni; il procedimento sarà in ogni caso lungo ed interesserà quanto meno il prossimo periodo regolatorio.

Per sfruttare questa caratteristica del processo ai fini di una maggiore gradualità dell'adeguamento tariffario, si propone, pertanto, di prevedere un sistema che consenta di ridefinire, di anno in anno, i valori del capitale investito di località sulla base del completamento – o meno – dell'iter di gara in ciascun ATEM: fin tanto che la gara non è ufficialmente bandita (o addirittura "aggiudicata"), il valore della RAB resterà definito – nelle varie località – in continuità rispetto a quanto accade oggi (salvo auspicabilmente il primo anno, per quanto pocanzi ipotizzato in tema di perizie per i soggetti che potranno dimostrare di rispondere alle caratteristiche ivi evidenziate). Una volta che la gara sarà stata aggiudicata, la RAB e, di conseguenza, il VRT dovranno essere adeguati tenendo conto dei valori di VIR effettivamente riconosciuti.

Qualora questo procedimento potesse trovare l'approvazione dell'AEEG riteniamo che l'effetto combinato di:

- un primo parziale adeguamento dei valori di RAB dei soggetti che dispongano di perizie "ante 159/08",
- un processo di allineamento dei valori del capitale investito di località certamente molto diluito nel tempo che sarà necessario allo svolgimento delle procedure di gara,
- Il mantenimento di un sistema di tariffe obbligatorie per macro aree con conseguente sistema di perequazione; anche se il tema della struttura delle tariffe obbligatorie e delle tariffe di riferimento sarà oggetto (punto 1.6) di una successiva consultazione, riteniamo utile già ora segnalare che il dispositivo delle tariffe obbligatorie, instaurato con la RTDG, seppure con un macchinoso meccanismo di perequazione a carico dei distributori, ha apportato un significativo livello di semplificazione in capo ai venditori. Viceversa, un eventuale passaggio a 177 tariffe

di ambito potrebbe riproporre, proprio per i venditori, una notevole complicazione amministrativa, renderebbe certamente più accettabile per l'utenza questa necessità di sistema, (peraltro – lo ripetiamo – a nostro avviso indispensabile per consentire all'utenza stessa di poter godere dei benefici indotti da una maggiore competitività nell'affidamento del servizio).

Per quanto riguarda, invece, il contenimento dell'effetto tariffario, riteniamo che:

- Un risultato positivo potrebbe sicuramente essere ottenuto ridefinendo la "RAB" in base al valore effettivo della "VIR", come sopra proposto.

Questa ipotesi (chiamiamola "ipotesi 1"), peraltro considerata dalla stessa AEEG all'interno del DCO 56/13, consentirebbe – oltre che di prendere definitivamente atto del "valore di mercato" dei beni impiantistici oggetto di indennizzo – di annullare automaticamente il "Delta VIR/ RAB" e di diluire di fatto su una durata media di 40/ 50 anni quel differenziale che, attualmente, l'art. 24 del Dlgs. 93/11 comprime in soli 12 anni.

A fronte del beneficio per il sistema tariffario di riconoscere il differenziale in un tempo molto più lungo di quanto oggi ipotizzato, al gestore entrante sarebbe, comunque, assicurato il recupero di quanto versato entro il periodo di durata della prima gara (in parte in tariffa, in parte come riconoscimento da ottenere, alla scadenza, dal successivo gestore); il tutto senza alcuna necessità di modifica dell'attuale quadro normativo di livello primario;

- In secondo luogo, a nostro avviso, si potrebbe prendere in considerazione il fatto che, se da una parte la remunerazione integrale a "WACC pieno" del capitale investito nel "Delta RAB/ VIR" risulta indispensabile per i soggetti che devono effettivamente coprire questo esborso, tale esigenza appare certamente meno giustificata per coloro che – a seguito della gara – ottengono in pratica la riconferma delle loro concessioni.

Si potrebbe, pertanto, riconoscere integralmente in tariffa l'ammortamento del "Delta RAB/VIR" per tutti i gestori, ma limitare la remunerazione del relativo capitale solamente per le località che cambiano titolare del servizio, riconoscendo, quindi, tale componente solamente ai soggetti che devono effettivamente procurarsi (attraverso capitale proprio o capitale di debito) le risorse necessarie all'indennizzo del gestore uscente ('ipotesi 2').

Nel caso in cui l'AEEG ritenesse perseguibile la strada dell'equiparazione della RAB al VIR qui sopra proposta, il presente suggerimento manterrebbe la propria validità.

A tutti i gestori verrebbe riconosciuto l'ammortamento corrispondente al valore della "nuova RAB" (uguale al VIR riconosciuto), mentre per quanto riguarda la componente "remunerazione del capitale" essa sarebbe:

- o integrale nel caso di località che – a seguito della gara – sarà stata trasferita ad altro gestore,
- o commisurata al solo importo della "RAB precedente" nel caso di località già precedentemente gestite dal vincitore della gara di ambito.

Mentre ribadiamo ancora una volta la piena legittimità di ogni controllo che l'AEEG intendesse effettuare sulla correttezza dei processi di determinazione dei VIR nel rispetto dei contratti e della normativa di settore, confermiamo, con altrettanta trasparenza, la nostra convinta contrarietà a qualsiasi procedura che preveda, invece, una qualche "discrezionalità" da parte dell'AEEG nel definire, magari attraverso strumenti "in deroga" rispetto ai contenuti delle vigenti concessioni, l'ammissibilità al riconoscimento tariffario di "parte" del VIR che risultasse correttamente e legittimamente definito, in applicazione dei contratti vigenti, fra le Parti competenti (comune e concessionaria); l'ipotesi non ci sembra praticabile per le ragioni seguenti:

- Se il VIR è stato definito in aderenza ad un procedimento legittimo e rispettoso di normativa primaria e testi contrattuali, esso non può essere in alcun modo contestato: quindi, il "gestore entrante" deve obbligatoriamente versare l'indennizzo dovuto;
- Se – come più volte ripetuto – quanto effettivamente pagato non trova riscontro nel VRD di località, la possibilità di svolgere una gara economicamente e finanziariamente sostenibile viene vanificata alla radice e lo scopo finale della riforma "Letta" (concorrenza nella gara) sarà nei fatti del tutto annullato.

La competizione "aperta" si regge sulla sostenibilità e finanziabilità degli investimenti da sopportare per vincere la gara; il "Delta RAB/VIR" fa parte di questi gravami e la sua riconoscibilità in tariffa è purtroppo un inevitabile "onere di sistema", che il sistema stesso dovrà sopportare per evolversi, con ciò ponendo – a nostro avviso – le premesse per poter più che bilanciare tale onere con i vantaggi derivati dalla competizione stessa, purché di vera competizione si tratti!

S15. Osservazioni sulle ipotesi di valutazione dei nuovi investimenti.

Anche per questo argomento, la scrivente Associazione ritiene necessario – pur alla luce del DCO 56/13 - confermare integralmente la propria valutazione negativa rispetto alla proposta dell'AEEG, richiamando quanto già comunicato in precedenti occasioni e nuovamente sottolineando – in particolare – la criticità di un sistema di aggiornamento degli investimenti

riconoscibili a tariffa profondamente innovativo rispetto al passato. Si tratta di un cambiamento radicale proprio alla vigilia di una stagione di gare in cui l'intensità degli interventi sulle reti esistenti dovrà necessariamente subire una forte accelerazione.

Prendendo poi ulteriore spunto dal DCO 56/11, francamente non si riesce a comprendere come, in un'ottica di maggior controllo a beneficio dell'utenza, possa risultare più efficace un sistema basato sulla dichiarazione da parte del gestore delle quantità fisiche oggetto di intervento (a nostro avviso certamente non facile da controllare), rispetto al sistema ormai ampiamente collaudato del riscontro con i dati di bilancio di quanto effettivamente speso.

Ciò detto, appare conseguente la nostra preferenza per la soluzione T3.0 (opzione nulla) prospettata dall'AEEG; in subordine, ed in coerenza con la nostra convinzione generale che le principali innovazioni introdotte dalla nuova metodologia non debbano comunque impattare sulle convenzioni aggiudicate successivamente all'entrata in vigore del Dlgs. 164/00, riteniamo non si possa che prendere in considerazione l'ipotesi T3.A (mantenimento del sistema "a piedi lista" per le concessioni affidate dopo il 2000 e sistema misto "standard – consuntivo" per le nuove concessioni di ambito).

S16. Osservazioni relative ai parametri per la determinazione del WACC.

Come già anticipato in premessa, la nostra Associazione ha inteso verificare le proprie valutazioni attraverso lo svolgimento di uno studio da parte dell'Università Bocconi sui vari aspetti "tecnici" descritti nel DCO.

Alleghiamo questo contributo al presente documento, nell'auspicio che quanto in esso contenuto possa essere di aiuto per una determinazione del WACC meno penalizzante per il sistema (con tutte le conseguenze del caso, soprattutto alla vigilia delle gare!) di quanto attualmente ipotizzato nel DCO che, ripetiamo, non possiamo in larghissima parte condividere.

Sempre sul punto confermiamo le forti perplessità già espresse in risposta al DCO 341/2012/R/gas sull'ipotesi di unificazione dei coefficienti β delle attività di distribuzione e misura: i profondi cambiamenti in essere nel settore della misura che accompagnano e accompagneranno i distributori nei prossimi anni (l'ingente mole di investimenti in misuratori elettronici che andrà a sovrapporsi alle gare d'ambito), giustificano il mantenimento del differenziale del β tra le due attività.

S17. Osservazione sull'ipotesi di aggiornamento del tasso di remunerazione per i servizi di distribuzione e misura.

Si concorda con quanto proposto secondo le indicazioni riportate al punto S2.

S18. Osservazioni relative alle misure a compensazione del lag regolatorio.

Con riferimento a quanto riportato al punto 16.47 del DCO, evidenziamo che nell'ultimo biennio l'incremento dei PdR è stato in molti casi nullo o addirittura si è registrato un decremento. Ciò è dovuto sia alla crisi economica in atto (chiusura di PdR funzionali alla fornitura di attività produttive, crisi del settore edile) sia al raggiungimento di una sorta di 'maturità' del settore per cui, salvo nicchie quali località in avviamento o turistiche, non esistono più significative zone di espansione. Si ritiene quindi opportuno prevedere quale compensazione del "lag regolatorio" il riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari ad almeno l'1% (uno per cento).

S19. Osservazioni sull'ipotesi di revisione delle vite utili.

Pur condividendo, in linea di principio, l'esigenza di prevedere vite utili maggiormente corrispondenti alla reale durata dei cespiti, non si concorda con quanto proposto: infatti la tabella 1 del DM 226/11 fa riferimento alle vite utili valide per la definizione del valore di rimborso degli impianti secondo le previsioni del TU 2578/1925 che sarà efficace esclusivamente fino alla prima gara d'ambito, per essere poi successivamente abbandonato.

Inoltre, e soprattutto, tra le vite utili validi ai fini tariffari e quelle per la valorizzazione degli impianti è sempre esistito un *differenziale* che trova la sua giustificazione proprio alla luce delle diverse finalità. La scrivente Associazione ritiene che le vite utili approvate con la delibera 159/08 costituiscano il corretto punto di equilibrio tra la rappresentazione della durata degli impianti secondo le proprietà fisiche degli stessi e la necessità di non deprimere in maniera eccessiva i flussi di cassa ottenibili attraverso gli ammortamenti.

Inoltre, è utile ricordare che eventuali modifiche delle vite utili hanno incidenza anche sulla determinazione degli ammortamenti in campo civilistico e fiscale, con le relative conseguenze.

Infine, la modifica delle vite utili ai fini regolatori richiederebbe comunque un intervento anche sul DM Criteri, per evitare anomalie nella valutazione di impianti (ai fini del rimborso da determinare per le future gare) che potrebbero avere, è il caso, per esempio, di un impianto realizzato nel 2014, una vita utile (art. 5 c. 10 DM 226/11, nei soli casi di applicazione dell'art. stesso) più breve di quella utilizzata a fini tariffari.

S20. Osservazioni sulle ipotesi di revisione del trattamento dei contributi pubblici e privati.

Rispetto alle ipotesi presentate si ritiene che l'ipotesi T4.A rappresenti la soluzione migliore per perseguire gli obiettivi posti in consultazione: consente, infatti, di riconoscere una

remunerazione del capitale investito e della relativa quota di ammortamento già "netti" del valore del contributo.

Se questa riteniamo essere la soluzione migliore per il futuro, confermiamo che valutazioni adeguate andranno effettuate per raccordare la vigente normativa (che riconosce, accanto a contributi degradati – anche se solo parzialmente - quote di ammortamento calcolate sul valore "lordo" del bene) al nuovo auspicato sistema, in modo da valutare la congruità della remunerazione tariffaria complessivamente riconosciuta rispetto all'intera vita utile dei cespiti che avessero beneficiato nel passato di rilevanti interventi di finanziamento esterni all'Azienda.

La scrivente Associazione vuole comunque confermare quanto già segnalato in risposta al DCO 341/2012/R/gas, con particolare riferimento alla propria contrarietà rispetto all'ipotesi di portare parte dei contributi in diminuzione dei costi operativi.

S21. Osservazioni sull'ipotesi di non prevedere specifici istituti per favorire l'aggregazione delle imprese distributrici con meno di 50.000 clienti.

Si concorda con quanto indicato in proposito nel DCO. Evidenziamo comunque che, più che un sistema di incentivi/penalità, saranno le future gare d'ambito a "guidare" i processi di aggregazione tra i vari operatori.

S22. Osservazioni sulle ipotesi per la definizione di misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare.

La tematica presenta significative problematiche. In linea di principio si concorda con quanto ipotizzato nel DCO (lasciare l'iniziativa in mano al futuro gestore d'ambito); nei fatti, tuttavia, dovrà essere lasciata la decisione definitiva ai concessionari "uscenti", in forza dell'affidamento ricevuto. Tra l'altro riteniamo utile segnalare che in molti casi dovrà comunque esserci un'approvazione formale dell'Ente Concedente (molti contratti contengono clausole di gradimento a favore dei Comuni); infine si ricorda che molti dei contratti "post Letta" prevedono significativi canoni a favore degli Enti Locali (quote percentuali importanti del VRT) che sicuramente potrebbero condurre ad uno scarso interesse da parte del Gestore d'ambito.

S23. Osservazioni sulle ipotesi di estensione delle misure volte a favorire l'accorpamento di ambiti minimi territoriali che servano oltre 100.000 punti di riconsegna.

ASSOGAS, come ampiamente noto, ha sempre sollevato forti perplessità nei confronti della previsione di ottenere benefici in relazione ad un incremento della dimensione degli ambiti. Anzi, maggiore è la dimensione dell'ambito, minore sarà (si veda il caso della gara di Roma) la contendibilità dello stesso. Pertanto si ritiene assolutamente non condivisibile l'ipotesi di una modifica di quanto disposto dalla delibera 407/12, in quanto non è sicuramente

dall'onere una tantum che può dipendere il successo o meno della procedura di gara: anzi, al contrario, a nostro avviso, dimensione più grande significa meno concorrenza e quindi meno benefici al cliente finale.

Ausplicando che le osservazioni qui formulate possano rappresentare per l'Autorità un contributo interessante ed utile e dichiarandoci come sempre a completa disposizione per fornire ogni eventuale ulteriore chiarimento, porgiamo cordiali saluti.

ASSOGAS
Associazione Nazionale Industriali
Privati Gas e Servizi Energetici

Allegato: Relazione Bocconi WACC